StatoilHydro

RESERVOARSTYRINGSPLAN FOR GULLFAKS HOVEDFELT OG SATELLITTER 2007 - Årlig statusrapport

GF RESU-HF-07 00122

StatoilHydro

Tittel:
RESERVOARSTYRINGSPLAN FOR GULLFAKS HOVEDFELT OG SATELLITTER 2007 - Årlig statusrapport

Dokumentnr.:	Team site:	
GF RESU-HF-07 00122	**Norway Gullfaks Field Reservoir Development Plan 2007**	

Gradering:	Distribusjon:
Internal	**Fritt i StatoilHydrokonsernet ASA**
Utløpsdato: **2009-12-31**	Status **Final**

Utgivelsesdato:	Rev. dato.:	Rev. nr.:
2007-10-31	**2007-11-19**	**1**

Forfatter(e)/Kilde(r):

OWE GF PTC. Se første side under hvert enkelt kapittel for utarbeidelse og godkjennelse av kapittelet.

Omhandler (fagområde/emneord):

Gullfaks feltstatus, aktivitetsrapport, reservoarbeskrivelse, reservoarstyring, produksjonsstyring, bore- og brønnaktivitet, årlig/langtids produksjonsplan, gassdisponering, økt oljeutvinning, installasjoner, forretningsplaner og miljøhensyn.

Merknader:

Rapporten er skrevet i perioden før og etter etableringen av StatoilHydro. Underskrifter og distribusjon reflekterer ansvarsforhold i ny organisasjon.

Trer i kraft:	Oppdatering:
2007-11-19	**Etter tilbakemelding i brev fra OD 9/11 2007.**
Ansvarlig for utgivelse: **Reidar Helland, OWE GF PTC**	Myndighet til å godkjenne fravik: **Arild Haugland, OWE GF**

Fagansvarlig (organisasjonsenhet):	Fagansvarlig (navn):	Dato/Signatur:
OWE GF PTC A	**Linn Arnesen**	19/11-07 Linn Arnesen
OWE GF PTC B	for **Anne Mette Irgens**	19/11-07 Petter Eltvik
OWE GF PTC C	**Geir Håskjold**	19/11-07 Geir Håskjold
OWE GF PTC SAT	**Per-Åge Pedersen**	16/11-07 Per-Åge Pedersen
Utarbeidet (orginasjonsenhet): **OWE GF PTC**	Utarbeidet (navn): **Reidar Helland**	Dato/Signatur: 19/11-07 Reidar Helland
Anbefalt (organisasjonsenhet): **RBD RP BG GF**	Anbefalt (navn): **Carl Frederik Eek-Jensen**	Dato/Signatur: 19/11-07 C.F. Eek-Jensen
Godkjent (organisasjonsenhet): **RBD RP BG**	Godkjent (navn): **Astrid Sørensen**	Dato/Signatur: 16/11-07
OWE GF	**Arild Haugland**	19.11.07,

INNHOLDSFORTEGNELSE

Kapittel	Tittel
1	**Innledning**
1.1	Gullfaksområdet og produksjonslisenser
1.2	Målsetninger
1.3	Liste over forkortelser i RSP-07
2	**Sammendrag og aktivitetsrapport**
2.1	Gullfaks feltstatus
2.2	Aktivitetsrapport
2.3	Sammendrag av RSP-07
2.4	Informasjon i RSP-07 i henhold til OD's krav til myndighetsrapportering
2.5	Referanser
3	**Reservoarbeskrivelse**
3.1	Innledning
3.2	Resultat nye brønner Gullfaks hovedfelt
3.3	Seismiske data, tolkning og kartverk
3.4	Reservoarbeskrivelse
3.5	Geologiske modeller
3.6	Resultat nye brønner Gullfaks satellittfelt
3.7	Seismisk tolkning og kartverk
3.8	Reservoarbeskrivelse
3.9	Geologiske modeller
3.10	Referanser, figurer og tabeller
4	**Reservoarstyring**
4.1	Innledning
4.2	Reservoarstyring Gullfaks hovedfelt
4.3	Reservoarstyring på Gullfaks satellittfelt
4.4	Simuleringsmodeller
4.5	Sporstoffinjeksjon på Gullfaks
4.6	Referanser, figurer og tabeller
4.7	Fløммingskart
5	**Produksjonsstyring**
5.1	Innledning
5.2	Datainnsamling
5.3	Brønntesting og allokering
5.4	Produksjonsstyring Gullfaks hovedfelt
5.5	Produksjonsstyring Gullfaks satellitfelt

6 Bore- og brønnaktivitetshistorikk og planer
6.1 Innledning
6.2 Gullfaks hovedfelt
6.3 Gullfaks satellittfelt
6.4 Brønnhistorie Gullfaksområdet

7 Årlig og langtids produksjonsplan
7.1 Innledning
7.2 Forventningsprofiler
7.3 Metodikk og forutsetninger
7.4 Usikkerhetsberegninger
7.5 Produksjonsbegrensninger
7.6 Referanser
7.7 Figurer
7.8 Tabeller

8 Ressurser og reserver
8.1 Innledning
8.2 Tilstedeværende ressurser
8.3 Reserver
8.4 Ressursregnskap
8.5 Prospekter i Gullfaksområdet
8.6 Beregningsmetodikk for tilstedeværende ressurser og reserver
8.7 Figurer og tabeller
8.8 Referanser

9 Økt olje- og gassutvinning
9.1 Innledning
9.2 Utvinningsambisjon for Gullfaks hovedfelt
9.3 Status Gullfaks hovedfelt
9.4 Utvinningsambisjon for Gullfaks satellitter
9.5 Status Gullfaks satellitter
9.6 ØOU-teknologi på Gullfaksområdet
9.7 Referanser

10 Gassdisponering
10.1 Innledning
10.2 Gassdisponering
10.3 Rammebetingelser for gassdisponeringen
10.4 Plan for gassdisponering/gassregnskap
10.5 Referanser
10.6 Figurer

11 Installasjoner og prosesskapasiteter
11.1 Prosesskapasiteter
11.2 Gasskapasiteter
11.3 Rørledningskapasiteter
11.4 Plattforminstallasjoner
11.5 Generelt
11.6 Driftseffektivisering
11.7 Vedlikeholdsplaner
11.8 Prosessdiagram og feltskisser

12 Forretningsplaner
12.1 Innfasing og avslutning av forekomster
12.2 Utdrag av Gullfaks langtidsplan 2007

13 Miljøhensyn
13.1 Innledning
13.2 Gullfaks strategi
13.3 H_2S-prognoser

DISTRIBUSJONSLISTE

Enhet	Navn	Antall
Oljedirektoratet	Marit Arnesen	2 + elektronisk kopi
Petoro	Gunn Jane Håland	2 + elektronisk kopi
OWE/LED	Arne Sigve Nylund	1
OWE GF	Arild J. Haugland	1
OWE GF PTC	Reidar Helland	1
OWE GF PTC A	Linn Arnesen	13
OWE GF PTC B	Anne-Mette Irgens	20
OWE GF PTC C	Geir Håskjold	12
OWE GF PTC SAT	Per-Åge Pedersen	20
RBD RPBG GF	Carl Frederik Eek-Jensen	12
D&W DBG GPD	Trond Justad	10 + Elektronisk kopi
OWE GF OPS	Knut Henrik Dalland	1 + Elektronisk kopi
OWE GF OPS	Helge Rørnes	1 + Elektronisk kopi
OWE GF OPS	Leslie Fjeld	1 + Elektronisk kopi
GF/PGA	Plattformsjef	1 + Elektronisk kopi
GF/PGB	Plattformsjef	1 + Elektronisk kopi
GF/PGC	Plattformsjef	1 + Elektronisk kopi
GF A/B/C	Produksjonsleder	3 + Elektronisk kopi
GF A/B/C	Brønnleder	3 + Elektronisk kopi
GF HR	Tor Ragnar Pedersen	Elektronisk kopi
TNE SST	Øystein Håland	Elektronisk kopi
TNE SST RGG	Arnd Wilhelms	1 + Elektronisk kopi
TNE SST REST	Gro Aksnes	7 + Elektronisk kopi
TNE SST PT	Karl Johnny Hersvik	1 + Elektronisk kopi
TNE SST DT	Uno Holm Rognli	1 + Elektronisk kopi
TNE SST WT	Anders Opedal	1 + Elektronisk kopi
TNE SST OPG	Bjørg Aalstad	1 + Elektronisk kopi
OWE OS	Ståle Tungesvik	Elektronisk kopi
OWE SF	Lars Petter Lundahl	Elektronisk kopi
OWE SN	Bente Aleksandersen	Elektronisk kopi
Teknisk dokumentsenter		1
OWE GF PTC A	Randi Strand	11
Sum		130

INNHOLDSFORTEGNELSE

1.1 Gullfaksområdet og produksjonslisenser 2

1.2 Målsetninger 3

1.3 Faglige forkortelser i RSP-07 7

Utarbeidet: P. Digranes for Petter Eltvik

Godkjent: R. Helland

1.1 Gullfaksområdet og produksjonslisenser

Gullfaksområdet med felt, funn og prospekter er vist på Figur 1.1.1. Området omfatter ni produksjonslisenser. Den røde linjen på figuren deler området i to: Gullfaks hovedfelt (GF HF) og Gullfaks satellittfelt (GF SAT). Gullfaks Satellitter omfatter feltene Gullfaks Sør, Rimfaks, Gullveig, Skinfaks og Gulltopp. Gimlefeltet, som produseres med brønner fra GFC, er skilt ut som et egen område og omfattes ikke av RSP-07.

Produksjonslisensen 050, blokk 34/10, ble tildelt selskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum i juni 1978. Deler av blokken ble tilbakelevert i 1986. Sommeren 1995 ble produksjonslisens 050B, som er en del av det tilbakeleverte området, tildelt de samme selskapene. Produksjonslisens 037B, deler av blokk 33/12, ble tildelt de samme selskapene i 1998. Produksjonslisens 050C, som omfatter sørlig del av 34/10 og nordlig del av 30/1, ble tildelt de samme selskapene i 1999. PL037E, PL152 og PL277 fikk samme eierstruktur som de andre lisensene i 2005 i forbindelse med Skinfaks/Rimfaks IOR PUD. I løpet av 2006 er deler av blokk 29/3 (PL277B) tildelt med de samme eierandelene. Høsten 2006 søkte lisensen om et tilleggsareal helt syd i blokk 34/10, dette ble tildelt tidlig i 2007 (PL050D) Bakgrunnen for søknaden var 6 prospekter som er identifisert i tre strukturer (Rav Alpha, -Beta og –Gamma). De ni nevnte lisensene oppfattes vanligvis som en lisens, heretter kalt «lisensen».

I forbindelse med kjøpet av Saga Petroleum i 1999 overtok Statoil (SØA) Sagas andeler i lisensen. 1. januar 2001 overtok Statoil (SØA) 43 % av SDØE's andel i lisensen, og Petoro overtok de resterende 30 %. Statoil og Hydro fusjonert pr. 1. oktober 2007, og eierandelen til det nye selskapet StatoilHydro er 70 %.

Tabell 1.1.1: Eierandelene i lisensen

StatoilHydro	70 %
Petoro	30 %

StatoilHydro er operatør. PL050/050B/050C/050D/037B/037E/152/277/277B har inntil henholdsvis 2016/2016/2016/2010/2016/2016/2025/2011/2008 rett til å utvinne petroleums-forekomster innenfor lisensenes område. I noen av lisensavtalene er det opsjoner for å forlenge lisensperioden. Figur 1.1.1 gir en oversikt over Gullfaksområdets utstrekning, samt ressurspotensialet i lisensen.

Gullfaksfeltet ble funnet med letebrønn 34/10-1 i 1978. Feltet ble satt i drift i desember 1986, ved produksjon fra havbunnsbrønner til Gullfaks A-plattformen (GFA). Gullfaks B (GFB) startet produksjon i februar 1988 og Gullfaks C (GFC) i januar 1990. Gullfaks Satellitter ble kartlagt ved i alt 12 letebrønner fra 1979 til 2002.

Utviklingsmessig er Gullfaksfeltet som helhet i en tidlig senfase der 93 % av basisreservene på hovedfeltet og 60,5 % av basisreservene på satellittene er produsert pr. 30. juni 2007.

Utvikling av GF SAT startet i 1998 med Fase 1, som omfatter produksjon av olje- og kondensatreserver med reinjeksjon av gass inn mot Gullfaks A-plattformen, og fortsatte i 2001 med Fase 2, som omfatter produksjon og eksport av gassreserver og assosierte væskemengder fra Gullfaks Sør Brent inn mot Gullfaks C-plattformen. Fra 2003 rapporteres utviklingen av satellittene fortrinnsvis uten henvisning til de nevnte fasene.

I 1994 ble Tordisfeltet satt i drift mot GFC. Vigdisfeltet (lagring og lasting) ble knyttet opp mot Gullfaks A i januar 1997. Visundfeltet (lagring og lasting) ble knyttet opp mot GFA sommeren 1998 og kom i produksjon mai 1999.

PUD for utvikling av Skinfaks og Rimfaks IOR (SRI) ble godkjent av myndighetene tidlig i 2005. Prosjektet omfatter en ny bunnramme med en satellitt. Disse er knyttet opp mot L- og M-rammen og videre mot GFC. Det er totalt boret 5 brønner i løpet av 2007; av disse er de tre Rimfaksbrønner og to Skinfaksbrønner.

I løpet av 2007 har det vært en prosess med beregning av arealavgift basert på nye retningslinjer fra myndighetene; en ønsker å stimulere operatører til å frigi arealer hvor det ikke er aktivitet. Dette gjøres ved at olje- og gassfeltene får fritak for arealavgift (i motsetning til tidligere) mens øvrig lisensbelagt område må betale arealavgift. Unntak kan gjøres for områder med tilfredsstillende aktivitet, som for eksempel Valemonområdet, som ikke blir belastet med arealavgift selv om feltet ennå ikke er i drift eller vedtatt utbygget. Omriss eller AFEX, for de enkelte feltene, er vist i fig. 1.1.2.

1.2 Målsetninger

De overordnede mål for operatøren StatoilHydro og medeier Petoro i Gullfakslisensen er:

- Høyest mulig lønnsomhet for eierne
- Høy ressursutnyttelse
- Trygge og langsiktige arbeidsplasser
- Virksomheten skal gjennomføres uten skader på personell, miljø og anlegg.

Dette dokumentet beskriver retningslinjene og planene for videre reservoarutvikling på Gullfaksfeltet, og er med det et nøkkeldokument for hvordan den overordnede målsettingen skal ivaretas.

Reservoarstyringsplanen 2007 (RSP-07) gir en antatt optimal eller forventet plan for videre utvikling, dokumentert ved retningslinjer for reservoarutvikling og reservoarstyring, samt en langtids brønnplan og derav følgende produksjonsprognoser (forventningsverdier). På samme tid blir også andre utviklingsmuligheter diskutert og usikkerheter visualisert, som:

- Usikkerhetsberegninger i ressurs- og reserveanslag, inkludert listing av prospekter
- Vurdering av alternative metoder og teknologier for økt oljeutvinning (ØOU)
- Høye og lave tilfeller av produksjonsprognoser
- Påpeking av eventuelle mulige fremtidige begrensninger i prosesskapasitet.

Reservoarstyringsplanen fungerer også som et oppslagsverk, slik at hvert kapittel til en viss grad skal stå på egne ben. Enkelte momenter er derfor nevnt flere steder i rapporten, i den grad det er hensiktsmessig for å gi en helhetlig fremstilling i det enkelte kapittel.

Målsetningen med dokumentet er å:

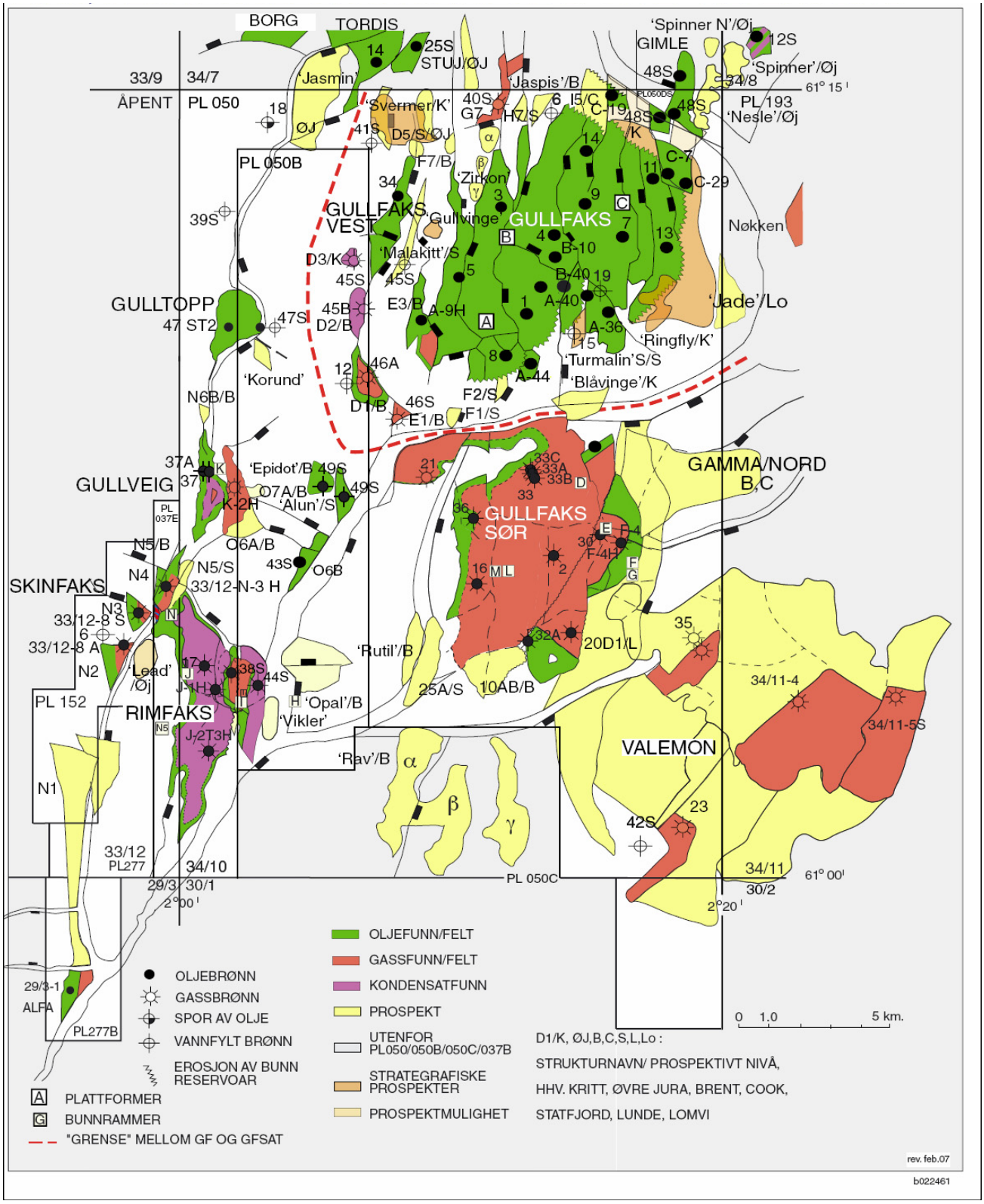
- Sammenfatte og synliggjøre status for feltutviklingen, samt planer for fremtidig utvikling av reservoarene
- Være en felles oppdatert kilde til kunnskap om feltene og reservoarutviklingen, og derigjennom bidra til erfaringsoverføring
- Forenkle dokumentstruktur gjennom å slå sammen flere rapporter i ett paraplydokument.
- Tilfredsstille OD's krav til Årlig statusrapport for Gullfaks.

Målgruppen er:

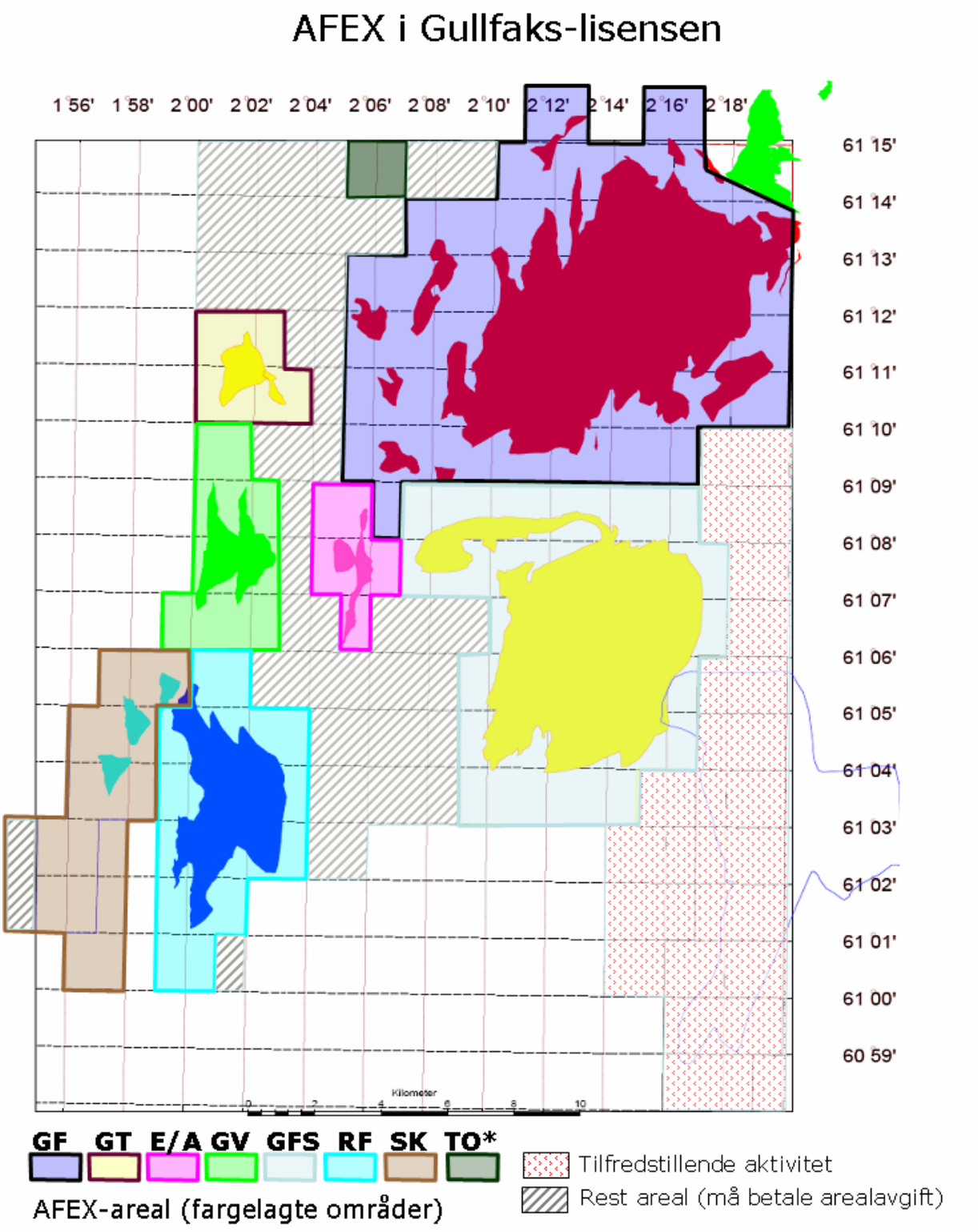
- Relevant personell hos våre partnere og myndigheter
- Administrasjon og fagpersonell på alle trinn i StatoilHydro.

Reservoarstyringsplanen tar opp i seg følgende dokumenter som blir oppdatert regelmessig (ref. Statoil krav og prosedyrer i «Exploration and Reservoir Explotation Requirements», AR001):

- Plan for økt utvinning
- Langtids brønnplan
- Årlig bore- og brønnarbeidsplan
- Langtids produksjonsplan
- Årlig produksjonsplan
- Justering av tilstedeværende ressurser og reserver (ved behov)
- «Årlig Statusrapport til OD/OED» som blir gitt som bakgrunn for produksjonssøknaden.



Figur 1.1.1: Felt, funn og prospekter i PL050/050B/50C/050DS/PL037B/037E/152/277/277B



Figur 1.1.2: Omriss for de ulike feltene i Gullfakslisensen. Det betales avgift for skravert areal.

1.3 Faglige forkortelser i RSP-07

Forkortelse	Forklaring
3D-seismikk	Tredimensjonal seismikk
4D-seismikk	Firedimensjonal seismikk
4C-seismikk	Firekomponent seismikk (havbunnsseismikk)
AI	Akustisk impedans
AMEOR	Aerobic Microbial Enhanced Oil Recovery
ASR	Akseptabel sandrate
AVO	Amplitude Versus Offset
BEF	Brønneffektivitet
BGI	Blandbar gassinjeksjon
BHA	Bottom Hole Assembly
B. Kritt	Bunn Kritt
BOV	Beslutning om videreføring
Brentgr.	Brentgruppen
BSV	Brønnsikkerhetsventil
CHDT	Cased Hole Dynamic Tester
Cook	Cookformasjonen
CT	Coil Tubing
DBR	Daglig borerapport
DHI	Direkte hydrokarbon indikatorer
DHSV	Down Hole Safety Valve (samme som BSV)
DIACS	Downhole Instrumentation and Control System
DPO	Detaljert Produksjonsoptimalisering
DSS	Dynamic Surveillance System
FAPS	Dataverktøy for forkastningsanalyse
FFM	Flerfasemåler
Fm.	Formasjon
FS	Forbedret sveip
FVN	Fritt vannivå
Gr.	Gruppe
G	Giga (10^9)
GAP	Gullfaks Ambisjonsprosjekt
GOF/GOR	Gass/olje forhold
GOK	Gass/olje kontakt
GP	Gruspakke
GF 2030	Gullfaks mot 2030
Gullfaks HF/GF HF	Gullfaks hovedfelt
Gullfaks SAT/GF SAT	Gullfaks satellittfelt
GFA, GFB, GFC	Gullfaks A-, B-, C-plattformene
GFV	Gullfaks Vest
GOD	Gullfaks Oil Drive
GV	Gullveigfeltet
GVK	Gass/vann kontakt
HKPV	Hydrokarbon porevolum
HMS	Helse, Miljø og Sikkerhet
HOST	Hinge Over Subsea Template
HP/LP	High pressure/low pressure
H_2S, CO_2	Hydrogensulfid, karbondioksid
IFE	Institutt for Energiteknikk, Kjeller
IOR	Increased Oil Recovery
IVFS	Indirect Vertical Fracture Stimulation
KPI	Prestasjonsindikator

Forkortelse	Forklaring
LOT	Leak Off Test
LTP/LRP	Langtidsplan
LWI	Light Well Intervention
MBAL	Dataverktøy for volumberegning av olje- og gassfelt
MDT	Multipple Downhole Tester
MEPO	Dataverktøy for assistering av historietilpassning av simuleringsmodeller
MLT	Multi lateral brønn
MSR	Maksimum sandfri rate
m SVD MHN	Meter sant vertikalt dyp fra midlere havnivå
m MD	Meter målt dyp
M	Millioner (10^6)
MiS	Måltavle i Statoil
MNOK	Millioner norske kroner
MPD	Managed pressure drilling
MTonn	Millioner tonn
N/B eller N/G	Netto til brutto forhold
NMVOC	Non Metan Volatile Organic Components
OBS	Ocean Bottom Seismic
O.E.	Oljeekivalenter
OVSP	Offset VSP
ONT	Olje ned til
OOT	Olje opp til
OP	Oljeproduksjon
OR	Oljerate
OVK	Olje/vann kontakt
PI	Produktivitetsindeks
PLT	Production Logging Tool
PMPP	Planlagt maksimum produksjonspotensial
POG	Produksjon Optimaliseringsgruppe
PSDM	Pre Stack Depth Migration
PUD	Plan for utbygging og drift
PUF	Produksjonsutnyttelsesfaktor
RF	Rimfaksfeltet
RFT	Repeat Formation Tester
RK	Ressurskategori
Rm^3/sd	Reservoar kubikkmeter pr. strømningsdøgn
RMS	Reservoir Modelling System
RNB	Revidert Nasjonalbudsjett
RSP-07/RSP-05	Reservoarstyringsplan for Gullfaks, utgitt okt. 2007/okt. 2005
RST	Reservoir Saturation Tool
SDØE	Statens Direkte Økonomiske Engasjement
Sm^3/sd	Standard kubikkmeter pr. strømningsdøgn
SFT	Statens forurensningstilsyn
SMPP	Strukturell (opplevd) maksimum produksjonspotensial
SRI	Skinfaks Rimfaks
Statfjordfm.	Statfjordformasjonen
STOOIP	Standard tank oil original in place (tilstedeværende ressurser)
SVT	Sann vertikal tykkelse
SØA	Statoils Økonomiske Andel
T. Brent	Topp Brent
TD	Totalt dyp
TFO	Tildeling i forhåndsdefinerte områder
TK	Trykk-kommunikasjon

Forkortelse	Forklaring
TRO	Target Remaining Oil
TTD&C	Through Tubing Drilling & Completion
TTRD-brønn	Through Tubing Rotary Drilling-brønn
VAG/Wag	Vann- alternerende gassinjeksjon
VI VSP	Vertical incident VSP
VI/GI	Vanninjeksjon/gassinjeksjon
VK	Vannkutt
VOC	Volatile Organic Components
VOT	Vann opp til
VP	Vestlig Provins
VSP	Vertical Seismic Profile
WAVSP	Walkaway VSP
ØOU	Økt oljeutvinning
ÅS-06/ÅS-07	Årlig statusrapport for Gullfaks, utgitt oktober 2006/oktober 2007

2 Sammendrag og aktivitetsrapport 2

2.1 Gullfaks feltstatus 2
2.1.1 Produksjon og utvinning 2
2.1.2 Operasjoner 4
2.1.3 Produksjonstillatelse for 2007 5

2.2 Aktivitetsrapport 7
2.2.1 G&G aktiviteter 7
2.2.2 RES/PRO/B&B/Drift aktiviteter 8

2.3 Sammendrag 9
2.3.1 Reservoarbeskrivelsee 9
2.3.2 Reservoarstyring 10
2.3.3 Produksjonsstyring 11
2.3.4 Bore- og brønnaktivitet 12
2.3.5 Årlig og langtids produksjonsplan 13
2.3.6 Ressurser og reserver 14
2.3.7 Økt olje- og gassutvinning 15
2.3.8 Gassdisponering 16
2.3.9 Installasjoner og prosesskapasiteter 17
2.3.10 Forretningsplaner 17
2.3.11 Miljøhensyn 18

2.4 Informasjon i RSP-07 i forhold til innholdsfortegnelsen i veiledning til årlig statusrapport 19

2.5 Referanser 26

2 Sammendrag og aktivitetsrapport

Reservoarstyringsplanen for Gullfaks hovedfelt og satellittfelt (RSP-07) utgjør også Årlige statusrapport for Gullfaksområdet i 2007 (ÅS-07). Dette bygger videre på det rapporterings-systemet beskrevet i Årlig statusrapport i 2006 (ref. 1) hvor det vil bli utarbeidet en omfattende RSP annet hvert år. Til neste år er planen kun å utarbeide en Årlig statusrapport.

I brev fra Oljedirektoratet (OD) 1.9.2007 (ref. 2) presiseres at det er viktig at operatørene følger innholdsfortegnelsen i veiledningen til Årlig statusrapport. I kapittel 2.4 er det derfor en tabell hvor det for hvert underkapittel i veiledningen henvises til relevante kapitler i RSP-07.

Gullfaksområdet omfatter reservoarstyring av over 50 uavhengige trykksystemer med stor kompleksitet og usikkerhet. Hovedelementene av reservoarstyringen er samlet i kapitlene 3-13 med vekt på endringer de siste to årene siden RSP-05 (ref. 3), på status pr høsten 2007 og på videre fokus på god ressursutnyttelse. Et sammendraget kan nødvendigvis ikke ta med alle problemstillingene knyttet til reservoarstyringen av hvert av feltene, og en full forståelse krever at man setter seg inn i de ulike kapitlene av årets RSP-07.

Kapittel 2 omfatter Gullfaks feltstatus i forhold til produksjon, utvinning og operasjoner. Avvik i forhold til produksjonstillatelsen for Gullfaks (ref. 4 og 5) beskrives. Kapittelet omfatter også en aktivitetsrapport som inneholder det viktigste arbeidet siden sist rapportering (ref 3) innen fagfeltene Geologi og Geofysikk (G&G), reservoarteknologi (RES), produksjonsstyring (PRO), Boring og Brønn (B&B) og drift av anleggene.

2.1 Gullfaks feltstatus

Gullfaks feltstatus oppsummeringer gjeldende hovedstrategi for reservoarstyring av feltene med fokus på produksjon- og reservoaroppførsel siste året. Videre er det med noen nøkkeltall knyttet til drift, regularitet, kapasiteter, miljø/utslipp og utvikling i kostnader og inntekter.

I brev til Olje- og energidepartementet 13. september ble det varslet om reduksjon av produksjonsvolum for Gullfaksområdet i 2007, og denne og andre vesentlige endringer i forhold til tidligere prognoser (RNB) og forutsetninger oppsummeres. Status i forhold til særskilt produksjonstillatelse for gass (ref. 5) gies også.

2.1.1 Produksjon og utvinning

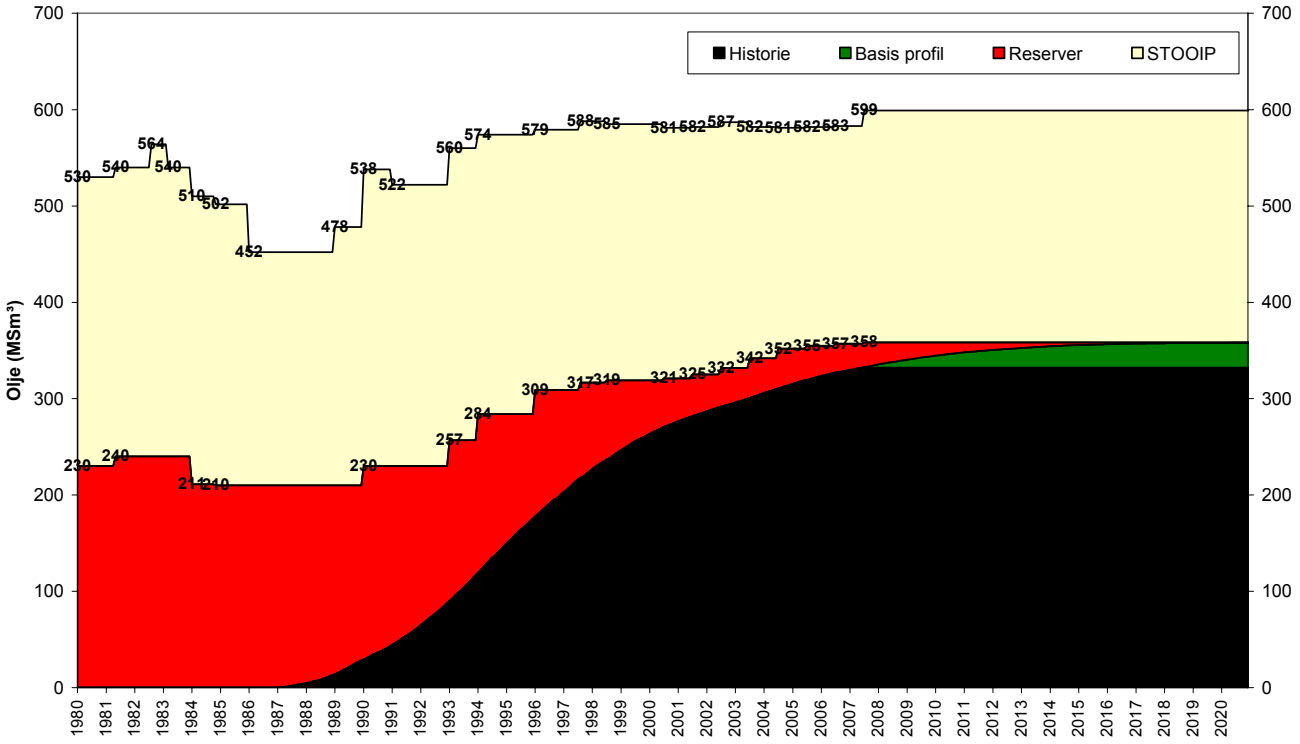
Produksjonen fra Gullfaks lisensen har vært nedadgående siden toppåret 1994 da det ble produsert i overkant av 90 000 Sm^3/d. Oppstarten av GF SAT i oktober 1998 bremset nedgangen i produksjonsprofilet fra lisensen, men total oljeproduksjonsprofil for lisensen viste

fortsatt en nedadgående trend. Etter oppstart av GF SAT var oljeraten stabil rundt 60 000 Sm^3/sd i omtrent ett år. Oljeraten flatet ut i perioden 2001-2004 på 35 000 Sm^3/d, men viser igjen en nedadgående trend fra 2005. Pr. november 2007 er oljeraten rundt 25 000 Sm^3/d.

Gullfaks hovedfelt

Hovedstrategien for utvinning på Gullfaks hovedfelt er vanninjeksjon hvor produsert reservoarvolum erstattes. Denne strategien har gitt gode resultater som illustrert ved ressurs- og reserveutviklingen vist i Figur 2.1.1.

I årets RSP-07 er estimatene justert ytterligere opp til 599 MSm^3 for STOOIP og 358,4 MSm^3 for reserver. Hovedårsakene til oppjusteringen av STOOIP er Cook-formasjonen og for reserver er det innfasing av nye boremål i Brent på boreplanen.

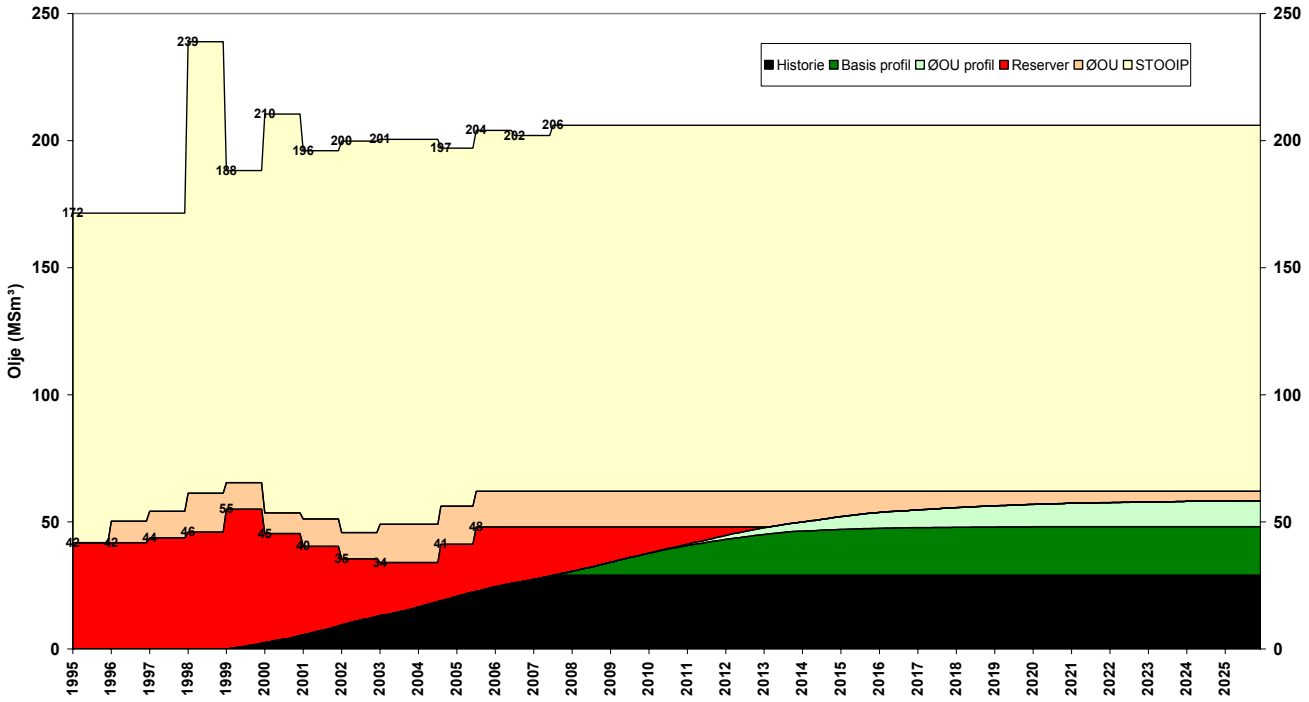


Figur 2.1.1. Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks hovedfelt

De siste årene er andelen vann som produseres sammen med oljen sterkt økende, og det gir utfordringer i forhold til å styre trykkforholdene i undergrunnen for å øke utvinningsgraden.

Gullfaks satellitter

For Gullfaks satellittfelt er hovedstrategien for utvinning gassinjeksjon. Unntakene er Gullveig og Skinfaks som støttes av det omkringliggende vannbasseng. Utviklingen av basis ressurs- og reserver for GF SAT over tid har ikke vært like gunstig som for hovedfeltet (Figur 2.1.2). I RSP-07 er reserveanslaget justert opp med 0,2 MSm^3 til 48,1 MSm^3. Hovedårsaken til oppjusteringen er at Alunfeltet er lagt inn på boreplanen for 2008.



Figur 2.1.2 Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks satellittfelt

2.1.2 Operasjoner

Faktiske operasjonelle kostnader i 2006 (Tabell 2.2.1) viser ingen vesentlige avvik mellom budsjett og faktiske kostnader/inntekter.

Tabell 2.1.1: Avvik mellom budsjett og faktiske kostnader/inntekter for 2006

	2006		
	Budsjett	**Faktisk**	**Prosentavvik**
Opex	2 916,7	2 856,2	2,1 %
Capex	3 888,4	4 020,7	-3,4 %
Tariffinntekter	369,9	369,3	0,2 %

Tallene for 2007 i tabell 2.2.2 viser vesentlig avvik mellom budsjett og prognose for investeringskostnader. Avviket skyldes i stor grad aktivitetsforskyvning fra 2006 til 2007 i tillegg til økt kostnadsestimat på bore- og kompletteringsdelen på SRI-prosjektet.

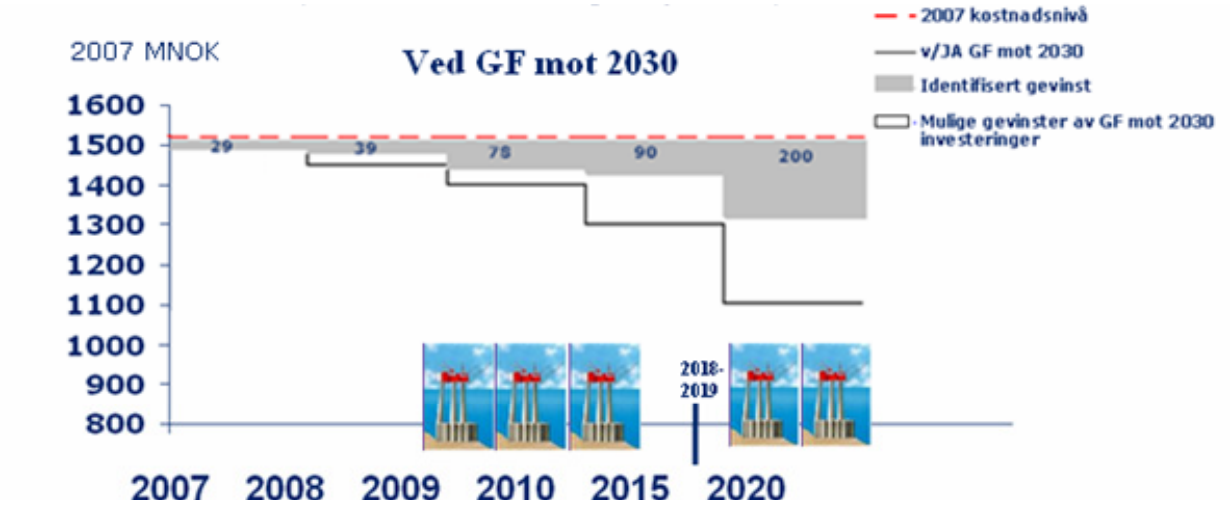
Tabell 2.1.2: Avvik mellom budsjett og prognose for 2007

	2007		
	Budsjett	**Faktisk (prognose)**	**Prosentavvik**
Opex	3 111,6	3 215,3	-3,3 %
Capex	2 693,3	3 100,5	-15,1 %
Tariffinntekter	529,0	553,0	-4,5 %

Figur 2.1.3 antyder hvordan vi ser for oss utviklingen i basis drifts- og vedlikeholdskostnader under forutsetning av at Gullfaks mot 2030-prosjektet gjennomføres (ref. 7). De viktigste bidragsyterne til reduserte basis drifts- og vedlikeholdskostnader antas å være:

- redusert behov for vedlikehold av separatorer og tilhørende hjelpesystem som følge av innføring av kompaktteknologi
- mindre vedlikehold på vannrensingsanleggene
- robustgjøring – bedre material/kvalitet

I tillegg kan ny teknologi for turbiner gi reduserte miljøavgifter



Figur 2.1.3 Ambisjonstrapp for D&V basis kostnader på Gullfaks

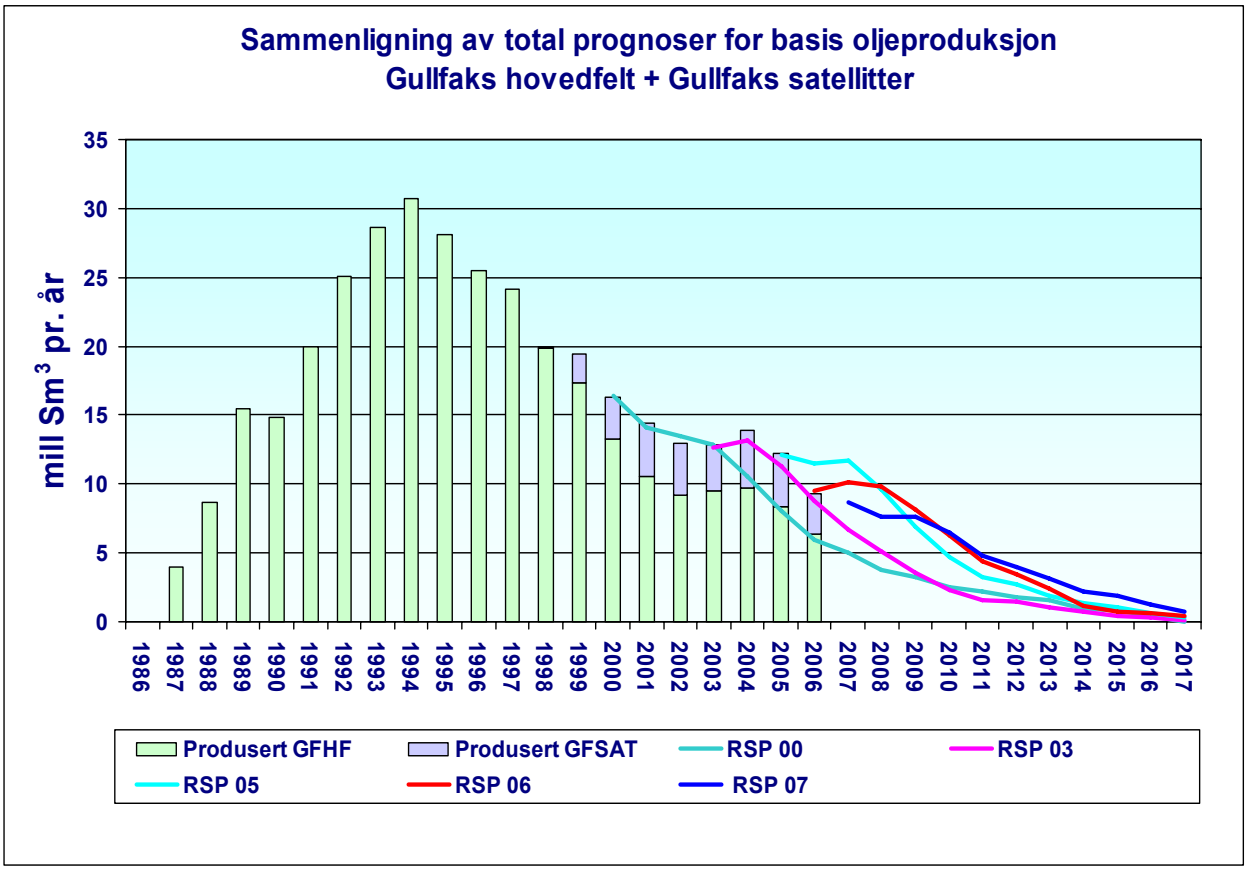
2.1.3 Produksjonstillatelse for 2007

I brev til OED datert 13. september (ref. 6) ble det varslet om reduksjon av produksjonsvolum for olje/kondensat fra Gullfaks i 2007. Det er også en reduksjon for 2008, og Tabell 2.1.3 viser hvordan det fordeler seg på Gullfaks hovedfelt og satellittfelt for de to årene.

Tabell 2.1.3 Endringer i prognose for oljeproduksjon ift. fjorårets rapportering (Ref. 1)

	2007			2008		
Alle tall i mill. Sm^3	**GF HF**	**GF SAT**	**TOTAL**	**GF HF**	**GF SAT**	**TOTAL**
Oljeprog, RNB-07	6,44	3,68	**10,12**	5,87	3,90	**9,77**
Oljeprog, RNB-08	5,46	3,18	**8,64**	4,55	3,05	**7,60**
Endring fra RNB-07 til RNB-08	-0,98	-0,50	**-1,48**	1,32	-0,85	**-2,17**

Reduksjonen i forhold til fjoråret prognose skyldes i alt vesentlige manglende resultater fra boring av nye brønner. For GF SAT veier utsettelsen av Gulltopp-brønnen tungt. For GF HF er det naturlige fallet i produksjon 15-20% pr år. I 2006 ble det boret svært få nye brønner, og i løpet av året falt oljeproduksjonen med 24 % i forhold til produksjonen i 2005.



Figur 2.1.4: RSP-07 prognose for Gullfaks hovedfelt og satellitter sammenlignet med tidligere prognoser.

Årets prognose innebærer at oljeproduksjonen fra Gullfaks området i 2007 vil bli 8 % lavere enn produksjonen i 2006 - 9,44 MSm^3 i 2006 til årets 8,64 MSm^3 (Figur 2.1.1). Fra 2007 til 2008 prognoseres et videre fall på 12 % - 7,60 Sm^3 i 2008 mot 8,64 Sm^3 i 2007.

I fjorårets innmelding (ref. 2) var prognosert med en økning av produksjonen i 2007 og 2008, blant annet som følge av at det var boring på alle tre plattformene pluss at SRI-prosjektet ble bygget ut med produksjonsboring fra en flyter. Nedjusteringene for de nærmeste to årene kompenseres ved at produksjon forskyves noe ut i tid, og for de totale utvinnbare reserver er det en liten oppgang, blant annet som følge av et funn på Alun planlegges å bores til neste år med en brønn fra GFA.

Produksjonstillatelsen for gass går fra 2006 til 2009, og status er at det leveres i henhold til denne tillatelse som beskrevet i kapittel 10.

2.2 Aktivitetsrapport

Aktivitetsrapporten omfatter studier og pågående arbeid for å produsere feltene effektivt, for å øke utvinning av olje og gass over levetiden og for å effektivisere driften siden fjorårets rapportering (ref. 1).

2.2.1 G&G aktiviteter

Kartverk: I forbindelse med bygging av ny fullfelts geomodell for Brent Gruppen på Gullfaks HF er det foretatt en total rekartlegging på hovedfeltet siden høsten 2005, og nye strukturelle dybdekart foreligger i kapittel 3.3. Rekartlegging av Gullfaks Sør Statfjord pågår, mens rekartlegging av Gullfaks Sør Brent er ferdig (kap.3.8).

Seismiske data: En 4D simultan AVO-inversjon, samt resultater fra 3D og 4D bergartsfysisk inversjon, gir et viktig bidrag til datagrunnlaget på Gullfaks.

Nordvestlige deler av 4D innsamlingen (ST0504) på Gullfaks HF er pre stack dybdemigrert i parallell med den Q-marine undersøkelsen ST0404 fra Visund. Begge kubene er prosessert sammen i et multiasimut datasett (ST03MZ06), som i dag utgjør hovedgrunnlaget for tolkningsarbeidet som pågår på Gimlefeltet.

ST9607 ble høsten 2006 reprosessert (tidsmigrert) og dekker området Valemon/Kvitebjørn og Gullfaks Sør. Høsten 2006 ble den seismiske datakvaliteten til denne nye kuben vurdert i forhold til datasettet ST99M06. Resultatet er at ST99M06 fortsatt er det foretrukne datasettet for tolkning på Gullfaks Sør.

Studier: Våren 2007 ble det besluttet å utarbeide et felles biostratigrafisk rammeverk for hele Gullfaksområdet. Studien omfatter 18 brønner og skal dekke stratigrafien fra Shetland til og med topp Statfjord. Studien forventes ferdig 1. halvår 2008.

For Statfjord og Lunde i Gullfaksområdet ble det våren 2007 utført en forstudie for å se på mulighetene for å etablere et biostratigrafisk rammeverk basert på megasporer. Denne studien baserer seg på 6 brønner og resultatene var så lovende at det ble besluttet å utvide studien med 30 nye brønner fra hele Gullfaksområdet. Studien forventes ferdig 1. halvår 2008.

Megasporestudien er viktig input til at arbeid som er satt i gang med formål å lage en felles forenklet sonering for Statfjordformasjonen i hele Gullfaksområdet.

Det har blitt bygget en ny geomodell for Skinfaks Sør. Denne dekker N1 segmentet på Skinfaks og sør til letebrønn 29/3-1 i blokk 29/3. Modellen har blitt oppskalert til simuleringsmodell. Ny geologisk modell for Gullfaks Sør Brent ble påbegynt våren 2007. Denne ventes ferdig sent i 2008, og vil være grunnlaget for en ny reservoarsimuleringsmodell som planlegges ferdig våren 2009. Det vurderes også om det skal bygges ny geologisk modell for Rimfaks, med påfølgende simuleringsmodell. Dette arbeidet blir ikke satt i gang før alle brønner i forbindelse med Rimfaks IOR er ferdigstilt (november 2007).

2.2.2 RES/PRO/B&B/Drift aktiviteter

Innen RES/PRO/Operasjoner har det siste året vært stor fokus på å utrede langsiktige forbedringsprosjekter samlet i Gullfaks mot 2030-prosjektet (GF2030) som beskrevet i kapittel 10 og i Gullfaks Long Range Plan (ref.6). De viktigste områdene som innbefatter vurderinger av usikkerhet i undergrunnen er:

- Robustgjøring av plattformanleggene for lengre levetid
- Modifikasjon/utskifting av boreanleggene
- Implementering av lavtrykksproduksjon
- Tiltak for å redusere driftskostnadene (for eks. bruk av kompaktteknologi).

Gullfaks mot 2030-prosjektet vil beskrive et veivalg for videre drift. Beslutning om Videreføring (BoV) er planlagt til mars 2008, mens Beslutning om Gjennomføring er i 2009.

I 2006 ble det også etablert et «Gullfaks Ambisjons-Prosjekt» (GAP) for undergrunnsarbeid på GF HF som en del av konsernets sentrale ØOU-initiativ. Dette prosjektet er beskrevet i kapittel 9.3 og arbeider med å optimalisere vann- og gassfløммingen for GF HF. Prosjektet har en planlagt varighet ut 2008 og fokusområdene er:

a) Evaluere loggedata (åpent hull og foret hull) for å bedre kunne bestemme restoljemetning. Evaluering av kurver for relativ permeabilitet.
b) Arbeid med simuleringsmodellene for Gullfaks hovedfelt (nye modeller for Cook- og Statfjordformasjonene, eksisterende modell for Brentgruppen)
c) Studier av polymer- og surfaktantfløмming
d) Studere metoder for divergering av vann.
e) Evaluere de siste års VAG (vann-alternerende-gass)-fløмming. Evaluere VAG-potensialet for GFB.
f) Simulere CO_2-fløмming med E300-modellen.
g) Støtte til GF2030-prosjektet, i forbindelse med potensialet for oppgradering av boreanleggene, samt forskjellige scenarier for videre drift av Gullfaks B-plattformen.

For Gullfaks Satellittområdet arbeides det for å øke både olje- og gassutvinningen. Tilgang til flyterigg er den viktigste enkelt-innsatsfaktor. For satellittutviklingen, inkludert leteaktiviteten, var det en viktig milepæl at lisensen besluttet å inngå en 4-års avtale med Odfjell om bruk av Deep Sea Atlantic, som er under bygging. Forventet levering er våren 2009.

Som beskrevet i kapittel 3, 4 og 9 har det siste året vært prioritert petroleumsteknisk arbeid mot følgende områder:

a) Alun/Epidot, modellbygging og utvinningsstudier.
b) Gullveig Statfjord, reservoarstudie og K-ramme «portefølge»-studie.
c) Gullveig Brent, IOR-studier inklusive studier av lavtrykksproduksjon.
d) Vestlig Provins områdemodell, oppdatert historietilpassing og nye prediksjoner.
e) Rimfaks Statfjord, studier av IOR-tiltak samt optimalisering av gassnedblåsingsfasen.
f) Gullfaks Sør Statfjord, modellarbeid (ikke ferdigstilt i skrivende stund).

g) Økt gassinjeksjonskapasitet i GFA M35-modulen.

Utover dette har det vært arbeidet mye med å vurdere tiltak for å øke GF Sør Brent-utvinningen.

Reservoarsimuleringsmodeller brukes i noe utstrekning, og det har vært en omfattende innsats for å forbedre modellverktøyet på GF HF og GF SAT siden RSP-05 (ref. 1). Det har vært gjort arbeid på 12 full-feltsmodeller for de ulike feltene, som beskrevet i kapittel 4.4.

2.3 Sammendrag

I det følgende er gitt et sammendrag av hvert enkelt kapittel i RSP-07. Det henvises til de enkelte kapitler for en fullstendig beskrivelse.

2.3.1 Reservoarbeskrivelsee

Reservoarbeskrivelsen i kapittel 3 viser at det er et stort spenn i egenskaper i de ulike formasjoner og felt i undergrunnen. Generelt kan det likevel sies at hovedtrekkene i reservoarsoneringen samsvarer for feltene i hele blokk 34/10. Dette er illustrert i Tabell 2.3.1 som viser en oversikt over væskesystemene i de forskjellige feltene.

Det er stort overlagringsdyp for Gullfaks Sør Brent og til dels Rimfaksfeltet, som fører til betydelig reduksjon i reservoarparametre (porøsitet, permeabilitet) i forhold til Gullfaksfeltet. Gullfaks Sør har også sterk segmentering og forseglende forkastninger som gir opphav til kompliserte væskekontakt- og strømningsforhold, og som fører til lavere utvinningsfaktor fra dette feltet.

Siden oktober 2006 er det boret 10 brønner på Gullfaks hovedfelt (GF HF), hvorav fem brønner er boret som produsenter til Ness/Øvre Brent (A-6 B, A-24 B, A-38 A, B-4 B, B17 AT2 og B-26 AY2). B-4 B produserte imidlertid kun et døgn og har siden vært stengt på grunn av defekt BSV. To vanninjektorer er boret, (B-20 A) til Cookformasjonen på hovedfeltet og C-51 T2 som ble boret fra en ny slisse til Brent på Gimle. Brønnen testet også en vannfylt øvre Jura sand i dette området.

Det siste årene har det vært fokus på å bore prospekter i Gullfaksområdet. Dette har vist seg å være en vellykket strategi, men siste året har det vært enkelte skuffelser. B-7 B fant en vannfylt Statfjordformasjon (Turmalin), og brønnen er klargjort for boring som injektor til Cook i I1 segmentet. I brønn C-20 AY2 er to prospekter Biotitt (Statfjord/Lundeformasjonen) og Albitt (Lomviformasjonen) boret og begge ble funnet vannfylt. En tynn oljeførende Statfjordsand ble påvist i et utrasningsområde ovenfor Biotitt. I tillegg ble det påvist produserbar olje i midtre Lundeformasjonen i segmentet M1. For mer informasjon, se kapittel 3.2.

Tabell 2.3.1: Hydrokarbonsystemer i Gullfaks hovedfelt og Gullfaks satellitter

Reservoar	Gullfaks HF	Gullfaks Sør	Rimfaks	Gullveig	Skinfaks	Gulltopp	Alun
Brent gr.	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Olje m/gass-kappe	Olje m/gass-kappe	Olje	-
Cook fm.	Olje	Hydrokarboner (segment 23C)	Olje	-	-	-	-
Statfjord fm.	Olje	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Gass	-	-	Olje
Lunde fm.	Olje	Olje m/ gasskappe	Olje og gass	-	-	-	-
Krans fm.	Olje, gass og kondensat	-	-	-	-	-	-

Siden oktober 2006 er det boret 5 brønner på Gullfaks SAT. Fire ev disse er oljeprodusenter til Brent i Rimfaks/Skinfaks IOR-prosjektet (N-3 AH, N-5 H, N-4 H og N-2 H), mens den femte er en gassinjektor til Statfjord på Gullfaks Sør (E-1 YH). Det var i N-4 H forhåpninger om å kunne finne hydrokarbonførende sand i Draupne, men sand ble ikke påtruffet. Ingen av de nye brønnene medførte endringer av vesentlig betydning med hensyn til forståelsen av geologi og reservoarforhold på GF SAT. For mer informasjon, se kapittel 3.8.

2.3.2 Reservoarstyring

Produksjonen fra reservoarene er i dag avtrappende, selv om innfasing av nye brønnpunkt kan gi en midlertidig oppsving i produksjonen. Brønnplasseringer, produksjons- og injeksjonsrater er i størst mulig grad tilpasset det enkelte trykksystem, innenfor forkastningssegmenter som i de fleste tilfeller kommuniserer. Reservoarstyringen av hvert enkelt felt er beskrevet i kapittel 4, men generelt vil den videre utvikling på Gullfaks være kjennetegnet ved:

- Kartlegging av gjenværende reserver for å plassere utfyllende dreneringspunkter i hovedfeltet, blant annet med hjelp av 4D/4C-seismikk
- Kartlegging av nye prospekter i installasjonsnære områder
- At reservoarmålene tildels vil være marginale, noe som vil kreve rimelige løsninger
- Utfyllende boring i alle reservoarene i hovedfeltet med fokus på injektorer
- Forbedret håndtering av sandproduksjon på alle tre plattformene
- Tidspunkt for produksjon av gasskappene i satellittfeltene
- Områdemessige trykkutfordringer.

Kapittel 4 viser også detaljerte trykkplott som illustrer kompleksitet knyttet til trykkforhold i undergrunnen.

Gullfaks hovedfelt
I GFA/B-området startet produksjonen fra nedre Brent-reservoaret med brønner perforert i Rannochformasjonen, og høyproduktive brønner ga en relativt rask produksjonsoppbygging. Etter hvert som primærboringen i nedre Brent nærmet seg slutten, ble Ness- og Tarbert-reservoarene gradvis faset inn. Tarbert-utviklingen ble noe forsert sammenlignet med opprinnelige planer grunnet en sterk produksjonsreduksjon i nedre Brent, som følge av sandproduksjon ved gjennombrudd av vann. Cook-reservoaret, som spiller en relativt liten rolle i GFA/B-området, ble utviklet i perioden 92 -95. I dag er primærutviklingen av reservoarene i GFA/B-området i grove trekk fullført.

I GFC-området ble de to største reservoarene, nedre Brent og Statfjord, utviklet parallelt. Dette ble gjort for å samle informasjon og produksjonserfaring så tidlig som mulig, samt for å oppnå en balansert produksjonsutvikling. Det ble valgt å utsette utviklingen av Cook-reservoaret, slik at denne kunne fases inn parallelt med øvre Brent når primærutviklingen av nedre Brent og Statfjord på det nærmeste var fullført.

Gullfaks satellitter
Gullfaks Satellitter omfatter feltene Gullfaks Sør, Rimfaks, Gullveig, Gulltopp og Skinfaks. Skinfaks ble satt i produksjon i 2007 fra en havbunnsramme. Gulltopp vil produsere fra en lang brønn fra GFA, og produksjonsstart er antatt fra februar 2008.

Gullfaks Satellitter er gasskapasitetsstyrt. Dette gjelder spesielt mot GFA, så det er viktig og holde gass-/oljeforholdet i brønnene så lavt som mulig. Da strategien for Satellittene har vært brønner med lange horisontale reservoarseksjoner i reservoarets fallretning, og hvor hver brønn da produserer fra sander med ulike egenskaper, er det viktig å kunne strupe tilbake soner med høy GOF. Da brønnintervensjoner er kostbart med flyterigg, er fokus nå på kompletteringer med sonekontroll for nye brønner/sidesteg for å regulere gass-/oljeforholdet i brønnstrømmen.

Hovedfokuset i basisprogrammet til Gullfaks Satellitter er mot oljeproduksjon, men fra oktober 2001 har Gullfaks Sør Brent hatt gassleveranser. L- og M-brønnene er hovedleverandør av disse gassvolumene. Fra høsten 2007 vil også Skinfaks levere gass. I tillegg er det planer om nedblåsning av gasskappen i de tre reservoarene Gullfaks Sør Statfjord, Rimfaks Brent og Rimfaks Statfjord, og gassproduksjon fra Gullveig Statfjord.

2.3.3 Produksjonsstyring

Gullfaks hovedfelt (GF HF) stiller særegne krav til tiltak og virkemiddel i forbindelse med produksjonsstyring, som beskrevet i kapittel 5. De grunne reservoarene med relativt høyt poretrykk, lave effektivspenninger samt høy porøsitet og permeabilitet skiller seg vesentlig fra hydrokarbonproduserende reservoar på Gullfaks satellitter. En komplisert strukturgeologi bidrar i tillegg til utfordringer i forbindelse med kartleggingen av flømmingsmønster og gjenværende reserver.

Størrelsen av relativt små og stadig synkende reserver spiller nå - 21 år etter produksjonsstart – en stadig viktigere rolle ved valg av komplettering. Teknisk riktige løsninger blir dyre på grunn

av små gjenværende reserver. Implementeringen av ASR (Akseptabel Sandfri Rate) brønner understøtter dessuten valget av naturlig komplettering som primær kompletteringsmetode. I Øvre Brent er åpenhullskjermer blitt installert i en del brønner. «Swell packers» er brukt som soneisolering der dette har vært påkrevd. I noen brønner hvor både sandkontroll og sekvensiell produksjon er påkrevd er det installert «Respunch» skjermer.

For **Gullfaks satellitter** (GF SAT) er det undervannsbrønner som er påvirket av at man har flere brønner som går inn mot en felles rørledning. I tillegg har reservoarbetingelser og kapasiteten på de ulike plattformene betydning for produksjonsstyringen. Produksjonen styres i stor grad av tilgjengelig gassinjeksjon for å opprettholde trykket i reservoarene, samt at man ønsker å begrense inndragning av vann og gass i brønnene.

Det er benyttet ulike kompletteringsløsninger på GF SAT, fra overbalanse-perforering til skjermer satt i brine. Endring i løsninger har blitt gjort ut fra vurderinger av resultater fra opprenskning og testing av brønner samt produksjonserfaring. Den siste tiden har «smart brønn» teknologi i stor grad blitt valgt på GF SAT brønner. Det har så langt ikke vært problemer knyttet til sand på GF SAT, og man har derfor i stor grad gått bort fra kompletteringsløsninger med aktiv sandkontroll (skjermer). Unntak fra dette er SRI-brønner som er komplettert det siste året. Disse brønnene har et stort fremtidig potensiale for sandproduksjon på grunn av depletering.

2.3.4 Bore- og brønnaktivitet

Kapittel 6 gir oversikt over planer for boring av nye brønner og brønntiltak på hovedfeltet og satellittene kommende periode. Arbeidsprogrammet er grunnlag for både budsjettinnspill og prognosearbeid. Kapittelet omhandler, med få unntak, basisaktiviteter, dvs. aktiviteter knyttet til realisering av produksjonsvolumer i ressursklassene 1-3.

Det gis en oppsummering av strategien for utnyttelse av rigger og boreanlegg og en kort beskrivelse av prosessen vedrørende modning av boremål og utarbeidelse av brønntiltak.

Kapittelet gir videre en oppsummering av bore- og brønnaktiviteter forrige periode. Disponering av brønnslisser er også gitt. Og til sist forefinnes en kort historikk for hver brønn. På hovedfeltet planlegges det i kommende periode å ha tre boremannskap i aktivitet. Det vil jevnlig bli utført brønnoperasjoner i eksisterende produsenter og injektorer. Aktivitetsnivået antas å bli i størrelsesorden det samme som tidligere.

I forrige periode var kun to mannskap i aktivitet med boreoperasjoner fram til slutten av 3.kvartal 2006. Dette var på Gullfaks A og Gullfaks C. Etter dette var det tilnærmet kontinuerlig riggaktivitet på alle tre plattformene.

På satellittene planlegges det i kommende periode ca 160 døgn med flyterigg og 35 døgn med LWI-fartøy. Aktivitetsnivået blir vesentlig mindre kommende periode enn det som har vært tilfelle i inneværende periode. Dette har å gjøre med tilgang på rigg og at SRI-prosjektet avsluttes høsten 2007.

2.3.5 Årlig og langtids produksjonsplan

Årlig produksjonsplan finnes i kapittel 7 både for kort og lang sikt. Basis forventningsprofiler angir vår forventning til produksjon og injeksjon ut fra dagens planer. I tillegg til basis forventningsprofil inneholder kapittel 7 profiler for økt oljeutvinning (ØOU), prospekter og produksjon som tilhører andre lisenser (Tordis og Gimle).

For Gullfaks hovedfelt er produksjonsplanen basert på erfaring og avtrappingskurver for hvert enkelt drenerings-/injeksjonspunkt, mens Gullfaks satellitter også benytter resultater fra dynamiske reservoarsimuleringsmodeller. Prognosen starter 1. juli 2007, og har historiske tall frem til denne dato. Tabell 2.3.1 viser produksjon pr. 31.12 2007.

Tabell 2.3.1: Totale produksjon fra feltene i Gullfakslisensene

Estimert produksjon pr 31.12 2007	**GF HF MSm^3**	**GF SAT MSm^3**	**Totalt MSm^3**
Olje/kondensat	335.0	30.2	365,2
Solgt rikgass, oljeekvivalenter	25.3	21.4	46.7
Total produksjon olje + rikgass, o.e	**360,3**	**51,6**	**411,9**

Prognosen for årlig oljeproduksjon i årene 2007 - 2023 er vist i Tabell. 2.3.2 nedenfor:

Tabell 2.3.2: Årlig produksjonsprognose fra Gullfaksområdet

Årlig oljeproduksjon	**GF HF MSm^3**	**GF SAT MSm^3**	**Totalt MSm^3**
2007	5,46	3,18	8,64
2008	4,55	3,05	7,60
2009	4,10	3,57	7,67
2010	3,36	3,13	6,49
2011	2,37	2,44	4,81
2012	1,89	2,11	4,00
2013	1,61	1,51	3,12
2014	1,51	0,69	2,20
2015	1,37	0,50	1,87
2016	0,92	0,37	1,29
2017	0,60	0,18	0,78
2018	0,40	0,12	0,52
2019	0,29	0,09	0,38
2020	0,34	0,06	0,40
2021	0,17	0,00	0,17
2022	0,11	0,00	0,11
2023	0,05	0,00	0,05

Produksjonsestimatet for 2007 er for Gullfaks hovedfelt og Gullfaks satellitter henholdsvis 5,46 MSm^3 og 3,18 MSm^3 olje/kondensat, som vist i tabell 2.3.2. Disse tallene er lavere enn prognosen fra ÅS-06 (Ref. 2), som var på 6,44 MSm^3 for hovedfeltet og på 3,68 MSm^3 for satellittene. For 2008 er prognosen for hovedfelt/satellitter på 4,55/3,05 MSm^3 olje/kondensat, og for 2009 er produksjonsestimatet 4,10/3,57 MSm^3 olje/kondensat.

Basert på produksjonspotensialet inkludert ØOU og prospekter, samt usikkerheten i produksjonsrater ved lisensslutt, er alle plattformer antatt å produsere ut lisensperioden.

Generell Brønneffektivitet (BEF) på Gullfaks uten vedlikeholdsstans er på grunnlag av en vurdering av historiske data satt til 91 % for alle plattformene. Dette er en reduksjon fra 93 % som ble brukt i fjorårets prognose, og reflekterer at det er utfordrende å operere gamle anlegg med en så høy effektivitet. Den generelle BEF reduseres i måneder der en har driftsstans tilsvarende lengden på den aktuelle stans som forklart i kapittel 7 – for 2008 er det i juni.

2.3.6 Ressurser og reserver

I kapittel 8 beskrives alle nøkkeltall for ressurser og reserver for hovedfeltet (GF HF) og for alle satellittfeltene (GF SAT). Forventningsverdier, usikkerhet og endringer siden RSP-05 (ref. 1) er vist for hovedformasjonen i de forskjellige feltene. Økt utvinning blir beskrevet i kapittel 9, men ØOU-volum, samt de viktigste endringene er tatt med i ressursregnskapet i kapittel 8 for å kunne gi et totalt ressursbilde. En oppdatert beskrivelse av alle prospekter i Gullfaksområdet er gitt i kapittel 8.5. For hovedfeltet er de fleste prospektene små, men noen av dem har høy funnsannsynlighet. Prospektene bør bores opp sammen med andre boremål for å redusere risikoen. I randsonen til Gullfaks og i Gullfaks Sør finnes det store stratigrafiske felt som er uutforsket.

Tabell 2.3.4 viser en oversikt over de totale utvinnbare volumer fra feltene i Gullfaksområdet i de ulike ressurskategoriene (RK).

Tabell 2.3.4: Totale reserver og utvinnbare ressurser i Gullfakslisensene

	GF HF MSm^3	GF SAT MSm^3	Prospekter* MSm^3	Totalt MSm^3
Reserver, RK 0-3, olje	358,4	48,1	0	406,5
Reserver, RK 0-3, o.e. Gass*** **	28.4	47.4	0	75.8
Ressurser (RK 4-9), o.e. olje + gass	39,5 + 1.6	10,2 + 47.7	6,2 + 5,7	55.9 + 55.0
Sum olje	**397,9**	**58,3**	**6,2**	**462,4**
Sum olje + gass, o.e	**426,4**	**153,4**	**11,9**	**591,7**

*) Risket andel innenfor Gullfakslisensene.
**) o.e. : oljeekvivalent
***) All gass er rikgass hvor NGL er inkludert.

I perioden 2006-07 er det boret 9 prospekter, av disse var 2 funn. I perioden 2001-2007 er det boret 1,5 brønn per år i gjennomsnitt. Selv om det har vært skuffende resultater siste året, så har leting de siste 10 år påvist 15 MSm^3 utvinnbar olje, inkluderes gassen er volumet 17 MSm^3 o.e.

På Gullfaks Hovedfelt er forventningsverdien for HKPV økt med 21 Mm^3, STOOIP er økt med 17 MSm^3 og utvinnbare reserver økt med 3 MSm^3 i forhold til RSP-05.

Tabell 2.3.5: Usikkerhet i HKPV, tilstedeværende ressurser og utvinnbare oljereserver for GF HF

	P_{90}	Forventet (P_e)	P_{10}
HKPV, Mm^3	743	765	786
Tilstedeværende ressurser (STOOIP), MSm^3	582	599	616
Utvinnbare reserver, MSm^3	352	358	367

For GF SAT er reservene nå 48 Mm^3, som er omtrent det samme som ble rapportert i RSP-05. De viktigste positive og negative forandringene er beskrevet i kap.8.

Tabell 2.3.3: Usikkerhet i HKPV, tilstedeværende ressurser og utvinnbare oljereserver for GF SAT

	P_{90}	Forventet (P_e)	P_{10}
HKPV, Mm^3	568	620	672
Tilstedeværende ressurser (STOOIP), MSm^3	152	166	180
Utvinnbare reserver, MSm^3	40	48	53

2.3.7 Økt olje- og gassutvinning

Gullfakslisensen er nå i en situasjon der selv lønnsomme prosjekter som akselerer og øker utvinningen kan risikere å ikke bli besluttet på grunn av stramme prioriteringer i forhold til bruk av et presset leverandørmarked, og begrensede budsjettrammer. Prosjekter som tilfører ØOU- volumer konkurrerer med prosjekter som erstatter utslitt utstyr eller utstyr som ikke lengre tilfredsstiller nye HMS-krav. Dette stiller store krav til modningen av prosjektene, og porteføljestyringen.

For **GF HF** er det forbedret flømming ved hjelp av vanninjeksjonen, sammen med utfyllende boring og brønnarbeid, som er hovedmetodene for å oppnå høy utvinning. Boreanleggene eldes, og det arbeides både i GF Drift (kortsiktig) og gjennom GF2030-prosjektet (langsiktig) med å robustgjøre boreanleggene. Dette å ha operative boreanlegg er en viktig forutsetning også for å nå ØOU-målsettingene.

Reservegrunnlaget på GF HF er siden produksjonsstart i 1986 økt med 70 % fra 210 MSm^3 olje til dagens estimat på 358 MSm^3. Bakgrunnen for dette er en økning i både tilstedeværende ressurser og utvinningsgrad. Det er på GF HF overført 2 MSm^3 fra ØOU til basis i 2007. Lisensen har som mål å øke oljeutvinningen fra Gullfaksfeltet til 400 MSm^3, en økning på 42 MSm^3. 30 MSm^3 skal realiseres ved å øke utvinningsgraden på feltet til 70 % i hovedformasjonen og 10 MSm^3ved å produsere fra sander som har dårligere egenskaper. Det

resterende volum (2 MSm³) er forventet utvunnet fra prospekter. Fra Gullfaks hovedfelt er ambisjonen å selge 30 GSm³ rikgass. Det aller meste av dette er allerede produsert og solgt.

Siden forrige rapportering for **GF SAT** (ref. 1) er Alun modnet inn som reserver (antatt plattformbrønn fra GFA), med 0,67 MSm^3 olje. En netto reservenedgang for de andre reservoarene, særlig for GF Sør, fører imidlertid til at totalreservene (ressursklasse 0-3) ikke øker. Lisensen har som mål å øke utvinningen fra Gullfaks Satellitter fra 48,1 MSm^3 til 62,0 MSm^3, en økning på 13,9 MSm^3. 10 MSm^3 skal realiseres ved å øke utvinningsgraden på feltet fra dagens estimat på 28 % til 35 %. Dette skyldes at GF Sør har lav utvinning, mens tvinningsgraden fra de beste feltene i GF SAT (Rimfaks Statfjord og Gullveig) er antatt å komme opp mot 55 %. Det resterende volum (4 MSm³) er forventet utvunnet fra prospekter.

2.3.8 Gassdisponering

Gassen, som produseres assosiert med olje og kondensat, blir til dels sendt tilbake i reservoarene for trykkstøtte og til dels eksportert i Statpipe til Kårstø, hvor den blir prosessert til salgsproduktene tørrgass og NGL. En mindre del av den produserte gassen blir brukt til kraftgenerering (brensel) på GFA og GFC. I tillegg vil litt gass gå til fakling på hver av plattformene.

Kapittel 10 beskriver gassdisponeringen på Gullfaks hvor målet er å maksimere verdi-skapningen innenfor de produksjonsbegrensninger som til enhver tid gjelder på feltet. Disponeringen av produsert gass spiller en sentral rolle i utviklingen av Gullfaks satellittfelt, hvor store gasskapper utgjør en vesentlig del av ressursgrunnlaget. Dette er forskjellig fra hovedfeltet hvor nesten all gass er løst i oljesonen. Gassdisponeringen er en viktig tema innenfor produksjonsstyringen på Gullfaks og diskuteres daglige i møter mellom produksjon på land og ute på GFA, GFB og GFC.

Den nåværende strategien for gassdisponering er at Rimfaks Brent og Rimfaks Statfjord skal ha så høy gassinjeksjon at dreneringen derfra skjer under tilnærmet fullt trykkvedlikehold. Gullfaks Sør Brent og Gullfaks Sør Statfjord har hatt eller vil ha noe gassinjeksjon i deler av reservoaret slik at dreneringen derfra skjer under delvis trykkvedlikehold. Injeksjonen i den nordlige delen av Gullfaks Sør Brent (segment 13C) stanses sannsynligvis i 2009. Gullveig Brent har ingen gassinjeksjon, men en aktiv vannsone gir noe trykkstøtte under dreneringen. Gasseksporten, som er omtrent like høy som den totale injeksjonen, utgjøres hovedsakelig av gass fra midtre og sørlige del av Gullfaks Brent. Skinfaks Brent, som startet produksjon høsten 2007, skal ikke ha gassinjeksjon og vil derfor bidra med gass til eksport. For GF HF blir gassen injiseres for ØOU ved behov. Resten vil gå til brensel og eksport.

Langsiktige gassdisponeringsplaner innbefatter at produksjonen fra Gullveig Statfjord starter i 2010 (forventet avslutning av Gullveig Brent-produksjonen er i 2009). Gasseksport fra Rimfaks Statfjord starter ved at injeksjonen der reduseres eller stanses, trolig høsten 2011. Det samme skjer med Rimfaks Brent fra ca. år 2013. Injeksjonen i GF Sør Statfjord stanses sannsynligvis i 2014. Lavtrykksproduksjon fra GF Sør Brent starter trolig i perioden 2012-2014 mot GFC og i perioden 2014-2016 mot GFA. Lavtrykksproduksjon fra de andre

reservoarene starter ved behov. Nærmere fastlegging av tidspunkt, og nødvendige plattform-modifikasjoner, studeres nå som en del av Gullfaks mot 2030-prosjektet.

For GF HF vil mengde injisert gass være tilpasset den nytte injeksjonsgassen har for ØOU på feltet. På sikt vil gassinjeksjon trappes ned til fordel for eksport. Også hovedfeltbrønnene vil til slutt dra nytte av lavtrykksproduksjon, noe enkelte brønner også gjør i dag, gjennom lavtrykksmanifold på GFC og flerfasepumpe på GFA.

2.3.9 Installasjoner og prosesskapasiteter

Kapittel 11 beskriver Installasjoner og prosesskapasiteter. På GFA er en flerfasepumpe demontert og flyttet til GFB, som hadde større behov for lavtrykksproduksjon. Flerfasepumpen krever i dag sandfri produksjon. Ny pumpedesign er under utvikling for å robustgjøre dem til å takle noe sandproduksjon.

GFA har fått ny innløpsseparator for GF SAT brønner. Denne skal avhjelpe H_2S kapasitets-begrensinger. Prosjekt lavtrykksproduksjon pågår. 6-8 plattformbrønner skal inn på ny manifold og Gullveig skal reddes.

Det er også i år utført flere reparasjonsarbeider på undervannsanlegget på GF SAT. De viktigste er:

- Skifte av tre metanolventiler på tauehode C-4 (dykkeoperasjon)
- Utskifting av 1 SCM (I-4H)
- Omkopling av elektriske linjer til I-rammen
- Utskifting av Logic Cap på brønn N-5H
- Skifte av 3 stk. ISEM-kanner på SRI brønner.

I tillegg er det gjennomført årlige inspeksjoner og isolasjonsmåling av elektriske kabler.

2.3.10 Forretningsplaner

Gullfaks har ambisjoner om å produsere nærmere 600 MSm^3 o.e.; 400 MSm^3 olje på hovedfeltet, 62 MSm^3 på Satellittene og 135 GSm^3 gass for feltet totalt. For å oppnå dette målet vil det bli arbeidet med å holde god borefremdrift og god regularitet i produksjonen. Det vil bli arbeidet for å redusere driftskostnadene, modne ØOU reserver og lete optimalt.

Gullfaks er inne i en positiv utvikling innen HMS; det er ikke rapportert om alvorlige skader, utslippskravene blir overholdt og det blir gitt gode tilbakemeldinger i psykososiale undersøkelser. Det har forekommet hendelser som kunne ført til personskader, produksjonsutstyret som er gammelt vil kunne gi for høye utslipp ved driftsforstyrrelser og der fins helseutfordringer ved at arbeidsstokkens gjennomsnittsalder er høy. Viktige strategiske mål for å opprettholde den positive utviklingen innen HMS er blitt identifisert.

God borefremdrift er avgjørende for at Gullfaks skal kunne nå sine mål. De siste årene har Gullfaks hatt lav borefremdrift. God framtidig borefremdrift skal sikres gjennom forbedring av arbeidsprosesser og oppgradering av utstyr.

I 2006 var Gullfaks sin PUF lik 91,7%, mens målet var 94,9%. Viktige årsaker til at målet ikke ble nådd er ikke-planlagte utvidelser av revisjonsstans og vedlikehold som følge av utstyrsfeil. Ambisjonen til Gullfaks er å oppnå en PUF lik 95%. For å nå dette målet planlegges det å robustgjøre anlegget og bedre planleggingen av stanser.

God forretningsutvikling av Gullfaks skal sikres gjennom Gullfaks mot 2030 som gir økt verdiskapning gjennom forlenget levetid, god utnyttelse av eksisterende infrastruktur (bl.a. ved kapasitetsvurderinger for Snorre og Valemon) og god forretningsutnyttelse på tvers av lisenser og blokker.

2.3.11 Miljøhensyn

Gullfaks er sertifisert i henhold til ISO 14001:2004.

UPN miljøstrategi beskriver hvordan Statoil og driftsenheter i Tampen skal møte miljøutfordringene. Gullfaks har innarbeidet disse strategiene, og miljøaktiviteter er beskrevet i Tampen HMS program, som ligger i MIS (Målstyring i Statoil).

Reduksjon i utslipp av H_2S-fjerner og utslipp av olje med produsert vann er de tiltak som har høyest prioritet. Det pågår aktiviteter for å redusere disse utslippene.

Utfasing av kjemikalier pågår kontinuerlig i samarbeid med Statoils kjemikalieleverandører.

Utboret oljeholdig kaks med vedheng av borevæske blir ført tilbake i formasjonen. Gjenbruk av borevæske, tynnhullsboring, horisontale brønner og flergrensbrønner er eksisterende teknologier som bidrar til reduksjon av boreavfall, lavere energiforbruk og CO_2- utslipp fra feltet.

Avdamping ved lasting av råolje fører til de største utslippene av NMVOC. Gullfaksfeltet inngår i Avtale om VOC Industrisamarbeid for reduksjon av NMVOC utslipp ved bøyelasting på norsk sokkel. NMVOC reduksjonsanlegg er installert på en rekke bøyelastere, og flere anlegg skal installeres.

2.4 Informasjon i RSP-07 i forhold til innholdsfortegnelsen i veiledning til årlig statusrapport

Tabell 2.4.1 er en oversikt over hvert underkapittel i OD's veiledning til årlig statusrapport med en spesifikk henvisning til hvor denne informasjonen finnes i RSP-07.

Tabell 2.4.1: Innholdsfortegnelse i årlig statusrapport og informasjon i RSP-07

Innholdfortegnelse i Årlig statusrapport i henhold til veiledning fra OD	**Plassering av informasjon i RSP- 07**
1. Generell feltstatus Oppsummering av aktuelle problemstillinger på feltet.	Kap. 2.1 Gullfaks feltstatus Kap. 2.3 Sammendrag Kap. 3.1 Innledning reservoarbeskrivelse Kap. 4.1 Innledning reservoarstyring
1.1 Reservoarstyring Kort oppsummering av aktuelle problemstillinger knyttet til reservoaroppførsel og gjeldende hovedstrategi for reservoarstyring	Kap 1.3 Målsetning Kap. 2.3.2 Reservoarstyring Kap. 4.1 Reservoarstyring, Innledning Kap. 9.2 Utvinningsambisjon GF HF Kap. 9.4 Utvinningsambisjon GF SAT
1.2 Drift Kort oppsummering av aktuelle problemstillinger knyttet til drift, regularitet, kapasiteter, miljø/utslipp og utvikling i kostnader og inntekter.	Kap. 2.1.2 Operasjoner Kap. 7.3 Metode og forutsetninger Kap. 11.1 Prosesskapasiteter Kap. 11.2 Gasskapasiteter Kap. 11.3 Rørledningskapasiteter Figur 12.2.1 Kap. 13.2 Miljøhensyn, Gullfaks strategi
1.3 Produksjonstillatelse Endringer relatert til produksjonstillatelsen for inneværende år og vesentlige endringer i forhold til tidligere prognoser (RNB) og forutsetninger oppsummeres. Herunder oppdatering i forhold til en eventuell særskilt produksjonstillatelse for gass.	Kap 2.1.3 Produksjonstillatelse for 2007 Kap 2.3.1 Reservoarbeskrivelse Kap 2.3.2 Reservoarstyring Kap 2.3.2 Produksjonsstyring Kap 2.3.5 Årlig og langtids produksjonsplan Kap 2.3.8 Gassdisponering
2. Aktivitetsrapport Oppsummering av viktigste aktiviteter, igangsatte eller avsluttede studier og gjennomførte tiltak for økt utvinning og driftseffektivisering siden fjorårets rapportering.	Kap. 1 Innledning Kap. 2.2 Aktivitetsrapport Kap. 2.3.7 Økt olje- og gassutvinning Kap. 9.3. ØOU-status GF HF Kap. 9.5. ØOU-status GF SAT

2.1 Bore- og brønnaktiviteter Oversikt over nye brønner og brønnstatus. Brønnaktiviteter siste år, slik som tilbakeplugging av reservoarsoner, produksjonslogging og eventuelt ny brønnteknologi som er benyttet. Fremstilles gjerne i tabeller.	Avsnitt 6.2.2.1, tab. 6.2.1 og fig. 6.2.2 Avsnitt 6.3.2.1 Kap. 6.2.4 og kap. 6.4.2. Kap. 6.3.4 og kap. 6.4.1 Avsnitt 6.2.3.1, tab. 6.2.2 Avsnitt 6.3.3.1 Kap 9.6 ØOU-teknologi på Gullfaks
Nye brønner vises på oversiktskart.	Hovedfeltet: Fig. 3.2.1 Satellittene: Fig. 3.6.1
Status for gjennomførte boringer i forhold til planlagte boringer ved forrige rapportering. Det gis en oversikt over hvordan borerigger har vært disponert (utnyttelsesgrad, nye utvinningsbrønner, brønnvedlikehold, leting). Større avvik i forhold til forutsetninger i rapporterte kostnader til RNB omtales.	Avsnitt 6.2.2.1, fig. 6.2.1 og 6.2.2 Avsnitt 6.3.2.1 Avsnitt 6.2.2.1, fig. 6.2.2 Avsnitt 6.3.3.2 Rigg/LWI disponering Kap. 2.1.2
2.2 Reservoarbeskrivelse Oversikt over ny datainnsamling, ny kartlegging, nye tolkninger og studier som er utført siste år. For avsluttet aktivitet gis referanse til innsendt eller tilgjengelig dokumentasjon. Pågående studier og forskningsprosjekter omtales kort.	Kap. 3.3 – Seismiske data, tolkning og kartverk HF Kap. 3.6 – Seismiske data, tolkning og kartverk SAT Kap. 3.10 – Referanser, figurer og tabeller
2.3 Ressurser Oversikt over reservetilvekst på feltet og forklaring av større endringer i opprinnelig tilstedeværende og utvinnbare ressurser. Forklaringer til endringer i ressursanslag eller ressurskategori i rapportering til RNB, sammenlignet med fjorårets rapportering. Beslutningsstatus for prosjektene i fjorårets rapportering med forklaring til beslutninger som ikke er tatt. Nye ressurser som er påvist i området for utvinningstillatelsen som feltet ligger i siste år omtales.	Kap. 8 – Ressurser og reserver Tabell 8.4.1 GF HF Ressursregnskap for olje Tabell 8.4.2 GF HF Ressursregnskap for gass Tabell 8.4.3 GF SAT Ressursregnskap for olje Tabell 8.4.4 GF SAT Ressursregnskap for gass Kap. 9.3 Status GF HF Kap. 9.5 Status GF SAT Kap. 8.5 Prospekter i Gullfaksområdet

2.4 Produksjon og injeksjon Produksjonsforløpet, injeksjon og trykk-utviklingen i reservoarene framstilles grafisk. Produksjonsutviklingen sammenholdes med gitt produksjonstillatelse og eventuelle avvik forklares.	Tabell 2.1.3/Figur 2.1.3 Kap. 4.2 – Reservoarstyring GF HF Kap. 4.3 – Reservoarstyring GF SAT Kap. 7.1 - Innledning Kap. 7.2 – Basis forventningsprofiler
Kort redegjørelse for hvordan produksjonsmålsetningen er blitt oppfylt, der forhold som har hatt betydning for avvik fra prognosert olje-/gassproduksjon og injeksjons-, brenne- og kaldventileringsvolumer omtales.	Kap. 2.1 – Gullfaks feltstatus Kap. 7 - Årlig og langtids produksjonsplan Kap. 10 - Gassdisponering
For felt med særskilt produksjonstillatelse for gass gis en status per 1.10. (start gassår).	Kap. 10 - Gassdisponering
2.5 Produksjonstekniske forhold Produksjonstekniske forhold (vann-/sandproduksjon, utvikling av H_2S, scaling etc) som har betydning for produksjonsforløpet omtales.	Kap. 5.4 – Produksjonsstyring GF HF Kap. 5.5 – Produksjonsstyring GF SAT
Utførte tiltak beskrives.	Tabell 6.2.2 Brønntiltak GF HF Tabell 6.2.3 Planlagte brønntiltak GF HF Avsnitt 6.3.3.1 Status gjennomførte tiltak GF SAT Avsnitt 6.3.3.3 Kommende brønntiltak GF SAT
2.6 Prosesstekniske forhold Mekaniske, måletekniske eller prosesstekniske forhold som har hatt betydning for driften omtales. Vesentlige uforutsette nedstengninger forklares. Utførte endringer i prosessopplegg for feltet beskrives. Forventet og oppnådd regularitet for feltet oppgis. Eventuelle forhold som har påvirket regulariteten drøftes.	Kap. 11 – Installasjoner og prosesskapasiteter Kap. 7.3 Metode og forutsetninger Kap 12.2.4 Figur 12.2.1
2.7 Miljømessige forhold Utførte studier eller tiltak for reduksjon av utslipp til luft eller vann omtales (CO_2, NO_x, VOC, produsert vann m v). Pågående studier/ forskningsprosjekter refereres kort.	Kap. 13.2 – Miljøhensyn, Gullfaks strategi

2.8 Driftseffektivisering Viktigste gjennomførte tiltak for kostnadsreduksjoner på feltet. Eventuelt nytt utstyr, vesentlige modifikasjoner og utstyr som er fjernet/tatt ut av bruk spesifiseres. Oppgi også antatte virkninger på regularitet og kapasitet. Beskriv gjennomførte tiltak for implementering av integrerte operasjoner/e-drift, og oppgi gjennomførte investeringer i e-drift. Eventuelle organisasjonsmessige tiltak med tanke på driftseffektivisering beskrives kort. Eventuelle hindringer for driftseffektivisering omtales også, herunder hindringer knyttet til infrastruktur/ digital infrastruktur, tredjepartsavtaler og kontraktsmessige forhold.	Kap 12.2.4 Drift, vedlikehold og modifikasjoner Kap 12.2.4 Drift, vedlikehold og modifikasjoner Kap 12.2.4 Drift, vedlikehold og modifikasjoner Kap. 11.6 Driftseffektivisering Kap. 11.6 Driftseffektivisering
2.9 Tredjepartsvolumer Spesielle forhold knyttet til petroleum fra tredjepart, f eks problemer med kvalitet på mottatte tredjepartsvolumer, kapasitetsproblemer, økte kostnader enten disse belastes tredjepart eller ikke, mv. Eventuelle gjennomførte eller igangsatte tiltak knyttet til tredjepartsvolumer omtales også.	Kap. 12 - Forretningsplaner
2.10 Kostnader og inntekter Forklaringer til vesentlige avvik mellom prognoserte og faktiske kostnader og tariffinntekter siste to år, dvs inneværende år og sist avsluttet kalenderår.	Kap. 2 - Sammendrag og aktivitetsrapport
3. Planer og prognoser for kommende periode Aktivitetsplaner og informasjon om innsendte prognoser for produksjon, injeksjon, salg og brenning/ kaldventilering av petroleum, utslippsprognoser, samt prognoser for investeringer, driftskostnader og tariffinntekter. Utdypende forklaringer til kommentarer gitt i RNB-rapporteringen av endringer i forhold til fjorårets prognoser, forutsetninger som ligger til grunn for prognosene og omtale av viktigste usikkerheter som kan påvirke utfallet.	Kap. 7 – Årlig og langtids produksjonsplan

3.1 Utvinningsstrategi Beskrivelse av den utvinningsstrategi som ligger til grunn for planlagte aktiviteter neste år og basis produksjonsprognoser. Forventet videre trykkutvikling i reservoarene.	Kap. 4 – Reservoarstyring Fig. 4.2.1 – 4.2.35 Fig. 4.3.1 – 4.3.7
Endringer i forhold til de forutsetninger som lå til grunn for forrige produksjonstillatelse.	Kap. 7 - Årlig og langtids produksjonsplan
Endringer i planlagt disponering av produsert gass fra feltet. Redegjør for om endringene kan skje innenfor gjeldende særskilte produksjonstillatelse for gass.	Kap. 10 - Gassdisponering
3.2 Økt utvinning Omtale av planlagte studier, piloter eller bruk av nye/alternative/avanserte metoder for økt utvinning.	Kap. 9.3.1 Gullfaks Ambisjons Prosjekt Kap. 9.6 ØOU-teknologi på Gullfaks
3.3 Bore- /brønnaktiviteter og reservoarovervåking Oversikt over planlagte nye brønner og brønnaktiviteter i kommende periode, herunder formasjonstesting, produksjonslogging, tilbakeplugging av reservoarsoner, brønnreparasjoner m v. Det skal gis en oversikt over hvordan borerigger planlegges disponert (utnyttelsesgrad, nye utvinningsbrønner, brønnvedlikehold, leting).	Avsnitt 6.2.2.3, fig. 6.2.3 Avsnitt 6.3.2.3 og tab. 6.3.1 Avsnitt 6.2.3.2, tab. 6.2.3 Avsnitt 6.3.3.3 og tab. 6.3.1 Hovedfeltet: Avsnitt 6.2.2.2, fig. 6.2.3 Satellittene: Avsnitt 6.3.2.2 og 6.3.3.2.
Fremstilling i tabeller og på kart (nye brønner). Planlagte letebrønner til forekomster som kan knyttes til feltet omtales.	Kap. 4 – Reservoarstyring Kap. 8.5 – Prospekter i Gullfaksområdet

3.4 Prosess, miljø, kapasiteter og transport Planlagte/forventede endringer i prosessforhold, behandlingskapasitet, injeksjonskapasitet, tariff-forhold, nye innretninger m v omtales.	Kap. 13.2 - Miljøhensyn, Gullfaks strategi
Planlagte studier/ tiltak for reduserte utslipp til luft og sjø omtales spesielt.	Kap 12.2.2 Tabell 12.2.2
Avvik mellom miljøtiltak og ressursmessige hensyn beskrives.	
Forklaring til vesentlige endringer i innsendte miljøprognoser til nasjonalbudsjettet sammenlignet med fjorårets rapportering. Forklaringer til innrapporterte prognoser for kostnader.	
Planer om samordning med tredjepart, f eks kraft, logistikk og prosess/transport omtales.	Kap 10.4.1
Kapasitetsbegrensninger og planer for tiltak beskrives.	Kap 11.1 – 11.4
3.5 Avslutning av forekomster Eventuelle planer om avslutning av produksjon fra forekomster/innretninger de nærmeste årene.	Kap. 12 - Forretningsplaner
Forventet levetid for innretninger hvis ulik produksjonsavslutning.	Kap. 11 - Installasjoner og prosesskapasiteter
3.6 Innfasing av nye forekomster Eventuelle planer om innfasing av nye forekomster de nærmeste årene. Oppgi kort muligheter til å ta inn ytterligere forekomster i forhold til kapasitet og levetid for innretninger.	Kap. 12 - Forretningsplaner

3.7 Driftseffektivisering Omtale av planer for driftseffektivisering på feltet, herunder integrerte operasjoner, e-drift m v.	Kap. 11 - Installasjoner og prosesskapasiteter Kap 11.6
Beskrivelse av viktigste planer for kostnadsreduksjoner på feltet.	Kap 12.2 Utdrag fra Gullfaks langtidsplan 2007
Beskriv planlagte tiltak for implementering av integrerte operasjoner/e-drift, og oppgi planlagte investeringer i e-drift.	Kap 11.6
Eventuelle hindringer for driftseffektivisering omtales også, eksempelvis knyttet til infrastruktur/ digital infrastruktur, avtaler og kontraktsmessige forhold.	Kap. 2.3.7 Økt olje- og gassutvinning Kap. 2.3.8 Gassdisponering
3.8 Ambisjoner I tabellform oppgis ambisjon, sammenholdt med det som ligger til grunn for rapporteringen: • Produksjonsavslutning (i forhold til RK 1 – 3) • Levetid for innretninger • Total reservetilvekst neste ti år (i forhold til RK 4 – 7) • Total oljeutvinning fra feltet (i forhold til RK 1 – 7) • Driftskostnader og enhetskostnad om fire år og om ti år • Ressurstilvekst fra leting neste ti år (i forhold til innrapporterte volumer i RK 8)	Kap. 9.2 – GF HF Kap. 9.4 – GF SAT Kap. 12 – Forretningsplaner Kap. 8 - Ressurser og reserver Kap 2.1.1/Figur 2.1.3 Kap. 8.5 – Prospekter i Gullfaksområdet
Oppgi viktigste forhold som kan hindre at ambisjonene nås. Eksempelvis riggmangel, mangel på kvalifisert personell, kapasitetsbegrensninger, teknologimangel, høye tariffer, driftsproblemer, regularitet, miljøkrav, HMS-krav, partneruenighet, tredjepartuenighet.	Kap 2 Sammendrag og aktivitetsrapport
4. Referanser Oversikt over innsendt dokumentasjon/rapporter siste år.	Referanseliste etter hvert kapittel

2.5 Referanser

1. Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2006.

2. Brev fra OD datert 1/9-07. Orientering om data til revidert nasjonalbudsjett for 2008 – RNB 2008, søknad om produksjonstillatelse og årlig statusrapport for felt i produksjon.

3. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2005.

4. Produksjonstillatelse for Gullfaks. Brev fra OED.

5. Produksjonstillatelse for leveranse av gass fra Gullfaksfeltet. Brev fra OED datert 28/2-06

6. Brev fra Statoil til OED datert 13/9-07. Varsel om reduksjon i produksjonsvolum for 2007 for Gullfaksområdet.

7. Gullfaks Langtidsplan 2007, mai 2007. TO GF-07 00007.

3.1 Innledning 3
3.1.1 Strukturgeologi i Gullfaksområdet 4
3.1.2 Kildebergarter og migrasjon i Gullfaksområdet 11

3.2 Resultat nye brønner HF 14

3.3 Seismiske data, tolkning og kartverk HF 20
3.3.1 Datagrunnlag/datakvalitet HF 20
3.3.2 Seismisk Kalibrering HF 26
3.3.3 Tolkningsmetodikk HF 27
3.3.4 Dybdekonvertering HF 30
3.3.5 Strukturelle dybdekart HF 30
3.3.6 Geofysiske studier HF 31
3.3.7 Videre arbeid HF 32

3.4 Reservoarbeskrivelse HF 32
3.4.1 Reservoarbeskrivelse Kransleddet HF 32
3.4.2 Reservoarbeskrivelse Brentgruppen HF 38
3.4.3 Reservoarbeskrivelse Cookformasjonen HF 50
3.4.4 Reservoarbeskrivelse Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet HF 55
3.4.5 Reservoarbeskrivelse Lundeformasjonen HF 59
3.4.6 Videre arbeid HF 69

3.5 Geologiske modeller HF 72
3.5.1 Videre arbeid geologiskemodeller HF 73

3.6 Resultat nye brønner SAT 73

3.7 Seismisk tolkning og kartverk SAT 78
3.7.1 Datagrunnlag/datakvalitet SAT 78
3.7.2 Seismisk kalibrering SAT 80
3.7.3 Tokningsmetodikk SAT 80
3.7.4 Dybdekonvertering SAT 81
3.7.5 Strukturelle dybdekart SAT 82
3.7.6 Videre arbeid SAT 83

3.8 Reservoarbeskrivelse SAT 83
3.8.1 Reservoarbeskrivelse Brentgruppen SAT 84
3.8.2 Reservoarbeskrivelse Cookformasjonen SAT 96
3.8.3 Reservoarbeskrivelse Statfjordformasjonen SAT 99
3.8.4 Reservoarbeskrivelse Lundeformasjonen SAT 105

3.9 Geologiske modeller SAT 106

3.10 Referanser, figurer og tabeller 108
3.10.1 Referanser 108
3.10.2 Tabeller 109
3.10.3 Figurer 110

3.1 Innledning

Kapittel 3 omhandler reservoarbeskrivelse for både Gullfaks hovedfelt (GF HF) og Gullfaks Satellitter (GF SAT). I 2005 ble det besluttet å utarbeide full RSP kun hvert andre år og imellom årene rapportere status i en årsrapport. Kun nye brønner, studier og data fra siste år omtales i RSP 07, men rapporten vil også gi en oversikt over tilgjengelige data/databaser. Historiske data finnes i RSP-03 HF (ref.1), RSP-03 SAT (ref.2) og RSP -05 HF, SAT (ref.3) og Årsrapport -06 (Ref.4).

Våren 2007 ble det besluttet å utarbeide et felles biostratigrafisk rammeverk for hele Gullfaksområdet. Studiet er satt ut til T&P UGT G&G T&S og omfatter 18 brønner og skal dekke stratigrafien fra Shetland til og med topp Statfjord. Studiet forventes ferdig 1. halvår 2008.

For Statfjord og Lunde i Gullfaksområdet ble det våren 2007 utført en forstudie for se på mulighetene for å etablere et biostratigrafisk rammeverk basert på megasporer. Dette studiet ble utført av T&P UGT G&G T&S og baserer seg på 6 brønner. Resultatene var så lovende at det ble besluttet å utvide studiet med 30 nye brønner fra hele Gullfaksområdet. Studiet forventes ferdig 1. halvår 2008.

Siden oktober 2006 er det boret 9 nye brønner på GF HF, 1 ny brønn til Gimle og 5 nye brønner til GF SAT, se tabell 3.3.1 og 3.6.1 for detaljer.

Både GF HF og GF SAT er dekket av en rekke seismiske surveyer. Basert på den seismiske tolkningen er det laget 9 reviderte strukturelle dybdekart for GF HF, 9 for GFS og 4 for Rimfaks/ Skinfaks. Det er ikke gjort endringer på kartene for Gullveig siden 2005. Siste versjon av alle strukturelle dybdekartene for aktuelle horisonter foreligger som vedlegg til kapittel 3 og i digital form på vedlagte CD.

Kapittel 3 inneholder en reservoarbeskrivelse og en tabell med initiale reservoardata for hvert reservoar på GF HF og GF SAT. Feltene i GF SAT har med unntak av Kransleddet hydrokarboner i de samme reservoarene som på GF HF. En oversikt over hydrokarbonsystemer på Gullfaks HF og GF SAT er vist i tabell 3.1.1.

Tabell 3.1.1: Hydrokarbonsystemer på Gullfaks Hovedfelt og Gullfaks Satellitter

Reservoar	Gullfaks HF	Gullfaks Sør	Rimfaks	Gullveig	Skinfaks	Gulltopp	Alun
Brent gr.	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Olje m/gass-kappe	Olje m/gass-kappe	Olje	-
Cook fm.	Olje	Hydrokarboner (segment 23C)	Olje	-	-	-	-
Statfjord fm.	Olje	Olje m/ gasskappe	Olje m/ gasskappe	Gass	-	-	Olje
Lunde fm.	Olje	Olje m/ gasskappe	Olje og gass	-	-	-	-
Krans fm.	Olje, gass og kondensat	-	-	-	-	-	-

3.1.1 Strukturgeologi i Gullfaksområdet

Gullfaks HF

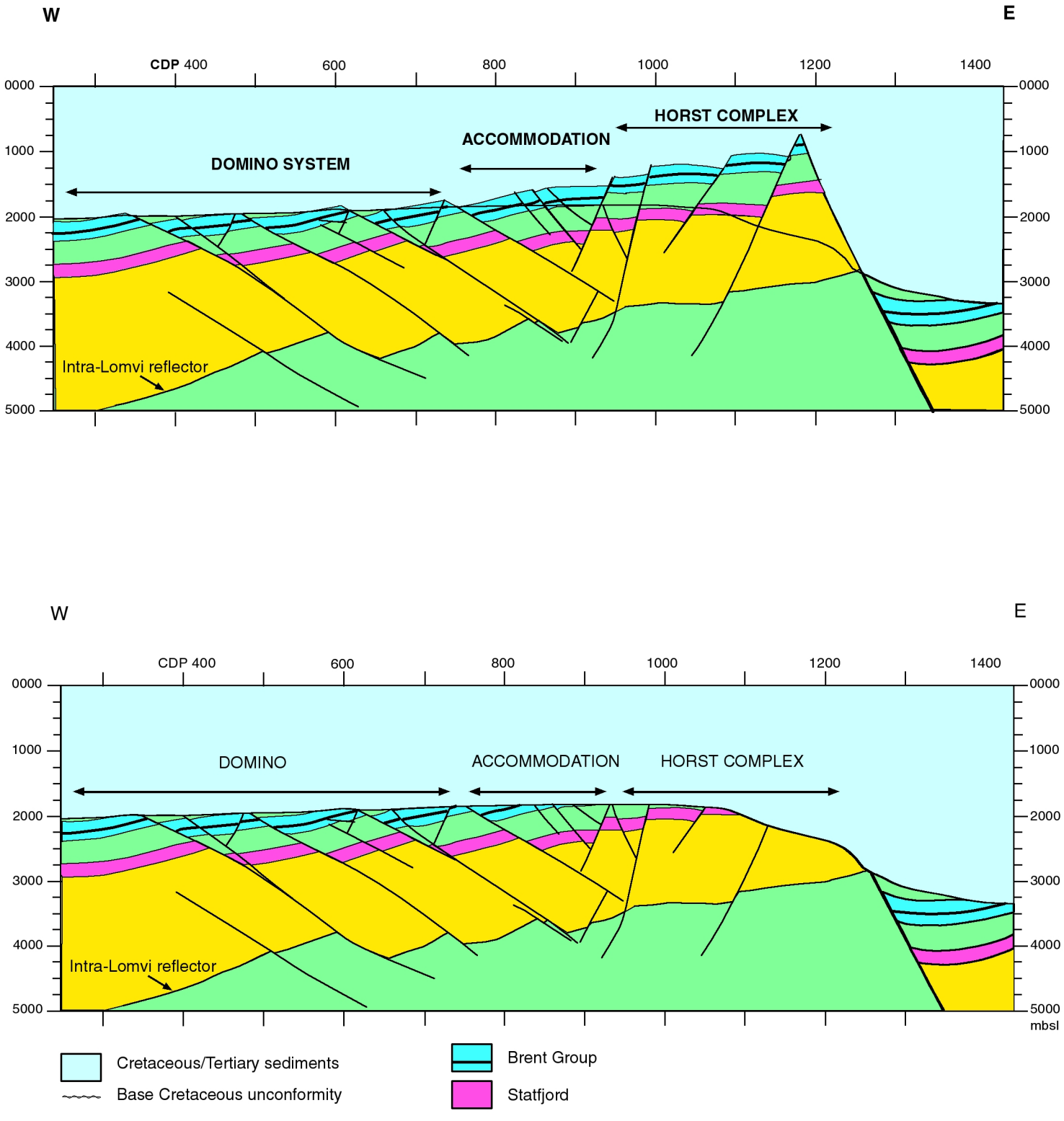
Det strukturgeologiske kartverket som blir oppdatert jevnlig (sist i 2007) er modnet fram gjennom mange runder med kartlegging og evaluering av tilgjengelige data. I tillegg til flere ulike seimiske kuber og prosesseringer, er tolkningene knyttet opp mot informasjon fra ca. 275 brønner inkludert sidesteg. Mye av det strukturgeologiske arbeidet er dokumentert i interne rapporter (se spesielt ref.5) og mer enn 10 artikler publisert i internasjonale tidsskrift.

Hovedinndeling
Gullfaksfeltet ligger plassert på en stor rotert blokk på vestsiden av Vikinggraben, og definerer en strukturell høyde i Tampenområdet. Denne roterte blokken innehar interne rotasjonsblokker, og disse danner arkitekturen i Gullfaksfeltet.

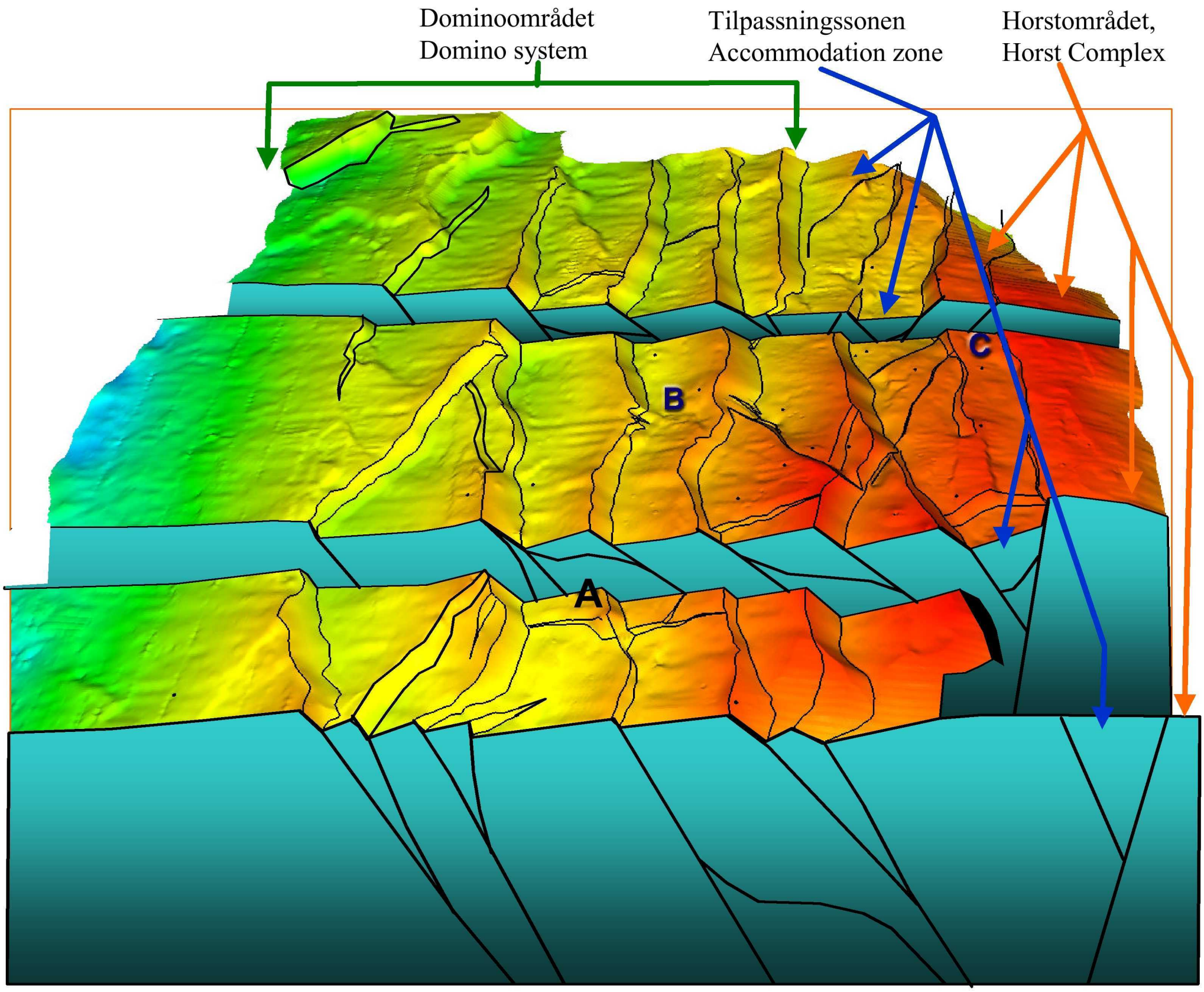
Gullfaksfeltet deles inn i 3 strukturelle hovedområder (fig. 3.1.1 og 3.1.2). I sentrale og vestlige deler av feltet ligger dominoområdet med vestlig roterte forkastningsblokker. Lengst øst ligger et ikke-rotert horstområde. Mellom disse to områdene ligger et kompleks tilpasningsområde, karakterisert av en fragmentert antiformal foldestruktur. En detaljert beskrivelse av strukturgeologien på Gullfaksfeltet er gitt i ref.5.

Feltet er delt opp av et sett hovedforkastninger, i kartplanet danner disse et anastomerende mønster som i hovedsak er nord-sør orientert (fig. 3.1.2). Spranget på disse er hovedsaklig mellom 50-250m, på det meste er det sprang opp mot 500 meter. Hovedforkastningene i dominoområdet har ca. 30° fall mot øst. I horstområdet faller forkastningene med ca. 60-65° mot vest.

Generelt snitt over Gullfaks Hovedfelt



Figur 3.1.1: Generelt snitt over Gullfaks Hovedfelt



Figur: 3.1.2: Strukturelt dybdekart topp Statfjord

Strukturell flate av Topp Statfjord gjennomskåret av tre profil som skjematisk viser forkastningsgeometriene. Figuren indikerer også inndelingen i domino-, tilpassing- og horst-området. Legg merke til forkastningen fliser opp og går sammen i et anastomerende mønster. Dette blir enda mer framtredende på de grunnere nivåene. Merkene A, B og C i modellen indikerer plasseringene til henholdsvis GFA, GFB og GFC plattformene, projisert ned på denne flaten

Dominoområdet
I dominoområdet, der Brentgruppen er best bevart, viser hovedforkastningene økende kompleksitet mot grunnere nivå (slepestrukturer, heng/ligg kollapsstrukturer m.m.). Følges forkastningene fra de dype reflektorene gjennom Statfjord, Cook og opp i Brent, og lateralt gjennom feltet, observeres en rekke relay-strukturer/overlapstrukturer på ulik skala. Disse områdene er karakterisert av at sprang forflyttes mellom forkastingene, noe som kommer til utrykk i lokale endringer i spranggeometrier og lagorientering.

Hengsiden av forkastningen er generelt kraftigere deformert enn liggen, enten uttrykt ved mindre forkastninger (få meter sprang) relatert til hovedforkastningen, eller ved mer homogent fordelt deformasjon på kornstørrelsesskala (omorganisering av individuelle korn). Gjennomsnittlig laghelning i dominoområdet er 13° for Brentgruppen og 17° for Statfjordformasjonen (i vestlig retning). Laghelningen avtar mot vest internt i dominoblokkene, som følge av storskala slep.

Tilpasningssonen
Tilpasningssonen ligger i en storskala grabenstruktur mellom domino- og horstområdet, og er karakterisert av en fragmentert antiformal foldestruktur. Toppen av foldestrukturen er ofte gjennomsatt av et horst- og graben-kompleks som følge av lokal strekning. Dette gjelder spesielt Brentgruppen. Generelt utgjør tilpasningsområdet det mest komplekst deformerte området på Gullfaksfeltet, der kompleksiteten skyldes tilpasning til deformasjonsregimene i vest og øst.

Horstområdet
Horstområdet utgjør den dypest eroderte delen av Gullfaksfeltet, der kun avsetninger eldre enn Brentgruppen er bevart (fig. 3.1.1). Området består av ikke-roterte forkastningsblokker, og er i forhold til domino- og tilspasningsområdet mindre preget av gjennomgående deformasjon. Likevel vil plasseringen mot hovedforkastningen i øst (fig. 3.1.1) medføre at området kan være til dels svært oppsprukket. Denne deformasjonen vil i hovedsak være uttrykt ved relativt bratte (60-65°) normalforkastninger.

Strukturgeologisk detaljtolkning og brønnplanlegging
Mange fremtidige boremål ligger i strukturelt komplekse områder, som regel med dårlig seismisk avbildning og dermed mange usikkerheter i tolkningene. For å redusere denne usikkerheten er det behov for å utnytte informasjonen i alle tilgjenglig seismiske kuber, relevante brønner, samt erfaringer fra andre lignende områder på feltet.

Forkastninger (både mikroforkastninger og større forkastninger) kan påvirke væskestrømning på mange måter. Det betyr at de kan virke forseglende i produksjonssammenheng eller komplisere væskestrømningsmønsteret. Ut fra kunnskaper fra Gullfaksfeltet er det her kort skissert strukturgeologiske forhold som kan være viktige å ta hensyn til ved brønnplanlegging.

Med hensyn på hovedgeometriene
- Deformasjonen innenfor hver domino-forkastningsblokk øker mot vest, det vil si mot hengsiden.
- Hovedforkastningene vil være mer komplekse på Brentnivå enn dypere i reservoaret.

- Tilpasningssonen er strukturelt mer kompleks enn andre deler av Gullfaksfeltet (flere forkastninger).
- Med hensyn til forkastningsrelaterte barrierer vil væskestrømning bli minst hindret i horstområdet hvor det antakelig er færre forkastninger.

Med hensyn på detaljbeskrivelse

- Forkastninger er ofte assosiert med slep som ikke kan observeres på seismikken. Det betyr at spranget basert på seismikken kan være større enn manglende seksjon identifisert ved brønnkorrelasjon. Dette er viktig med hensyn til kommunikasjonsforhold over forkastningene.
- Relay-soner (overlappsoner) kan være assosiert med tildels store laterale endringer i spranggeometrien, og komplekse bruddgeometrier. Der slike områder er identifisert eller det er mistanke om slike, må kommunikasjon over forkastningene vurderes.

Disse punktene er underbygd i Strukturrapporten (ref.5) kapittel 17 (s. 129-132), og reservoarkommunikasjonsrapporten 1999 (ref.6).

GF SAT

Gullfaks Sør, Rimfaks, Skinfaks, Gullveig og Gulltopp ligger alle på atskilte, vestlig roterte forkastningsblokker på sørlige del av Tampenutstikkeren. Struktureringen er resultat av to ulike riftfaser, henholdsvis av perm - trias og sen jura - tidlig kritt alder. Struktureringen fra den første fasen kontrollerte til dels utviklingen av det strukturelle mønsteret i den siste fasen. Området er dominert av utviklingen til riftfasen i sen jura - tidlig kritt.

GF Sør

Gullfaks Sør representerer det dypeste strukturelle nivå av satellittfeltene, med topp reservoar på 2860m TVD MSL, og er arealmessig så vel som med hensyn på tilstedeværende ressurser det klart største av de tre feltene. Forkastningene på Gullfaks Sør er hovedsakelig orientert N-S, NØ-SV og Ø-V, der den første orienteringen er dominerende. Dette går frem av de strukturelle dybdekartene vist i vedlegg 3.7.1 – 3.7.8

Gullfaks Sør strukturen har tradisjonelt blitt delt inn i 3 strukturelle domener fra vest mot øst; dominoområdet, overgangsområdet og horstområdet (Fig. 3.1.3).

Dominoområdet

Dominoområdet er representert ved repeterende østhellende forkastninger og vestlig laghelning. Dette er det dominerende strukturelle domenet og utgjør den vestlige og sentrale delen av Gullfaks Sør.

Tilpasningsområdet

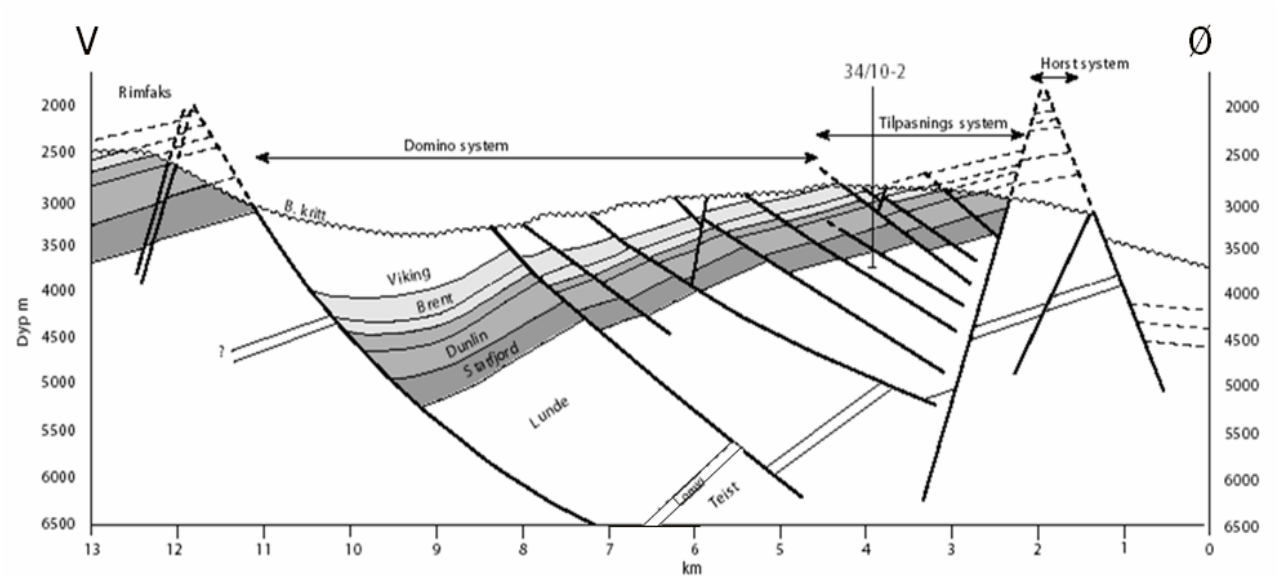
Mellom dominoområdet og horstområdet er et overgangsområde som representerer det tredje strukturelle domenet på Gullfaks Sør. Overgangsområdet (også kalt tilpasningsområdet) er orientert NNØ-SSV og er gjennomgående det mest komplekse strukturelle området. Dette området må under forkastningsutviklingen ha fungert som en buffersone mellom de østvendte forkastningene i dominoområdet og de vestvendte forkastningene i horstområdet.

Horstområdet
Horstområdet utgjør den østligste delen av Gullfaks Sør, og definerer en strukturell høyde orientert NNØ-SSV og begrenset av øst- og vesthellende forkastninger. Dette er også det mest eroderte området, for det meste med kritt liggende direkte på Lundeformasjonen. Lokalt er det bevart opptil 30 m med øvre jura som til dels består av urene sander (34/10-F-4 H, -G-3 H). Området er gjennomgående noe mindre påvirket av deformasjon enn de øvrige delene av feltet. I øst er horsten avgrenset av en forkastning med mer enn 1000 m sprang.

Gullfaks Sør er, som de øvrige feltene, gjennomsatt av forkastninger under seismisk oppløsning, spesielt i grunnere nivå (Brent). Kjerneprøver av disse forkastningene er analysert med hensyn på forseglingsegenskaper og viser at økende innhold av leirpartikler i reservoaret hemmer hydrokarbonbevegelse over forkastningene (ref.7).
Forseglingspotensialet til de største forkastningene i Brent- og Statfjordreservoarene er analysert v.h.a. programvaren FAPS (ref.8). Resultatene nedenfor gjelder hovedmodellen i FAPS. For Brentgruppen generelt viser resultatene at forkastningsbergartene er dominert av lavpermeable bergarter som sterkt reduserer hydrokarbonbevegelse. Der en har sand mot sand i forkastningene i Tarbert og Rannoch regnes det med god kommunikasjon.

Også i Statfjordformasjonen er forkastningene generelt dominert av lavpermeable bergarter. Det var opprinnelig antatt å være forholdsvis god kommunikasjon gjennom forkastninger med soner av kataklasitt i Eiriksson. Produksjonshistorien har imidlertid vist at hovedmodellen i FAPS var for optimistisk.

Resultatene fra en grundig mikrostrukturell analyse av deformasjonsbånd i kjerner fra letebrønnene 34/10-2 og -30 bekrefter dette (ref.9). I denne analysen ble det vist at deformasjonsbånd gjennomsetter kjernene, også i de kjerneintervaller der en ikke har påvist forkastninger fra logg-korrelasjon/seismisk tolkning/dipmeter. To typer deformasjonsbånd (glimmergitter og kataklasitt) er tilstede. Permeabilitetsmålinger over slike deformasjonsbånd viser en reduksjon i permeabilitet med en faktor på fire i forhold til udeformert bergart (ref.9, fig.30 og ref.10). Kvartssementering pga. høyere temperatur bidrar også til reduksjon av porøsitet og permeabilitet, også der en ikke har deformasjonsbånd. I kjernene fra de to brønnene er det tettere med deformasjonsbånd/mikroforkastninger enn i noen andre kjerner tatt fra Gullfaks og Gullfaks Sør.



Figur 3.1.3 Generelt snitt over Gullfaks Sør

Rimfaks og Skinfaks
Disse strukturene ligger grunnere enn Gullfaks Sør, med topp reservoar på ca. 2600-2700 m MSL. Rimfaks ligger på en rotert vesthellende forkastningsblokk og er begrenset av tre større forkastninger mot vest, nord og øst. Forkastningene internt på Rimfaks er orientert N-S, NV-SØ og Ø-V, der de N-S orienterte forkastningene dominerer. Strukturelle dybdekart for Rimfaks er vist i vedlegg 3.7.9 – 3.7.15.

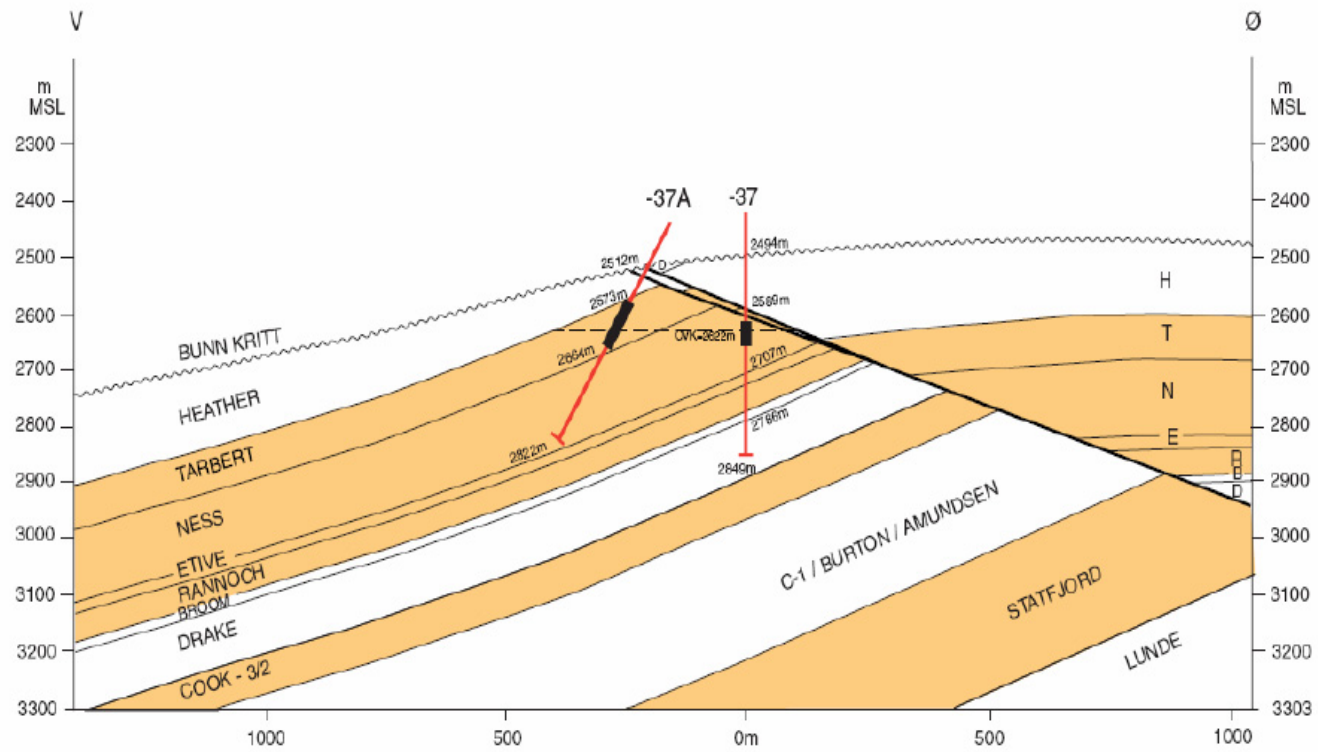
Selv om det også på Rimfaks er utviklet en horst langs den østlige marginen er ikke overgangs- og dominoområdet fremtredende som på Gullfaks og Gullfaks Sør. Horstområdet begrenses mot øst av en stor østhellende forkastning og mot vest av flere mindre forkastninger som er orientert N-S. Den vestlige delen av Rimfaks har få forkastninger.

Når det gjelder reservoarkommunikasjon i disse strukturene viser trykkdata og produksjonshistorie at det er generelt god kommunikasjon. Dette har sammenheng med at reservoarene er lite forkastet og at sandene generelt har god lateral utbredelse. For Rimfaks Brent er det god kommunikasjon innenfor hvert segment, men begrenset kommunikasjon mellom segmentene.

Verken Statfjord- eller Brentreservoaret på Rimfaks har vært gjenstand for detaljerte mikrostrukturelle analyser eller forseglingsanalyser tilsvarende som for Gullfaks Sør. Men i motsetning til hva som er beskrevet over for Gullfaks Sør Statfjord, er det på Rimfaks Statfjord god lateral kommunikasjon mellom gassinjektoren J-1 H og oljeprodusentene H-1 AH, H-2 AH og H-3 AHT2. Både Brent- og Statfjordreservoaret på Rimfaks har generelt bedre petrofysiske egenskaper, bl.a. med mindre sementering, enn tilfellet er på Gullfaks Sør.

Gullveig
Gullveigfeltet består av en vesthellende rotert forkastningsblokk langs Betaryggen, nord for Rimfaks og vest for Gullfaks Sør (Rimfaks ble opprinnelig betegnet som "Beta-strukturen" i lisens 050). Topp reservoar (Brent) på Gullveig ligger på ca. 2400 m MSL. Reservoaret er begrenset mot øst av en stor østvendt forkastning som er orientert NNØ-SSV, og med strukturelt spillpunkt langs Betaryggen mot NNØ. Gode seismiske data og kjernedata viser at Gullveig ligger i et område med få forkastninger, slik det går frem av de strukturelle dybdekartene (vedlegg 3.7.16-3.7.19). Lagningen i Brentgruppen faller ca. 18° mot VNV.

Det gassfylte Statfjordreservoaret ligger mot antatt nedforkastet Brent. Hovedforkastningen danner her strukturell lukning ved forsegling. Et profil gjennom funnbrønnene 34/10-37 og -37A er vist i fig. 3.1.4.



Figur 3.1.4: Geosnitt gjennom funnbrønn 34/10-37 og -37A, Gullveig

Gulltopp
Gulltopp er en del av den store Beta-rygg blokken og ligger 3-4 km nord for Gullveig. Blokken er rotert og har vestlig fall. Selve funnet fremkommer ved et fremspring av hovedforkastningen mot øst. Sen jura Heather skifer fungerer både som tak og sidesegl.

3.1.2 Kildebergarter og migrasjon i Gullfaksområdet

Gullfaks HF
Som det grunneste området på Tampenkilen har Gullfaksstrukturen mottatt olje fra flere retninger.

En studie (ref.11) konkluderer med at Draupneformasjonen er kilden til oljen vi finner i Gullfaksfeltet, bortsett fra oljen i Brent i segment E3, som muligens representerer en blanding av olje fra Draupneformasjonen og Heatherformasjonen.

En gass og oljekorrelasjonsstudie for sørvestlige deler av Gullfaksfeltet (ref.12) støtter antakelsen om en migrasjonsrute for lettolje og gass fra Rimfaks/Gullveig og inn i segmentene E2/E3 på Gullfaksfeltet.

Gullfaksfeltet inneholder olje fra flere kjøkkenområder. Dette støtter opp om flere migrasjonsruter for hydrokarboner til feltet:

- Migrasjon fra nordvest (Tordis/Tordis Øst) til Brent- og Cook reservoarene i fase I-området, inkludert Gullfaks-Vest
- En puls med lettere hydrokarboner fra sør/sørvest (mest sannsynlig Rimfaks eller Gullveig) til segmentene E3/E2. I disse to segmentene er hydrokarbonene blandet med olje fra nordvest. Funnet av olje i letebrønn 34/10-43S, har en OVK som stemmer overens med spillpunkt i strukturen O6B. Dette bekrefter migrasjon og mest sannsynlig fill-spill for olje via denne strukturen mot nord til Gullfaks. Dette øker funnsannsynligheten i prospekter langs denne ruten
- Migrasjon av gass til Brentgruppen i G7 segmentet fra området mellom Snorre og Visund. Mindre strukturelle lukninger på nordflanken av Gullfaks kan derfor inneholde gass
- Migrasjon av gass til segmentene E2, F2 og G1 fra sør. Mindre strukturelle lukninger på sørflanken av Gullfaks kan derfor inneholde gass
- Migrasjon av olje fra kjøkkenområdet mellom Visund og Snorrefeltet til Statfjordformasjonen i C-19
- Migrasjon av hydrokarboner fra flere retninger (C-19, Visund, Gullfaks Sør og fra Vikinggraben) til Cook i fase II området og til Statfjord- og Lundereservoarene i øst
- Oljen i Lundeformasjonen i C-16 kan ha migrert inn fra sør (likhetstrekk med Gullfaks Sør). I den nye evalueringen er det ikke mulig å se denne likheten (kan skyldes dårligere kvalitet på oljeprøven fra C-16?), men denne er tidligere blitt indikert i ref.2.

Slektskapet mellom oljen i Brentgruppen og Cookformasjonen i fase I betyr mest sannsynlig at det har vært kommunikasjon mellom disse reservoarene over forkastninger. På samme måte kan det ha vært kommunikasjon mellom Cookformasjonen i fase II og Statfjord- og Lundeformasjonene på horsten.

Gullfaksstrukturen har ikke noe definert spillpunkt. Årsaken til de «grunne» OVK kan være at strukturen ikke har mottatt nok olje til å fylles opp, og/eller at hydrokarboner har lekket gjennom taket. Lekkasje gjennom taket kan også forklare lokale variasjoner i OVK i Brentgruppen (mellom E2/E3 segmentene og hovedfeltet) og mellom Brent-, Cook- og Statfjord reservoarene. Biodegraderingseffekter i kombinasjon med vannvasking har blitt identifisert for en rekke oljer i Gullfaksfeltet. En gradient med generelt økende biodegradering fra øst mot vest er tilstede innenfor Brentreservoaret. Biodegraderingen har mest sannsynlig

foregått i reservoaret. Vannvasking og mild biodegraderinger er også observert spredt i Statfjord og Lundeformasjonen (ref.11).

Gullfaks SAT
Gullfaks Satellittene har et komplekst migrasjonsmønster. Dette er summert i to rapporter som omhandler kildebergartstyper, tilgjengelige hydrokarbonmengder, migrasjonsruter og oljekorrelasjonsstudier (ref.13 og 14).

Hydrokarbonene har migrert inn i strukturene fra ulike områder. Dette støttes av klassifiseringen som er utført av oljene i de enkelte reservoarene, og fra felt til felt.

Det er etablert noen hovedmigrasjonsretninger (se under, samt ref.13 og 14).
Generelt er det mye olje og gass tilgjengelig i området, og sannsynligheten for migrasjon inn i uborede strukturer/feller/prospekter er god. I enkelte tilfeller har det imidlertid vist seg at strukturer har ligget i "migrasjonsskygger".

Gullfaks Sør
Geokjemiske data og migrasjonsmodellering gir følgende konklusjoner:

- Fluidene i Gullfaks Sør er generert fra en moderat moden marin Draupnekilde
- Innfyllingsretningen til feltet har hovedsakelig vært fra øst til Lundeformasjonen, via Statfjordformasjonen til Brentgruppen. Innfyllingen har sannsynligvis skjedd via kontakt Brent mot Lunde over forkastningen mot Gamma i øst
- Den geokjemiske signaturen til fluidene i vestlige deler av Gullfaks Sør (brønnene 34/10-36 og – 21) har et mer terrestrisk signal som indikerer at fluidene har fått et bidrag fra et lokalt kjøkkenområde, sannsynligvis i vest, som er oljemodent i dag.
- Dette kjøkkenet har også mulighet til å bidra med olje til 15AB/B og H/B prospektene. Bidraget fra dette bassenget vil imidlertid være svært begrenset
- Draupne i den sørlige del av Viking graben er utbrent i dag, men var oljemoden i paleocen
- Den geokjemiske signaturen til Statfjordoljen i 34/10-32R sør på Gullfaks Sør indikerer bidrag fra en lokal kilde. I følge migrasjonsmodelleringen kan et lokalt basseng i sør gi bidrag til dette området, noe som er positivt for prospekt 10AB/B
- Et lokalt kjøkkenområde i nordøst vil kunne gi bidrag til Gamma Nord prospektet
- Fluidene i Gullfaks Sør viser tegn til å ha vært utsatt for fasefraksjonering, enten ved tilførsel av store mengder gass, eller ved trykkreduksjon under migrasjon eller ved lekkasje.

Rimfaks: 34/10-38 S (Statfjord olje). Oljen har blitt generert fra et moderat modningsnivå av marine kilder fra Draupne. Det er antydet et separat kildeområde.

Rimfaks: 34/10-17 (Brent kondensat indikasjoner). Prøvene er blitt generert fra en moderat modnet, marin kilde, antagelig med noe tilskudd av terrestrisk organisk materiale. Draupne er antydet som kildebergart, sannsynligvis med tilskudd fra Heather. I henhold til migrasjonskartet ligger kildeområdet for kondensatet i sør.

Gullveig: 34/10-37A (Brent). En moderat modnet marin kilde er også antydet for disse prøvene. Kildebergarten har sannsynligvis vært Draupne eller en oljegenererende Heatherskifer. Gass-komponentene viser slektskap mellom Rimfaks, Gullveig og E-segmentet på Gullfaks, og indikerer at gass/kondensat har migrert langs Betaryggen fra sør.

Gullveig: K-2 H (Statfjord, gass). Migrasjonsmønsteret og kilder til gassen i Statfjord er mest sannsynlig fill/spill i Statfjord fra sør. De seismiske dataene viser sterke hydrokarbonindikasjoner i segmentene N4 og N5, noe som støtter sannsynligheten for denne migrasjonsruten.

Skinfaks: Letebrønnene 33/12-8 A og 33/12-8 S bekreftet migrasjonsmodellen for området med migrasjon fra sør og vest.

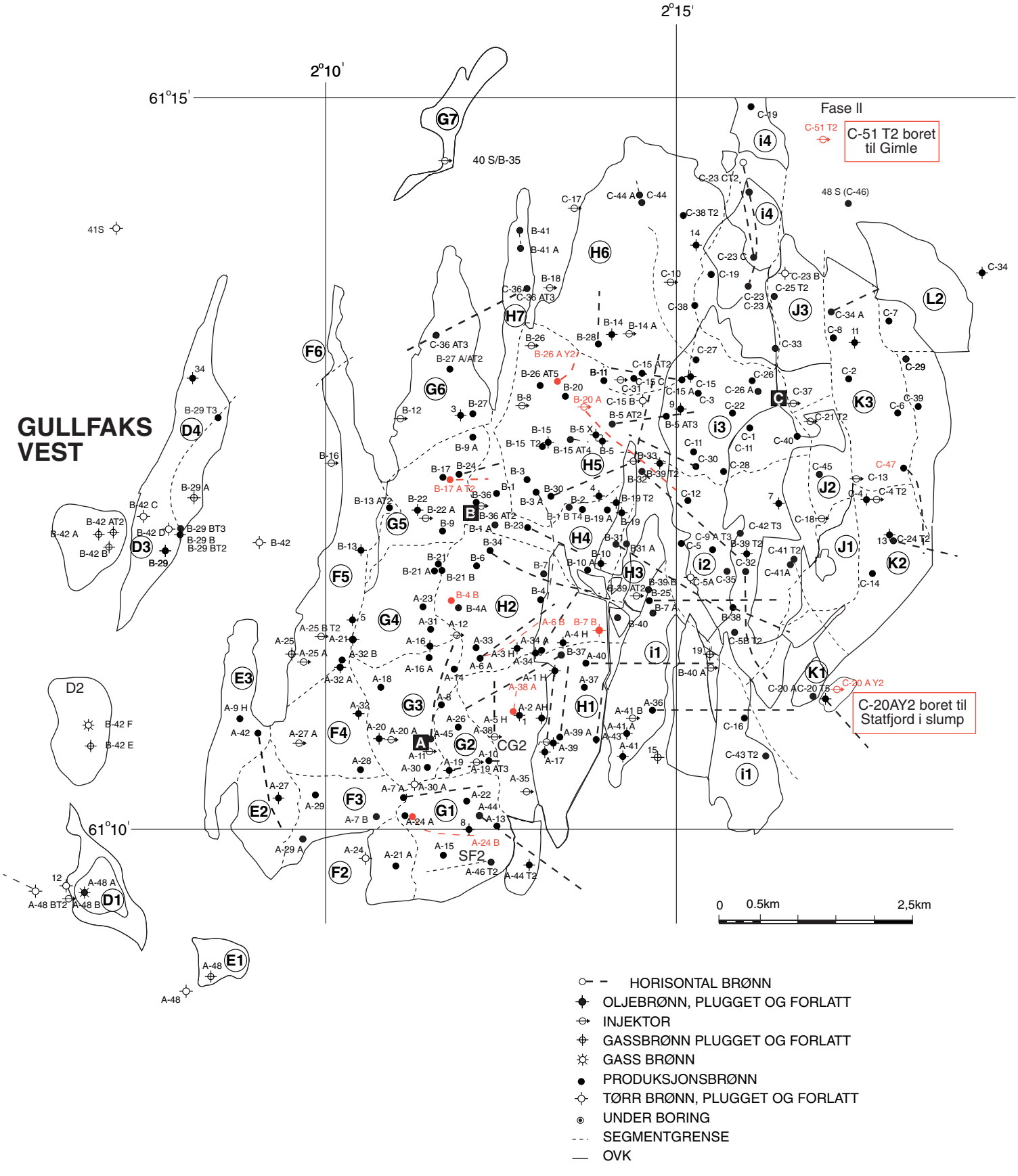
3.2 Resultat nye brønner HF

Siden oktober 2006 er det boret 10 brønner på hovedfeltet. Geosnitt gjennom de nye brønnene er tilgjengelig på: G/UPN/TO_Gullfaks/RES_HF/PETEK/Brønner/Geologiske snitt/. Lokasjonskart med nye brønner markert i rødt er vist i fig. 3.2.1.

StatoilHydro

BLOKK 34/10
GULLFAKS HOVEDFELT

Nye brønner September 2006 - September 2007



Figur 3.2.1 Nye brønner i perioden September -06 til September -07, med rød skrift og symbol.

Tabell 3.2.1: Nye brønner boret på Gullfaks HF siden oktober 2006

Nye Brønner	Resultat
A-6 B Konvensjonelt sidesteg Produsent i Ness	***Operasjonsperiode***: Boring startet 02.02.07, ferdig komplettert 21.03.07. ***Plan***: Påvise og produsere loftsolje i Ness-2 i H2 segmentet, samt å redusere H_2S produksjon ved å gå høyere oppflanks og i en annen reservoarsone. Brønnen ble planlagt som TTD&C med 4 ½" sementert liner, med kick-off i reservoarsonen (Ness-3C) på 2900 m MD RKB/1797 m TVD MSL. Ness-2B og Ness-2C ble planlagt for produksjon fra den nye brønnen, mens to gjenværende intervaller (Ness-3D/Tarbert-1A og Tarbert-1B) ble planlagt for produksjon fra moderbrønnen. Brønndata og seismikk indikerte en forkastning mellom T#1 og T#2, og den største usikkerheten var knyttet til hvilken formasjon en ville bore inn i etter denne forkastningen. Det var også fokus på mulig høyt trykk i Etive som ligger øst for og stratigrafisk under Ness, fordi planlagt slamvekt ikke ville kunne balansere Etive poretrykk. Det ble derfor planlagt å sette TD dersom en var i ferd med å komme inn i denne formasjonen under boring, ellers i topp Ness-2A nord for forkastningen. ***Resultat***: Olje ble påvist i Ness-2C, Ness-2B1, Ness-2B2 og Ness-2A. Den tolkede forkastningen kom ikke inn i brønnbanen som prognosert. For å unngå å bore inn i Etive ble det besluttet å sette TD da loggene viste kull fra Ness-1, på 3448 m MD RKB/1782 m TVD MSL. Forventede formasjonstopper stemte godt med observerte plukk. ***Produksjon***: Brønnen ble perforert i Ness-2B1 og Ness-2B2, og produserer rundt 250 Sm^3/d med vannkutt på 60 %, med relativt høyt H_2S innhold. Det vurderes en brønnoperasjon for å øke totalraten og redusere produksjon av vann og H_2S.
A-24 B Konvensjonelt sidesteg Produsent i Ness	***Operasjonsperiode***: Boring startet 13.04.07, ferdig komplettert 06.05.07. ***Plan***: Påvise og produsere olje fra Ness-3D og Ness-2B1 i G1 segmentet, samt produsere eventuelt gjenværende olje fra Ness-2C. Brønnen ble planlagt som en TTD&C med 4" ResPunch skjermer. Kick-off ble planlagt ved 2150 m MD RKB/1787 m TVD MSL. Dette er 80 meter under topp Shetland, og slamvekt ble satt til 1,65 for å kompensere for mulig initialt poretrykk. Brønnen skulle bore inn i uerodert Tarbert og gi en komplett øvre Brent kolonne. En mulig forkastning mellom T#1 og T#2 ville gi repetert Ness-3 stratigrafi. ***Resultat***: Olje ble påvist i Ness-3D, Ness-3B, Ness-3A, Ness-2B2 og Ness-2B1. Tarbert og Ness-2C var vannfylt. Under boring av en kullhorisont i Tarbert-2A oppstod et statisk slamtap på 6-16 Sm3, og dette ble kurert ved å redusere slamvekten til 1,60. Dette var mulig fordi det ikke var registrert sander i Shetland. To forkastninger i brønnbanen ga repetert Tarbert-1B og Tarbert-1A reservoarsoner og repetert Ness-3B og Ness-3A. Dette førte til at brønnen ble forlenget med rundt 50 m MD før TD ble satt på 3159 m MD RKB/1908 m TVD MSL i bunn Ness-2B1. Brønnen ble komplettert med skjermer i Ness-2B1, og ResPunch skjermer i Ness-2B1, Ness-3D, Ness-3B og Ness-3A. ***Produksjon***: Brønnen produserer 600 Sm^3/d vannfritt fra skjermer i Ness-2B1 i intervallet 3123-3157 m MD RKB.
A-38 A Konvensjonelt sidesteg Produsent i Ness	***Operasjonsperiode***: Boring startet 01.07.07, ferdig komplettert 17.07.07. ***Plan***: Påvise og produsere loftsolje i Ness-2C i H1 segmentet. Brønnen ble planlagt som en TTD&C med 4" skjermer og swellpackere. Kick-off på 2110 m MD RKB 46 meter TVD under topp Shetland, med slamvekt på 1,69 sg EMW. Fokus på å treffe Ness-2C og holde seg i denne til TD, 200 m MD etter T#1. ***Resultat***: Brønnen ble boret i to run, først med motor og deretter med PowerDrive for å få bedre styring. Under tripping mellom disse ble slamvekten justert opp på grunn av gass i brønnen. Brønnen gikk inn i topp reservoar i erodert Ness-3A på 2480 m MD RKB/1759 m TVD MSL, og boret 45 m MD med denne reservoarsonen. Dette ga tilleggsvolumer, og sonen ble

Nye Brønner	Resultat
	komplettert med ResPunch skjermer. Topp Ness-2C kom inn på 2525 m MD RKB/1761 m TVD MSL. Styringsproblemer på grunn av løs sand gjorde at brønnbanen gikk dypere enn planlagt. Da TD ble satt på 2718 m MD RKB/1770 m TVD MSL hadde brønnen 193 m MD med Ness-2C, og dette er komplettert med ResFlow skjermer. ***Produksjon***: Brønnen produserer 1000 Sm^3/d vannfritt fra skjermer i N-2C, intervall 2537-2709 m MD RKB.
B-7 B TTRD sidesteg Letebrønn/produsent i Statfjord	***Operasjonsperiode:*** Boring påbegynt 16.10.06, avsluttet (inkl. P&A) 06.11.06 ***Plan:*** Målet for brønnen var å utforske hydrokarbon potensialet og hvis funn produsere hydrokarboner fra Statfjordformasjonen nord i H1 blokken, i prospektet kalt Turmalin. ***Resultat:*** Ved prognosert dyp for BCU ble ca. 50 m ufløммet reservoar påtruffet. Dette ble først tolket som erodert Cook-3, men senere gjennomgang av logger og biostratigrafi indikerer at formasjonen mer sannsynlig representerer Kransavsetninger på BCU. En rekke brønner har senere blitt resonert med tilsvarende Kransavsetninger (i nærområdet; B-40, C-5 T2, C-5A, C-5B T2 og C-35). Basert på erfaring med å produsere Krans i B-40 (da tolket som Cook-3; brønnen døde etter kort tid), ble det besluttet å ikke perforere B-7B i dette intervallet. Under Krans ble erodert Amundsen i segment H2 påtruffet. Videre ble Drake i segment I1 påtruffet gjennom hovedforkastningen mot H-rekken. Gjennomboring av en uprognosert forkastning i I1 ga et kort repetert intervall med Rannoch-1, etterfulgt av Drake. Rannoch-intervallet var ufløммet, men pga dårlige reservoaregenskaper og stor usikkerhet med hensyn på tilgjengelige reserver så nær forkastningssonen mellom H2 og I1, ble det besluttet å ikke perforere dette intervallet. Videre ble Amundsen som prognosert påtruffet i H1 ved ny gjennomboring av hovedforkastning mot I1.Topp Statfjord (Turmalin) ble påvist som prognosert, men Statfjordformasjonen viste seg å være vannfylt. Brønnen ble plugget, og klargjort for tilbakefallslokasjon som er boring av injektor til Cook i I1 segmentet.
B-17 AT2 Konvensjonelt sidesteg Produsent i øvre Brent	***Operasjonsperiode***: Boring startet 24.11.06, ferdig komplettert 29.01.07. ***Plan***: Påvise og produsere olje fra øvre Brent i segment G5 og forkastningssegmentet mellom G5 og H4, samt eventuelle gjenværende reserver i H4 nord for B-1 og B-1A. Nye 4D inversjonsdata som ble tilgjengelig etter brønnplanlegging viste ingen gjenværende reserver i H4 segmentet, og det ble besluttet å ikke bore dette. Brønnen skulle komme inn i reservoaret i erodert Tarbert-3, og treffe en mulig intern forkastning i segment G5. Størst usikkerhet var knyttet til tilstedeværelse av forkastningssegmentet mellom G5 og H4. ***Resultat***: B-17 A ble plugget og sideboret da borekronen stod fast 20 m etter kick-off. B-17 AT2 påviste oljefylt Tarbert-2A, vannfylt Tarbert-1C og oljefylt Tarbert-1B og Tarbert-1A. Sandsteiner i Ness-3 og Ness-2C var oljefylt. Brønnen fikk ikke tilgang til Tarbert-2B og Tarbert-3A som planlagt fordi inngangspunktet i reservoaret ble ca 35 meter lenger øst enn planlagt. Den interne forkastningen som var forventet i segment G5 ble ikke påvist. En forkastning på 2709 m MD RKB viser at det eksisterer et forkastningssegment mellom segment G5 og H4, men spranget var mindre en antatt. Etter 156 meter boring i dette segmentet ble TD satt. Borekaks og gammalogg viste at brønnen da var i en oljefylt sand. Denne er tolket som Ness-2C. Brønnen ble komplettert med 4” skjerm i Ness-2C, samt ResPunch skjermer i Tarbert-2, Tarbert-1, Ness-3 og repetert Ness-2C. ***Produksjon***: Brønnen ble åpnet i Ness-2C og produserte ca 150 Sm^3/d med økende vannkutt. I juli 07 ble Ness-3 åpnet. I starten produserte brønnen 400 Sm^3/d, nå produserer den 340 Sm^3/d med 66% vannkutt.

Nye Brønner	Resultat
B-20 A Konvensjonelt sidesteg Injektor i Cook	***Operasjonsperiode***: Boring påbegynt 18.02.07; ferdig komplettert 25.05.07 Plan: Kick-off med 8 ½" hull rett over topp Shetland. Sjekke flømming og måle reservoartrykk i PBRH54 (sekundærobjektiv). Bore 8 ½" videre til IBCH51 og måle reservoartrykket. Gitt prognosert trykk eller høyere: sette casing i Cook-1/Amundsen i H5; gitt trykk lavere enn prognose: sette casing i bunnen av Drake. Bore 6" hull videre til IBCI213. Primærmål for brønnen var injeksjon i Cook, først og fremst i segment I2 for å erstatte C-12 injeksjon. Ved behov for trykkstøtte til B-31 kunne Cook i H5 perforeres. Kontrollering av injeksjonen i H5 og I2 var planlagt ved installering/trekking straddle over perforeringsintervall i H5. ***Resultat:*** PBRH54: Bunn Kritt ble påtruffet iht. prognosert dyp. Det var forventet å bore inn i Etive, men Ness-2A ble påtruffet (6 m TVD). Ness-2A var oljefylt, i overensstemmelse med 4D seismikk. Underliggende nedre Brent var flømmet, i motsetning til indikasjoner fra 4D seismiske inversjonsdata. Trykkpunkter i Brent viste depletering av reservoaret (målt trykk var 265 bar @ 1850). Topp Drake ble påtruffet som prognosert. IBCH51: Pga frykt for å gå på tap i Cook i H5 ble casing satt i nedre deler av Drake. Topp Cook ble påtruffet med 6" hull iht. prognose, med depletert reservoartrykk (målte trykk hhv. 235 og 245 @ 1850 m TVD i Cook-3 og Cook-2). IBCI213: Hovedforkastning mellom H- og I-rekken (Drake) ble påtruffet 100 m MD senere enn prognosert. Topp Cook ble påtruffet iht. prognose, og var som forventet vannfløммet. Internt i Cook (trolig øvre deler av Cook-2) ble trykk rundt initielt påtruffet. ***Injeksjon:*** Til sammen 12 m i Cook-2A i I2 er perforert. Pga lav injektivitet etter første perforering ble denne sonen re-perforert. Brønnen injiserer ca. 1200 Sm3/d.
B-4 B Konvensjonelt sidesteg Produsent i øvre Brent	***Operasjonsperiode***: Boring startet 10.05.07, ferdig komplettert 15.06.07. ***Plan***: Primærmålet var å påvise og produsere olje i Ness-3D i G4 segmentet, og sekundærmålet var å påvise og produsere olje i Ness-3D og Tarbert-1A i H2 segmentet og Tarbert-1A i G4 segmentet. Brønnen ble planlagt som TTD&C med 4 ½" sementert liner. Kick-off var på 2585 m MD RKB, 40 m under topp Shetland. Slamvekten ble satt høyt for å balansere gass fra denne formasjonsgruppen. ***Resultat***: Brønnen påviste oljefylt Tarbert-1A og Ness-3D i segment H2. En forkastning ble påvist ved 2863 m MD RKB/1907 m TVD MSL, og det antas at dette er forkastningen mellom segment H2 og G4. Mellomsegmentet som var prognosert i H2 ble ikke påvist. I segment G4 viste gammaloggen en sand som ble tolket som Ness-2C. Den var oljefylt i toppen og mulig vannfløммet i bunn. TD ble satt før primærmålet ble nådd, på 2920 m MD RKB/1929 m TVD MSL, på grunn av slamtap og problemer med styring. Brønnen ble komplettert med perforert liner i Tarbert-1A og Ness.3D i segment H2. ***Produksjon***: Brønnen produserte et knapt døgn (07.-08.06.07) fra sekundærmålet. Har siden vært stengt på grunn av defekt BSV. Dessuten viste brønnen svært dårlige produktivitet, estimert til mindre enn 5 Sm^3/d/bar. Test før innstenging viste oljerate 270 Sm^3/d, 15 % vannkutt. Brønnen er innstengt i påvente av videre boring til primærmålet.
B-26 AY2 Konvensjonelt sidesteg Produsent i Tarbert	***Operasjonsperiode***: Boring startet 17.07.07, ferdig komplettert 12.08.07. ***Plan***: Påvise og produsere loftsolje i Tarbert-1 i H5 og H6, samt eventuell udrenert olje i Tarbert-3 og Tarbert-2 i H5. Brønnen ble planlagt som en TTD&C med 4" skjermer, ResPunch og swellpackere. Kick-off var i Shetland, og inngangspunktet i reservoaret i erodert Tarbert-3. Tarbert-1 ble forventet repetert over forkastningen mellom T#1 og T#2, og TD kriteriet var å få tilgang til å sette 100 meter skjermer nord for denne forkastningen. Det var satt fokus

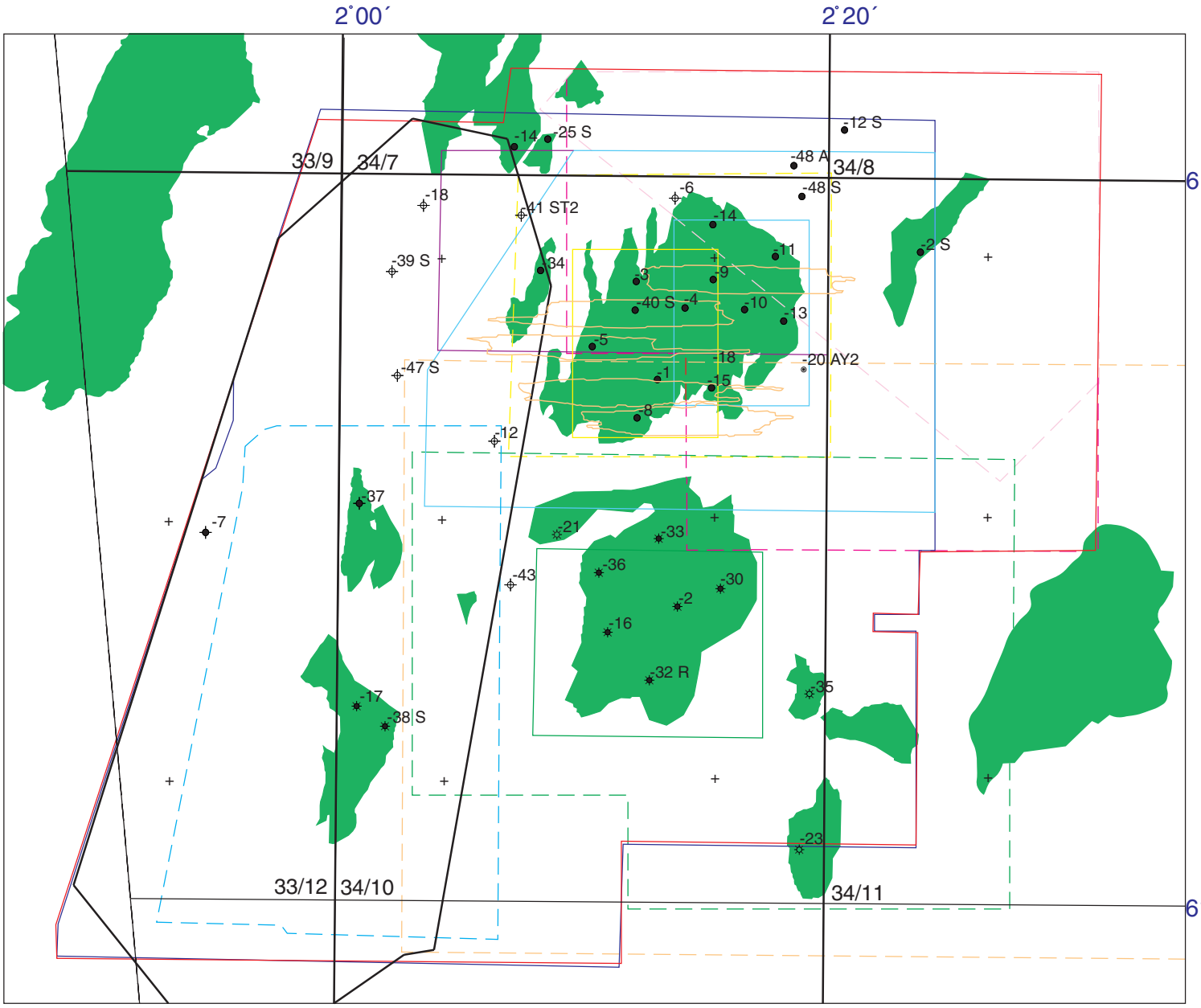
Nye Brønner	Resultat
	på å ikke entre Ness-3 på grunn av lavere trykk i denne reservoarsonen. 4D data ble brukt både for å identifisere og kvantifisere oljeforekomsten. ***Resultat***: Brønnen traff Tarbert-3A som var delvis fløммet, Tarbert-2 som var fløммet og Tarbert-1B som var oljefylt. Den ble boret i ett run med PowerDrive. I Tarbert-1B i segment H5 var det problemer med styringen på grunn av løs sand, og dette førte til at brønnbanen droppet lavere enn planlagt. Brønnen gikk gjennom den forventede forkastningen på 3842 m MD RKB/1869 m TVD MSL, og traff repetert Tarbert-1B i segment H6. Etter 165 m MD ble TD satt. Tarbert-1B har varierende permeabilitet fra topp til bunn, og brønnen ble komplettert for å drenere reservoarsonen i flere intervaller basert på permeabilitet. Brønnen har ResFlow skjermer i segment H6, og intervaller med ResPunch skjermer i segment H5. ***Produksjon***: Brønnen produserer 190 Sm^3/d med et vannkutt på 55% fra åpenhulls skjermer (ResFlow) i Tarbert-1B i segment H6. Skjermintervall er 3778-3985 m MD RKB.
C-20 AY2	***Operasjonsperiode:*** Startet 20. april 2006 med diverse kabeloperasjoner som varte frem til 27. april 2006. Deretter startet arbeidet med å trekke 10 3/4" tie-back foringsrør. Operasjonen viste seg å bli mer utfordrende enn først antatt og foringsrøret måtte trekkes ut i mange små biter noe som økte operasjonstiden dramatisk. Arbeidet med brønnen pågikk frem til 11.august 2006 da brønnen ble midlertidig forlatt på grunn av revisjonsstans på Gullfaks C. Nytt 10 3/4" tie-back foringsrør var da installert og operasjonen lå 82 dager bak tidsplan. Gjenopptagelse av operasjonen ble 27. desember 2006 og brønnen var ferdig boret den 23. januar 2007. Selve boringen gikk raskere enn budsjettert. Det ble litt forsinkelser med 7" liner pga trangt hull, men den 26. februar 2007 lyktes det å dekke over omlag øvre halvdel av det 2780 m lange åpne hullet. De resterende operasjoner gikk raskere enn budsjettert, og tubingen var installert 21. mars og juletre den 27.mars 2007. ***Plan:*** Avklare hydrokarbonpotensialet i to prospekter sørøst for Gullfaks hovedfelt. Prosjektet var planlagt som et multi-lateralt sidesteg fra en aktiv produsent, der en skulle beholde produksjonen fra moderbrønnen og samtidig være i stand til å produsere eller injisere i flere soner i det nye brønnsporet. ***Resultatet*** består av 6 elementer: 1. Prospektet Biotitt (Statfjord/Lunde-formasjonen) ble avklart som tørt. 2. Albitt (Lomvifomasjonen) ble avklart som tørt. 3. Allerede påviste volumer i Kyrreformasjonen ble avgrenset ved at en for første gang påviste en OVK. Reservoaret står i kontakt med hovedfeltet og hadde et trykkfall på cirka 85 bar som følge av produksjonen fra Statfjordformasjonen i segment K1. Sonen ble komplettert og satt på injeksjon. 4. Påviste olje i en tynn nedre Statfjordsand i slump-strukturen ovenfor Biotitt. Den ble komplettert og satt på produksjon, men produksjonen døde etter kort tid på grunn av trykkfall. Det antas derfor at volumene er små og at sanden ikke kommuniserer med omverdenen. Denne sonen er nå innestengt for trykkoppbygging. 5. Påviste produserbar olje i midtre Lundeformasjonen i segment M1, men på grunn av problemer med trangt hull ble det ikke kjørt liner ned til dette nivået. En fikk dermed ikke testet funnet, hvilket gjør at en ikke kjenner størrelsen. Funnet er lagt inn i Gullfaks sin boremålsdatabase, så det kan bli anledning til å komplettere dette senere i en ny boring. 6. Til slutt var sekundærmålet å gjenopprette oljeproduksjon gjennom en hul whip stock i moderløpet fra Statfjordformasjonen i segment K1 på Gullfaks Hovedfelt. Dette ble ikke oppnådd, mest sannsynlig fordi skjermene i reservoaret har plugget seg. Når injeksjonen i ovenfornevnte Kyrre-sone har bygget tilstrekkelig poretrykk i Statfjordformasjonen i segment K1, regner en med at produksjonen kan komme opp igjen.

Nye Brønner	Resultat
	Injeksjon/produksjon: Brønnen vil vekselvis injisere i Kyrreformasjonen og produsere i moderløpet i øvre Statfjord i K1 og produsere i nedre Statfjord i slumpen.
C-51 T2 Ny slisse. Brent-injektor i Gimle.	**Operasjonsperiode:** Påbegynt 07.05.07, avsluttet 25.08.07. **Plan:** Primærmålet for brønn 34/10-C-51T2 er å etablere vanninjekson i Brentgruppen i Gimle Alpha. Sekundærmålet er å utforske Vikinggruppen over Brentgruppen, for å teste potentialet i en øvre jura prospektmulighet. **Resultat:** Primærmålet kom inn 2,5m grunnere enn prognosert, brønnen påtraff Brentgruppen i vannsonen på 3024,5m TVD RKB. Trykkmålinger i Tarbertformasjonen/øvre Brent gav et trykk på 360 bar som gir 60 bar depletering. Dette er innenfor det som var forventet og viser at det er god kommunikasjon til produksjonsbrønn 34/10-C-46 og området den skal trykkstøtte. Loggene gir også god korrelasjon mot Brentgruppen i C-46. I nedre Brentgruppen var det forventet initielt trykk. Imidlertid viste trykkmålinger at Etiveformasjonen var 11 bar depletert. Dette kan skyldes kommunikasjon mot Visundfeltet lenger nord, eller delvis kommunikasjon mot øvre Brent i Gimle. I sekundærmålet ble det påtruffet vannfylt sand i øvre jura. Tilstedeværelsen av sand viser at avsetningsmodellen stemmer og gir grunn til optimisme i den videre kartleggingen etter hydrokarbonfylte sander i dette nivået andre steder i området. Lekkasje gjennom hovedforkastningen (Inner Snorre Fault) mot GF-hovedfelt til Lundeformasjonen, kan være årsaken til at den påtrufne sanden var vannfylt. TD for brønnen ble satt i Drakeformasjonen på 6604m MD RKB / 3311,8m TVD RKB. **Injeksjon:** Brønnen skal i første omgang perforeres i 8 soner, totalt 100m, i Tarbertformasjonen og bli satt på injeksjon med en planlagt vannrate på 3000m3/dag. Dette er beregnet til å gi en økning i oljeraten fra produkjonsbrønn 34/10-C-46 på 400 Sm^3/dag. Dersom det blir gjort funn i nedre Brentgruppen i den neste planlagte produksjonsbrønnen, 34/10-C-50, vil det også bli aktuelt å sette den på injeksjon i nedre Brent på et senere tidspunkt.

3.3 Seismiske data, tolkning og kartverk HF

3.3.1 Datagrunnlag/datakvalitet HF

Gullfaks hovedfelt er dekket av en rekke seismiske kuber, både overflateundersøkelser og havbunnsdata, tabell 3.3.1. Lokasjonskart for de ulike undersøkelsene er vist i figur 3.3.1.



Streamer data:

- 4D område Gullfaks HF (ST8511, ST9901 og ST0304)
- ST9207
- ST9508
- ST9607
- ST0504
- ST99M06
- ST9607R04
- ST05M02
- ST0504Z06
- ST06MZ03
- ST06M06

OBS data:

- ST0101
- ST0302/ST0508
- ST0203

Skyggesone

Reprosesserte datasett markert med stiplede linjer

Figur 3.3.1: Oversiktskart for seismiske innsamlinger / reprosesseringer i Gullfaksområdet

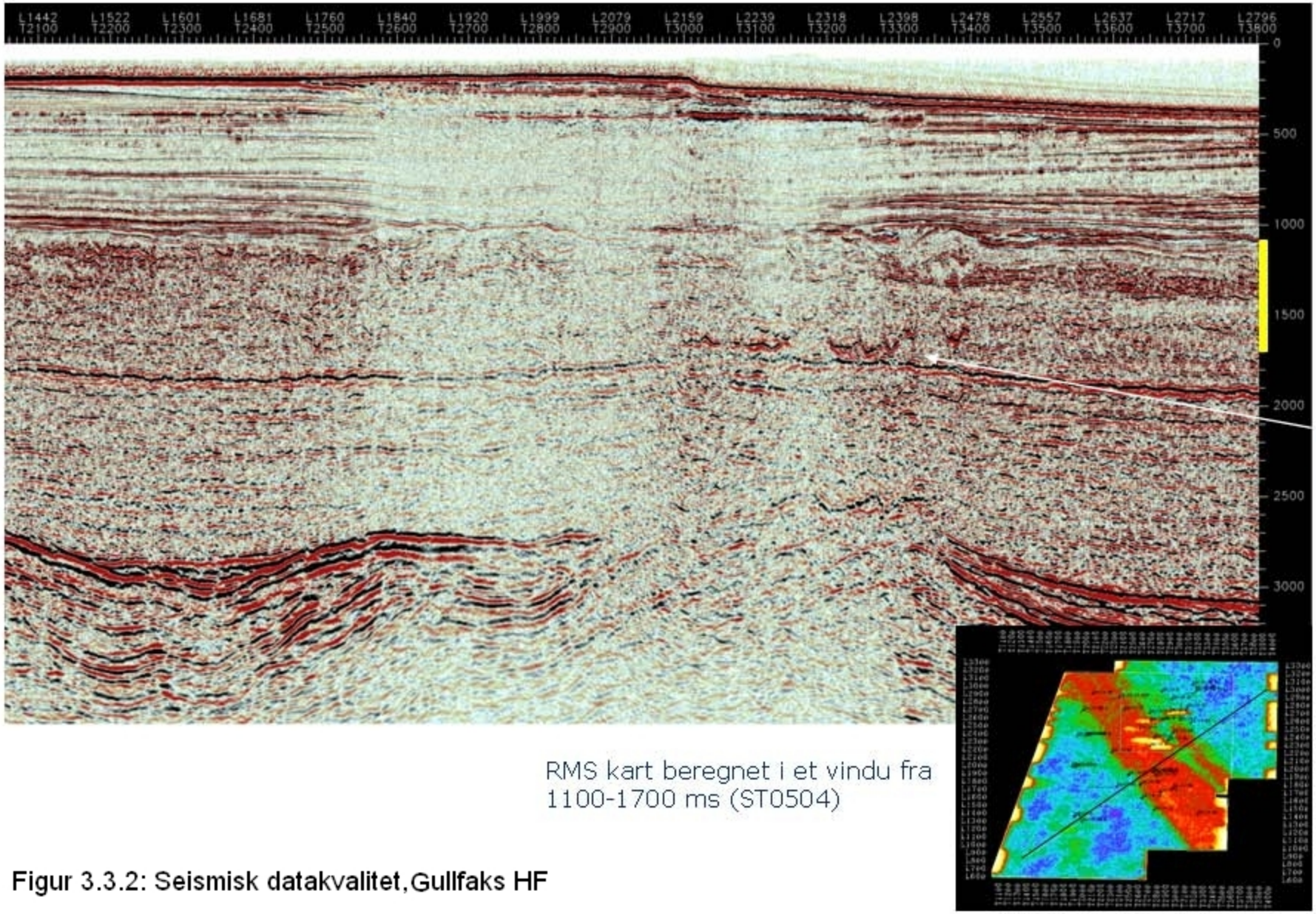
Omtrent 275 brønner inkludert sidesteg danner basis for fastpunktinformasjonen.
I tillegg gir erfaring og observasjoner fra produksjonsdata nyttig informasjon i den seismiske tolkningen av feltet.

Tabell 3.3.1: Seismiske datagrunnlag på Gullfaks HF

Innsamling	Kommentarer Innsamling	Kommentarer Prosessering	Seismisk kube i OpenWorks
ST8511	Første 3D. Innsamlet før produksjonsstart og plassering av faste installasjoner	Strukturell	STR_ST8511_SSL92_Full_08
		4D og AVO	4D_ST8511_CGG03_Full16 4D_ST8511_CGG03_Mid16 4D_ST8511R03_CGG05_Near_16 4D_ST8511R03_CGG05_Far_16 4D_ST8511R03_CGG05_Fuma2mi
		PSDM, Spleis med ST9607	STR_ST05M02_CGG05_full16 STR_ST05M02_CGG05_near_16 STR_ST05M02_CGG05_far_16
ST9508	4D pilot over nordlige del av Gullfaks hovedfelt		
ST9607	Innsamling dekker hele lisensen	Strukturell	STR_ST9607_WG96_Full_16
		AVO	STR_ST9607_WG03_Near_16 STR_ST9607_WG03_Mid_16 STR_ST9607_WG03_Far_16
		4D og AVO	4D_ST9607_CGG03_Full_16 4D_ST9607_CGG03_Mid_16 4D_ST9607R05_CGG05_Near_16 4D_ST9607R05_CGG05_Far_16 4D_ST9607R05_CGG05_Fuma2mi
ST9901	Repetert ST8511 innsamling	4D og AVO	4D_ST9901_CGG03_Full_16 4D_ST9901_CGG03_Mid_16 4D_ST9901R03_CGG05_Near_16 4D_ST9901R03_CGG05_Far_16 4D_ST9901R05_CGG05_Fuma2mi
ST0101	OBS: Dekker skyggesonen fra GFC og Gullfaks horsten	Strukturell	OBS_ST0101_WG01_Full_16
		Strukturell	OBS_ST0101_PGS02_Full_16
		Strukturell	OBS_ST0101_CGG03_Full_16
ST0302	OBS: Dekker skyggesonen fra GFA, GFB og lastebøyene	Strukturell, 4D-matchet til ST0508 (OBS)	OBS_ST0302_CGG03_Full_16 OBS_ST0302_CGG03ps_Full16 OBS_ST0302R06_CGG06_Near_16 OBS_ST0302R06_CGG06_Far_16 OBS_ST0302R06_CGG06_Full_16
		ST0302 spleiset inn i ST0304 skyggesoner	OBS_4D_ST0302_ST0304_CGG03_Full_16
ST0304	Repetert ST8511 innsamling	4D og AVO	4D_ST0304_CGG03_Full_16 4D_ST0304_CGG03_Mid_16 4D_ST0304_CGG05_Near_16 4D_ST0304_CGG05_Far_16 4D_ST0304_CGG05_Fuma2mi

Innsamling	Kommentarer Innsamling	Kommentarer Prosessering	Seismisk kube i OpenWorks
ST0504	Repetert ST9607-innsamling (noe utvidet område)	4D og AVO	4D_ST0504_CGG05AM_Full_16 4D_ST0504_CGG05AM_Mid_16 4D_ST0504_CGG05_Near_16 4D_ST0504_CGG05_Far_16 4D_ST0504_CGG05_Fuma2mi
		PSDM	STR_ST0504Z06_GXT_PSDM_Full_16 STR_ST0504Z06_GXT_PSDM_Near_16 STR_ST0504Z06_GXT_PSDM_Mid_16 STR_ST0504Z06_GXT_PSDM_Far_16
		PSDM/MultiAzimuth	STR_ST06MZ03_GXT_PSDM_Near_16 STR_ST06MZ03_GXT_PSDM_Far_16 STR_ST06MZ03_GXT_PSDM_Mid_16 STR_ST06MZ03_GXT_PSDM_Full_16
ST0508	OBS: Repetert ST0302	Strukturell, 4D-matchet til ST0302 (OBS)	OBS_ST0508_CGG05_Full_16 OBS_ST0508R06_CGG06_Near_16 OBS_ST0508R06_CGG06_Far_16 OBS_ST0508R06_CGG06_Full_16

Den seismiske datakvaliteten varierer over Gullfaksfeltet. Problemer med avbildning er ofte relatert til kalsittsementerte sander i nedre del av Hordaland gruppen og gasslekkasje. I tillegg er det områder med betydelig redusert reflektivitet assosiert med Norskerenna. Brønner viser at dette er isavsetninger, bestående av grove klastiske sedimenter. Kart som viser utstrekningen av denne avsetningen, samt et seismisk snitt som illustrerer dataproblemene beskrevet over er vist i figuren 3.3.2.



Figur 3.3.2: Seismisk datakvalitet,Gullfaks HF

4D data

Den første 3D seismiske undersøkelsen ble samlet inn på Gullfaksfeltet i 1985, ett år før produksjonsstart. I 1995 ble den første 4D piloten samlet inn over den nordlige delen av feltet. Resultatene var så oppløftende at det i etterkant er samlet inn 4 konvensjonelle overflateseismiske undersøkelser (1996, 1999, 2003 og 2005). Innsamlingene fra 1996 og 2005 dekker hele lisensen, slik at 4D evalueringer også kan implementeres på Gullfaks satellittfelt.

OBS data

Fem faste installasjoner på feltet medfører at det er relativt store områder som ikke dekkes med konvensjonelle overflatedata. Det er derfor samlet inn tre havbunnsseismiske undersøkelser (2001, 2003 og 2005) i disse områdene. Innsamlingen fra 2005 er en repetisjon av 2003 undersøkelsen for å evaluere 4D potensialet i OBS data. Et ekstra objektiv med 2001 undersøkelsen var å utnytte multiazimuth komponenten i OBS dataene for å kartlegge den kompliserte Gullfaks horsten.

Inversjonsdata

Det eksisterer både 3D og 4D inversjonsresultater på Gullfaks HF. Kubene er resultater fra en 4D simultan AVO-inversjon utført av Ødegaard A/S i perioden 2005-2006. I tillegg er resultater fra 3D og 4D bergartsfysisk inversjon (ref.15), med utgangspunkt i Ødegaards inversjon, en viktig del av datagrunnlaget på Gullfaks.

Tabell 3.3.2: Oversikt over inversjonsdata på Gullfaks HF

Kube	Anvendelse
3D_INV_Fluidcube_baseline	Fluidkube
3D_INV_Lowfreq_Pimpedance_baseline	Lavfrekvens AI
3D_INV_Lowfreq_Poisratio_baseline	Lavfrekvens PR
3D_INV_Lowfreq_VpVsratio_baseline	Lavfrekvens Vp/Vs
3D_INV_PROB_DHIcube_baseline	DHI kube. (Sannsynlighet for HC).
3D_INV_PROB_SANDcube_baseline	Sandindikator kube. (Sannsynlighet for sand).
3D_INV_Pimpedance_baseline	Absolutt Akustisk Impedanse kube
3D_INV_Poisratio_baseline	Absolutt Poissons forhold kube
3D_INV_VpVsratio_baseline	Absolutt Vp/Vs-forhold kube
4D_INV_DAI_8596/8599/8503/8505	Endring i AI fra 85 til 96/99/03/05
4D_INV_Sgas4d_05_16	Kuben gir absolutt gassmetning i 2005
4D_INV_Soil4d_05_16	Kuben gir absolutt oljemetning i 2005
4D_INV_SoilRmod_05_16	Kuben gir absolutt oljemetning i 2005 (Simuleringsmodell)
4D_INV_SoilRmod_85_16	Kuben gir absolutt initiell oljemetning (Simuleringsmodell)

PreStackDybdeMigrasjon (PSDM)/ Multiazimuth prosesserte data

PSDM prosessering ble først benyttet på Gullfaks satellitter med gode resultater, også på hovedfeltet har dette vist seg nyttig med hensyn på å bedre den strukturelle avbildningen av feltet. Våren 2005 ble ST8511 dataene, som er det eldste 3D seismiske datasettet på Gullfaks HF PSDM prosessert. Linjene er i nordvest forlenget ved å spleise inn data fra ST9607 undersøkelsen.

Høsten 2006 ble et nytt PSDM prosesseringsprosjekt igangsatt med fokus på nordlige deler og østflanken av Gullfaksstrukturen. I dette prosjektet ble data fra Visund inkludert for å forbedre

avbildning ved å øke fold og kombinere 2 innsamlingsretninger. Fra Gullfaks ble ST0504 dataene, som har størst utstrekning mot nord og nordvest, benyttet. Datasettet ST0404 fra Visund har en nordvest - sørøstlig innsamlingskonfigurasjon, mens Gullfaks er øst – vest orientert.

Det ble benyttet gridbasert tomografi og en detaljert hastighetskube for å fange opp raske hastighetsvariasjoner i denne prosesseringen. De to datasettene ble prosessert parallelt og RMO korrigert separat før spleising til et datasett (ref.16).

PSDM dataene gir et viktig bidrag i den strukturelle avbildningen med bedre definerte dype strukturer og forkastninger, samt en mer nøyaktig posisjonering av strukturelle element. Dette har blant annet ført til en forflytning i tolkningen av hovedforkastningen Inner Snorre Fault med ca. 200- 300 m i østlig retning. Dette er i overensstemmelse med observasjonene i brønn 34/10-48 S. De nye dataene gir en god dekning av Gimle og Nøkken området som har stor interesse i letesammenheng.

3.3.2 Seismisk Kalibrering HF

De ulike seismiske datasettene er kalibrert inn mot bønner ved hjelp av syntetiske seismogram generert fra sonic-, tetthetslogg og VSP /Tid-dyp data som er samlet inn i de fleste utforskningsbrønner. I tabell 3.3.3 er logger som inngår i den seismiske kalibreringen med innsamlingsintervall for letebrønnene listet.

Tabell 3.3.3: Oversikt over geofysiske logger på Gullfaks HF

Brønn	Soniclogg intervall (MD)	Tetthetslogg intervall (MD)	VSP/Tid-dyp kurve (MD)			
			Type	Intervall	Nivå	Kommentarer
34/10-1	213-2460	487-2460	CHK	500-2460	28	
34/10-3	175-2798	571-2798	CHK	620- 2705	23	
34/10-4	222-2597	627-2597	CHK	620-2705	17	
34/10-5	161-2775	502-2776	CHK	296 -2770	20	
34/10-6	222-2363	623-2363	CHK	475 -2355	16	
34/10-7	228-2248	832-2249	VI	315-2245	57	
34/10-8	216-2216	858-2216	CHK	525-2210	18	
34/10-9	218-2417	831-2428	CHK	700-2420	24	
34/10-11	215-2156	315-2158	CHK	440-2152	22	
34/10-12	160-2796	225-2799	CHK	1010-2800	20	
34/10-14	243-2643	785-2545	CHK	1410-2647	11	
34/10-13	299-3393	299-3394	CHK	740-3394	22	
34/10-15	249-2400	950-2406	VI	253-2400	64	
34/10-18	155-3024	227-3025	VI	823-3024	49	
34/10-19	214-2216	288-2217	VI	905-2214	30	
34/10-20	1026-3743	1026-3744	VI	165-3745	50	
34/10-23	223-4764	1239-4765	VI	2050-4715	108	
34/10-24	309-599		VI	230-590	31	
			OVSP	240-280		6 kildeplasseringer
34/10-25	221-599		VI	240-598	37	
			OVSP	240-598		4 kildeplasseringer
34/10-26	225-3871		VI-/OVSP	280-600		6 kildeplasseringer
34/10-33	225-3871		CHK	800-1400	7	

Brønn	Soniclogg intervall (MD)	Tetthetslogg intervall (MD)	VSP/Tid-dyp kurve (MD)			
			Type	Intervall	Nivå	Kommentarer
			VI	1470-3770	116	
34/10-34	1982-2413	1982-2413	VI	1470-2413	65	
34/10-35	1080-4302	2633-3200	CHK	353-813		
			VI	2300-4240	138	
			WAVSP	2900		6 lines(8km)
34/10-39 S	2049-3145		VI	500-2970	216	
34/10-41 S			VI	1040-2885	137	
			CHK	805-1040		
34/10-42S	3945-4521	3945-4521	VI	1132-4387	238	
34/10-48 S			VI	1085-5035	158	
34/10-A-1H	1011-2015	231-2019	VI	845, 895, 1500-2018	24	
34/10-A-2AH	1713-2251	1713-2251	VI	2125-2250	6	
34/10-A-3H			VI			
34/10-A-4H			VI			
34/10-A-8	1890-2508	110-2510	WAVSP	1014-2453		
34/10-A-9H	1739-2318	1300-2244	VI	355 - 2315	52	
34/10-A-11	1723-2400	1500-2356	VI	1000-2400		
34/10-A 12		905-2515	VI	1070- 3300		
34/10-A-27	2984-3287	2984-3278	VI			
34/10-B-1	1820-2090	1820-2090	VI			
34/10-B-4	1987-2450	1987-2450	Wavsp	1323-1473		
34/10-B8	2564-3373	2564-3373	WAVSP			
34/10-B14A			VI	1570-4470	146	
34/10-B18	4080-4548	4080-4548	VI			
34/10-B22	2137-2448	2137-2448	VI			
34/10-B23		2202-2950	WAVSP			
34/10-B25	3001-4033	3001-4033	VI			
34/10-C-1	2110-2415	2110-2415	VI			
34/10-C-5	3102-3585	3102-3585	VI			
34/10-C-6	2639-3202	2639-3203	VI			
34/10-C-14	3720-4120	3720-4120	VI			

3.3.3 Tolkningsmetodikk HF

Strukturell tolkning
Tolkningene er i hovedsak basert på ST05M02,ST8511R92, ST9607 delvis ST9901 oghavbunnsseismikken (ST0101). Det er ST05M02 som gir best strukturell avbildning, unntatt øst på feltet, der ST9607 gir det viktigste bidraget i tolkningen av Statfjord Fm og ST8511 (4thWave) generelt i I-rekken. Sandkuben (3D_INV_PROB_SANDcube_baseline) er inversjonsdata som skiller mellom sand og skifer og har gitt viktig bidrag i tolkningen av Topp Broom over hele HF. Det er et usystematisk tidsskift mellom kubene og alle tolkningene er derfor tilordnet ST05M02for oppnå ens hastighetsmodell for hele feltet.

Kartleggingen er basert på signaltolkning av bunn kritt, topp Brent, intra Ness reflektor, delvis bunn Brent, topp Cook, topp Statfjord og delvis Lunde. I tillegg er Lomvi og en intra Teist reflektor tolket for å få kartlagt de større strukturene mot dyp. En beskrivelse av responsene fra

disse horisontene er gitt under. Andre kartflater er basert på isopakker mellom tolkede flater, som til slutt er justert langs forkastninger.

En beskrivelse av reflektorer/horisonter for reservoarintervallet er listet underhvor største endringen erskifte i tolkning;fra Topp NER til Topp Ness2a og fra Topp Drake til Topp Broom.

Bunn Kritt ukonformitet: Grenseflaten representerer en markert nedgang i AI i områder der Draupneformasjonen er til stede og genererer en sterk og kontinuerlig refleksjon. Endringen i Poissons forhold knyttet til topp Draupneformasjonen er liten og refleksjonsstyrken avtar med økende innfallsvinkel. I områder, der Draupneformasjonen er tynn/ ikke tilstede, representerer horisonten en diskordans og reflektiviteten avhenger av hvilke bergarter som eksponeres langs grenseflaten.
Det er liten endring i Poissons forhold der skifer følger på skifer, men en nedgang er observert der skifer overligger sand og følgelig en økning i reflektivitet med økende innfallsvinkel.
Topp Heatherformasjonen: Vanligvis en økning i AI generert ved overgangen fra lav impedans Draupne skifer til Heather skifer med høyere impedans.
Vanligvis ingen endring i Poissons forhold og refleksjonen avtar i amplitude med økende innfallsvinkel.
Topp Tarbertformasjonen: Reflektiviteten er her avhengig av litologi, væskeinnhold og innfallsvinkel. I områder der formasjonen består av en vannfylt god sand er det liten/ingen endring i AI og følgelig ingen refleksjon på nærtrasene, men grenseflaten korresponderer med en nedgang i Poissons forhold og refleksjonsstyrken øker med økende innfallsvinkel. I tilfelle av hydrokarbon fylt ren sand representerer grenseflaten en markert nedgang i AI og Poissons forhold og genererer en sterk refleksjon for alle innfallsvinkler, men mest ved høye vinkler.
Lokalt i områder der formasjonen er sementert representer horisonten en økning i AI.
Bunn god Tarbert sand: Denne reflektoren er en sammensatt respons bestående av refleksjoner fra flere grenseflater som superponeres på hverandre, der reflektiviteten er avhengig av fluidinnhold og innfallsvinkel. Markert økning i AI ved tilstedeværelse av hydrokarboner og en oppblomstring i amplitude ved høye innfallsvinkler på grunn av en økning i Poissons. Lav reflektivitet ved vann.
Topp intra Ness skifer: Også dette en sammensatt respons bestående av refleksjoner fra flere grenseflater som viser liten avhengighet av fluidinnhold. En markert økning i AI og Poissons forhold. Reflektiviteten er uavhengig av innfallsvinkel.
Topp Ness 2A: Sammensatt respons, hvis styrke ikke avhenger i noen grad av fluidinnhold. Basert på seismisk signal er denne horisonten tolket til et trau (nedgang i akustisk impedans).
Topp Etiveformasjonen: Sammensatt respons som er sterkt avhengig av fluidinnhold. I tilfelle av vannfylt god sand følger en nedgang i AI og flatt Poissons forhold. Amplituden avtar fra lave til høye innfallsvinkler. Ved tilstedeværelsen av hydrokarboner er en nedgang både i AI og Poissons forhold observert. Refleksjonen er sterk og relativt uendret ved alle innfallsvinkler.
Topp Broom: Tolket i nullkryssing etter en peak og representerer en reduksjon i AI og Poissons forhold.

Bunn Brent/Topp Drake: Sammensatt respons, hvis amplitude kan være influert av fluidinnholdet i den overliggende Brentgruppen. En nedgang i AI og et uendret Poissons forhold er observert og refleksjonen typisk avtar med høye innfallsvinkler.
Topp Cookformasjonen: Korresponderer med en økning i AI og en nedgang i Poissons forhold, der refleksjonsstyrken typisk avtar med økende innfallsvinkler.
Topp Burtonformasjonen: Sammensatt respons med en markert nedgang i AI og økning i Poissons forhold. Reflektiviteten avtar med høye innfallsvinkler**.**
Topp Amundsenformasjonen: Responsen fra denne grenseflaten interfererer ofte med topp Burtonformasjonen. En sterk økning i AI og flatt Poissons forhold. Reflektiviteten avtar med høye innfallsvinkler.
Intra Amundsenformasjonen: En markert økning i AI med et flatt til svakt avtagende Poissons forhold. Reflektiviteten avtar med høye innfallsvinkler.
Topp Statfjordformasjonen: Reflektiviteten er sterkt avhengig av litologi, væskeinnhold og innfallsvinkel. I tilfelle av vannfylte mektige sander er en sterk nedgang i AI og en noe mindre fremtredende nedgang i Poissons forhold med en svak økning i reflektivitet med økende innfallsvinkler observert. Der tykk hydrokarbon bærende sand er til stede representerer horisonten en nedgang i AI og i Poissons forhold og den korresponderende reflektoren er sterkt negativ, muligens mer negativ med økende innfallsvinkel. I områder der topp Statfjord er sementert korresponderer horisonten med en økning i AI og en nedgang Poissons forhold og gir opphav til en positiv reflektor som avtar i amplitude med økende innfallsvinkel.

Kvantitativ 4D tolkning
Ettersom gjenværende reserver stadig blir mindre og vanskeligere å identifisere, blir det viktigere å finne mer kvantitative tilnærmingsmetoder for å forbedre den vertikale oppløsningen i seismiske data og estimere gjenværende olje metning i de ulike reservoar-segmentene. Ved å integrere seismiske data med brønndata, produksjonsdata og en god priori geologisk forståelse er teknikken som er beskrevet under blitt brukt indirekte til å sette verdier på endringer i hydrokarbon metningen og poretrykk. Den kvantitative 4D seismiske arbeidsprosessen som blir brukt på Gullfaksfeltet inkluderer 2 hovedpunkter som er beskrevet under.

En ny inversjonsmetode som inverterer forskjellige vinkel «stack» fra ulike seismiske innsamlinger samtidig er nylig blitt tilgjengelig (ref.17). I det foreliggende arbeidet er det benyttet resultater fra en 4D simultan AVO inversjon utført av Ødegaard A/S Company (ref.18). Denne metoden, som er basert på en global optimaliserings- teknikk, benytter partielle «stack» fra 5 forskjellige innsamlinger (1985, 1996, 1999, 2003 og 2005) samtidig.

Den siste bergartsfysiske inversjonsmetoden (ref.15) som er benyttet på Gullfaksfeltet baserer seg på Gassmann ligning for evaluering av effekten av ulike metningsgrader og sammenhengen mellom seismisk kalibrerte soniclogger og trykkmålinger for å evaluere trykkeffekter. På denne måten er en ikke-lineær sammenheng funnet mellom forandringer i elastiske egenskaper og dynamiske reservoaregenskaper i forhold til opprinnelige forhold. En statistisk tilnærming, der forskjellige parametere er beregnet uavhengig, er så benyttet for å bestemme usikkerheten som stammer fra seismisk støy, variasjoner i bergarts- og fluidegenskap og unøyaktigheter i sonic- og trykkmålinger. Hydrokarbonmetnings- og poretrykksdata kuber sammen med tilhørende usikkerheter er så generert for å illustrere varierende stadier i feltets produksjonshistorie.

De kombinerte resultatene fra arbeidsprosessen er svært lovende etter som de lar gjenværende oljeforekomster identifiseres mer nøyaktig i komplekse heterogene deler av reservoaret, samtidig som de gir en bedre vurdering av usikkerhetene. Metoden gjør det enklere å monitorere injeksjon av gass i reservoaret.

3.3.4 Dybdekonvertering HF

Tolkede tidshorisonter konverteres til dyp via vertikal strekking av tidsaksen.

En to-lags modell som inkluderer havbunnen brukes for dybdekonvertering av Bunn Kritt (BCU). Bakgrunnsmodellen for dypet til Bunn Kritt er gitt som

$$Z\_BCU = a0 + a1*T\_WAT + a2*T\_BCU + Z\_ERR$$

hvor T_WAT og T_BCU er henholdsvis gangtiden til havbunnen og Bunn Kritt. Z_ERR er dybdeavviket i hver brønn. Minste kvadraters metode brukes for å bestemme parametrene a0, a1 og a2 som minimaliserer Z_ERR (i minste kvadraters forstand). Z_ERR verdiene i hver brønn griddes til ett korreksjonskart. Gridding utføres med Radial Basis Funksjonmetoden.

Standardavviket til prediksjonsfeilen for modellen er estimert ved å ta ut en og en brønn av gangen (kryssvalidering) og estimere modellen på nytt for hver brønn som tas ut. Optimal gridding radius er 1.4 km og gir ett standardavvik til prediksjonsfeilen på 7 m. Dette stemmer godt overens med observerte prediksjonsfeil i nye brønner.

Pga. av måleusikkerhet: Brønnposisjon (x,y,z)
Seismiske data
Logger
er det umulig å komme under en usikkerhet på omtrent +/- 10 m på Gullfaksfeltet uansett hvilken metode som brukes for dybdekonvertering.

Horisonter under BCU konverteres til dyp ved å bruke BCU som referansehorisont.

3.3.5 Strukturelle dybdekart HF

I forbindelse med byggingen av ny fullfelts geomodell for Brent Gruppen på Gullfaks HF, har det i 2006 og 2007 foregått en større rekartlegging. Formålet har vært å forbedre tolkningen, sørge for konsistens i kartverket og tilrettelegge for geomodellering.

Det er gjort endringer i forhold til tidligere år når det gjelder stratigrafisk nivå for følgende strukturelle kart på Gullfaks Hovedfelt:

- Base Ness-1 erstatter Top NER
- Top Broom erstatter Top Drake

De strukturelle dybdekartene gir en oversikt over påviste olje- og gassreserver (grønn/rød farge) samt prospekter (gul farge) på hvert reservoarnivå.

Følgende strukturelle kart for Gullfaks hovedfelt er vedlagt:

Base Cretaceous strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.1
Top Tarbert strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.2
Top Ness strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.3
Base Ness-1 strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.4
Top Broom strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.5
Top Cook strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.6
Top Statfjord strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.7
Top Lunde strukturelt dybdekart, HF	Vedlegg 3.3.8

Kart for Base Cretaceous, Top Tarbert, Top Ness, Base Ness-1, Top Statfjord og Top Lunde er revidert pr september 2007. Strukturelt dybdekart for topp Kyrre ble ferdigstilt i 2003.
Top Cook kartet er revidert med nye brønner pr. september 2007, mens den strukturelle tolkningen er revidert pr. september 2005.

3.3.6 Geofysiske studier HF

Trykkhastighets relasjoner i Brent-sander på Gullfaks Hovedfelt
Det er gjort en studie for å finne ut hvordan P-hastighet endres ved endring i poretrykk (ref.19).
Formålet var å separere effekten av endret poretrykk og endring av fluidmetning i 4D seismikk, for å kunne kvantifisere mengden av gjenværende olje. Tidligere har man vanligvis basert seg på laboratoriemålinger gjort på kjerneplugger, men nyere studier har vist at kjerneplugger ofte overdriver effekten av trykkendringer. Denne studien baserer seg på brønnmålinger i selve reservoaret, og resultatene viser at kjernepluggmålinger fra Gullfaks sander høyst sannsynlig overvurderer effekten av trykket.

Utvikling av bergartsfysisk modell for direkte og invers modellering av Brent sander på Gullfaks Hovedfelt
Det er utviklet en empirisk modell som beskriver sammenhenger mellom ulike parametre i Brent sandene ved initielle forhold (1985). Parametre som har brukes er akustisk impedans (AI), Poissons forhold, differensialtrykk, fluidegenskaper, porøsitet og leirinnhold. Den direkte modellen kan predikere AI og Poissons forhold (eventuelt P- og S- bølge hastigheter) ut fra de andre parametrene.
Den inverse modellen beregner fluidegenskaper (metning), porøsitet og leirinnhold fra dyp (trykk), AI og Poissons forhold. Dette kan gjøres for 1985-data, siden trykktilstandene da er direkte relatert til dyp, og ikke påvirket av produksjon. AI og Poissons forhold finnes i egne inversjonskuber for Gullfaks (se avsnitt Inversjonsdata). Arbeidet med å lage kuber fra metning, porøsitet og litoogi er i gang og resultatene så langt er lovende.

Hastighetsmodellering NORSAR
Et prosjekt der anomalien observert i de grunne lagene (fig.3.3.2) modelleres pågår hos NORSAR. I denne studien blir det sett på effekten ved ikke å ta hensyn til hastigheten i denne avsetningen kan forklare den reduserte datakvaliteten i området.

3.3.7 Videre arbeid HF

4D Seismisk innsamling
Det vil bli samlet inn en ny 4D seismisk undersøkelse som skal dekke Gullfaksfeltet og Gimlefeltet sommeren 2008. Det nye datasettet er planlagt å dekke et område på 400 km^2 (full fold 2D dekning).

Innsamlingsgeometri for de nye dataene er enda ikke bestemt. Tidligere 4D innsamlinger over Gullfaksfeltet er samlet inn med en kabelavstand på 100m, noe som har resultert i en repeterbarhet som er i underkant av Statoils 4D erfaring på andre felt. Det er derfor anbefalt at fra 2007 vil alle Statoils fremtidige seismiske datasett ha maksimum kabelavstand på 50m.

I tillegg til overflatedataene er det også planlagt å samle inn et havbunnsdatasett som dekker skyggesonene under installasjonene på feltet. I tillegg til tidligere 4D innsamlinger (2003/2005) vil det nye datasettet også inkludere området under A-plattformen. Innsamlingsgeometrien for de nye havbunnsdataene vil være identisk med tidligere innsamlinger (2001/2003/2005).

4D-testprosessering
Det pågår en 4D-testprosessering med 4 kontraktører. Tre undersøkelser benyttes: ST9607, ST9901 og ST0504. Det er valgt et testområde i nordlige del av Gullfaksfeltet. Resultatene forventes klare i løpet av oktober 2007. Hensikten er å optimalisere prosesseringssekvensen og repeterbarheten for å få mer nøyaktig informasjon om utviklingen i reservoarene over tid. Basert på en teknisk og økonomisk vurdering, vil det deretter bli valgt en kontraktor som både skal reprosessere alle gamle 4D-data på Gullfaks hovedfelt og de nye 4D-dataene som samles inn i 2008.

3.4 Reservoarbeskrivelse HF

3.4.1 Reservoarbeskrivelse Kransleddet HF

Reservoarenheten i Shetlandsgruppen tilhører Kyrreformasjonen og har på Gullfaksfeltet fått navnet Kransleddet etter måten avsetningen omkranser Gullfaksstrukturen. Kransleddet er hovedsakelig av Maastricht til Campan alder. Kvaliteten på sandkroppene er forholdsvis god, fig. 3.4.1

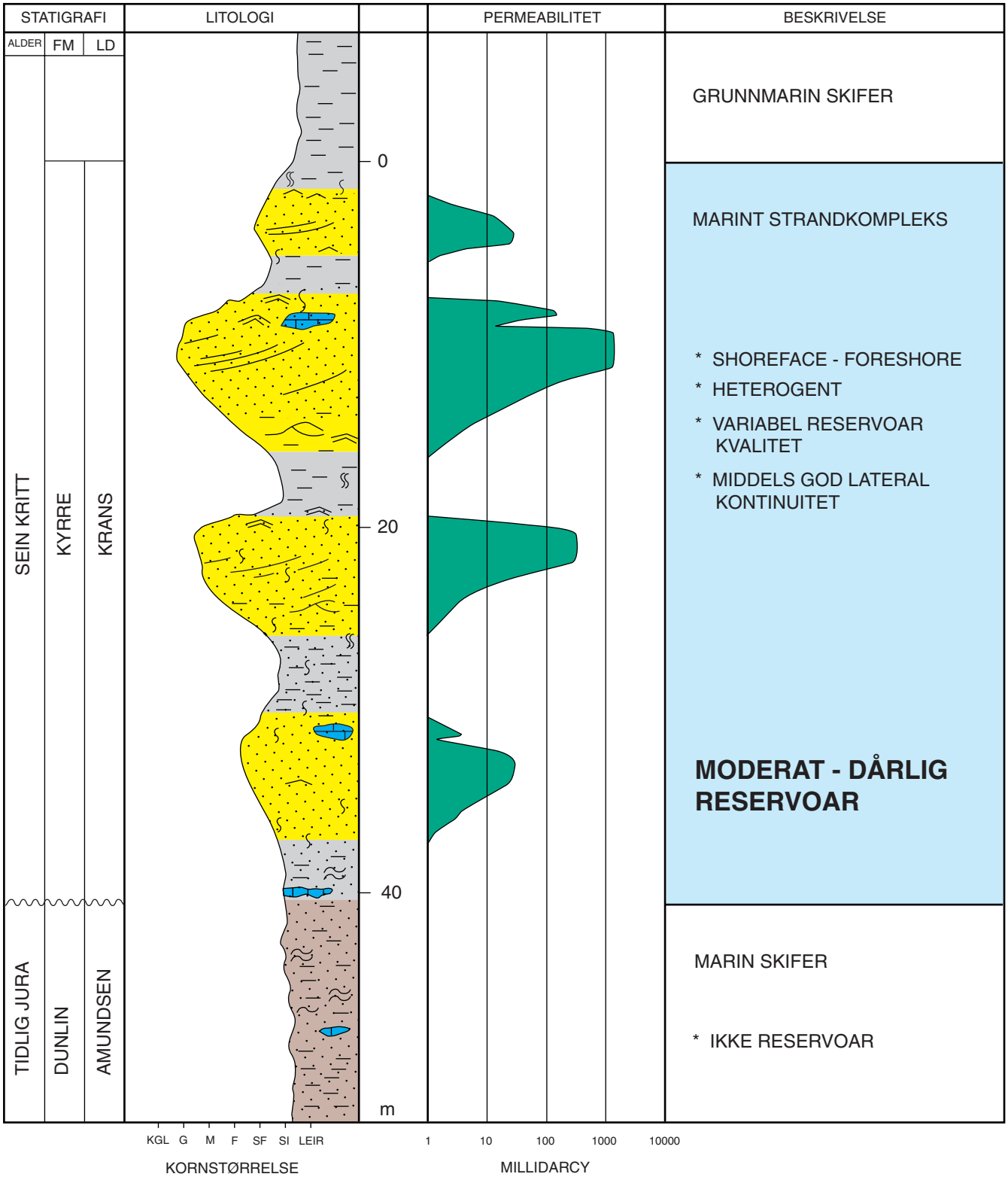
I brønnene på horsten, hvor Kransleddet er til stede, er sandene oftest oljefylt. Det er påvist en OVK på 2033 m MSL i C-20AY2.

På vestsiden av feltet er de påviste sandsteinene i Kransleddet gassfylt. I D3 (brønnene B-42A, - 42AT2 og -42B) er hydrokarboner (gass/kondensat) påvist ned til 2015 m TVD MSL. D1 brønnene (A-48 og -48B) har gass ned til 1943 m TVD MSL og Kransleddet ligger her trolig rett på Brent med OVK på ca. 1993 m TVD MSL. I D2 er en gass-/kondensatkolonne på 28 m TVD påvist ned til 1991 m. Sander avsatt i øst på feltet er antatt å tilhøre samme stratigrafiske nivå som i vest. Kart over utbredelsen av sandene er vist i fig. 3.4.2

StatoilHydro

Blokk 34/10, Gullfaksfeltet

KRANSLEDDET



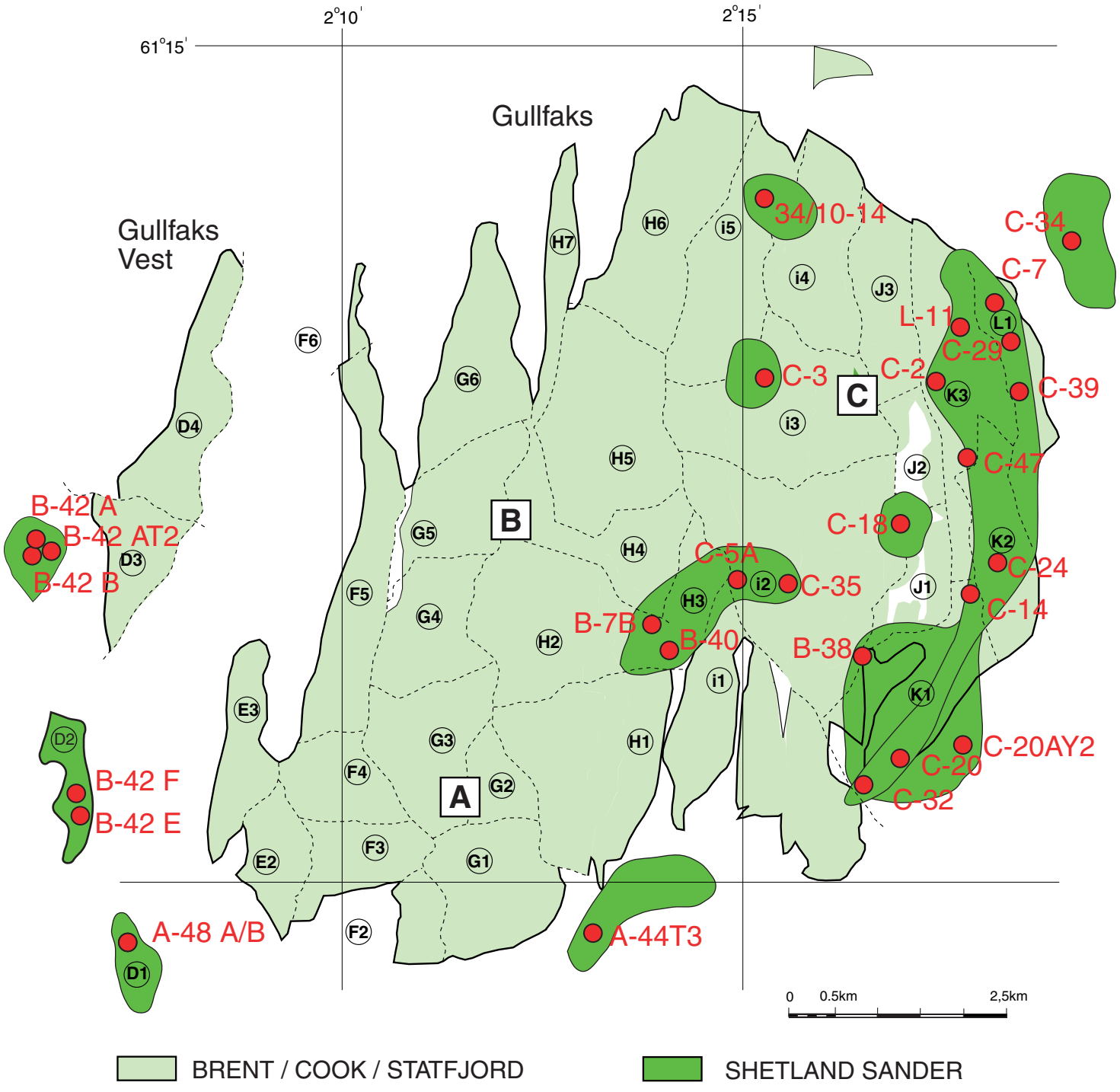
Figur 3.4.1: Stratigrafisk kolonne, Kransleddet HF

b981112/041007

StatoilHydro

UTSTREKNING AV SHETLAND SANDER

Gullfaks



Figur 3.4.2: Lokasjonskart for Shetlandsander HF

Avsetningshistorie Kransleddet
Reservoarenheten i Kyrreformasjonen er tolket å ha en begrenset utstrekning, med lokalt deriverte erosjonsprodukter fra Gullfaksstrukturen. Det til enhver tid gjeldende havnivå, sammen med lokal topografi, har sannsynligvis vært styrende for hvor sedimentene er avsatt.

Sandkropputviklingen i Kransleddet kan grovt sett deles inn i to typer avsetninger, grunnmarine avsetninger og submarine viftedelta.

- De grunnmarine sandene kan være strandavsetninger på bunn kritt, (se C-20 AY2 og C-7).
- De grunnmarine kan også være tidevannsavsetninger i laguneområder på bunn-kritt-flaten, (se kjernet intervall av Ringfly i brønn C-20 T3).
- Viftene kan typisk være ras, stablede vifter, prograderende eller retrograderende marine viftesystem, eller enkeltstående vifter og turbiditter i grabenområdene rundt Gullfaks (se prospektet Blåvinge).
- I perioder med bunn kritt hevet over havnivå er avsetninger av lokale fluviale sander i forsenkninger forventet (se områdene rundt B-40, B-7B, C-3, C-5 og C-18). Disse brønnene ble i 2007 resonert til å ha Kranssander avsatt direkte på bunn kritt flaten.

Kranssander er vanskelig å identifisere på seismiske data, da de ofte er tynne og vil være under seismisk oppløsning. Gjennomsnittstykkelse er 5,9 m TVD, varierende fra 0 til 14 mTVD. Unntak er C-7, der 44 mTVD sand er påvist. Det er rimelig å anta at Kranssandene har stratigrafisk lukning og kiler ut lateralt.

AVO-kuber, generert fra seismiske data, er benyttet til kartlegging av Kranssander. Dataene indikerer flere lovende områder langs østflanken av hovedfeltet, hvor det tidligere er påvist krittsander.

To brønner (A-48B og C-23 B) som ble boret basert på sterk AVO respons, påviste imidlertid ikke sand i dette intervallet. De negative resultatene førte til igangsettelse av en studie i bruk av AVO- data i forbindelse med identifisering av stratigrafiske feller med hovedvekt på Kransleddet (ref. 20).

I 2006 ble to prospekter testet med letebrønn 34/10-48 (Apollo i antatt Kyrreformasjonen og Sølvkåpe i antatt Svarteformasjonen/Cromer Knoll). Ingen av prospektene inneholdt sand.

Gimle-injektoren C-51, som ble boret sommeren 2007, penetrerte store deler av Krittpakken uten å påvise Krans sander. Vannfylt øvre jura sand ble imidlertid påtruffet, noe som kan være en ledetråd i fremtidig leting.

Datadekningen av kritt i brønnene er ofte dårlig, fordi foringsrørssko er plassert i dette intervallet. Det finnes få kjerner i kritt, slik at sedimentologisk tolkning av reservoarenheten er gjort utelukkende fra logger, borekaks og beliggenhet.

3.4.1.1 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Kranseleddet HF

Kvaliteten på sandkroppene er forholdsvis god (fig. 3.4.2 og tabell 3.4.1).

Tabell 3.4.1: Reservoardata for Kransleddet. Dyp topp struktur og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL, trykk og temperatur til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Krans**		
Segment	K/L	D1	D3
Topp struktur	1 800	1915	1999
GVK		1943[1)]	2015[1)]
OVK	2 043[2)]	1993[3)]	-
Temperatur (^{0}C)	76	-	76
Trykk (bar)	320	310	310
Kokepunktstrykk (bar)	260	mangler	mangler
Rs (Sm^3/Sm^3)	167	-	R_v=1/1300
Bo-faktor (Rm^3/Sm^3)	1,43	1,8	-
Bg-faktor(Rm3/Sm3)		0,004	0,004
Gassgradient (bar/m)		0,026	0,04
Oljegradient (bar/m)	0,06	-	-
Vanngradient (bar/m)	0,103	0,1024	0,1024
Oljeviskositet (cp)	0,42	-	0,048
Permeabilitet (mD)	20-1000	5000-7000	5000-7000
Porøsitet (fraksjon)	0,25	0,34	0,34
Sw oljesone (fraksjon)	0,2	0,2	-
Sw gassone(fraksjon)		0,1	0,1
Gass til stede (MSm^3)		725	150

[1)] Gass/kondensat ned til [2)] Antatt samme OVK som i Statfjordformasjonen [3)] Brentkontakt

Den laterale kommunikasjonen mellom sandkroppene er usikker og foreløpige produksjonsdata viser at sandene er forholdsvis diskontinuerlige. Kommunikasjon via andre reservoarenheter er imidlertid påvist i flere brønner.

- B-42 B hadde et svært raskt trykkfall, noe som tyder på at reservoaret er mindre sammenhengende enn antatt.
- B-42 F viste et beskjedent trykkfall etter at brønnen ble satt på produksjon, og dette kan tyde på at reservoaret har relativt stor utbredelse eller står i kommunikasjon med et moderat stort vannbasseng.
- C-7 har oljefylte Kranssand direkte på og i trykk-kommunikasjon med Lundeformasjonen. Produksjonen fra Kransleddet har bidratt svært positivt til totalraten i brønnen, og det forventes fortsatt produksjon.
- A-48 A og 48 B er antatt å ha Kransleddet direkte på Brent. Dette underbygges av at Krans var delvis trykkavlastet da brønnene ble boret og at trykkfallet har vært beskjedent etter produksjonstart ved slutten av 2003.
- C-24 T2 har perforert to intervaller i krans (februar 2005). Brønnen hadde en startrate på 274 sm^3/d olje og en totalrate på 700 m^3/d. Etter to måneder var oljeraten under 100 sm^3/d. Dette tyder på at reservoaret har gode strømningsegenskaper og sannsynligvis er i kommunikasjon med Statfjordreservoaret. Brønnen ligger forholdsvis nær vanninjeksjonen sentralt på horsten og har derfor et høyt vannkutt. Trykkregimet i

brønnen er forskjellig fra C-7 og vi antar derfor at det ikke er kommunikasjon mellom disse brønnene.

- 34/10-50S (C-20 AY2) hadde en sterkt trykkavlastet Kranssand direkte på Statfjordformasjonen i segment K1. Brønnen kommuniserte ikke lateralt mot andre Krans-funn (for eksempel C-24 T2). Denne brønnen vil bli satt på injeksjon i Krans i 2007.

3.4.2 Reservoarbeskrivelse Brentgruppen HF

Brentgruppen er sonert ut fra sekvensstratigrafiske prinsipper. Dette gjelder både for Tarbertformasjonen, Nessformasjonen og nedre Brentgruppen. Nedre deler av Ness (Ness-1) inngår i den sekvensstratigrafiske soneringen for nedre Brentgruppen (NER).

Brentgruppen representerer avsetninger fra et deltasystem som bygde seg nordover i midtre Jura-tid. Deltaet bygde seg ut til en posisjon nord for Gullfaksfeltet før tilbaketrekkingen startet som en respons av en transgresjon.

For strukturgeologiske problemstillinger refereres det til kapittel 3.1.1, hvor en generell beskrivelse av strukturgeologien på Gullfaksfeltet er gitt.

Brentgruppen er oljefylt i tre strukturelle «feller», Gullfaks Vest, segmentene E2/E3 og Gullfaks hovedfelt (se vedlegg 3.3.3 – 3.3.6). Disse har tre forskjellige initielle olje-vannkontakter på henholdsvis 1990 m MSL, 1890 m MSL og 1947 m MSL. Det er indikasjoner på en grunnere OVK i Brent i segment G1, på 1933 m MSL, samt en OVK på 1933 m MSL i nedre Brentgruppen i segmentrekke I. Brønn C-5BT2 påviste en enda grunnere OVK på ca.1785 m MSL i nedre Brent i segment I2A.
På 1785 i segment I2A. Segmentene E2, F2 og G1 har også en initiell gasskappe. Segment G7 har kun gass til stede, med GVK på 2044 m MSL. Oljetypen i Gullfaks Vest og på Gullfaks hovedfelt er den samme, mens oljen i segment E2/E3 er en blanding av ovenfor nevnte og en lettere hydrokarbontype (se kap 3.7).

En mer detaljert sedimentologisk beskrivelse av Brentgruppen og soneringen av denne finnes i den geologiske rapporten som ble lagd i forbindelse med GOD-prosjektet (ref.21).

Mesa Verde-gruppen i Mancos Canyon, Colorado anses for å være en god feltanalog til Brent-gruppen. Den er en regressiv/transgressiv enhet som viser noenlunde samme lagtykkelser, fasiesutvikling, litologi og stablingsmønstre som Brent i Tampenområdet. I perioden 1991-1994 ble det gjort et betydelig kartleggings- og datainnsamlingsarbeid der i regi av SAFARI (et samarbeids-konsortium bestående av OD, Norsk Hydro, Saga og Statoil). En del av observasjonene og erfaringene fra Mesa Verde er brukt i forbindelse med soneringen av Brent og ved konstruksjon av den sedimentologiske modellen for Brent på Gullfaks. SAFARI-dataene er finnes delvis på Statoils intranettside EarthWeb. (http://intranet.statoil.no/TEK/pe/SVG02585.NSF/web/F2B06C8E4B89E362C1256B210033EA52?OpenDocument).

I senere år har GF-RESU arrangert feltkurs til Mesa Verde-blotningene for å øke forståelsen for Brent.

3.4.2.1 Avsetningshistorie Tarbertformasjonen HF

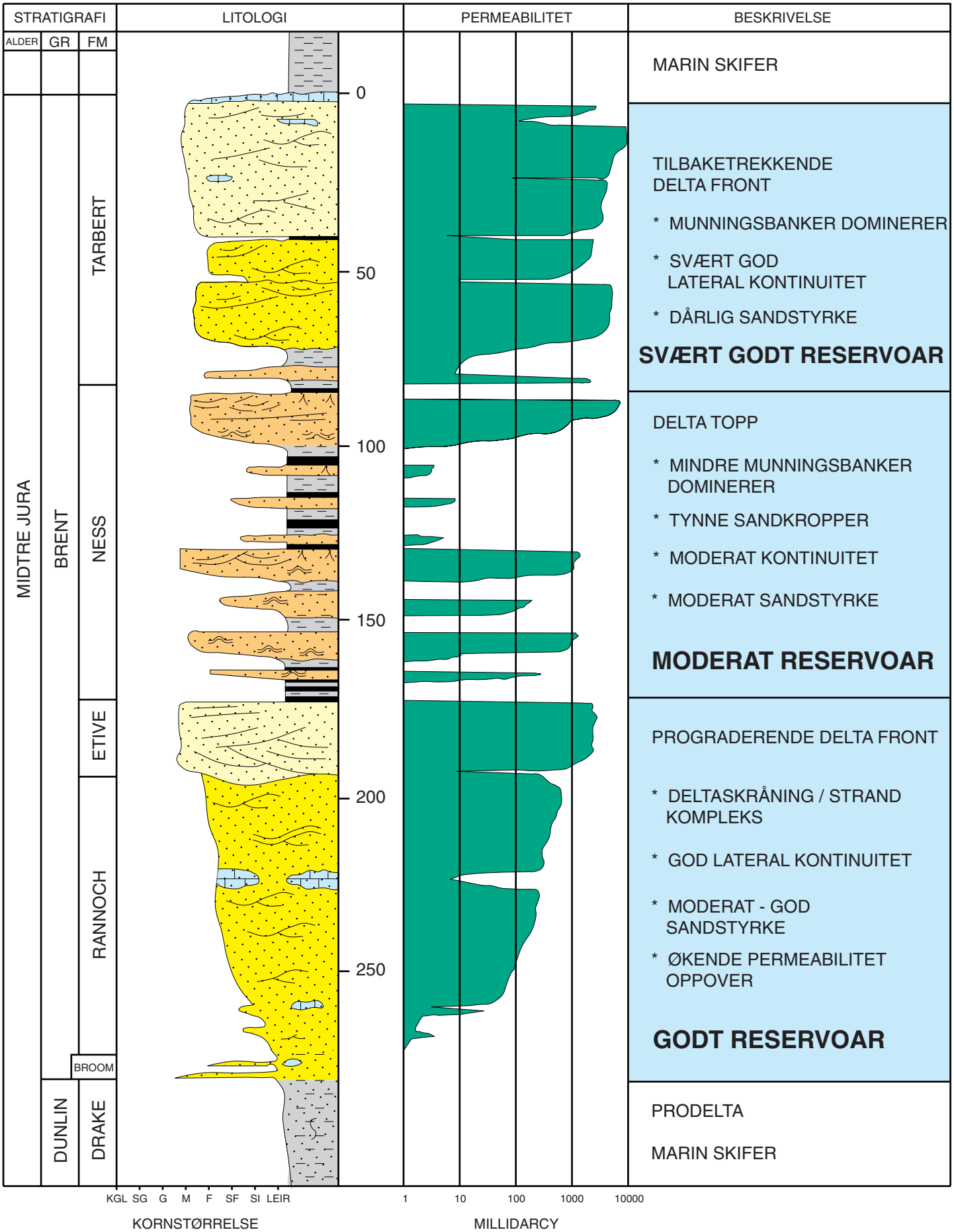
Tarbertformasjonen er til stede på vestlige og sentrale deler av Gullfaksstrukturen, i de områdene som strukturelt blir kalt dominoområdet og tilpasningsområdet (se kap 3.1.1). Mot øst blir reservoaret trunkert av bunn kritt flaten.

De ulike Tarbert-enhetene er tolket til å representere prograderende pulser avsatt på en totalt sett tilbaketrekkende deltafront under siste fase av Brent-sedimentasjonen (fig. 3.4.3 og 3.4.4).

StatoilHydro

Blokk 34/10, Gullfaksfeltet

BRENTGRUPPEN

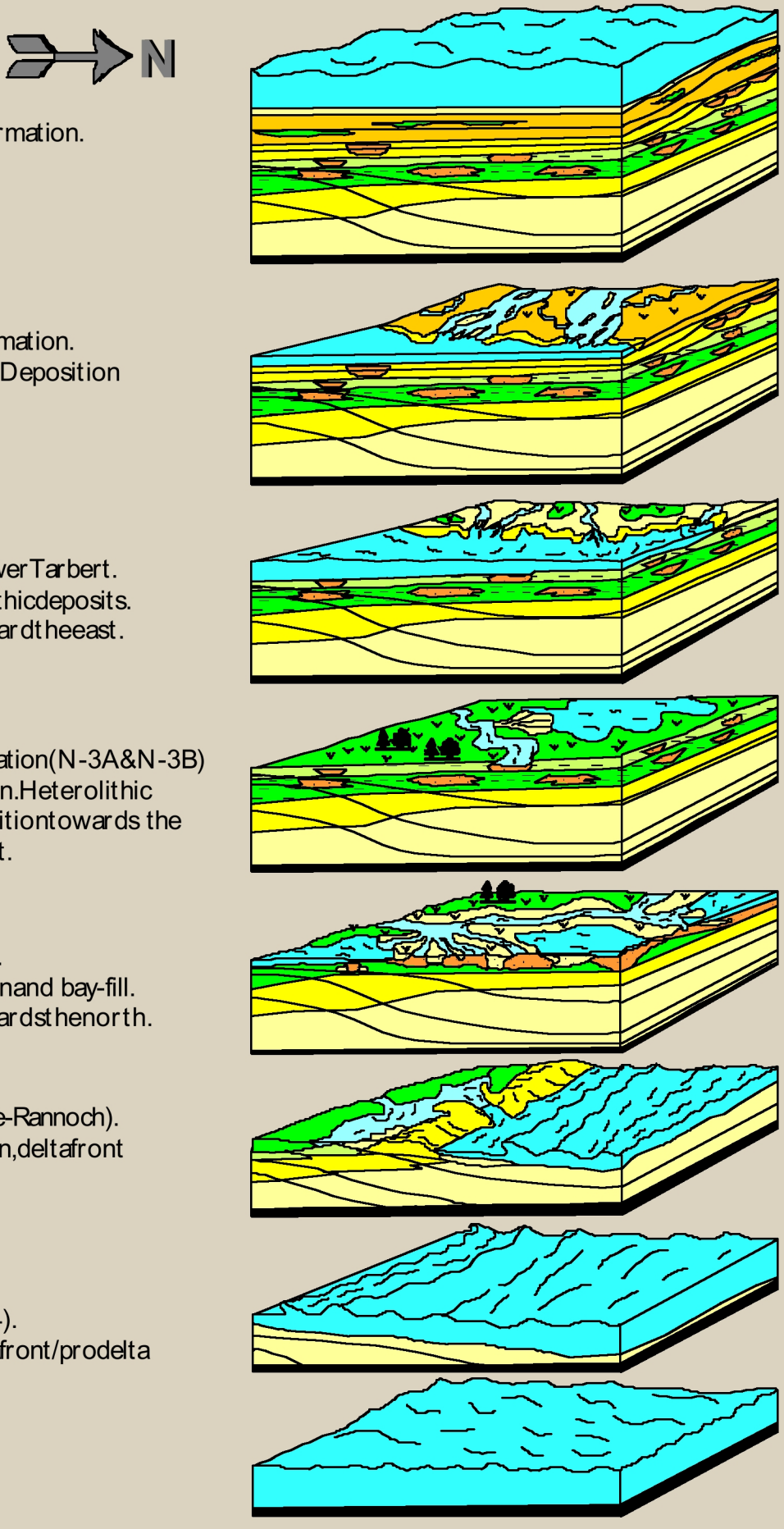


Figur 3.4.3: Stratigrafisk kolonne, Brentgruppen HF

b981077/03.10.07

The Brent delta,block34/10
Generalized depositional history

StatoilHydro

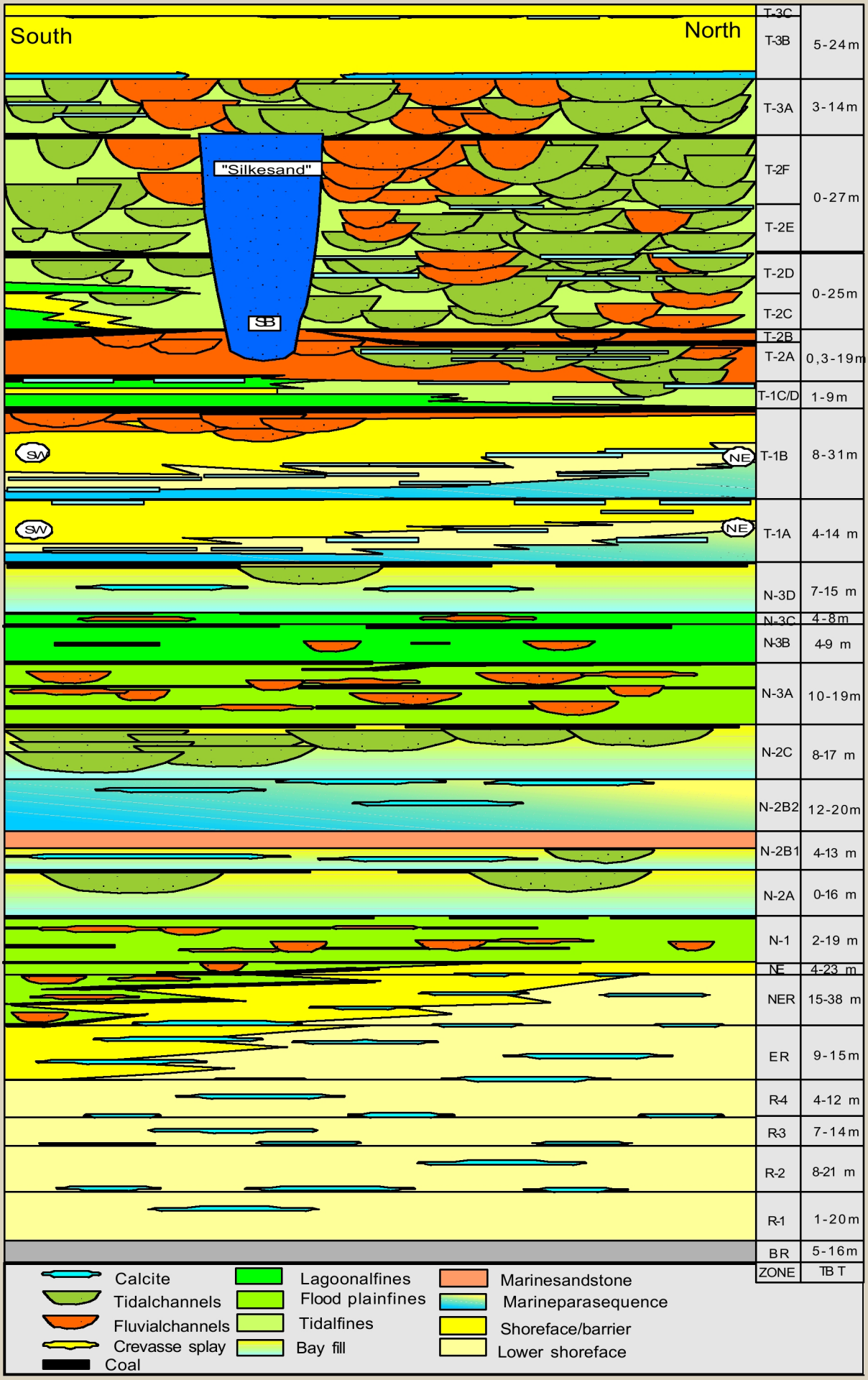


Figur 3.4.4: Avsetningshistorie Brent delta, Gullfaks HF

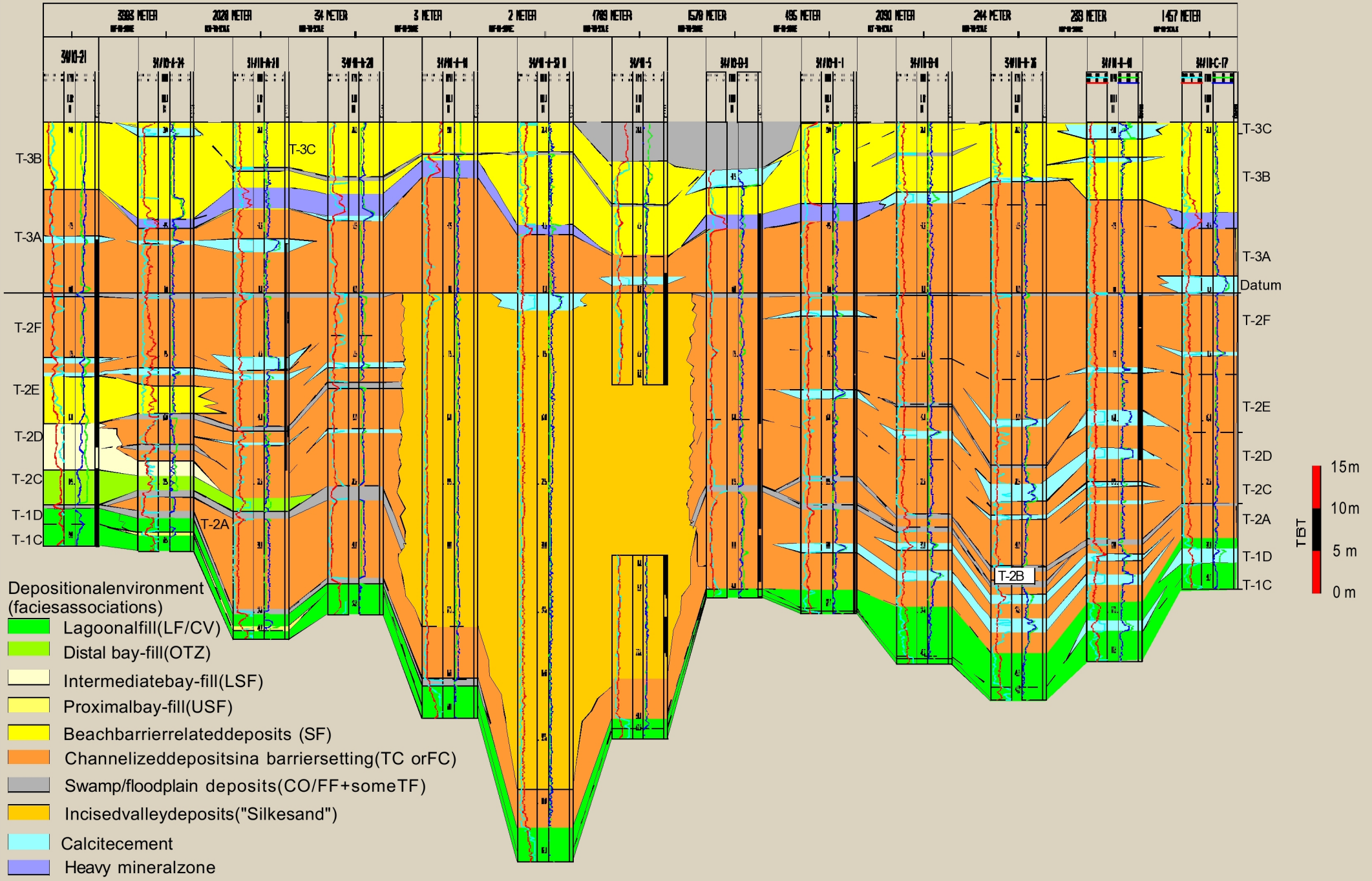
H:\pet_fel\GOD\Geologi\Sed_Strat\Rapport\fig.7.3_Brentutvikling

StatoilHydro

BRENTGRUPPEN, GULLFAKSFELTET
KONSEPTUELLGEOLOGISKMODELL



Figur 3.4.5: Reservoarinndeling og konseptuell geologisk modell, Brentgruppen



Figur 3.4.6: Detaljert nord-sør korrelasjon, Tabertformasjonen

Nederste del av formasjonen (Tarbert-1A og 1B) er avsatt som oppgrovende og oppgrunnende buktinnfyllings enheter (fig. 3.4.5 og 3.4.6). Den nederste delen av disse oppgrovende enhetene består av mørke, impermeable slamsteiner avsatt på så dypt vann at bølgenes bearbeidende krefter ikke fikk innvirkning på sedimentene. Årsaken til det oppgrovende mønsteret er at elvesystemer, med submarine munningsbanker i front, bygde seg ut fra deltafronten. Disse bankene ble dernest omarbeidet av bølge- og tidevannsprosesser. Progradasjonen antas å ha skjedd fra sør-vest mot nord-øst. Etter en viss tid ble hele det marginalmarine buktsystemet fylt igjen; dette resulterte i dannelse av lateralt utholdende sumpsletter som dekket hele Gullfaksfeltet. Disse sumpene er opphavet til de lett korrelerbare kullhorisontene som observeres i toppen av flere reservoarsoner (fig. 3.4.6).

Tarbert-1C er en tynn sone som er avsatt på en lavenergetisk tidevannsslette i en grunn bukt. Disse avsetningene blir mer marine og finkornige mot sørlige deler av feltet. Årsaken til disse spesielle observasjonene kan være at det på denne tiden fantes en stor bukt som strakte seg sørover på Brentdeltaet. Den vestlige bredden av denne innbuktningen antas å ha fulgt et lineament som vil tilsvare hovedforkastningen (mot Vikinggraben) på Gullfaksfeltet.

Midtre del av formasjonen (Tarbert-2) representerer i hovedsak tidevannsflater med kanaler og kystslette med kanaler. Den finere soneringen som er utført i Tarbert-2 (T-2A, T-2B1, T-2B2 og T-2B3) er sedimentologisk betinget av kull- og kalsitthorisonter som antas å representere korrelerbare tidslinjer gjennom avsetningene (fig 3.4.6). Tarbert-2A er tolket til å være avsatt av fluviale kanaler som rant fra vest-sørvest mot øst-nordøst. Hele sonen tynner og dør ut helt i sørlige deler av feltet, men tynnes også helt i nord (fig. 3.4.6). Tarbert-2B1 og -2B2 ble avsatt på en sterkt tidevannspåvirket sør-nordgående deltafront. Både vest-østgående tidevannskanaler og sør-nordgående strandnære avsetninger er definert.

Tarbert-2B3, også kjent som «Silkesanden», er en opptil ca 50 m tykk pakke av homogen sandstein, og strekker seg fra vest mot øst på sørlige deler av feltet (fig.3.4.5). «Silkesanden» er påtruffet av i alt 15 brønner, og utbredelsen er dermed godt forstått innad på feltet. I tillegg kan det stedvis observeres en nedskjæring på seismikken (segmentene E3 og F5) som støtter forståelsen av utbredelsen. Den mest sannsynlige avsetningstolkningen er at tektonisk bevegelse på denne tiden (Bathonian) førte til en oppløfting, med det resultat at elvene fikk fornyet kraft. En øst-vest (eller vest-øst) rennende elv skar ut en 40-50 m dyp og 1,5-2 km bred nedskjæringsdal som under den etterfølgende relative havnivåstigning ble fylt igjen med de gode sandene vi i dag finner i dette området.

Øverste del av Tarbertformasjonen (Tarbert-3) er tolket til å være avsatt som strandnære avsetninger, og representerer de siste avsetningene før drukningen av Brentdeltaet i Tampenkilen området. Tarbert-3 er splittet i to av en karakteristisk og godt korrelerbar høygammet-sone (fig. 3.4.6). Denne sonen representerer langvarig bølgebearbeiding og oppkonsentrering av tungmineraler, og er nesten alltid permeabilitetsnedsettende.

Sekvensstratigrafi
Den offisielle soneringen av Tarbertformasjonen er sonert etter sekvensstratigrafiske prinsipper. Den soneringen er i all vesentlighet basert på tolkning av viktige FS-flater. T-1A og T-1B er f.eks. typiske parasekvenser begrenset av FS-flater (i Tarbert, en marin drukning av kontinentale sumpavsetninger) (fig.3.4.6). Det sedimentologiske arbeidet ble utført i

forbindelse med GOD-prosjektet og medførte kun små justeringer av tidligere definerte litostratigrafiske flater (ref.21). Unntakene er:

- Tarbert-1C har blitt noe tykkere i nordlige deler av feltet på bekostning av T-2A (fig. 3.4.6). Dette medfører at sonen får gradvis bedre reservoaregenskaper i øvre deler, nordover på feltet.
- Tarbert-2B3 er en ny sone som kun definerer «Silkesanden»og de laterale ekvivalentene som er oppbevart delvis som et jordprofil og delvis som en kullhorisont. Denne sonen er definert av en sekvensgrense i bunnen og en FS (Flooding Surface, som kort sagt betyr en relativ økning i vanndyp) på toppen.
- Tarbert-3A og -3B, som er en todeling av den gamle Tarbert-3. Denne todelingen er gjort med bakgrunn i at høygammet-sonen sannsynligvis representerer marin erosjonsflate, en såkalt RS (Ravinement Surface).

3.4.2.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Tarbertformasjonen HF

Heterogeniteter
Generelt er de to øverste reservoarenhetene, Tarbert-2 og 3 (T-2/3) kjennetegnet av massive, homogene, høypermeable (3-10 Darcy) reservoarsander. Reservoarkvaliteten er mest heterogen i Tarbert-1. Skifer-, kull- og karbonatbenker opptrer i hele formasjonen og kan virke som lokale, vertikale flømmingsbarrierer.

De viktigste permeabilitetsbarrierene er:

- Slamsteinene i bunnen av parasekvensene T-1A og T-1B. Kullagene i toppen av disse sonene utgjør også barrierer, og er sammenfallende med slamsteinsbarrieren som ligger umiddelbart over.
- Kalsittsementeringer på opptil en meter tykkelse og flere km utstrekning internt i T-1 A og T1B.
- Kullet og slamsteinene i T-1C i sørlige deler av feltet. Den lavpermeable delen av T-1C tynner mot nord, men sammenfaller her med kullaget i toppen av T-1B.
- Opptil 2m tykke og lateralt utholdende kalsittbarrierer i T-2A nord for Silkesanden. I sør er kullaget i toppen av T-2A en viktig barriere.
- Flere kull- og kalsittbarrierer internt i T-2B1 og T-2B2 sør for Silkesanden, der enkelte har stor lateral utbredelse. Nord for Silkesanden finnes det ingen interne kullag, men flere kalsitthorisonter. Disse ventes ikke å ha mer enn maksimalt noen hundre meters utbredelse.
- Nord og sør for Silkesand-området ble det dannet et kullag etter avsetningen av selve «Silkesanden». Kullet ble ikke dannet over selve «Silkesanden».
- Høy-GR-sonen i bunnen av T-3B er generelt permeabilitetsnedsettende. Permeabiliteten varierer stort og er uten noe nevneverdig mønster.

Reservoarenhetenes generelt homogene, sedimentære karakter og tilstedeværelse av småforkastninger bidrar til et uniformt trykkregime vertikalt og lateralt over store områder. Angående reservoaregenskapene refereres det til tabell 3.4.2.

Kommunikasjon

Tarbertformasjonen kommuniserer internt og mot andre reservoarenheter over hovedforkastningene (mellom segmentene) i varierende grad. Forkastningen mellom segmentrekkene E og F anses som tett på grunn av at Tarbertformasjonen i segmentrekke E i hovedsak ligger mot Heatherformasjonen i segmentrekke F. Sprangene på hovedforkastningene mellom segmentrekkene F og G og mellom G og H avtar mot sør slik at reservoarkommunikasjonen her er bedre, spesielt mellom segmentrekkene F og G. Det er også indikasjoner fra brønner på kommunikasjon mellom G og H rekkene i Tarbertformasjonen, en forkastning som tidligere ble ansett som tett. Hovedforkastningen mellom segmentrekkene H og I avtar i sprang mot nord. Det er sannsynlig at det er kommunikasjon internt i Tarbertformasjonen mellom disse segmentene i nord. Flømmingsforholdene blir beskrevet mer i detalj i kap 4.

Tabell 3.4.2: Reservoardata for Tarbertformasjonen. Dyp topp struktur og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL. Trykk og temperatur refereres til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Tarbert**					
Segment/Segmentrekke	D3/D4	E2/E3	F	G	H	I
Topp struktur	1 940	1 840	1 810	1 760	1 760	1 710
GOK	-	1877 (E2)	-	1793 (G1)	-	-
GVK				2044 (G7)		
OVK	1 990	1 890	1 947	1947/ 1933 (G1)	1 947	1 947
Temperatur (^{0}C)	72					
Trykk (bar)	310					
Kokepunktstrykk (bar)	199	272	220-230	220-230	225-240	220-240
Rs (Sm^3/Sm^3)	101	180	90-100	90-100	90-100	90-100
Bo-faktor (Rm^3/Sm^3)	1,27	1,5	1,24	1,24	1,22	1,23
Gassgradient (bar/m)	0,02					
Oljegradient (bar/m)	0,071	0,07	0,076			
Vanngradient (bar/m)	0,101					
Viskositet (cp)	0,63	0,38	1,2		1,1	1,1
Permeabilitet (D)	2,5-6	2-6	1,5-8		1,5-10	3-7
Porøsitet (fraksjon)	0,32	0,33	0,34		0,34	0,34
Sw (fraksjon)	0,26	0,29	0,2		0,18	0,17

3.4.2.3 Avsetningshsitorie Nessformasjonen HF

Nessformasjonen er tilstedet på den vestlige og sentrale delen av Gullfaksstrukturen, i de områdene som strukturelt blir kalt dominoområdet og tilpasningsområdet (se kap. 3.1.1). Mot øst blir formasjonen trunkert mot bunn kritt flaten.

Nessformasjonen er tolket til å være avsatt på en delta-topp (fig. 3.4.3, 3.4.4 og 3.4.5). Formasjonen består på Gullfaksfeltet av to hovedfaciesgrupper, flomslette/ buktsedimenter og krevassekomplekser/mindre munningsbanker. I tillegg er enkelte kanaliserte sekvenser observert. På grunn av sekvensens marint påvirkede karakter er Nessformasjonen på Gullfaksfeltet antatt å representere nedre deltaslette-avsetninger (ref.21).

Sekvensstratigrafi
Den offisielle soneringen av Nessformasjonen er basert på sekvensstratigrafiske prinsipper, som kun i liten grad fraviker den tidligere litostratigrafiske soneringen (ref. 22). Med unntak av topp Ness-2C og topp Ness-3A1 som er basert på utbredte kull horisonter, utgjør Flooding Surfaces de fleste sonegrenser i Nessformasjonen.

Det bør poengteres at N-1 tilhører den første prograderende fasen av Brentdeltaet og er sekvensstratigrafisk sonert i nedre Brent.

3.4.2.4 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Nessformasjonen HF

Heterogeniteter
Nessformasjonen kjennetegnes av hyppige vekslinger mellom tynne reservoarsander (1-20 m SVT), og tynne skifer- og kullbenker som utgjør vertikale flømmings- og trykkbarrierer. I tillegg er det store variasjoner i sandpermeabilitet i enheten (fig. 3.4.3). En del av sandene har likevel svært gode reservoaregenskaper, med høy permeabilitet og god lateral utstrekning. Dette gjelder sonene N-3D, N-2C og N-2B1. Den store spredningen i parameterverdiene som vist i tabell 3.4.3, gjenspeiler forskjellen mellom de dårlige og gode sandene i Nessformasjonen. Angående reservoaregenskapene refereres det til tabell 3.4.3. Toppen av de fleste soner er karakterisert ved et kullag, mens bunnen av de fleste soner kjennetegnes av slamsteiner (skifre).

Tabell 3.4.3: Reservoardata for Nessformasjonen. Dyp topp struktur, OVK og GOK refereres til m MSL, trykk og temperatur til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Ness**				
Segment/Segmentrekke	E2/E3	F/G	H	I	U1
Topp struktur	1 820	1 760	1 750	1 730	1 760
GOK segment E2	1 872				
OVK	1 890	1933 (G1)	1 947		
Temperatur (^oC)	72				
Trykk (bar)	310				
Kokepunktstrykk (bar)	272	220-230	225-240	220-240	
Rs (Sm^3/Sm^3)	180	90-100			
Bo-faktor (Rm^3/Sm^3)	1,48	1,23	1,22	1,23	
Gassgradient (bar/m)	0,02				
Oljegradient (bar/m)	0,070	0,076			
Vanngradient (bar/m)	0,101				
Viskositet (cp)	0,38	1,2	1,1	1,1	
Permeabilitet (mD)		200-3500	500-4500	500-5000	
Porøsitet (fraksjon)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,32
Sw (fraksjon)	0,4	0,31	0,23	0,24	0,2

Kommunikasjon
Formasjonens heterogene karakter og forkastninger fører til et komplisert kommunikasjonsmønster internt og mot andre hovedreservoar. Dette gjenspeiles tydelig i varierende trykk i sandene internt etter produksjons- og injeksjonsstart på feltet. Små forkastninger kan ha stor innvirkning på flømmingsmønsteret. De større forkastningene som definerer segmentgrensene vil i større grad virke som barrierer. Det er indikasjoner på at

Nessformasjonen sammen med T-1 kan være ufløммet selv om formasjonen ligger mot fløммet reservoar på nedforkastet side. Stor trykkavlastning i enkelte av de produserende reservoarsonene indikerer også begrenset kommunikasjon til nabosegmentene.

3.4.2.5 Avsetningshistorie Nedre Brent HF

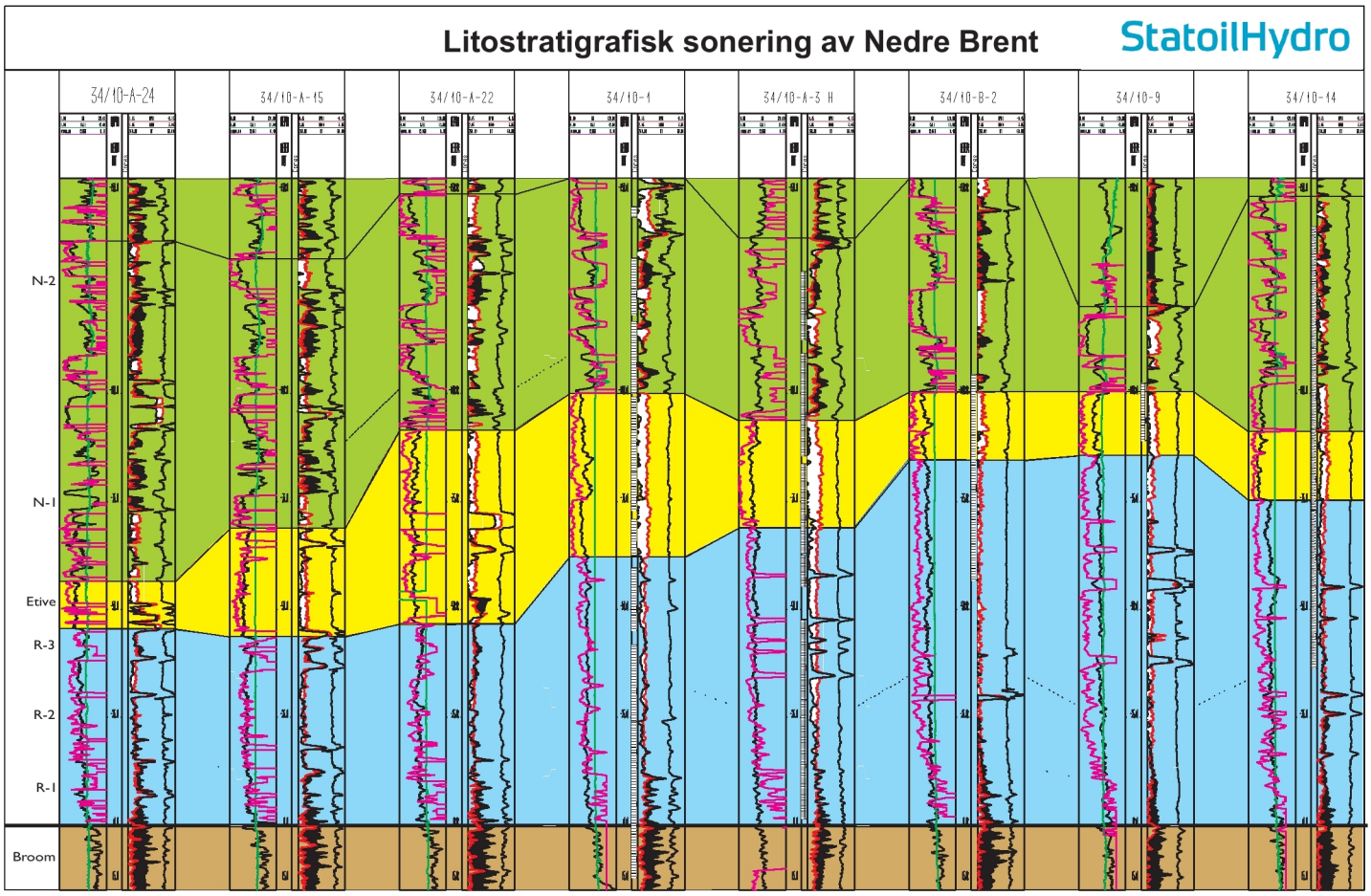
Nedre Brent er oljefylt på den vestlige og sentrale delen av Gullfaksstrukturen, i de områdene som strukturelt blir kalt dominoområdet og tilpasningsområdet (se kapittel 3.1.1). Mot øst blir reservoaret trunkert mot bunn kritt flaten.

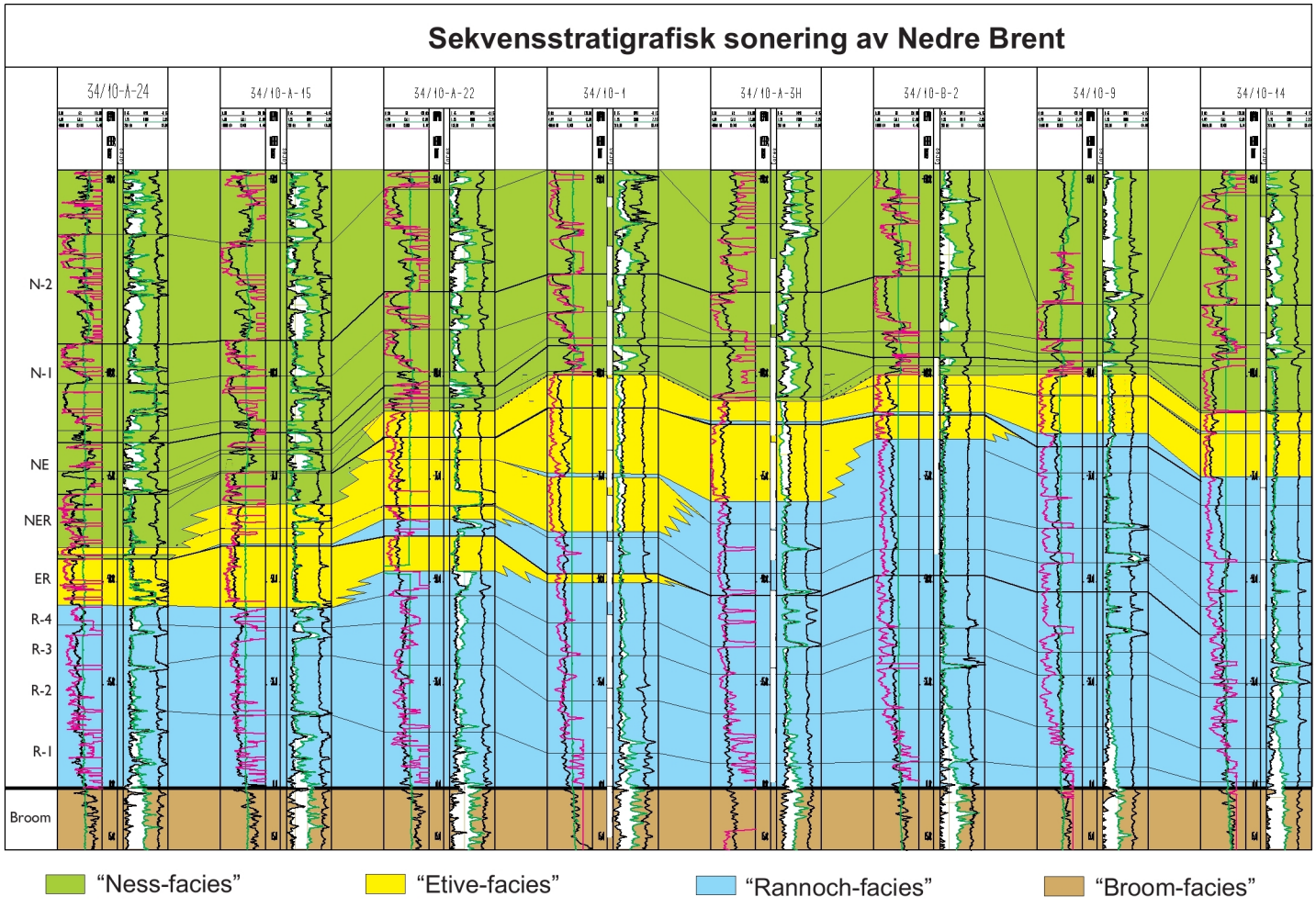
Nedre Brent er tolket til å representere den progradерende fasen av Brentdeltaet, med deltafront- og strandavsetninger (fig 3.4.3 – 3.4.5). Litologisk deles nedre Brent inn i tre faciesenheter: Rannochfacies som generelt består av hummocky-kryssjiktet sandstein, Etivefacies som generelt består av massive til kryssjiktet sandsteiner og Nessfacies som generelt består av kanalsandsteiner, slamsteiner (skifer) og kull.

Sekvensstratigrafi
Som et resultat av det sedimentologiske arbeidet i GOD-prosjektet (ref.21), ble det utarbeidet en ny offisiell sonering av nedre Brent (1999) som bedre beskriver strømningsenhetene i reservoaret. I motsetning til den gamle litostratigrafiske soneringen, er denne soneringen basert på sekvensstratigrafiske prinsipper (fig 3.4.5 og 3.4.7). Et av formålene med den nye soneringen var å få en økt forståelse av vannoverløp og optimal plassering av fremtidige brønner. Et prøveprosjekt basert på sekvensstratigrafisk sonering av nedre Brent i H1-segmentet med stokastisk modellering ble initiert i mars 1997. Studiet ble ferdig våren 1998 og viste som tidligere (ref.23) at den dynamiske reservoarmodellen ga bedre resultater enn den tidligere modellen som var basert på litostratigrafisk sonering. Prinsippet for den nye soneringen er vist i figur 3.4.7.
Den sekvensstratigrafiske soneringen kan enklest forklares ved å se for seg et «øyeblikksbilde» av Brentdeltaet under den progradерende fasen. Dette ville ha vist en deltatopp med kanaler og sumper i sør (Nessfacies), en smal øst-vestgående strandrygg i midten (Etivefacies) og åpent hav lengst i nord (Rannochfacies). Deltatoppen er en flate som representerer en tidslinje gjennom sedimentene, som faller mot nord ettersom vanndypet ble større i denne retningen (fig 3.4.7). Langs en del av disse tidslinjene finnes heterogeniteter som kaolinittrike lag og kalsittsementeringer.

Sekvensstratigrafisk er nedre Brent delt inn i 11 reservoarsoner; R1-R4 (Rannochfacies), ER1 (Etivefacies som lateralt går over til Rannochfacies), NER1-NER3 (Nessfacies som lateralt går over til Etivefacies og Rannochfacies), NE1-NE2 (Nessfacies som lateralt går over til Etivefacies) og N-1 (Nessfacies). N-1 er inkludert i nedre Brent og representerer en fase der Brentdelta-fronten har progradert forbi Gullfaksfeltet.

Nedre Brent, Gullfaksfeltet





Figur 3.4.7: Litostratigrafisk sonering vs sekvensstratigrafisk sonering, Nedre Brent

3.4.2.6 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Nedre Brent HF

Rannoch er relativt homogen og har god reservoarkvalitet øverst. Nedre deler er mer heterogen med stedvis stor grad av kalsittsementering og høyt leirinnhold. Nedre deler har moderat til dårlig reservoarkvalitet. Kalsitthorisontene kan representere lateralt utholdende barrierer på opptil 1-2 km utbredelse, men normalt har de langt mindre lateral utholdenhet og er ikke korrelerbare mellom brønner. Kaolinittrike horisonter avsatt under transgressive episoder, antas å følge tidslinjer gjennom lagpakken og har hatt stor betydning for soneringen.

Etive har svært gode reservoaregenskaper (tabell 3.4.4). De heterolittiske Nessavsetningene har dårlige reservoaregenskaper. Enkelte av kanalene i N-1 kan imidlertid være tykke og ha god reservoarkvalitet.

Tabell 3.4.4: Reservoardata for nedre Brent. Dyp topp struktur og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL, trykk og temperatur til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Nedre Brent**					
Segment/Segmentrekke	G	H	I1	I2A	12-15	U
Topp struktur	1820	1760	1710		1760	1800
GOK segment I1	-	-	Ca. 1720		-	-
OVK	1933 (G1) 1947	1947	Ingen	1783	1933	1947
Temperatur (^oC)	72					
Initielt trykk (bar)	310					316
Kokepunktstrykk (bar)	240-250		220-230			
Rs (Sm^3/Sm^3)	90-100					
Bo-faktor (Rm^3/Sm^3)	1,25					
Gassgradient (bar/m)	0,02					
Oljegradient (bar/m)	0,076					
Viskositet (cp)	1,2	1,1	1	1		
Vanngradient (bar/m)	0,103					
Permeabilitet (D) Etive	2.0-4.0	2.0-5.0	5.0	3.5-5.0		
R-2/3	0.5-1.0	0.5-2.0	1.0-1.5	1.0-3.0		
R-1	0.02-0.2	0.03-0.13	0.06	0.02-0.1		
Porøsitet (fraksjon) Etive	0,33	0,33	0,33			0,34
R-2/3	0,31	0,33	0,34			0,34
R-1	0,29	0,29	0,29			0,32
Sw (fraksjon) Etive	0,15	0,11	0,12			0,11
R-2/3	0,26	0,16	0,17			0,19
R-1	0,40	0,39	0,52			0,62

3.4.3 Reservoarbeskrivelse Cookformasjonen HF

Det er påvist olje i Cookformasjonen på den sentrale og den østlige delen av feltet (H1-H4, I1-I5B og i J1-J3). Drakeformasjonen ligger konformt over Cook i de vestlige delene av disse strukturene, mens mot øst er strukturene i de fleste tilfeller erodert av bunn kritt. Strukturelt dybdekart som viser brønnlokasjoner og utbredelsen av oljefylt sone i Cookformasjonen

foreligger i vedlegg 3.3.7. For strukturgeologiske problemstillinger refereres det til kapittel 3.1.1, hvor en generell beskrivelse av strukturgeologien på Gullfaksfeltet er gitt.

Cookformasjonen er oljefylt i fem strukturelle feller, segment G1 med antatt OVK på 1947 m MSL (som Brentgruppen, alternativt lik Cookformasjonen i segment H1), segmentene H1/H2 med OVK på 1926 m MSL, segmentene H3/H4 med OVK på 1900 m MSL, segment I1 med OVK på 1786 m MSL og resten av I-rekken samt J rekken med OVK på 2090 m MSL. I tillegg er det påvist gass i segment E2 med GVK på 2072 m MSL. Oljetypen i fase I (segmentene G og H) er lik oljetypen i Brentgruppen på hovedfeltet mens oljetypen i fase II (segmentene I og J) er lik Statfjordoljen (se kap.3.1.2).

3.4.3.1 Avsetningshistorie Cookformasjonen HF

Cookformasjonen er ei oppgrovende lagrekke av tidlig jura alder med et sokkel- til grunnmarint avsetningsmiljø. Den ble avsatt i den nordlige delen av Viking Graben, med et kildeområde i øst.

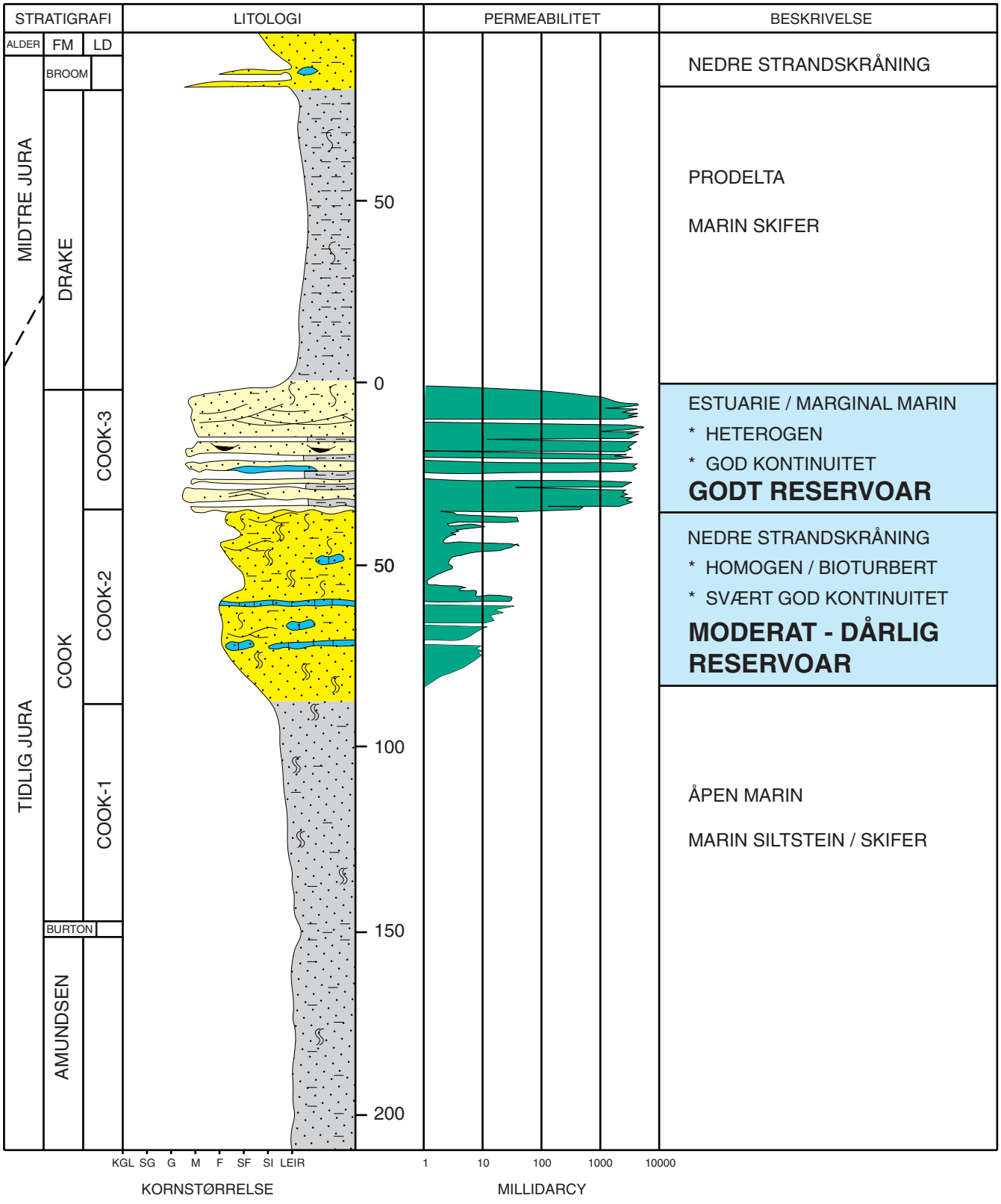
Soneringa av Cookformasjonen baserer seg på sekvensstratigrafiske prinsipper (ref. 24) og kan deles inn i tre: Cook-1, Cook-2 og Cook-3 (fig.3.4.8). Cook-1, som er den nederste delen av Cookformasjonen, er en marin skifer med innslag av tynne finkornige sandsteinslag. Cook-1 er definert som ikke-reservoar. Cook-2 består av finkornige, bioturberte sandsteiner og siltsteiner med dårlig til moderat reservoarkvalitet. Sonen kan grovt inndeles i tre oppgrovningsseksvenser, Cook-2A, Cook-2B og Cook-2C. Cook-2A er den viktigste sonen i Cook-2, og inneholder de største oljevolumene i enheten. Cook-2 har et antatt kildeområde i sørvest og sørøst og er avsatt i brede faciesbelter, tilsvarende marint sokkelmiljø og nedre strandskråning. Cook-2 er jevntykk over hele Gullfaksfeltet, ca. 50m SVT.

Grensen mellom Cook-2 og Cook-3 er tolket som en sekvensgrense, der et stort fall i relativt havnivå fant sted. Faciesrelasjoner på feltet og regionalgeologiske data indikerer at kildeområdet for Cook-3 er et område i nordøst. Sekvensgrensen mellom Cook-2 og Cook-3 er tolket å være relatert til tektonisk heving av de proksimale deler av bassenget i øst kombinert med et fallende havnivå. Over store deler av feltet er det ved denne grensen antatt en hiatus (Fig 3.4.9). Tidsglipa er bekreftet av en biostratigrafi-rapport fra 1993 (ref.25). En nyere vurdering av rapporten tilsier at en ikke kan legge for mye vekt på denne og at en ny biostratigrafisk evaluering bør foretas.

StatoilHydro

Blokk 34/10, Gullfaksfeltet

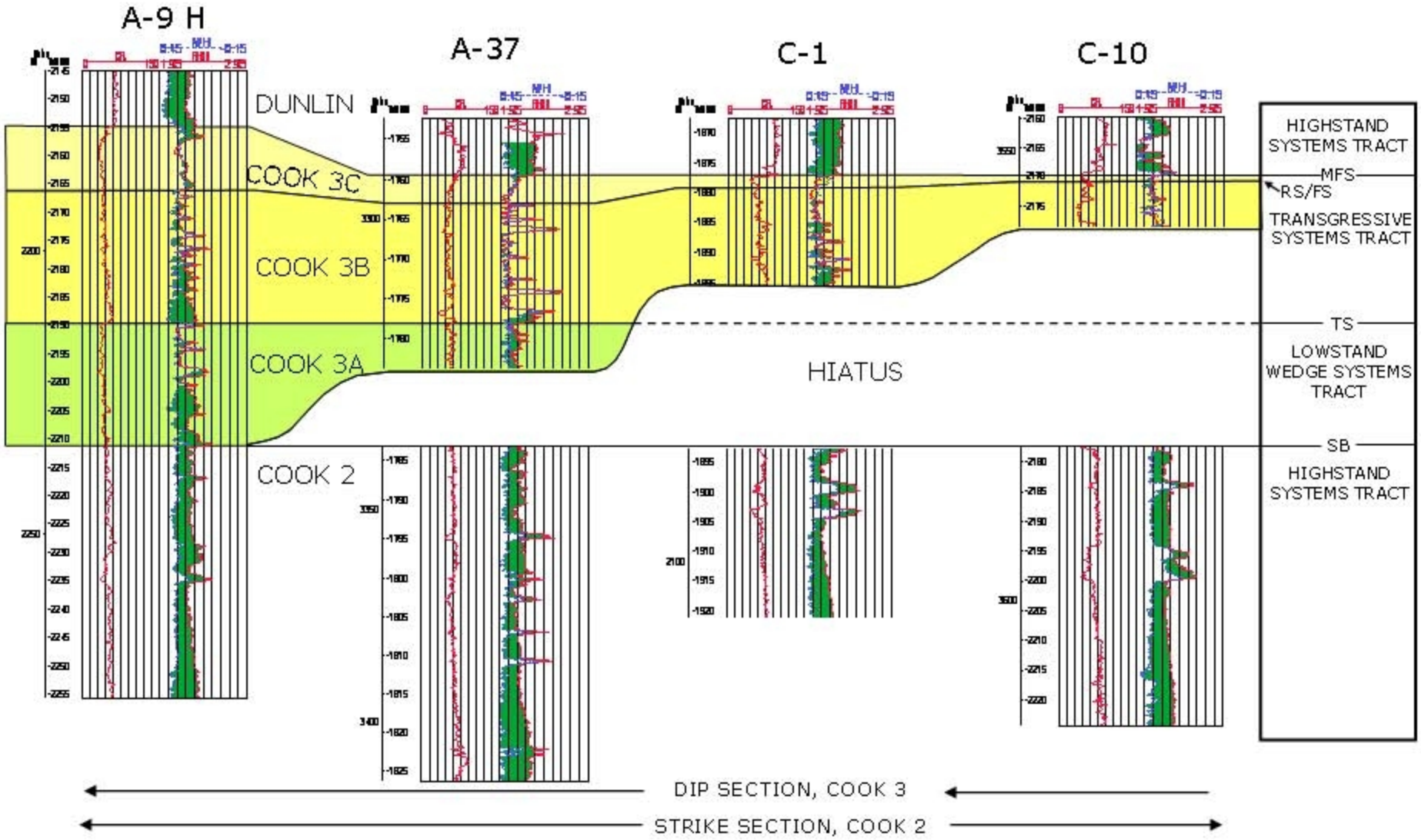
COOKFORMASJONEN



Figur 3.4.8: Stratigrafisk kolonne, Cookformasjonen HF

b981078/031007

Cook Fm, sequence stratigraphic model



Figur 3.4.9: Sekvensstratigrafisk modell Cookformasjonen HF

Cook-3 er delt inn i tre soner Cook 3A, Cook 3B og Cook 3C. Siden Cook 3A er avsatt på den vestlige delen av feltet er den for det meste vannfylt og av liten betydning for oljevolumene. Cook-3B består av medium til finkornige sandsteiner, ofte i hyppig veksling med skiferlag/skiferlamina, avsatt i et tidevannspåvirket kystmarint miljø. Cook-3C er en tynn sone på toppen av Cookformasjonen og er tolket som et mer fluvialt påvirket kanalsystem. Som for Cook-3A betyr Cook-3C lite for oljevolumet i Cook. Overgangen mellom Drake og Cook er tolka som en transgressiv hendelse der den kronostratigrafiske overgangen fra Cook til Drake også vil følge den litologiske overgangen fra sand til skifer.. Tykkelsen på Cook-3 varierer sterkt over feltet fra 55 m SVT i sentrale deler av feltet (34/10-A-35) til under 15 m SVT i nordøstlige deler av feltet. Cook-3 er definert som et godt reservoar.

3.4.3.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Cookformasjonen HF

Tabell 3.4.5 viser initielle reservoardata for Cookformasjonen.

Cookformasjonen karakteriseres av store permeabilitetskontraster mellom Cook-3 (100-5500 mD) og Cook-2 (2-100 mD). Internt i Cook-3 er det også store permeabilitetskontraster i enkelte heterogene facies. Både i Cook-2 og Cook-3 finner vi hyppige kalsittlag som også kan ha betydning for strømning. Kalsittlagene er beskrevet i en rapport fra 1992 (ref.26), men er her i de fleste tilfeller antatt å være noduler uten lateral utbredelse.

Tabell 3.4.5: Reservoardata for Cookformasjonen. Dyp topp struktur og OVK refereres til m MSL, trykk og temperatur til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Cookformasjonen**						
Segment/Segmentrekke	G1	H1-H2	H3-H5	I1	I2-I5	J	K
Topp struktur	1 850	1 750	1 760	1 720	1 760	1 780	1 870
OVK	1 947	1 926	1 900	1 786	2 090	2 090	2 090
Initiell temp (^{0}C)	-	76		72			
Initielt trykk (bar)	311	311		311	319		
Kokepunktstrykk (bar)	-	210		195	230		
Rs (Sm^3/Sm^3)	-	75		105	130		
Bo (Rm^3/Sm^3)	1,2			1,4	1,4		
Oljegradient (bar/m)	-	0,07		0,07	0,06		
Vanngradient (bar/m)	0,103						
Oljeviskositet (cp)	-	1,28		0,91	0,5		
Form. vann salinitet (g/l)	43						
Perm. (D) Cook-3	1.5-3.0	0.50-3.5		0.1-2.5	0.1-5.5		
Cook-2	0.02-0.1	0.02-0.1		0.02-0.1	0.02-0.2		
Por (fraksjon) Cook-3	0,26	0,27		0,28		-	0.3
Cook-2	0,24	0,25		0,25		0.27	0.26
Sw (fraksjon) Cook-3	0,34	0,27		0,30		-	0.35
Cook-2	0,88	0,69		0,57		0.45	0.56

3.4.4 Reservoarbeskrivelse Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet HF

3.4.4.1 Avsetningshistorie Statfjordformasjonen HF

Statfjordformasjonen på Gullfaksfeltet er avsatt i sen trias/tidlig jura tid. Formasjonen er avsatt i en periode med en gradvis endring av avsetningsmiljø fra et alluvialt miljø med episodiske flomavsetninger i nedre deler, til en dårlig drenert alluvial slette med sumper og elvekanaler i øvre deler. Øverst er avsetningene i hovedsak fluviale. Mot toppen er det observert tidevannsstrukturer i enkelte kjerner som tyder på at de øverste meterne er avsatt i estuarine kanaler, som følge av en transgresjon i området. Hele området ble så oversvømt, med avsetning av de marine skifrene i Amundsenformasjonen som resultat, figur 3.4.10.

Soneringen er i hovedsak litostratigrafisk, dvs. en har prøvd å skille sandrike intervaller og skiferdominerte intervaller i egne soner. Graden av glimmer varierer noe i sandene. På grunnlag av dette og Sm/Nd, skiller en mellom såkalte gamle sander (G-sander) og unge sander (U-sander). De unge sandene er minst glimmerholdige og har således de beste reservoaregenskapene. U-sandene korresponderer i hovedsak med lav Sm/Nd-alder, og dominerer i øvre deler av Statfjordformasjonen.

Den øverste enheten, S11, er kun avsatt vest for horstforkastningen som skiller segmentrekke J fra segmentrekke K. Enkelte av de andre sonene, spesielt S8, S7, S6 og S4, varierer i tykkelse på grunn av manglende avsetning og/eller erosjon. Statfjordformasjonen er avsatt i en periode med tektonisk aktivitet i regionen. Mektighetsøkninger i Statfjordformasjonen relatert til forkastninger er observert på Gullfaksfeltet. Formasjonen viser økende mektighet vestover fra horsten i øst (170m) til letebrønn 14 (>250 m). Blokken i øst ble som følge av forkastningsaktivitet hevet relativt til områdene i vest, og en sedimentpakke på 75-80 m ble avsatt i vest. Deler av sanden som er avsatt på vestsiden kan være erodert fra horstblokken. Sonene S3-S11 kjennetegnes av massive, relativt homogene og høypermeable sander (1 - 5 Darcy) med enkelte skifer- og kullbenker. Det er god kommunikasjon mellom sandene, og de er lateralt kontinuerlige.

S1 og S2 varierer i tykkelse og reservoaret kjennetegnes av hyppige vekslinger mellom sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet, og skifre. I denne mer heterogene nedre delene av reservoaret er det påvist store trykkforskjeller både lateralt og vertikalt. Tynne og lite lateralt kontinuerlige sander, samt sand mot skifer kontakt over mindre forkastninger, fører til begrenset lateral kommunikasjon.

Segmentrekke K inneholder størstedelen av reservene i Statfjordreservoaret. K1 segmentet er ikke i trykk-kommunikasjon med resten av feltet (C-20 AY1). Segmentrekke J ligger 100-150 m dypere enn K-rekken og kun øvre del av formasjonen er oljefylt. Trykkdata viser at det er kommunikasjonen mellom J og K-rekken, men at den er svært varierende. Segment I1 har sannsynligvis en begrenset kommunikasjon til resten av Statfjordreservoaret via segment I2 A. I segment I4 er det en strukturell lukning med en dypere OVK enn i resten av Statfjordreservoaret (C-19). Det antaes at denne har en begrenset trykk-kommunikasjon med J rekken gjennom vannsonen. Det er også påvist og produsert olje fra segment H2 (B-40). I slumpen Biotitt er det påvist ikke-kommersiell olje i en nedre Statfjord-sand, også denne på et

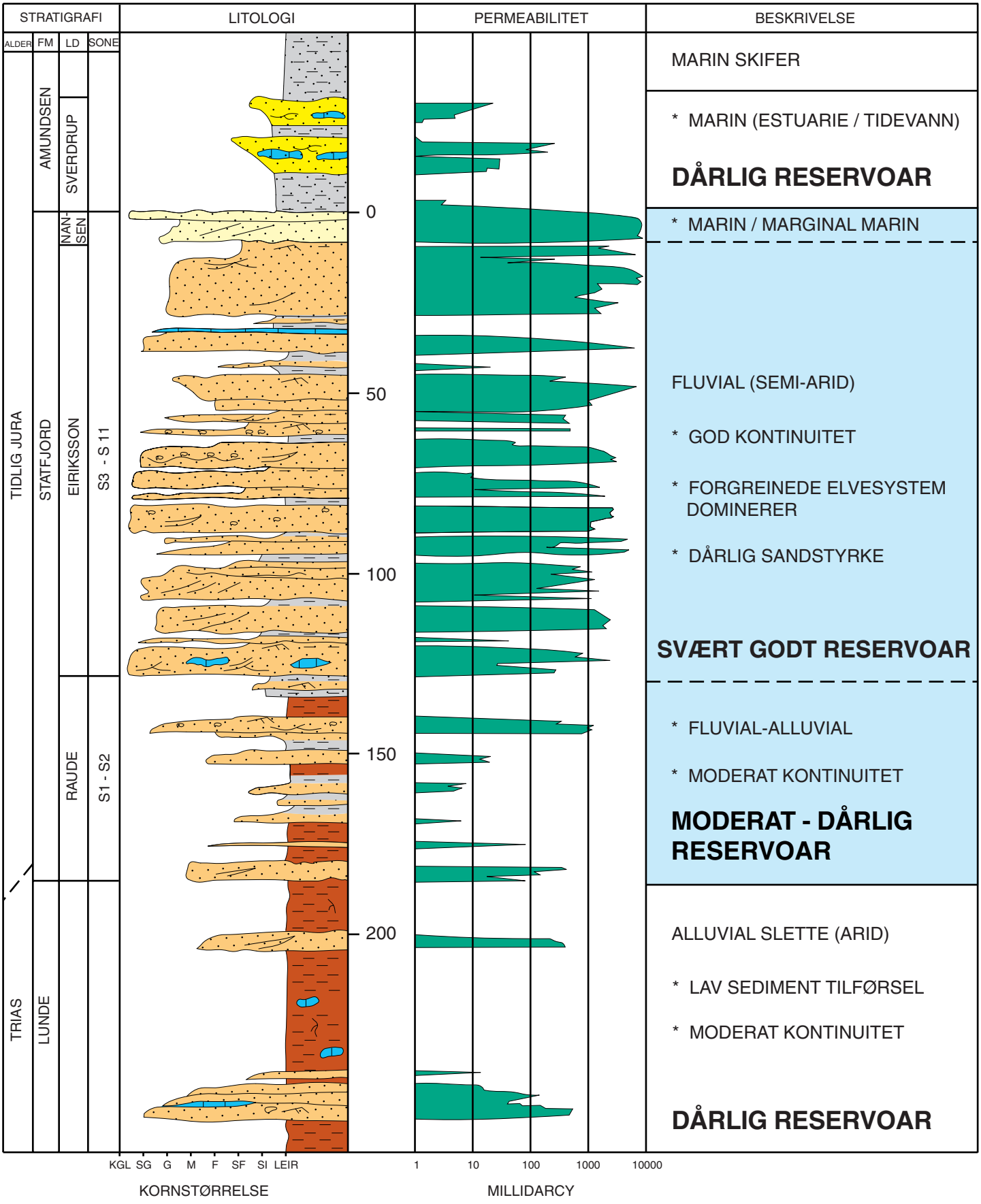
dypere nivå enn på hovedfeltet (C-20 AY2). I tillegg er det også påvist ubetydelige mengder olje i segment G1 (A-44 T2).

Kransleddet (kritt) lapper på bunn kritt flaten og kommuniserer sannsynligvis med Statfjordformasjonen i de deler av horsten hvor Statfjordformasjonen er erodert. Over forkastninger er i hovedsak Statfjordformasjonen ikke i kontakt med stratigrafisk grunnere reservoar.

StatoilHydro

Blokk 34/10, Gullfaksfeltet

STATFJORDFORMASJONEN



Figur 3.4.10: Stratigrafisk kolonne, Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet HF

b981079/031007

3.4.4.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon

Statfjordformasjonen er oljeførende i de østlige deler av Gullfaksfeltet, i horst- og tilpasningsområdet og i et utrasningsområde (Biotitt) øst for segment K1 (brønn 34/10-50S-(C-20 AY2)). Kun segmentene i domino-området (D1(Alun), H2 og I1) inneholder olje. Segment H1 er påvist vannfylt av brønn B-7 B.

Letebrønn 34/10-48 påviste olje i et Statfjordreservoar av meget høy kvalitet sør i segmentrekke D (Alun).

På hovedfeltet er vanligvis N/G-forholdet litt lavere enn i Alun, hvilket kan gi forbipassert olje i midtre Statfjordformasjonen. En analyse av petrofysiske egenskaper på forkastninger utført i 2004, har påvist en del siderittutfelling med tilhørende svært lav permeabilitet, som kan utgjøre strømningsbarrierer (ref.27). Angående reservoaregenskapene refereres det til tabell 3.4.6.

Tabell 3.4.6: Reservoardata for Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet. Dyp topp struktur og OVK refereres til m MSL, trykk og temperatur til 1850 m MSL og PVT data til midlere reservoardyp og initielt trykk

Reservoarparametre	**Statfjord/Sverdrup**								
Segment/segmentrekke	D0(Alun)	H2	I1	I4	I2A	J	K1	K2/3	L
Topp struktur	2700	1850	1840	2160	1930	1950	1980	1840	1880
OVK S3-S11	2800	1869	1946	2215	2046		2043		
S1-S2		2002	1967		2028		2028		
Temp. (^{0}C) (1)	104	78	80	78	76		82	78	
Trykk (bar)	342	313	318	323,5	320				
Kokepunktstrykk (bar)	110	190	198	240	222		182	260	260
Rs (Sm^3/Sm^3)	67	84	95	94	132		86	160	160
Bo (Rm^3/Sm^3)	1,28	1,22	1,26	1,25	1,37		1,26	1,43	1,43
Oljegradient (bar/m)	0,0658	0,074	0,071	0,073	0,069		0,07	0,067	0,067
Vanngradient (bar/m)	0,103								
Oljeviskositet (cp)	0,68	0,86	0,73	0,97	0,5		0,69	0,42	0,42
Form.vann sal. (g/l)	-	-	49	37	49		45	45	45
Perm.(D) S3-S11	1-3	-	0,5 - 5	0,1-1	0,1 - 5		0,2-	0,2 - 5	0,05-3
S1-S2		-	0,01-1				2	0,02-0,2	0,01-1
Por.(fraksjon)S3>S11	0,24	0,26	0,28		0,27		0,27		0,26
S1>S2		0,24	0,25		-		0,25		0,25
Sw (fraksjon)S3>S11	0,20	0,52	0,22		0,25		0,15		0,20
S1>S2		0,19	0,24		-		0,28		0,32

Volumene som ligger i PL089 er ikke med i denne oversikten
1)Geotermisk gradient er 3^{0}C/100 m (Alun er referert til absolutt dyp)

3.4.4.3 Avsetningshistorie Sverdrupleddet HF

Sverdrupleddet er oljeførende i de østlige områdene av Gullfaksfeltet og i horst- og tilpasningsområdet. Sverdrupleddet er avsatt som flere sandpulser i nedre del av Amundsenformasjonen. På horsten er det påtruffet to sandsteinslag, hver med en tykkelse på

ca.10 m. Et karbonatsementert lag med skjellfragmenter skiller de to sandsteinslagene fra hverandre (fig.3.4.10). I de sørligste brønnene er det ikke påtruffet sandstein i Amundsenformasjonen. I vest, i områdene utenfor horsten, er den sandige delen av Amundsenformasjonen opp til 30m tykk. Her har Sverdrupleddet ingen til svært dårlige reservoaregenskaper.

Sverdrupleddet er avsatt fra øst/nord-øst. På Visund er det påtruffet sandsteiner av omtrent samme alder men som er bedre utviklet enn Sverdrupleddet på Gullfaksfeltet. Sandsteinene er sterkt bioturbert i nedre deler og mer massiv mot toppen.

3.4.4.4 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Sverdrupleddet HF

Sverdrupleddet er perforert i C-2 og C-6. Pga trykkommunikasjon med Statfjordformasjonen antas Sverdrupleddet å ha samme OVK, men det eksisterer ingen brønnobservasjon som bekrefter dette. For reservoaregenskaper, se tabell 3.4.6.

3.4.5 Reservoarbeskrivelse Lundeformasjonen HF

I 2006 ble det gjennomført et Lundeprosjekt, der hensikten var å avklare produksjonspotensialet i Lundeformasjonen på Gullfaks hovedfelt og i hvilken grad formasjonen kan bidra til 400 MSm^3 ambisjonen.

Det er etablert et referansedokument (ref.28) som dokumenterer utviklingen av Lundeformasjonen og synliggjøre aktiviteter gjennom tidene. Mulige fokusområder er konkretisert og anbefalinger og strategier for det videre arbeid er belyst. I forbindelse med prosjektet har en samlet sammen og foretatt en kritisk gjennomgang av all tilgjengelig informasjon. Utdrag fra dette studiet er presentert i årets RSP.

3.4.5.1 Avsetningshistorie Lundeformasjonen HF

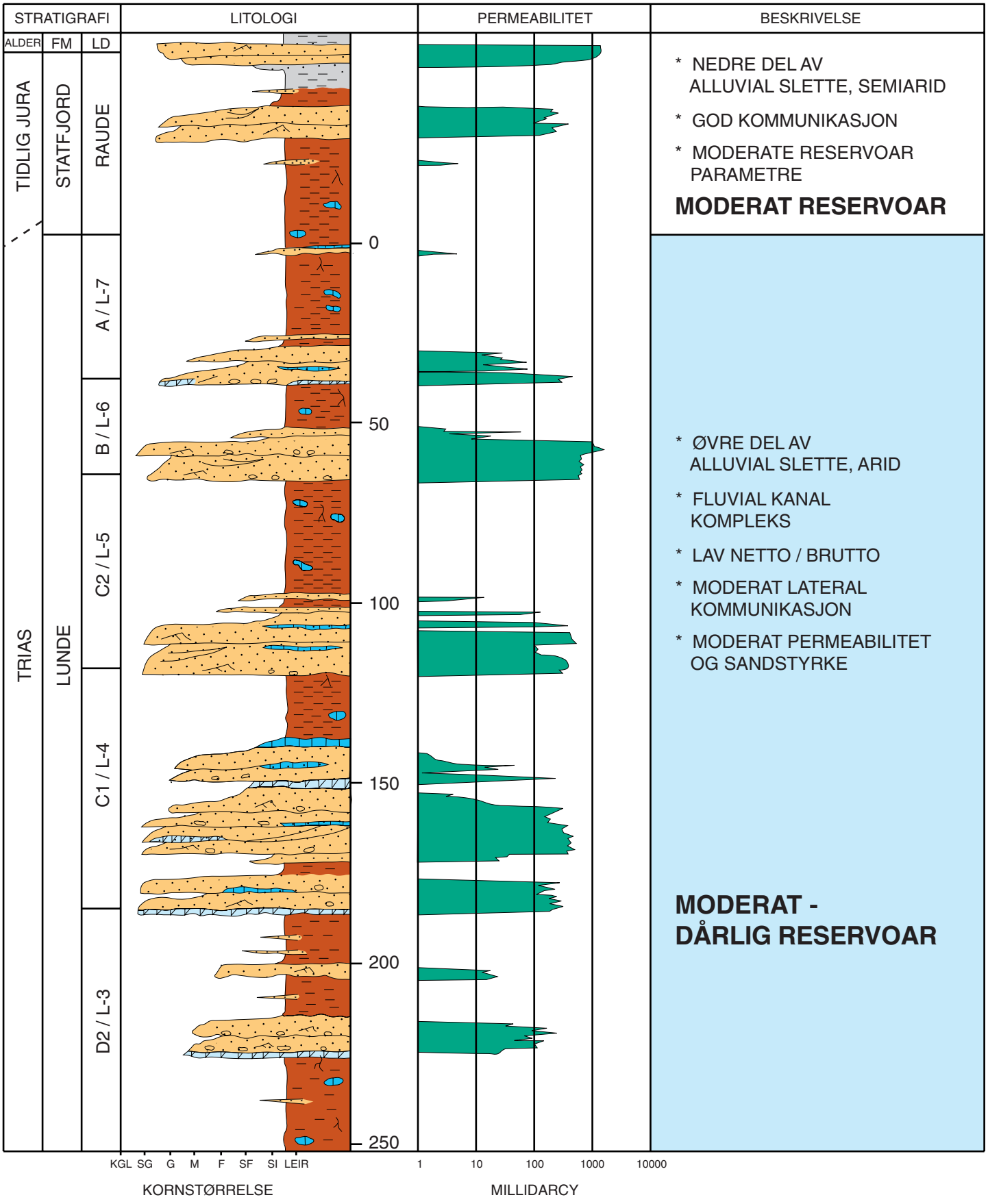
Lundeformasjonen i Tampenområdet består av en 800-1200 m tykk pakke av kontinentale avsetninger. Avsetningene er karakterisert av vekslende sand og skifer. Deler av Lundeformasjonen har moderat til dårlig reservoarkvalitet i Gullfaksområdet, men ellers i Tampenområdet er egenskapene gode. Formasjonen mangler gode interne reflektorer, noe som gjør den strukturelle kartleggingen vanskelig.

Lundeformasjonen utgjør den øverste delen av Hegregruppen (ref.29) og har en Ladin til Rhæt alder. Formasjonen er delt inn i tre ledd, nedre, midtre og øvre Lundeformasjon. Den nedre grensen mot Lomviformasjonen er veldefinert, men er bare penetrert av få brønner. Den øvre grensen mot Statfjordformasjonen (Rhæt til Sinemur) er gradvis, og regionalt trolig tidstransgressiv, fig. 3.4.11.

StatoilHydro

Blokk 34/10, Gullfaksfeltet

ØVRE DEL AV LUNDEFORMASJONEN



Figur 3.4.11: Stratigrafisk kolonne av øvre del av Lundeformasjon HF (Statoil, 2001b)

b981080/031007

Det øvre Lundeleddet ble trolig avsatt i et jevnt synkende basseng i nordlige Nordsjø og har dermed lik tykkelse på hele Tampen. Nedre del er mulig avsatt under forhold med betydelig større differensiel innsynkning, og varierer derfor trolig også i mektighet. Bassenget var en del av et omfattende system av bassenger, som gjennomskar det meste av nordvest Europa. Tampen-området hadde en paleobreddegrad på omkring 25 - 30 grader nord, tilsvarende den nåværende plasseringen av Saharaørkenen under avsetning av Lundeformasjonen.

Forståelsen av dreneringsmønsteret i Tampenområdet under avsetning av Lundeformasjonen er mangelfull. Innsjøavsetningene i de to nedre leddene av Lundeformasjonen viser at store lakustrine basseng kan ha fungert som lokale baselevel og påvirket dreneringsmønsteret i denne regionen. Tidligere studier indikerer drenering fra både øst, vest og nord (ref.30, 31).

En markant endring i Sm/Nd alder ved overgangen Statfjord/Lundeformasjonen (ref.32), samt sedimentologiske observasjoner, tyder på et skifte til et kildeområde mot nordvest i overgangen til Statfjord. Dette stemmer også godt overens med det typiske oppfining - oppgrovingsmønsteret som ses i overgangen mellom de to formasjonene, og som kan tolkes som en tilpasning i forbindelse med overgangen fra ett avsetningssystem til et annet. Det er sannsynlig at begge kildene har vært aktive under avsetning av hele pakken, men at balansen mellom dem har blitt forskjøvet med tiden.

Facies
Lundeformasjonen er inndelt i 5 facies (tabell 3.4.7) som alle reflekterer avsetning i et system av fluviale kanaler og innsjøer i et generelt varmt og tørt klima.

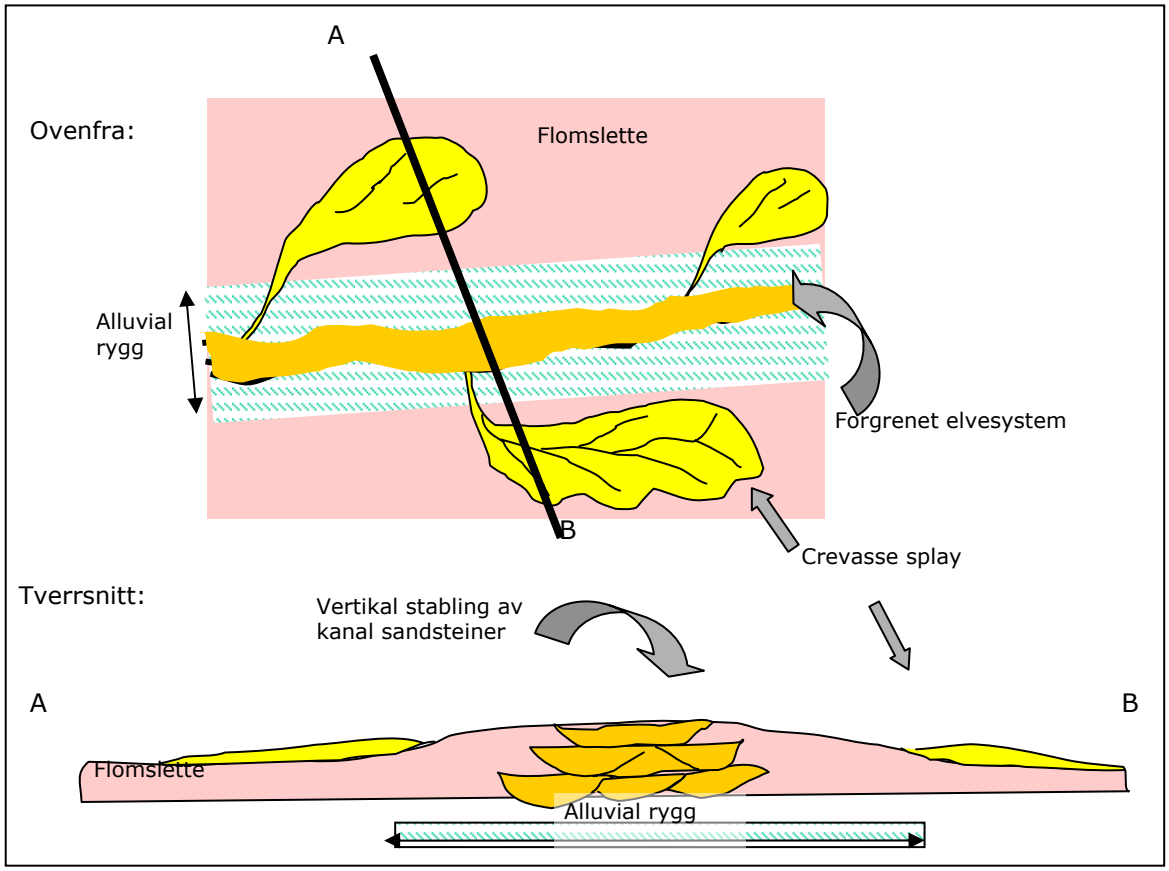
Tabell 3.4.7: Faciesassosiasjoner i Lundeformasjonen på Gullfaks, modifisert etter Statoil, 2001b(ref.33)

Facies	Beskrivelse
SCH – Kanalsandsteiner	Isolerte enheter av kanalsandsteiner med tykkelse på 4-8 m, men også amalgamerte enheter på opp mot 20-30 m tykke.
FF - Flomslette siltsteiner	Massive lag av silt og leire (0,2 - 20 m) med mindre lag av finkornet sand. Volumet av karbonat varierer fra få % helt opp til 25 %.
SSF - Sheet flow avsetninger	0,25 - 2 m tykke lag av veldig fin- til finkornet sandstein. Disse lagene er over- og underleiret av flomsletteleirstein
SLSF - Innsjøsandsteiner	Denne facies dominerer den nedre delen av Lundeformasjonen, og kjennetegnes ved en høyfrekvent lagdeling. Kornstørrelsen er veldig fin til fin, men det opptrer også hyppige tynne lag og laminae av sort skifer.
LF – Innsjøskifer	Denne facies er hyppig i de nederste 50 m av Lundeformasjonen. Består av samme sedimenter som de mest finkornede deler av facies SLSF, skifer og siltsteinslag med tynne karbonatlag.

Opprinnelig var også sementerte intervaller (SCEM) nevnt som en facies men siden dette er en diagenetisk effekt som opptrer i faciesassosiasjonene er det valgt å ikke ta dette med som en egen facies. De sementerte intervallene er karakterisert av utfelling av karbonat i alt tilgjengelig porerom, slik at bergarten totalt mister porøsitet og permeabilitet. I de øvre og midtre delene av formasjonen er det de fluviale avsetningene som dominerer, mens den nedre delen er dominert av innsjøavsetninger. De anvendte facies er egentlig faciesassosiasjoner som ut fra kjernematerialet kan videre inndeles.

Overordnet avsetningsmiljø

Elvekanalene synes å ha vært relativt rette til noe sinuøse og med en begrenset lateral utstrekning (figur 3.4.12). Mangelen på finkornede kanalinnfyllinger (channel plugs), samt mangelen på sand/skifer vekslinger i de øvre delene av sandenhetene indikerer at kanalene ikke utviklet seg til meandrerende elver. Denne stilen endrer seg tilsynelatende lite opp igjennom lagpakken selv om der er en tendens til en mer forgrenet karakter på enkelte av sandkroppene i de nederste deler av formasjonen. Jordsmonntypene i Lundeformasjonen er vanlige for lavtliggende sletter i varme, semiaride strøk. Mangelen på tykke calcrete horisonter, og den generelle stabling av jordsmonnprofiler ovenpå hverandre, tyder på en relativt rask og kontinuerlig sedimentasjon med få eller ingen langvarige brudd under avsetning.



Figur 3.4.12: Avsetningsmodell for deler av Lundeformasjonen, modifisert etter Rune Mjøs, FORCE-seminar, 2005.

Sonering

Reservoarsoneringen er etablert i en kombinasjon av litostratigrafiske og sekvensstratigrafiske prinsipper med utgangspunkt i brønn 34/10-13 som er typebrønn på Gullfaks hovedfelt. Overgangen Statfjord/Lunde er ikke markert av noe klart litologisk skifte, men ses ofte som en gradvis oppfining fulgt av en kort oppgrovingssekvens over grensen. På Gullfaks hovedfeltet er grensen i mange brønner definert vha. Sm/Nd korrelering og vha. isokorering i brønner som mangler datering.

Tabell 3.4.8 beskriver de forskjellige reservoarsonene og % fordeling av faciesassosiasjonene. Frem til 2001 var Lunde D inndelt i D.1 og D.2, men etter studiet (Statoil, 2001b) (ref.33), ble det etablert et tredje ledd kalt D.3. I den nye soneringen er D.2 erstattet av D.3, mens tidligere D.1 er delt inn i D.1 og D.2.

Det er utført et forstudie av Lundeformasjonen på regional skala (ref.34) som ble ferdigstilt februar 2006. Dette omfatter brønnkorrelasjon over hele Tampenområdet og kan gi ny innsikt vedrørende Lundeformasjonen på Gullfaksfeltet.

Tabell 3.4.8: Reservoarsoner Lundeformasjonen (Lunde E.1 nederst).

Reservoarsone	Tykkelse (ca.) m	%-fordeling av facies	Kommentarer
Lunde-A	15-40	42 % SCH 48 % FF 11 % SSF	Amalgamert kanalavsetning (SCH) i bunnen og flomsletteavsetninger (FF) øverst. 4,4 % av sanden er sementert.
Lunde-B	20-40	39 % SCH 52 % FF 8 % SSF	Amalgamert kanalavsetning (SCH) i bunnen og flomsletteavsetninger (FF) øverst. 4,2 % av sanden er sementert (SCEM).
Lunde-C.2	60 -70	42 % SCH 42 % FF 5 % SSF	Bunnen av sonen har høy konsentrasjon av kanaler (SCH). Jordhorisonter dominerer oppover. Opptil 12 % av totalt kanalvolum er sementert.
Lunde-C.1	60-200	47 % SCH 49 % FF 5 % SSF	Består dominerende av kanalsandstein (SCH) og flomslettesedimenter (FF) og 5 % SSF. 4,1 % av sonen er sementert.
Lunde-D.3	90-170	58 % SCH 38 % FF 4 % SSF	Raske skiftninger mellom kanal og flomslettesedimenter (FF) observeres. Øverste 1/3 domineres av “stabile” flomsletteavsetninger.
Lunde-D.2	160 -250	45 % SCH, 46 % FF 3 % SSF	Sonen har et markant lavere sandinnhold enn tilgrensende soner. 4,9 % av totalt volum er sementert.
Lunde-D.1	110-180	70 % SCH 27 % FF 3 % SSF	Definert av høyere innslag av kanaler (SCH) og flomsletteavsetninger (FF) i forhold til Lunde-E.2. Opp til 32 m tykke kanalintervaller forekommer (i 34/10-13). 5,6 % av totalt volum er sementert.
Lunde-E.2	150-200	86 % SLSF 4 % SCH 5 % FF	Karakterisert av sandrike innsjøavsetninger (SLSF). Det er også innslag av kanaler og flomsletteavsetninger (FF). 2,5 % av totalt volum er sementert.
Lunde-E.1	50-80	57 % LF 43 % SLSF.	Ligger skarpt over Lomviformasjonen. Sonen er dominert av finkornige lakustrine avsetninger avsatt i en relativ grunn innsjø som teppesander periodevis bygget seg ut i.

3.4.5.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon, Lundeformasjonen HF

Kommunikasjon

Et fluvialt reservoar som Lundeformasjonen er preget av en impermeabel «bakgrunnsfacies» (flomslettesedimenter) som inneholder et varierende antall kanalsandsteiner som er antatt å være orientert i samme lengderetningen som horstelementene, noe som i utgangspunktet er

gunstig for drenering av Lundesekvensen (ref.35). I tillegg finnes tilhørende ikke-kanaliserte sandsteinstepper. Kommunikasjon fra et kanalsystem til et annet, er i høy grad preget av usikkerhet. Internt i kanalene varierer permeabiliteten fra nær 0 mD i sementerte sandsteiner til rundt 500 mD i de beste sandsteinene. Generelt har kanalene en lavpermeabel sone i bunnen og toppen. I øvre og midtre del av Lundeformasjonen overskygges likevel kanalenes interne heterogeniteter av kanalbeltenes mangel på kommunikasjon med hverandre.

I tillegg kan kommunikasjon være sterkt begrenset vertikalt, selv små forkastninger, under seismisk oppløsning, vil kunne representere barrierer i reservoaret (ref.35).

Forkastninger kan imidlertid i noen tilfeller også bidra til økt kommunikasjon i reservoaret. I L2 segmentet, der sandkroppene er tykkere, har forkastninger ført til at Lundeformasjonen står i kontakt med Statfjordformasjonen. Dette førte til at Lundeformasjonen ble inndelt i Lunde-TK og Lunde-iTK i forbindelse med utarbeidelsen av PUD (ref.36), der TK står for trykk-kommunikasjon og iKT står for ikke i trykk-kommunikasjon.

Reservoartrykk og temperatur
På grunnlag av tester og målinger som forelå før boring av C-29, ble følgende korrelasjon for initiell reservoartrykk og -temperatur i dybdeintervallet 2050-2250 m TVD MSL etablert:

p (bar) = 0,11 x dyp (m TVD MSL) +110

T(°C) = 0,0405 x dyp (m TVD MSL) + 0,882

Nå foreligger det data fra en rekke nye brønner. På grunnlag av en evaluering av datagrunnlaget anbefales det at en beholder uttrykket for initielt reservoartrykk (gir korrekte verdier innen +/- 1 bar), samt benytter et enklere uttrykk for reservoartemperatur (gir verdier innen +/- 1 °C).

T(°C) = 0,04 x dyp (m TVD MSL)

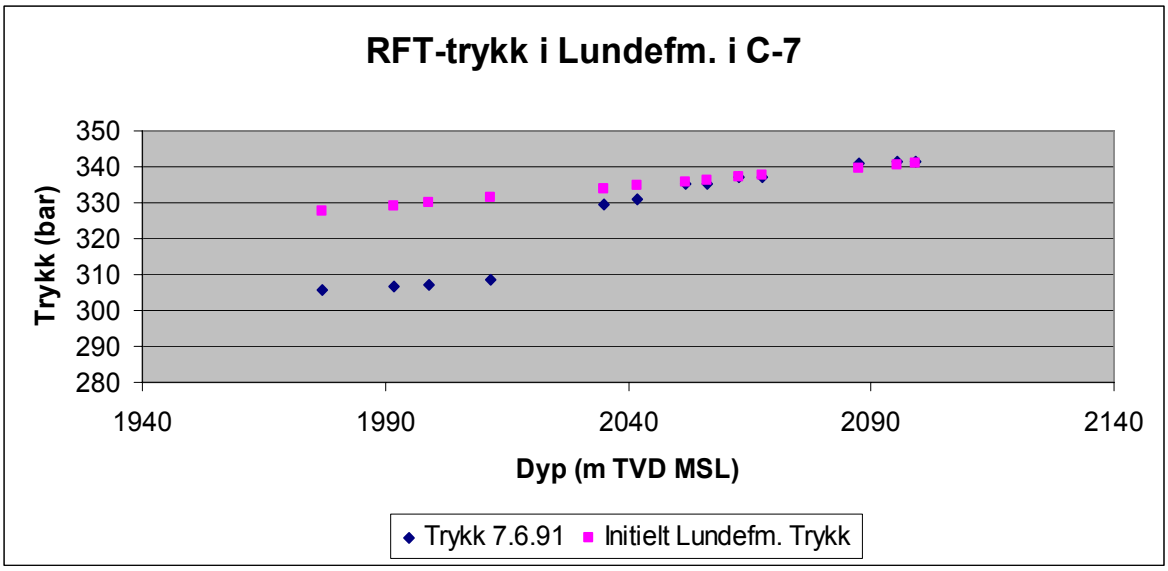
Disse uttrykkene kan brukes for å estimere trykk og temperatur i segmentrekkene K og L for hele det aktuelle dybdeintervallet, fra 1940 m TVD MSL (topp Lundeformasjonen i C-7) til ca. 2600 m TVD MSL (bunn Lundeformasjon i C-46). Korrelasjonen for reservoartrykk skal ikke forståes dit hen at hele formasjonen er vannfylt. I soner med god oljemetning og flere datapunkter kan en finne normale oljegradienter – som ligger ”under” den generelle gradienten.

Ved «datumdyp» for Lundeformasjonen, 2100 m TVD MSL, vil trykk og temperatur være:

p = 341 bar
T = 84 °C

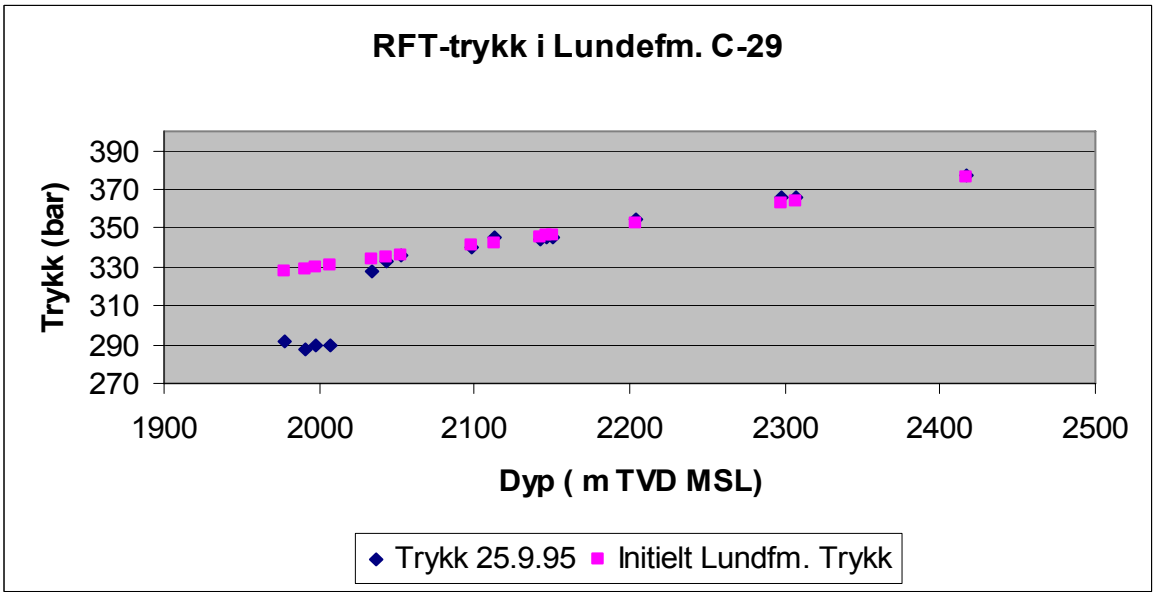
De første indikasjonene på at Lundeformasjonen var i kommunikasjon med Statfjordformasjonen kom i brønn C-6. Her viser det grunneste trykkpunktet (2041,8 m TVD MSL) ca. 6 bar trykkavlastning. Det var imidlertid data fra C-7, som forelå to måneder senere, som gav grunnlaget for inndelingen av Lundeformasjonen i Lunde-TK og Lunde-iTK. Skillet går tilsynelatende ved en ikke spesielt tykk skifer mellom 2045 og 2049 m TVD MSL (figur

3.4.13). I PUD (ref.36) ble det lagt til grunn at trykkavlastningen gikk ned til 2057 m TVD MSL. Det har imidlertid ikke hatt noen praktisk betydning i og med at C-7 ikke ble satt i produksjon.



Figur 3.4.13: RFT-trykk i Lundeformasjonen i brønn C-7. En trykkendring kan observeres mellom 2045 og 2049 m TVD MSL.

RFT-data fra C-29 gir et tilsvarende bilde (figur 3.4.14). Her kan det se ut som om grensen går ved en skifer som ligger mellom 2033 og 2040 m TVD MSL. Skillet mellom Lunde-iTK og Lunde-TK ble på dette grunnlaget satt til 2037 m TVD MSL (3340 m MD RKB).



Figur 3.4.14: RFT-trykk i Lundeformasjonen i brønn C-29. En trykkendring kan observeres mellom 2033 og 2040 m TVD MSL.

Tabell 3.4.9: Reservoardata for Lundeformasjonen. Dyp topp struktur , datum og OVK refereres til m MSL, PVT-data for Lunde i C-46 refererer til prøver tatt på 2518,2 m MSL og initielt trykk.

Reservoarparametre	**Lunde Sw<0,4**	**Lunde Sw<0,6**	**Lunde i C-46**
Segment	L2/L1/K		K3/L2
Topp struktur	1 930		-
OVK [1)]			ODT
Temperatur (^{0}C) [2)]	75,8 @1850		97,9 @ 2450
Trykk (bar)	313 @1850		378.7 @ 2450
Kokepunktstrykk Pbp (bar)	263		350
Rs (Sm^3/Sm^3)	167		238
Bo-faktor (Rm^3/Sm^3)	1,41		1,63
Oljegradient (bar/m) [3)]	0,06		0,064@ Ppb
Oljeviskositet (cp)	0,45		0,329
Vanngradient (bar/m)	0,103		
Permeabilitet (D)	300-1200		~1900
Porøsitet (fraksjon) [4)]	0,25		0,22

1)Ingen klart definert OVK som kan brukes i volumberegninger. Benyttet "net pay" basert på vannmetning.
2)Benyttet gradient 4,05 ^{0}C/100 m (3,70^{0}C/100 m i C-46)
2)For beregning av initielt trykk 0,11 bar/m, pga barrierer mellom de ulike sandene i reservoaret.
3)Gjennomsnittlige verdier basert på tradisjonell volumberegning og ikke relatert til "net pay" volumberegningene fra 2000.

Formasjonsvann

Tidligere har prøver fra formasjonstest nr. 1 i C-7 vært regnet som representative for formasjonsvannet med saltinnhold på 43600 ppm (ganske likt formasjonsvannet i Brentgruppen og Statfjordformasjonen). Prøver fra brønnene C-6 og C-14 bekrefter C-7 data, mens letebrønn 34/10-11 og C-16 avviker (muligens pga.dårlig prøvekvalitet).

Produksjonen i C-29 gav tidlig vanngjennombrudd. Analyser fra tiden med kun produksjon fra Lunde-iTK (januar 1997) og før gjennombrudd av sjøvann viser salinitet rundt 40300 ppm.

Etter den tid har man bare vannprøver fra C-39. En prøve fra MDT tatt under miniDST viste en saliniteten på 42700 ppm. Her ble Rw målt til 0,1715 ohm v/20 ^{o}C, som tilsier 40700 ppm i følge en PVT rapport fra Oilphase (ref.37). I rapporten blir det vist til spor av slam, men analysen ser ellers bra ut. Det ble tatt en vannprøve under den første testen i brønnen som gir omtrent samme ionesammensetning som den Oilphase fikk, ca. 42700 ppm.

Prøvene fra C-7 og C-39 stammer fra tester der man muligens ikke hadde rukket å oppnå stabil situasjon (i motsetning til i C-29). Det kan likevel ikke utelukkes at disse er representative og at man følgelig må ta hensyn til at sammensetningen av vannet kan variere mellom disse brønnene.

Oljeegenskaper

Fra tidligere er analyse av separatorprøve fra formasjonstest nr. 2 i C-7 lagt til grunn for PVT-egenskapene for oljen i Lundeformasjonen segment L2. Nyere prøver fra C-29 i den perioden den produserte fra Lunde-iTK (november 1995 – desember 1996) (ref.38), viser verdier som er til forveksling er lik data som er brukt tidligere. Den vesentligste forskjellen er metningstrykket som nå oppgis til 280 bar, 17 bar høyere enn tidligere, tabell 3.4.10. Prøve tatt fra Scrams sone 3. juni 1999 er utelatt fordi reservoartrykket var lavt under prøvetakingen.

I forbindelse med boring av brønn C-46 (letebrønn 34/10-48 S) ble det tatt fire MDT-prøver i Lundeformasjonen (2518 – 2581 m TVD MSL). Analysene viste at alle var noe forurenset av olje fra boreslammet (7 – 14 %, basert på en sammenligning av kromatogram) (ref.39). Det ble tatt en stabilisert oljeprøve under testen høsten 2005. Analysen av den viser at forurensingen av prøvene sannsynligvis er noe mindre enn tidligere antatt. Ny sammensetning og fysiske egenskaper er beregnet for en av prøvene og justert inn på målt boblepunkt, se tabell 3.4.10.

Tabell 3.4.10: Egenskaper i oljeprøver fra C-7, C-29 og C-46.
i.b. = intielle betingelser av trykk og temperatur
stb. = standard betingelser av trykk og temperatur (15 °C og 1 atm.)

Parametre	C-7	C-29	C-46
Prøvedyp (m TVD MSL)	2032-2157	2150-2422	2518,2
Reservoar trykk (bar)	340	341	387
Reservoar temp (^oC)	85	87	101
Metningstrykk (bar)	263	280	368
Molfraksjon C1/C10+	0,5/0,24	0,5/0,23	0,57/0,18
Tetthet i.b.(kg/m^3)	693	685	645
Komp. i.b. (GPa^{-1})	1,7	1,8	2,15
Visk. i.b. (mPas)	0,45	0,51	0,33
Bo i.b. (Rm^3/Sm^3)	1,41	1,41	1,63
GOF	154	150	227
Tetthet olje stb. (kg/m^3)	842	838	843
Rel. tetthet gass stb.		0,785 1)	0,765 1)

1): data fra 1. steg «flash»

Metningstrykket på MDT-prøven i C-46 virker høyt og svært nært reservoartrykket. Denne prøven er den grunneste av de fire som ble tatt. Årsaken til at den er brukt i tabell 3.4.10 er at det høyst sannsynlig er denne sonen som bidrar mest under testen i 2005. De fire prøvene dekker et dybdeintervall på 63 m TVD. Metningstrykk og GOR minker og viskositeten og tettheten øker med dypet (variasjon lik eller større enn 10 %). Det kan bety at det kan ligge en gasskappe over olje, med gass-oljekontakt der gradienten til metningstrykkene treffer reservoartrykkgradienten. Dessverre er det for stor usikkerhet i metningstrykkene til at en slik gradient kan fastsettes med noen særlig sikkerhet.

Fluidkorrelasjon og migrasjonsruter

Oljene på Gullfaksfeltet er delt inn i fem «oljefamilier» basert på geokjemiske indikatorer for kildebergart og modenhet (ref.11). Hovedtyngden av Statfjord- og Lundeoljene tilhører oljefamilie nr. 3. Oljetypene tilhørende familie nr. 3 er påvist i letebrønnene 34/10-11 og -13 og produksjonsbrønnene C-6, C-7, C-29 og C-46. Oljeprøve fra test i C-29 er ikke analysert, og det ble ikke tatt oljeprøve ved test av C-39. Unntaket er i C-16, men her er prøvekvaliteten

svært dårlig ref.40). Oljefamilie 3 representerer sannsynligvis en blanding av oljer tilført fra flere kjøkken, inkludert et bidrag fra nordøst (ref.41).
Biodegraderingseffekter i kombinasjon med vannvasking har blitt identifisert for en rekke oljer i Gullfaksfeltet. Vannvasking og mild biodegradering er også observert spredt i Statfjord og Lundeformasjonen.

I 1993 ble det gjort en geokjemisk evaluering av olje ekstrahert fra kjerneprøver fra Lundeformasjonen i brønnene C-4, C-6, C-8 og C-14 (ref.42). Konklusjonen fra denne undersøkelsen underbygger at C-6 ligner på letebrønnene 34/10-11 og -13 mht. modning og kilde, men forskjellige sandsteinslag var ulikt påvirket av biodegradering, noe som kan tyde på manglende intern kommunikasjon. Hydrokarbonene i C-4 og C-8 hadde et lavere modningsnivå og kan muligens være fra en marin kilde forskjellig fra Draupneformasjonen. Ekstraktene fra kjernene i C-14 var mer modne og muligens generert fra en annen kilde enn de øvrige. Dessuten var alle prøvene fra denne brønnen sterkt biodegradert.

Som det grunneste området på Tampenkilen har Gullfaksstrukturen mottatt olje fra flere retninger med Draupneformasjonen som kilde. Selv om kilden er Draupne er det ikke nødvendigvis samme kildefacies som på Gimle (ref.43). Derimot ser oljen i nord ut til å være noe ulik det som er observert i sør. Dette tyder på at det forekommer flere migrasjonsruter:

- Migrasjon av olje fra kjøkkenområdet mellom Visund og Snorrefeltet til Brent, Statfjordformasjonen og Lundeformasjonen i C-19 området og C-46
- Migrasjon av hydrokarboner fra flere retninger (C-19 området, Visund, Gullfaks Sør og fra Vikinggraben) til Cook i fase 2 området og til Statfjord og Lundereservoarene i øst
- Oljen i Lundeformasjonen i C-16 kan ha migrert inn fra sør, likhetstrekk med Gullfaks Sør. I den nye evalueringen er det ikke mulig å se denne likheten, men denne er tidligere blitt indikert i studier.

I 2004/2005 ble det påvist olje i 34/10-48 S dypt i Lundeformasjonen på hovedfeltet og i Brentgruppen på Gimle. Analyseresultatene viser at også disse oljene innbyrdes er av samme type og svært lik oljen i Statfjord- og Lundeformasjonen på hovedfeltet. Dette underbygger at dette området er en av hovedmigrasjonsrutene inn til Gullfaks hovedfelt.

Helt øst på hovedfeltet i segment M3, er det rimelig klare indikasjoner på at strukturen har vært fylt med olje, mens det på et eller annet tidspunkt i historien har lekket ut og opp i grunnere lag. Segmentet er penetrert av tre brønner, C-34 og nedre deler av Lundesekvensene i C-29 og C-39. De to sistnevnte har begge høyt N/G-forhold, men har ellers svært ulik sekvensstratigrafisk karakter. I C-29 opptrer hyppige, tynne og ofte isolerte kanalsandkropper. Stedvis kutter de inn i hverandre og danner sandsekvenser opp mot 20 m. Mange av disse har brukbar oljemetning (ned til 2505 m TVD MSL). I C-39 derimot, opptrer tykkere og godt utviklede sandkropper, som gjerne kutter inn i hverandre og danner 20 - 30 m tykke oppgrovningssekvenser (proksimalt i et fluvialt system). Men i dette systemet er det i grunnen kun ett sandintervall med god oljemetning (2398-2425 m TVD MSL), og resten er klart vannfylt. Hvis systemet var under innfylling, vil en anta at det gode sandreservoaret fikk oljen først (C-39), mens de dårlige og mest isolerte sandkroppene ble fylt sist (C-29). I segment M3 er det motsatt, og man kan anta at et oljefylt reservoar har tømt seg her.

3.4.6 Videre arbeid HF

Kransleddet
Etter å ha mislykkes med å påvise Kranssand i flere prospekter (A-48 B, C-23 B, Apollo og Sølvkåpe og i C-51), der en hadde gode forhåpninger, blir det viktig å evaluere de geofysiske/geologiske metodene som er lagt til grunn for prospektene. Nye studier som fokuserer på en bedre geofysisk diskriminering mellom ulike avsetninger, kombinert med en bedret geologisk forståelse for hvor erosjonsproduktene er avsatt (for eksempel backstripping, rekonstruksjon av forkastninger, o.a.) blir viktig å gjennomføre før videre prospektering.

Et nytt prospekt (Ringfly (PCKJ11) ble kartlagt våren 2005. Prospektet er lokalisert til sørlige del av K- og J-rekken og kartleggingen er også her basert på sterk AVO respons.
To groper i BCU-flaten ser ut til å være fylt med sedimenter og brønner i området bekrefter sand på Kransnivå. Prospektet lå på boreplanen i 2007, men måtte utsettes inntil videre pga nedblåsing av trykket i Cookformasjonen (segment J2). Utvinnbare reserver var i størrelsesorden 1 MSm^3 olje, men på grunn av Cook-produksjonen kan dette være redusert betydelig.

Kransleddet ble påtruffet oljefylt i brønnene C-39 og C-14. Det er lagt til rette for fremtidig produksjon i disse brønnene.

Resonering av C-7 (Lundeformasjonen til Kransleddet), samt kraftige AVO- respons i dette området, hvor en allerede har påvist Kransleddet, har bidratt til at HKPV for Kransleddet i K og L rekken har økt betydelig. Det er planlagt en produsent oppflanks for C-7 (boremål PCKK31).

Brentgruppen HF
Brentgruppen er inkludert i biostratigrafi studiet som omfatter hele PL050 lisensen for utvikling av biostratigrafisk rammeverk. Her er det tekniske arbeidet i gang, men resultatene er ikke mottatt. Når resultatene foreligger, vil det bli tatt en gjennomgang på eventuelle endringer i reservoarforståelse og konsekvenser for sonering.

I forbindelse med bygging av ny geomodell for Brent skal soneringen forenkles og de sekvenstratigrafiske sonene i nedre Brent har fått navn fra SEK-1 til SEK-5. Dersom dette gir gode resultater i modellering og simulering foreslås det at dette også blir implementert i Open Works. Dersom biostratigrafi-prosjektet gir resultater som har betydning for soneringen vil også dette bli tatt høyde for.

Cookformasjonen HF
Beskrivelse av gode feltanaloger kan være avgjørende for bedret forståelse av f.eks. intern sandkommunikasjon og strømning av Cookformasjonen. Dersom ny biostratigrafi påviser andre tidslinjer gjennom formasjonen enn de som er lagt til grunn i den sekvensstratigrafiske tolkninga, bør reservoarsoneringa revideres.

Statfjordformasjonen HF
Produksjonsbrønn C-47 som kom inn med høyt vannkutt fra oppstart, er en påminnelse om at deler av Statfjord snart er tømt for olje. Arbeidet de førstkommende årene vil bli preget av

typiske IOR-aktiviteter med bl.a. detaljert reservoarkarakterisering og en ny sonering basert på mega-sporer. Planlegging av å snu sveip for å mobilisere reservoarvæske som tidligere ikke er rørt. Oppfølging og videre arbeid med geo-modellen for Statfjordformasjonen, vil være en integrert del av dette. Videre vil en følge opp forskningsarbeidet som utføres av RUM-prosjektet, hvor en ser på fluviale avsetninger vs. tidevannsavsetninger som avsetningsmodell for Statfjordformasjonen.

De negative leteresultatene i brønn B-7 B (prospektet Turmalin) og 34/10-50S (prospektet Biotitt) tilsier at en må gjøre opp en status for videre boring i Statfjordformasjonen. Arbeidet fremover vil ha fokus på nordflanken (segment H6 og I5) med boring tidligst i 2009.

Det vil være positivt om det nye oljefunnet Alun raskt blir satt i produksjon. Statoil vil derfor modne en brønn fra GFA til PASD12 (Alun/O6C/O6B). STOOIP er til sammen 2,4 MSm^3.

Lundeformasjonen HF
På grunn av relativt små ressurser i de enkelte boremålene, er det mest sannsynlig at produksjon fra Lundereservoaret vil foregå i felles brønner med Stafjordformasjonen. Produktivitetsegenskapene og begrenset trykkstøtte gjør at utvinning av Lundereservoaret vil måtte foregå med lave bunnhullstrykk. Brønnene bør da utstyres med smartbrønnløsninger (DIACS) for å muliggjøre sonevis innstrømningskontroll og overvåkning. Den teknologiske utviklingen av nedihullsventiler, som på enkelt vis kan reguleres fra overflaten, har gått betydelig fremover de siste årene. Men det vil kreve enda bedre utstyr enn det som er tilgjengelig i dag i forbindelse med kombinasjoner med Lundemål. En kombinasjonsbrønn kan typisk bestå av trykkvedlikeholdt produksjon fra 2-3 soner i Statfjord, med 10-15 soner med trykkfallsproduksjon i tynne Lundesander. På den måten vil det være mulig å produsere samtidig fra soner med svært ulike egenskaper, og å stenge inn soner for å bygge opp trykket.

I C-46 vil det kreves god soneisolering og sekvensiell utvinning (se erfaringen med testen i C-46).

Det må også vurderes om det er mulig å etablere en felles Statfjord-Lunde injektor og fordele vannet vha. nedihullsarrangement.

Det kan være en fordel å bore høyavviks- eller horisontalbrønn gjennom Lundereservoaret for å penetrere flest mulig kanaler.

TTRD-brønner kan også være aktuelt for å nå boremål i Lundereservoaret som ikke lar seg kombinere med boremål i Statfjordformasjonen. Smart brønnutstyr er pr. i dag ikke tilgjengelig for TTRD brønn, men noe utstyr er under utvikling.

Det kan også være hensiktsmessig å benytte seg av alternerende gassinjeksjon og produksjon for å få mest ut av potensialet i Lundeformasjonen, såkalt ”huff and puff”-teknologi. For å få dette til å fungere må lagene ha en viss vinkel, noe som kan være et problem for Lundeformasjonen på Gullfaksfeltet.

Dreneringsstrategi
Drenering av Lundereservoaret bør skje i forkant av eventuell nedblåsing av

Statfjordformasjonen, da tilgjengeligheten til Lundereservoaret reduseres pga. boretekniske utfordringer ved å bore gjennom ekstremt trykkavlastede områder. Videre må strategien for innfasing av Lundeformasjonen inkludere en evaluering av den dypereliggende Lomviformasjonen og eventuelle prospekter av perm alder.

Det er identifisert tre svært små boremål med utvinnbare reserver på kun 0,02 – 0,05 Mm^3, samt tre mindre boremål med utvinnbare reserver i størrelsesorden 0,19 – 0,36 Mm^3.
I tillegg har 34/10-50S påvist og MDT-testet olje på to ulike nivåer, der størrelsen på funnene ikke er kjent. Det må brukes ulik strategi for innfasing av disse prospektene. Lokasjonen av disse prospektene er vist på flømmingskart (kap.4).

Svært små prospekter kan kun realiseres ved en billig forlengelse av en brønn som går til et Statfjordmål i nærheten. En av de største utfordringene blir å treffe den påviste oljefylte kanalsand. De andre boremålene kan inngå i primærmålet for en brønn, enten alene i en rimelig TTRD-brønn eller i kombinasjon med et annet mål, typisk et Krans-, et Statfjord-, et Cook- eller et dypereliggende mål i Lomvi. Det planlegges utforskningsbrønn til Lomviprospekt Anatas nord på hovedfeltet. Dersom det gjøres et stort oljefunn her, kan det bli aktuelt å bore flere produsenter og injektorer til Lomvi, og da anbefales det at planleggingen av disse innbefatter utforskning og eventuell produksjon fra Lunde i transportetappen ned til Lomvi.

Det er særlig en kompliserende faktor som kommer inn i forbindelse med kombinasjoner med Lundemål. Fra tester og produksjonserfaring fremkommer det nemlig at det finnes 2 typer reservoaroppførsel. Den ene, som kun opptrer i C-29-området, fremviser trykkommunikasjon til omkringliggende volum. I dette tilfellet kan en få produksjon ved vedlikehold av trykk fra injektor eller vannbasseng. Et skuffende fellestrekk for alle andre produksjonstester i Lundeformasjonen (for eksempel de dype delene av C-29, C-39, C-46), viser at det ikke er god trykkommunikasjon til omverdenen. Det må brukes ulik produksjonsstrategi for hver av disse to typene.

Massiv vannsirkulasjon (MVS) er Gullfaks hovedfelts primære dreneringsstrategi. Denne strategien lar seg vanskelig anvende i Lundeavsetninger, grunnet dens begrensede sedimentologiske sandkontinuitet og den komplekse utbredelse av relativt tynne kanalsander. Den laterale kommunikasjon i reservoaret innen et segment, vil mest sannsynlig være god, mens den vertikale vil være sterkt begrenset. Tilsvarende vil det være komplisert å anvende annen form for injeksjon, som gass eller blandbar gass med CO_2 (BGI).

Kostnader og lønnsomhetskrav
Utviklingskostnaden pr. brønn på Gullfaks hovedfelt har vært <250 NOK/Sm^3, mens Gullfaks satellitter benyttet seg av et lønnsomhetskrav pr. brønn på <350 NOK/Sm^3. Det er en realitet at det beløper seg en større kostnad å utvikle Lundereservoaret enn for eksempel Statfjordreservoaret på Gullfaks hovedfelt. Lundeformasjonen ligger dypere og av den grunn vil brønnkostnadene bli høyere, samt at reservoaret er mer komplekst å uvinne. Det kan være en mulighet å gå igjennom utviklingskostnadene på nytt slik at lønnsomhetskravet for Lundeformasjonen ligger nærmere GF SAT kravet, grunnet de reelle høyere kostnadene det innebærer å utvikle reservoaret.

Anbefalinger og tiltak for produksjon av Lundeformasjonen
På bakgrunn av store områder med høy vannmetning, samt enkelte mindre områder med bedre kvaliteter, kan strategien for Lundeformasjonen deles inn i to deler; en kortsiktig og en langsiktig.

Den kortsiktige strategi vil være å gå etter de påviste dype boremål langs C-46, C-29, C-39, gode grunne soner i C-29/C-7-området, samt bore opp prospektene.

Strategien på lengre sikt vil være å drenere områdene med høy vannmetning, hovedsaklig alle områder med Sw < 0,6. Volumene som i de siste årene har lagt i ressursklasse 6, og som var definert ut fra 0,4<Sw< 0,6 anses fremdeles som til dels usikre, men mulig å drenere. Det anbefales derfor at disse volumene legges i ressursklasse 7. Nye utvinningsmetoder må likevel ses på for å få drenert disse volumene. Ikke på grunnlag av høy vannmetning primært, men pga. manglende mulighet for trykkstøtte. På grunnlag av testanalysene anses det som en utfordring å få ut oljen i områdene med høyest Sw, det vil si rundt 0,6 og høyere. Statoil har ikke tatt stilling til å verifisere størrelsen av disse volumene eller kvantifisert usikkerhetene.

I tillegg er følgende anbefalinger oppsummert:

1. Lundeformasjonen vil kunne bidra til 400 MSm^3 ambisjonen ved å realisere definerte boremål. De dyptliggende områder samt områder med Sw opp mot 0,6 krever et produksjonsforløp over et lengre tidsintervall for å kunne få ytterligere forståelse av reservoarets oppførsel, trykkutvikling, drenering og utvikling og mulig bidrag til ambisjonen.

2. Får å få en bedre forståelse av gjenværende ressurser i Lundeformasjonen anbefales det å generere segmentmodeller og utføre ressurs- og reserveberegninger i de mest produktive områdene. Lundereservoaret må her ses i sammenheng med utviklingen av Statfjordreservoaret. Der Lundeformasjonen står i kommunikasjon med Statfjordformasjonen kan Lundevolumer allerede ha blitt drenert via Statfjordformasjonen og dermed være vannfløммet.

3. Det anbefales å utforske og bore prospekter rundt C-46 og å bore PCLM21/ Jade-prospektet i 2010.

3.5 Geologiske modeller HF

I løpet av 2006 ble det ferdigstilt 2 nye geologiske 3D fullfeltsmodeller for Gullfaks HF. Disse dekker Statfjord/Lunde reservoaret og Cook reservoaret. For Brent reservoaret brukes GOD modellen fra 1999, oppdatert i 2003 med vannmetning i uerodert grid. Denne modellen brukes til volumberegninger og enkel brønnplanlegging. Geomodellene som er i bruk for Gullfaks HF, samt prosjektnavn og katalog er listet i Tab. 3.5.1

Tabell 3.5.1: Oversikt over geomodeller med ferdigstillesesår, prosjektnavn og lagringskatalog

Modell	Ferdig år	Prosjektnavn	Katalog
GOD GF HF Brent fullfeltsmodell	1999/2003	Brent_47lay UBRENT_newSw.pro	/project/RMS/GULLFAKS/RMS/GF03
GF HF Cook fullfeltsmodell	2006	GF_CO_ff_struct_strat_QA2006.pro/ GF_CO_ff_facies_QA2006.pro73/ GF_CO_ff_pet_QA2006.pro74/	\project\RMS\GULLFAKS\RMS\GF03\Cook_RMS_Modelling\RMS_Models\Final_Projects\
GF HF Statfjord/Lunde fullfeltsmodell	2006	GF_SF_ff_pet_PR0505.pro73 GF_SF_ff_Facies_Struc_PR0505.pro73	/project/FROST_BG_GEOMOD/GULLFAKS/RMS/GF03/Statfjord_RMS_Modelling/RMS_Models/OfficialModels_After_PA2005/

3.5.1 Videre arbeid geologiskemodeller HF

Høsten 2005 ble det gjort et forprosjekt for å vurdere behovet for ny fullfeltsmodell på Gullfaks Brent Hovedfelt. Konklusjonen var at det bør bygges en ny modell, og i 2006 og 2007 har det pågått et prosjekt med formål å klargjøre alle input-data til bygging av ny modell. Dette inkluderer retolkning av alle relevante seismiske horisonter, oppdatering av forkastningsdatabaser, brønndatabaser og gjennomgang av sonering. Arbeidet med input-data nærmer seg slutten, og bygging av geologisk modell (statisk) i RMS er påbegynt. Det er også igangsatt bygging av en forenklet simuleringsmodell (dynamisk) modell i ECLIPSE.

Input data ferdigstilles i høst, mens den geologiske modellen er forventet klar november/desember 2008 og simuleringsmodell våren 2009.

3.6 Resultat nye brønner SAT

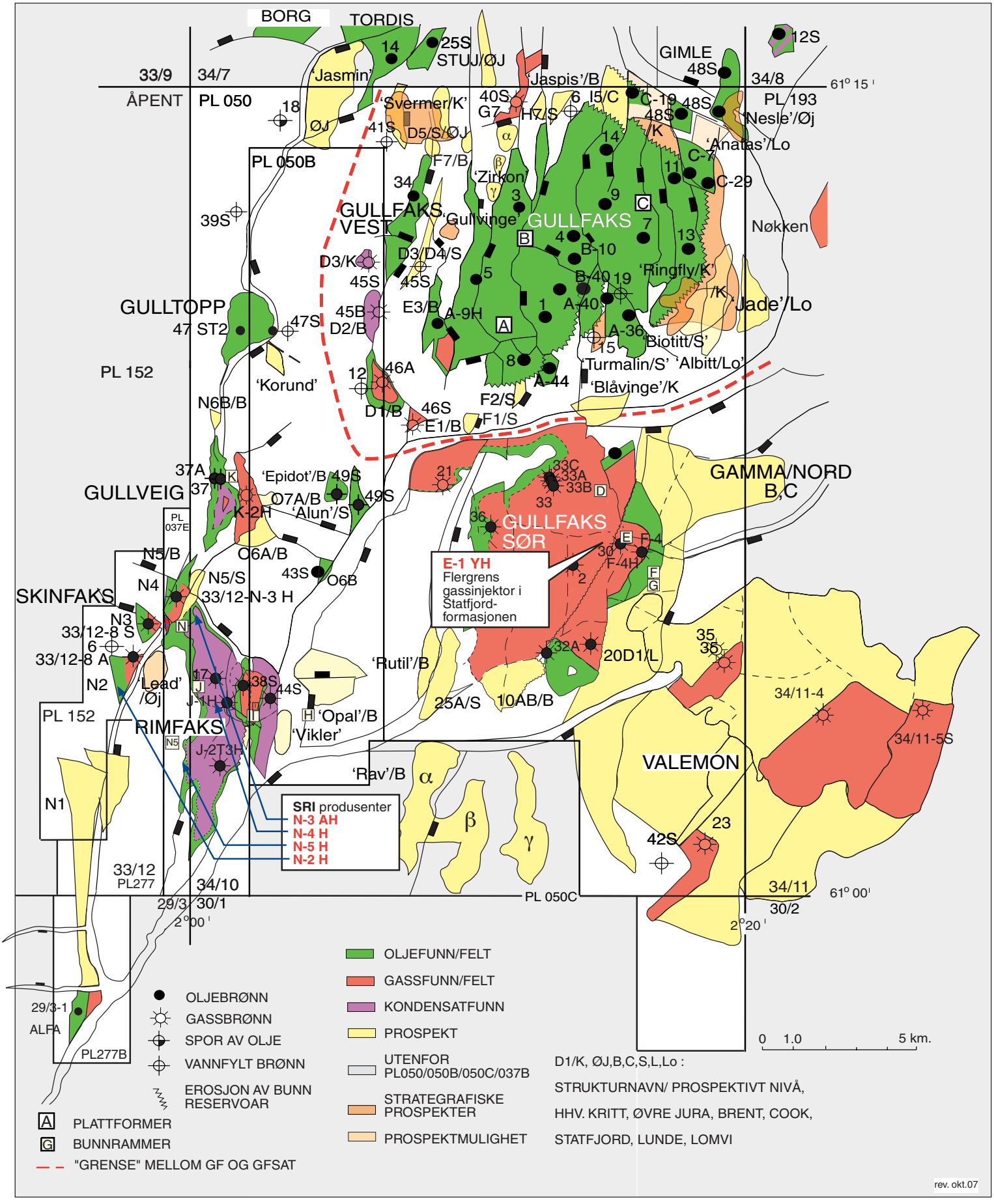
Siden september 2006 er det boret 5 brønner**,** 4 oljeprodusenter og 1 gassprodusent på Gullfaks SAT. Geosnitt gjennom de nye brønnene er tilgjengelig på katalogene:

- E-1 YH G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\Gullfaks Sør Statfjord\Brønner\Brønnsnitt\JPEG\E-1 snitt
- N-5 H G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\GEO\N-5 H Geosnitt før_etter
- N-4 H G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\GEO\N-4 H Geosnitt etter boring
- N-3 A H G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\GEO\N-3 AH Geosnitt etter boring.
- N-2 H G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\GEO\N-2 H Geosnitt etter boring.

For eldre brønner foreligger tilsvarende snitt på katalogen:

- G:\UPN\TO_Gullfaks\RESU_SAT\PETEK\Brønner\Geologiske snit

Lokasjoner for de nye brønnene er vist på fig. 3.6.1.



Figur 3.6.1: Nye brønner i perioden september -06 til september -07 er vist i rødt

Tabell 3.6.1: Nye brønner boret siden september 2005.

Nye brønner	Kort resymé (for mer utfyllende informasjon henvises det bl.a. til "Geologiske resultater og foreløpig evaluering" av de enkelte brønnene)
34/10-E-1 YH Gassinjektor i Statfjord-formasjonen, Gullfaks Sør	***Operasjonsperiode***: 26.07.06 – 05.12.2006 ***Plan***: Hovedmål for brønnen er injeksjon av gass i Statfjordformasjonen på Gullfaks Sør. Brønnen var planlagt boret som en grenbrønn, med hydraulisk styring av hver gren og nedihullsventiler for styring av 2 soner i det ene løpet. ***Resultat***: E-1 Y1H (boret til A4 segmentet) påtraff topp Statfjord omtrent 10 meter grunt, men innenfor usikkerheten på +/- 20 meter. Dette løpet skulle gi trykkstøtte til brønnene i A4 segmentet. E-1 Y2H, som skulle gi trykkstøtte til brønnene i A5 segmentet, påtraff topp reservoar som prognosert. I dette løpet var hele Nansen tilstedet, men de dypere bergartene hadde vesentlig dårligere kvalitet enn forventet, og er tolket som Lunde Fm. E-1Y2H er derfor boret gjennom en horstforkasting som har forkastet vekk nedre del av Statfjordformasjonen. Dette førte til at vi trakk tilbake og boret E-1 Y3H nedflanks for Y2H løpet til A5 segmentet, for å få den planlagte trykkstøtten i dette segmentet, her ble hele Statfjord-formasjonen påvist. Maskineringsfeil av DIACS ventilene gjorde at brønnen ikke ble komplettert med DIACS, noe som førte til at vi heller ikke fikk rensket opp E-1Y1H løpet. I dag er det kun injeksjon i E-1Y3H løpet, i Nansen og Eiriksson 3. Det ble påvist kommunikasjon over forkastningen mellom A5 og A4 segmentet i Nansen og Eiriksson 3. Disse sandene var depletert med ca 60 bar. I E-1Y3H var Eiriksson 1 depletert med 168 bar, mens Raude hadde initiale trykk. I E-1YH (A4 segmentet) var Raude depletert med 115 bar.
33/12-N-3 AH Oljeprodusent Rimfaks IOR	***Operasjonsperiode*:** 07.12.06 - 30.01.2007. ***Plan*:** Hovedmålet for denne brønnen var i utgangspunktet å produsere olje fra Tarbert og øvre del av Ness (Ness 3) i O5 segmentet. På grunn av usikkerheter i dybdekonverteringen ble det besluttet å endre brønnbanen noe rett før borestart. Retningen ble endret slik at brønnen dreide noe sørover isteden for nordover. Dette førte til at brønnen nådde dypere stratigrafisk før hovedforkastningen var estimert til å inntreffe. Endringen ble gjort for å sikre volumene i Ness 3. ***Resultat*:** Under boring kom stratigrafien langs brønnen inn noe raskere enn estimert og det viste seg etter hvert at en god sand i Ness 1B var inne rekkevidde dersom brønnen ble forlenget ca 150-200m MD. Forlengelsen ble gjennomført og det ble boret helt til Ness 1B var gjennomboret. Ved denne forlengelsen ble mye god sand i Ness 2 og Ness 1 gjennomboret og gir viktig tilskudd til brønnen og trolig en bedre sveip av Ness i denne delen av O5 segmentet. Trykkpunktene fra N-3 AH viser at Tarbert og Ness 3D er et system og resten av Ness er et annet. Ca 12-15 bar skiller systemene. Det er mest depletert i Tarbert/Ness 3D (ca 48 bar). Brønnen ble satt i produksjon 27.01.2007. Ikke lenge etter oppstart økte vannproduksjonen i N-3 AH kraftig og har vært

	oppe i ca 60 % på det meste. Vannet er tolket til å komme fra helen i brønnen (Tarbert). Årsaken til vannproduksjonen er trolig at brønnen ser for lite av trykkstøtten fra injektorene J-1 H og J-3 H, og således burde ha vært planlagt lenger fra OVK enn de ca 15 meter som er tilfelle. De to neste brønnene på Rimfaks (N-5 H og N-4 H) ble besluttet å bores grunnere basert på resultatene fra N-3 AH. I perioder har vannkuttet vært nede i ca 47% og oljeraten har da vært ca 900 Sm³. Brønnen ble satt i produksjon 27.01.2007. ***Status*:** Brønnen produserer per 01.09.07 ca 650 Sm³**,** med et vannkutt på ca 60%. Det er god tro på at brønnen kan gå lenge på denne raten. Det er selvfølgelig ikke gunstig med mye vannproduksjon i et system som har kapasitetsproblemer.
33/12-N-5 H Oljeprodusent Rimfaks IOR	***Operasjonsperiode*:** 08.02.07 - 05.05.2007. ***Plan*:** Hovedformålet for N-5 H er å produsere olje fra O3, O4 og O2 segmentene sør på Rimfaksfeltet. Ness i O3 og Ness, Etive og Rannoch i O2 var tidligere udrenert. Tidligere produksjonsbrønner er plassert fra 18 til 35 m TVD over olje/vann kontakten som er beregnet å ligge på 2890 m TVD MHN. Nøyaktig kontakt i de ulike segmentene er imidlertid usikker. Tidlig gassgjennombrudd har vært vurdert som en betydelig risiko og det var opprinnelig meningen å legge nye brønner i SRI-prosjektet ned mot ca 15 m over kontakten. Problemer med høy vannproduksjon fra I-3 H medførte imidlertid at brønnbanen til N-5 H og ble hevet til 25 m over OVK. ***Resultat*:** De viktigste målene med brønnen ble oppnådd, bortsett fra at Etive og Rannoch ikke ble påtruffet i brønnen pga. en uforutsett horst en boret inn i på østflanken av strukturen. Reservoaret ble påtruffet 35 m tidligere enn prognosert. Dette medføreri at topp Brent i treffpunktet ligger 12-14 m grunnere enn kartlagt. Om dette skulle være representativt for de sørlige deler av Rimfaksstrukturen vil det medføre noe større reserver, hovedsakelig gass. På den annen side vil horsten på østflanken resultere i noe lavere oljevolumer. Rekartlegging og volumberegning er ikke foretatt ennå. Pga. hydraulikklekkasje må DIACS-systemet styres ved å bruke ROV på brønnrammen hver gang en vil justere ventilene. Problemer under komplettering førte til at en mistet trykkmålerne i de to ytterste sonene. ***Status*:** N-5 H produserer som planlagt fra alle tre DIACS-soner, og raten er pr. august 2007 ca 1250 Sm³, nær det doble av prognosen.
33/12-N-4 H Oljeprodusent Rimfaks IOR	***Operasjonsperiode*:** 05.05.07- 28.06.2007. ***Plan*:** Hovedmålet for denne brønnen var å produsere olje fra hele Brent bortsett fra nedre deler av Rannoch som var forventet å være forkastet ut. Brønnen er plassert i sørlige del av O5 segmentet. Brønnbanen var i utgangspunktet planlagt å ligge 12m over OVK, men ble basert på resultatene fra N-3 AH endret til å ligge 25 m over OVK i Tarbert og Ness 3D for deretter å droppe ned til 20 m over OVK i Etive/Rannoch. Brønnen ble planlagt med DIACS komplettering ***Resultat*:** BCU og topp Tarbert kom inn ca 20m grunnere enn antatt. Dette er bare positivt volummessig (mer reservoar over OVK). Etter at topp Tarbert var påtruffet kom de andre toppene inn omtrent som antatt justert i forhold til topp Tarbert. Forkastningen på slutten av brønnen kom som forventet og forkastet ut nedre deler av Rannoch 2 og Rannoch 1. Bortsett fra disse formasjonene

	ble hele Brentgruppen gjennomboret. Trykkmessig var det på linje med N-3 AH også i denne brønnen 2 hovedsystemer. Et i Tarbert og Ness 3D, og et i resten av Ness og Etive/Rannoch. Trykkene var noe lavere en i N-3 AH, noe som trolig skyldes av O5 segmentet har blitt mer trykkavlastet etter at N-3 AH kom i produksjon. Trykkdata fra N-4 H og N3 AH indikerer god kommunikasjon nord/sør i O5 segmentet. N-4 H er installert med 3 DIACS soner som er fordelt som følger: En sone i Tarbert+Ness 3D, en sone i resten av Ness og en sone i Etive/Rannoch. Brønnen ble startet opp 30.06.07. I begynnelsen ble det bare produsert fra sone 3 (Etive/Rannoch). Dette ble gjort for å teste disse sandene og for å øke reservoarforståelsen i forhold til I-2 H brønnen som produserer fra Etive, Rannoch og Ness lenger nord i samme segment. Etter hvert ble de andre sonene også åpnet opp. N-4 H har produsert omkring 1600-2000 Sm³ siden oppstart. ***Status*:** N-4 H produserer per 21.07 i overkant av 2000 Sm³/d, men kommer mest sannsynlig til å bli strupt i tiden som kommer. Dette fordi den stjeler for mye fra I-brønnene i samme segment.
33/12-N-2 H Oljeprodusent Rimfaks IOR	***Operasjonsperiode*:** 28.06.07- 21.08.2007. ***Plan*:** Hovedmålet for denne brønnen var å produsere olje/gas fra Tarbert og Ness 3D i N2 segmentet på Skinfaks. På veien ned til basisvolumene var brønnen planlagt å bore gjennom en tykkelsesanomali i øvre jura (intra Draupne), og et prospekt i nedre Brent (Ness 1-Ness 3B). En intra Heather reflektor skulle også gjennombores. Brønnen var planlagt med DIACS komplettering. Planen var å bore 12 ¼" seksjonen til hydrokarboner ble påtruffet i Brent i N2 segmentet for så å sette TD for seksjonen. ***Resultat*:** Det ble ikke påtruffet sand i Draupne. Hele tykkelsesanomalien var Draupne skifer. Det ble heller ikke påtruffet sand i forbindelse med intra Heather reflektoren. Det ble derimot påtruffet sandige partier ca 130 m MD før estimert hovedforkastning mot Brent reservoaret. Diss skitne sandene er foreløpig tolket til å være reavsatt Brent, erodert fra N2 segmentet. Mellom de sandige partiene ble det boret intervall med Haether skifer. Hovedforkastningen (Betaryggforkastningen) ble truffet omtrent på prognose, og brønnen påtraff hydrokarbonfylt (gass) Ness 1B sand med en gang. Basert på dette ble TD for12 ¼" seksjonen satt. Videre boring (8 ½" seksjon) påviste gass i Ness 1B og Ness 1C, for deretter å bore inn i vannfylt Ness 2B1 og helt opp til og med Tarbert 1A. Ness 3D og Tarbert 1A var del av basis, men er nå tatt vekk. I Tarbert 2B2-3C så kan det se ut til at det er 3 forskjellige systemer med ulike kontakter og trykk. Brønnen var planlagt å ligge 25 m under estimert GOK (2930m TVD MSL), men det viser seg at GOK mest sannsynlig er en del dypere enn dette (ca. 2950 m MSL i Tarbert 2B2-3C). N2 segmentet er kun trykkavlastet ca 3-4 bar siden 2002 da letebrønn 33/ 12-8A ble boret. Dette indikerer at N2 segmentet er lite påvirket av produksjon lengre nord på Betaryggen, og i mye mindre grad enn N3 og N4 segmentene. Siden N2 var lite trykkavlastet så ble brønnbanen senket en del (opptil 14m) gjennom Tarbert 3C. Dette kan i følge simuleringsmodellen være positivt dersom vannbassenget er begrenset noe som trykkmålingene indikerer. Gassvolumene i Ness 1 ble sett på som for små til å tas med i brønnen.

	DIACS-sonene ble prioritert brukt i Tarbert for å kunne produsere disse volumene optimalt. En sone i Tarbert 2B1 (gass), en sone i Tarbert 2B2-3A (olje/gass?) og en sone i Tarbert 3C (olje). ***Status*:** Forventet oppstart av N-2 H er ca 1 sep. 2007. Det er valgt å vente med å starte opp brønnen til Swellpackerne er svellet helt og holder det difftrykket som er oppgitt fra leverandør. Siden disse packerne må holde de vannfylte sandene unna brønnen er dette svært viktig.

3.7 Seismisk tolkning og kartverk SAT

3.7.1 Datagrunnlag/datakvalitet SAT

Det har vært samlet inn flere 3D surveyer over Gullfaks satelitter, samt utført flere reprosesseringer og sammenslåinger av surveyer (merge av data), tabell 3.7.1. Figur 3.3.1 viser lokasjonen av innsamlede og reprosesserte surveyer.

Tabell 3.7.1: Seismisk datagrunnlag Gullfaks SAT

Innsamling	Kommentarer Innsamling	Kommentarer Prosessering	Seismisk kube (i OpenWorks)
ST8511	Første 3D. Innsamlet før produksjons start og montering av faste installasjoner	Satt samen av ST8511, TFE-91 og ST8720 Strukturell (SL92)	Ikke på disk for Gullfaks satellitter. Brukt i PUD
ST9207	3D seismikk over Rimfaks og Gullveig (10500km)	Strukturell (DIG94)	Ikke på disk for Gullfaks satellitter. Brukt i PUD
ST9607	3D seismikk som dekker hele blokk 34/10 (39460km)	Strukturell	STR_ST9607_WG96_Full_16
		AVO og 4D	STR_ST9607_WG03_Near_16 STR_ST9607_WG03_Mid_16 STR_ST9607_WG03_Far_16 4D_ ST9607R05_CGG05_Near_16 4D_ ST9607R05_CGG05_Mid_16 4D_ ST9607R05_CGG05_Far_16 4D_ ST9607R05_cgg05_Full_16
		PSDM	STR_ST99M06_CGG99_Full_16
		PSDM og AVO	STR_ST9607R04_CGG04_Full_16 AVO_ST9607R04_CGG04_Near_16 AVO_ST9607R04_CGG04_Far_16
		PSTM	ST06M06_CGG_FAR ST06M06_CGG_Full_FINMIG16 ST06M06_CGG_MID ST06M06_CGG_NEAR
ST0005	OBS pilot prosjekt,	Kun test linjer	

Innsamling	Kommentarer Innsamling	Kommentarer Prosessering	Seismisk kube (i OpenWorks)
	Gullfaks Sør (5km^2).		
ST0203	OBS Gullfaks Sør, sentralt og øst (36km^2)	Strukturell	OBS_ST0203_WG03_PZ_Full_32 OBS_ST0203_WG04_PS-Full_32
ST0504	Repetert ST9607 innsamling (noe utvidet område)	4D og AVO	4D_ST0504_CGG05_Near_16 4D_ST0504_CGG05_Far_16 4D_ST0504_CGG05_Mid_16 4D_ST0504_cgg05_Full_16

Datakvalitet SAT
Det er vanskelig å oppnå god datakvalitet i området på grunn av sterke multipler som settes opp av vannlaget. Over strukturelle høyder, spesielt den østlige delen av Gullfaks Sør er kvaliteten på de seismiske dataene dårlig på grunn av grunn gass. Forekomster av gassforekomster i tertiær og kritt skaper også dataproblemer. Det store antallet med forkastningsblokker medfører at energien blir spredd og gjør det generelt vanskelig å få god seismisk avbildning. I tillegg er det områder med både redusert reflektivitet og kraftigere amplituder assosiert med norske renna figur 3.3.2. Generelt er datakvaliteten best i vest og nord og blir dårligere mot øst og sør.

4D data SAT
Det er samlet inn en 4D survey over Gullfaks satellittene sammen med HF i 2005 (ST0504), der ST9607 er benyttet som base survey. Så langt har ikke 4D surveyen gitt same gode resultat som for HF (Se eget kapittel for evaluering).

OBS data
En OBS survey ble samlet inn over Gullfaks Sør i 2002 (ST0203). Denne dekker 36km^2 av den sentral og østlige delen av Gullfaks Sør. Prosesseringen er utført av Western Geco, der pz-dataene ble ferdigstilt høsten 2003 og ps-dataene i august 2004. Datasettet er brukt til å verifisere eksisterende tolkning.

3.7.2 Seismisk kalibrering SAT

Syntetiske seismogram er generert for brønner som har hastighets- og tetthets logger og sammen med tid/dyp data fra VSP/sjekkshot benyttet til å kalibrere seismikk mot brønndata, tabell 3.7.2

Tabell 3.7.2: Oversikt over geofysiske logger på Gullfaks SAT

Brønn	Soniclogg intervall (MD)	Tetthetslogg intervall (MD)	VSP/Tid-dyp kurver			
			Type	Intervall	Nivå	Kommentarer
29/3-1	156-4432	2251-4433	VSP	800-4430	183	
33/12-6	490-4120	1816.5-4116.5	CHK	490-4120	6	
33/12-8 S	2045-3113	2013-3758	CHK	2045-2313	185	
34/10-2	208-3727	508-3729	CHK	850-3720	20	
34/10-16	163-4043	226-4043	VI	550 - 4010	60	
34/10-17	135-3453	221-3243	VSP	1300-3069	59	
34/10-21	600-4005	600-4006	VI	240-4005	107	
34/10-22	236.5-576.2	236.5-577.8	VI	210-570	31	
			OVSP	180-570		3 kildeplasseringer
34/10-30	319-3787	319-3787	VSP	1300-3785	102	
34/10-32	1782-3757	1782-3757	VI-/FAR OVSP	1700-3675	79	
34/10-33	225-3871.5	225-3871.5	VI	1470-3770	116	
			CHK	800-1400	7	
34/10-36	1056-3637	2993-3637	VSP	139-3570	128	
34/10-37	2351.5-2872.3	2351.5-2872.3	VSP	500-2870	170	
34/10-37 A	2550-2946	2550-2946	VI	2215-2882	72	
34/10-38 S	2060-3847	2060-3847	VSP	1805-3930	95	

3.7.3 Tokningsmetodikk SAT

Tolkningene er i hovedsak basert på ST9607/ST9607R04 for Rimfaks, Skinnfaks og Gullveig. For Gullfaks Sør er det surveyen ST99M06 som er brukt i tolkningen av horisonter og forkastninger. Havbunnseismikken ST0302 er brukt til å versifisere eksisterende tolkning.

Kartleggingen av bunn kritt, intra Ness reflektor (Ness1) og topp Statfjord er på alle satelittene basert på signaltolkning av horisontene.

For Gullfaks Sør er topp Brent og topp Dunlin/bunn Brent delvis basert på isokorering, mens topp Burton, topp Amundsen, topp Lomvi og intra Trias er tolket.

For Rimfaks, Skinfaks og Gullveig er også topp Brent og topp Dunlin/bunn Brent tolket med untak av topp Dunlin/bunn Brent på Rimfaks som delvis er basert på isokorering.

En beskrivelse av reflektorer/horisonter for reservoarintervallet er listet under:

Bunn Kritt ukonformitet: Grenseflaten representerer en markert nedgang i AI i områder der Draupneformasjonen er til stede og genererer en sterk og kontinuerlig refleksjon. I områder, der Draupneformasjonen er tynn/ ikke tilstede, representerer horisonten en diskordans og reflektiviteten avhenger av hvilke bergarter som eksponeres langs grenseflaten.
Topp Tarbertformasjonen: Reflektiviteten er her avhengig av lithologi og væske. I områder der formasjonen består av en vannfylt god sand er det liten/ingen endring i AI og følgelig ingen refleksjon på nær trasene. I tilfelle av hydrokarbon fylt ren sand representerer grenseflaten en nedgang i AI.
Lokalt i områder der formasjonen er sementert representer horisonten en økning i AI.
Topp intra Ness (Ness1): Er representert med en nedgang i AI. Er en god reflektor over store deler av området.
Bunn Brent: Sammensatt respons, hvis amplitude kan være influert av fluid innholdet i den overliggende Brent gruppen. En nedgang i AI er observert.
Topp Burtonformasjonen: Sammensatt respons med en markert nedgang i AI.
Topp Amundsenformasjonen: Responsen fra denne grenseflaten interfererer ofte med topp Burtonformasjonen. Den er forbundet men en sterk økning i AI.
Topp Statfjordformasjonen: Reflektiviteten er sterkt avhengig av litologi og væskeinnhold. I tilfelle av vannfylte mektige sander er det en nedgang i AI. Der tykk hydrokarbon bærende sand er til stede representerer horisonten en større nedgang i AI enn vannfylt sand. I områder der topp Statfjord er sementert korresponderer horisonten med en økning i AI.
Topp Lomvi: Er tolket på en nedgang i AI for Gullfaks Sør.
Intra trias reflektor: Er en tolket på en nedgang i AI (trau).

4D Analyse
4D-analyse av Rimfaks og Gullveig viser at selv om det finnes sterke DHI'er (Direkte Hydrokarbon Indikatorer) på begge feltene, er 4D signalet ikke sterkt. På Rimfaks er det ikke observert noen bevegelse av olje-/vannkontakten, noe som er i tråd med forventningene ettersom trykket på feltet opprettholdes ved gassinjeksjon. Gullveig har ingen trykkstøtte og brønnene produserer med høyt vannkutt, slik at en skulle vente synlig bevegelse av olje/vann kontakten. En lokal, flekkvis dimming av olje/vann kontakten sammen med en dimming av topp Brent refleksjonen kan ses, men styrken av 4D responsen er i samme størrelsesorden som 4D-støyen.

3.7.4 Dybdekonvertering SAT

Konvertering av tidshorisonter til dybdehorisonter utføres langs vertikale stråler. Hastigheten antas å øke lineært mot dypet med konstant hastighetsgradient i hvert lag:

$$V(z) = Vo + kz,$$

hvor

V(z) = hastighet,
z = dyp,
Vo = hastigheten ved overflaten (z = 0 m),
og k = hastighetsgradienten.

Hastighetsmodellen er horisontbasert, dvs. ett Vo-kart for hver tolket tidshorisont som skal dybdekonverteres.

Denne metoden (Linvel) brukes fordi den er enkel i bruk og har vist seg å gode resultat i praksis. Prognoserte dyp er som regel innenfor +/- 25 m for Brent fm og innenfor +/-30 m for Statfjord fm..

3.7.5 Strukturelle dybdekart SAT

Gullfaks Sør
Følgende strukturelle dybdekart for Gullfaks sør er vedlagt:

Bunn Kritt strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.1
Topp Brent strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.2
Topp Ness1 strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.3
Topp Dunlin strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.4
Topp Cook strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.5
Topp Statfjord strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.6
Topp Lunde strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.7
Topp Lomvi strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.8

Siden RSP05 er topp Brent, Ness1, topp Dunlin/bunn Brent og top Statfjord oppdatert for hele området.

Vesentlige endringer i kartverket for Brent er hovedsakelig i området rundt brønn 34/10F-Y2H (Statfjord produsent), der en forkastning som ble påtruffet på Statfjord nivå også medførte endringer av Brent tolkningen. Dette resulterte i nye forkastninger og endringer i forkastningssprang i dette området. Det er og mindre forandringer i tolkningen i hovedsak i det østlige området der datakvaliteten er dårligst. For Statfjord er de største forandringene er i det østlige området.

Rimfaks / Skinfaks
Følgende strukturelle dybdekart for Rimfaks/Skinfaks er vedlagt i A-3 format og i digitalform på vedlagte CD:

Topp Brent strukturelt dybdekart (SRI)	vedlegg 3.7.9
Topp Ness strukturelt dybdekart (RF)	vedlegg 3.7.10
Topp Ness1 strukturelt dybdekart (SRI)	vedlegg 3.7.11
Bunn Brent strukturelt dybdekart (SRI)	vedlegg 3.7.12
Topp Cook strukturelt dybdekart (RF)	vedlegg 3.7.13
Topp Statfjord strukturelt dybdekart (RF)	vedlegg 3.7.14
Topp Lunde strukturelt dybdekart (RF)	vedlegg 3.7.15

Seks nye brønner (33/12-N-1H, N-2H, N-3H, N-4AH, N-5H) er boret på Skinfaks og Rimfaks feltene siden 2005 og resultatene av disse brønnene vil bli inkorporert for bunn kritt, topp Brent og topp Ness på et senere tidspunkt.

I tillegg er topp Statfjord retolket på Rimfaks feltet i 2006/2007 basert på ST9607R04 PSDM surveyen. Kart for topp Cook og topp Lunde er uforandret siden 2005.

Gullveig
Følgende strukturelle dybdekart for Gullveig er vedlagt i A-3 format og i digitalform på vedlagte CD:

Topp Brent Gp. strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.16
Topp Ness 1 strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.17
Bunn Brent Gp. strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.18
Topp Statfjord Fm. strukturelt dybdekart	vedlegg 3.7.19

Ingen oppdatering av de strukturelle kartene er blitt gjort for Gullveig siden 2005.

3.7.6 Videre arbeid SAT

Data
Vurdere reprosessering av streamer data og OBS data (ST9607/ST0504) både for strukturell/horisont tolking samt for 4D for Gullfaks satellitter.

3.8 Reservoarbeskrivelse SAT

Alle reservoarene på Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig har i hovedsak samme litostratigrafiske inndeling som på Gullfaks HF. For en detaljert litologisk beskrivelse og sonering henvises til kapittel 3 RSP-03 SAT for Gullfaks (ref.2) og til oppdatert sonering av GF SAT letebrønner (ref.44). Beskrivelsene under gjelder i store trekk alle feltene.

Stort overlagringsdyp for Gullfaks Sør Brent fører til betydelig reduksjon i reservoarparametre (porøsitet, permeabilitet) i forhold til Brent på Gullfaks HF. Dette fører til at moderat/dårlige reservoarsoner på Gullfaks HF, som nedre strandskråning (Rannoch-1) ikke er del av net pay på Gullfaks Sør.

Strukturell segmentering og stratigrafiske barrierer gir opphav til kompliserte kontaktforhold, som gir store utfordringer ved utvinningsstrategi og brønnplanlegging for dette reservoaret. Dette er godt illustrert på geologisk snitt langs brønn D-3 AHT2 (ref.2, fig. 3.12.25). Oversikt over brønner med penetrerte reservoar boret på satellittene er vist i tabell 3.8.1.

Tabell 3.8.1: Brønnoversikt SAT

Felt	Reservoar	Brønnløp
Gullfaks Sør	Brent	D-4 H, E-4 H, D-2 H, D-2 HT2, D-3 H, D-3 AHT2, F-3 H, L-1 H, L-2 H, E-2 H, L-3 H, D-1 H, M-1 H, L-1 AH, L-2 HT2, L-4 AH, E-4 AH, D-3 BH, E-4 AHT2, M-3 H, M-3 AH, M-3 BH, M-3 CH/HT2, M-4 H, M-4 AHT2, A-47, A-47T2, M-2 H, D-3 CH, E-4 BH
	Statfjord	F-4 AHT3, G-2 H, G-2 HT2, G-2 HT3, E- 4 H, L-4 H, G-3 HT2, G-1 H, G-2 Y2H, F-2 Y1H, F-2 Y2H, G-3 YH1, G-3 YH2, E-1 Y1H, E-1 Y2H
	Cook	L-2 H, L-1 H, E-2 H, L-3 H, M-1 H, E-4 AHT2
	Lunde	F-4 H, G-2 H
Rimfaks	Brent	J-1 H, J-2 HT3, I-4 H, I-3 H, I-1 AH/HT2, J-3 H, J-5 H/HT2/AH, N-3 AH, N-5 H, N-4 H
	Statfjord	H-2 H, H-1 H, H-1 H/AH, H-3 HT2/HT3, J-2 HT3, J-4 H, H-4 H, J-5 AH
	Cook	J-1 H, J-3 H, J-2 HT3, I-3 H, J-5 AH
	Lunde	J-4 H
Skinfaks	Brent	33/12-8 S, N-2 H
Gullveig	Brent	K-2 H/AH, K-4 H
	Statfjord	K-2 H
Andre	Brent, Statfjord, Lunde, Ø. jura	34/10-43 S
	Ø.Kritt, Brent, Statfjord	34/10-49 S
	Brent, Statfjord	34/10-47 A,
	Brent	34/10-47 S2, 33/12-8 A

3.8.1 Reservoarbeskrivelse Brentgruppen SAT

3.8.1.1 Avsetningshistorie Tabertformasjonen SAT

Tarbert i Gullfaks satelittområdet består av massive, homogene og høypermeable reservoarsander adskilt av tynnere skifere, samt kull- og karbonatbenker.

I Tarbert-1 er det stadige vekslinger mellom tynne enheter av sand, slamstein/skifer og kull. Reservoarkvalieteten er derfor dårligere i nedre del av formasjonen, som utgjør en barriere mot Nessreservoaret. Unntaket er Gullveig, som delvis har en godt utviklet sand i Tarbert-1B. Trykkene i denne sanden er 12 bar høyere enn i T-2 og -3. Tarbert er på satellittene generelt betydelig tynnere/dårligere enn på Gullfaks hovedfelt. Figur 3.8.1 viser typebrønn for Gullfaks Sør Brent, 34/10-16.

3.8.1.2 Avsetningshistorie Nessformasjonen SAT

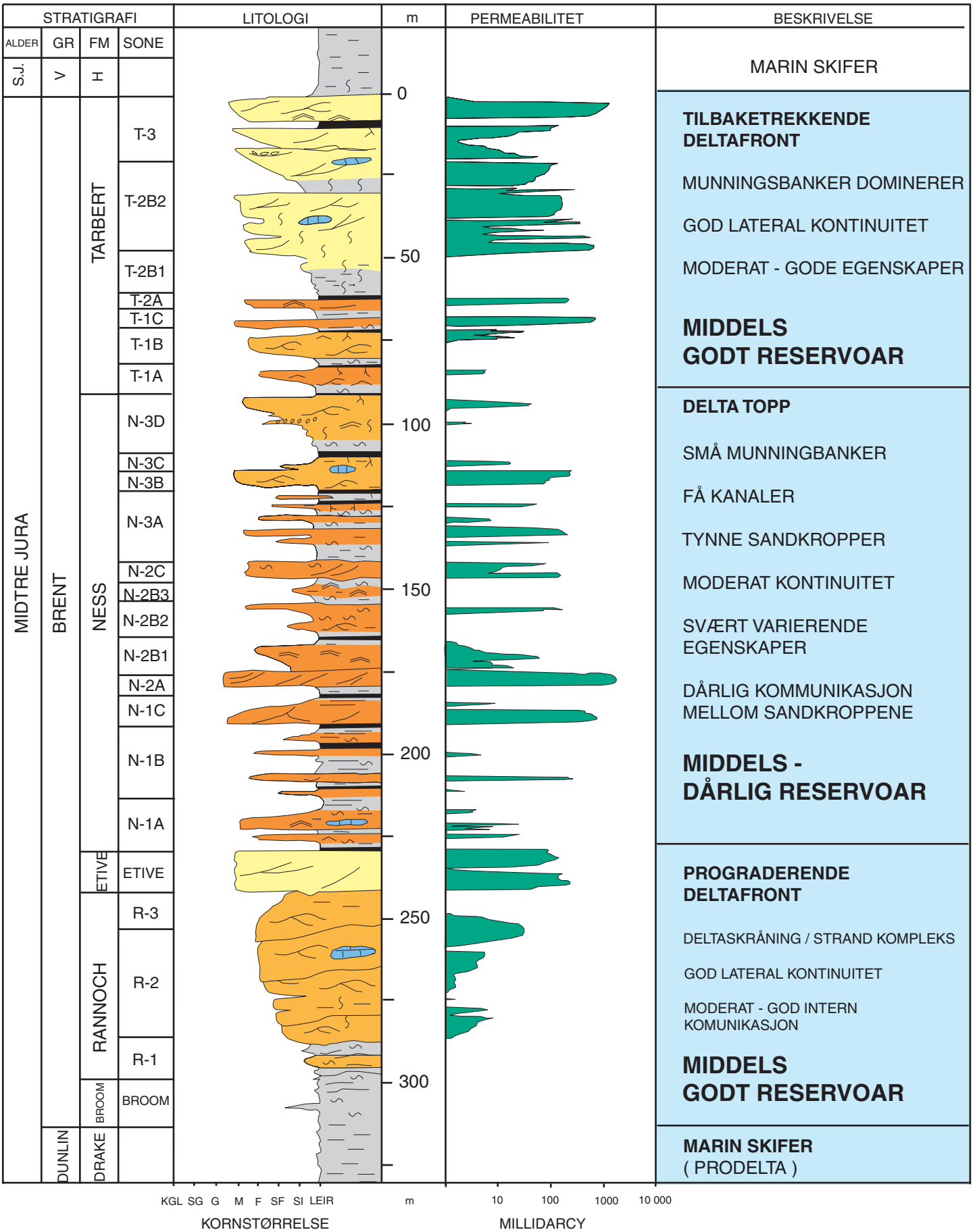
Som Tarbert-1 kjennetegnes Ness av hyppige vekslinger mellom reservoarsander og tynne skifer- og kullbenker, som utgjør vertikale flømmings- og trykkbarrierer. Sandene er generelt tynnere enn i Tarbert. I tillegg er det store variasjoner i sandpermeabilitet i Ness. Noen av sandene (særlig Ness-2B1) har gode reservoaregenskaper, med høy permeabilitet og god lateral utstrekning. Slike sander er derfor potensielle kandidater for tidlig gassgjennombrudd. Formasjonens heterogene karakter og forkastninger fører til et komplisert kommunikasjonsmønster internt og mot andre hovedreservoarer, blant annet på grunn av betydelig leirsmøring i forkastningssoner.
En trykkbarriere eksisterer i Ness-1 på alle feltene. Nedre del av Ness-1, som i mange brønner består av gode kanalsander over et tynt kull, er i trykk-kommunikasjon med nedre Brent.

3.8.1.3 Avsetningshistorie Nedre Brent (Etive- og Rannochformasjonene) SAT

Nedre Brent består av Etive- og Rannochformasjonene. Etive og Rannoch-3/2 er relativt homogene men har ikke spesielt gode egenskaper. Etive består av middels til finkornet, relativt ren sandstein, mens Rannoch-3/2 består av finere sand (svært fin til fin) med høyt glimmerinnhold og har betydelig lavere permeabiliteter enn Etive.
Rannoch-1 er heterogen med stedvis stor grad av kalsittsementering (Gullfaks Sør, Rimfaks og Skinfaks) og høyt leirinnhold. Rannoch-1 har ikke reservoarkvalitet.
Etiveformasjonen er relativt tynn (10-20 m) i området som omfatter Gullfaks Satellitter. Etive og Rannoch har samlet en tilnærmet jevn tykkelse på alle feltene. Etive er antatt å stå i trykkommunikasjon med nedre del av Ness-1 og Rannoch på alle feltene (ref.1). På Gullveig er Etive todelt, skilt av ved et kull mellom Etive-1 og Etive-2. Produksjonserfaringen fra Gullfaks Sør indikerer god kommunikasjon mot Rannoch, men dårligere kommunikasjon mot Ness-1.

BRENTGRUPPEN
Gullfaks Sør
Typebrønn 34/10-16

StatoilHydro



Figur 3.8.1: Stratigrafisk kolonne for Brentgruppen, Gullfaks Sør

b981105/031007

3.8.1.4 Feltspesifikke kommentarer Brentgruppen SAT

Gullveig, Rimfaks og Skinfaks har produksjonsmessige likhetstrekk med Gullfaks HF siden de har mindre kompleks strukturering og ligger betydelig (ca. 500 m) grunnere enn Gullfaks Sør. Nedre Brent (Etive/Rannoch) og Tarbert har noenlunde samme utvikling på alle feltene, mens Ness blir betydelig mektigere mot sørvest (Rimfaks, Skinfaks og Gullveig). Ness-2 har gode egenskaper på Rimfaks, Skinfaks og Gullveig.

Gullfaks Sør
Gullfaks Sør ligger nærmest Gullfaks HFog har størst sedimentologiske likhetstrekk med dette. På Gullfaks Sør ligger generelt de beste Ness-sandene i Ness-2, men sandutvikling og reservoarkvalitiet er relativt dårligere i Ness på Gullfaks Sør enn på hovedfeltet.
I M-3 BH og M-3 CH (boret våren 2003) er Ness-3D eksepsjonelt god i forhold til andre brønner på Gullfaks Sør. (Se RSP03 SAT, fig.3.12.83, loggplott M-3 BH). (Ref 2).

Rimfaks
I de nordlige segmentene på Rimfaks inneholder Ness flere svært gode og mektige sandkropper. Den overliggende skiferen (Ness-2B3-5) har regional utstrekning og er spesielt mektig i Rimfaksområdet. Brønn J-2 HT3 påviste en mektigere øvre Tarbert med gode egenskaper sør på Rimfaks (segment O2), mens de fleste sandene i Ness var dårligere utviklet enn i 17-brønnen lenger nord på feltet. Brønnene I-3 H, J-5 H og J-5 HT2 boret i segment O4 bekreftet at kvaliteten på Ness blir dårligere mot sør mens Tarbert blir bedre mot sør (pga. mektigere T-3C).

Gullveig
På Gullveig har Brent svært gode egenskaper, bl.a. høyere netto/brutto forhold i hydrokarbonsonen enn vannsonen og bedre egenskaper generelt enn de andre feltene, trolig delvis på grunn av mindre overlagringsdyp.
Rannoch har bedre egenskaper enn på Gullfaks Sør og Rimfaks, men Rannoch-1 er utviklet i ren prodelta skiferfacies. Tarbert og Ness har betydelig høyere netto/bruttoforhold i hydrokarbonsonen enn vannsonen, med svært gode egenskaper i Ness-2B (på høyde med Etive).

Skinfaks
Nordlige deler av Skinfaks (letebrønn 33/12-8S/8A) har store likhetstrekk med nordlige Rimfaks. Spesielt utviklingen i Tarbert er svært lik. Ness har noe dårligere netto/brutto forhold enn Rimfaks (spesielt i sonene Ness 1C og Ness 2B1). Som på Rimfaks er det indikasjoner på at øvre deler av Tarbert (T3) blir mektigere sørover på feltet. Tarbert 3 i brønn 29/3-1 sør for Skinfaks har en mektig Tarbert. Generelt har Ness lavere netto/brutto i sørveslige deler av Rimfaks/Skinfaks-området.
Etive/Rannoch viser samme utvikling nord på Skinfaks som på Rimfaks. I likhet med Rimfaks antas Etive/Rannoch å tynne mot sør på Skinfaks (Etive /Rannoch er tynn i 29/3-1).

Gulltopp

I Gulltopp ble det påvist olje i Brent med brønn 34/10-47S/ST2 høsten 2002. Gulltopp er en del av Betaryggen og ligger 3-4 km nord for Gullveig. Blokken er rotert og har et vestlig fall. Selve funnet fremkommer ved et fremspring av hovedforkastningen mot øst. Sen jura Heather skifer fungerer både som tak og sidesegl. Spesielt for Brent i denne strukturen er en svært god og mektig Tarbertformasjon.
En mektigere og bedre Tarbertformasjon enn antatt, ingen gasskappe og svært gunstige PVT-egenskaper førte til en kraftig økning i volumanslaget sammenlignet med forventningene før boring. Brønnens overflateposisjon ligger gunstig til for gjenbruk, og det var i forkant planlagt for at en eventuell fremtidig ramme skulle kunne settes over brønnhodet. På bakgrunn av de oppløftende resultatene er brønnen midlertidig plugget.

3.8.1.5 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Brent, Gullfaks Sør

Tabell 3.8.2: Reservoardata for Brent, Gullfaks Sør
Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL og trykk og temperatur til datum m MSL. (ref.45) (Trykkusikkerhet 0,5bar)

Reservoarparametre Brent		**Kommentar**
Topp struktur	2860	Mellom 34/10-2 og 34/10-30 (erodert område)
Datum	3331	Sannsynlig nivå for pseudo gass/vann-kontakt
Trykk (bar)	454/**457**/458	Tarb.-1/**Ness** [1)]/Et.+Ran., segm.13(A+B+C+D)
Trykk (bar)	453	Tarb.-3/-2, segm. 13(A+B+C+D), GVK=datum
Trykk (bar)	454/**453**/455	Tarbert/**Ness** [1)] Etive+Rannoch, segm.14(C+D+E)
Trykk (bar)	458	Brent, segm. 14A, vann ved datum
Trykk (bar)	454	Brent, segm.15B, vann ved datum
Trykk (bar)	468 - 474	Brent, segm.12A, både olje og vann ved datum
Temp. (^{0}C)	124 [2)]	Basert på temp.fra prod.tester plottet mot dyp.
Gassgradient (bar/m	0,028±0,001	
Oljegradient (bar/m	0,070±0,002	Oljegrad. i 12A er ca 0,075 bar/m.
Vanngradient (bar/m	0.103	Vannsalinitet (Tidligere verdi 0,105 bar/m)
Temp.gradient (^{0}C/100m)	3,2	Basert på temp.fra prod.tester plottet mot dyp.

1)I mange segmenter samsvarer trykkene i Ness-1 mer med trykkene i Etive/Rannoch enn med trykkene i Ness-2/- 3. Det samme vil da gjelde for initiale væskekontakter.
2) Anbefalt verdi, (ref.46). PUD fagbindet, petrofysikk-kapitlet (utarbeidet 1994) (ref. 47), opererer med 5 grader varmere (125^{o}C ved 3200 m TVD MSL).

Loggingen av nye brønnløp etter PUD bekrefter et felles, initialt trykknivå i gassonen i hele GF Sør Brent, bortsett fra segmentene 15B (letebrønnene 34/10-21 og -12A).
Trykkinformasjoner fra nye brønnløp tyder på at antakelsen fra PUD om et felles trykknivå i vannsonen ikke gjelder. Datagrunnlaget for den antakelsen var for øvrig relativt tynt.

Informasjonen fra produksjonsboringen har ført til endringer av en del væskekontakter i forhold til PUD. Endringene er beskrevet nedenfor:

MDT-målingene i L-2 H, og 14 måneder senere i L-2 HT2, viser en trykkavlastning i Ness-3, og til dels også i Ness-2, som må skyldes produksjonen fra D-brønnene i segment 13C. Basert på dette antas det nå samme væskekontakter i segmentene 13A og 13B som i segment 13C ikke bare for nedre Brent, som tidligere, men også for øvre Brent.

I segment 13C har brønnløpene D-1 HT2/D-1 HT3 (som er horisontale eller går svakt oppover) påvist olje i Tarbert-1, mens Tarbert-2/-3 var vannfylt. Tarbert-1 beholder derfor samme kontakter som tidligere, mens en totalvurdering av all informasjon fra segmentet, tilsier at Tarbert-2/-3 har et gass-/vannsystem med GVK på 3331 m MSL.
Det hører med til det komplekse bildet at brønnløpet D-2 HT2 påviste olje i Tarbert-2/-3 ned til 3344 m MSL helt vest i segment 13C. Forklaringen er muligens at brønnløpet i vest ser ut til å gå gjennom flere små segmenter som kan ha litt andre kontakter enn hovedsegmentet 13C. Loggingen av sidesteget D-3 CH som ble boret i mai 05, ca 300m nord for D-2 og ca 500m sør for D-1, viste resultater for Tarbert (strukturelt og væskemessig) i samsvar med informasjonen fra D-1. En uventet høy trykkavlastning i Ness-3 og Tarbert (vel 100 bar), tyder på at disse sandene kan ha en viss kommunikasjon til gassprodusentene i segment 13A.

Etter en totalvurdering av dataene fra A-47, A-47T2, M-1 H og letebrønnene 34/10–16 og –36 er GOK for Tarbert i segment 14D/14E senket 3 m til 3315 m MSL, mens OVK for Tarbert er uforandret. Dessuten er grensen mellom 14D og 14E skjøvet mot nord etter en ny vurdering av hvilke tverrforkastninger som betyr mest. Hydrokarbonporevolum i ny 14E er dermed blitt relativt lite. Loggevalueringen av A-47 og A-47T2 sammenholdt med informasjonen fra letebrønn 34/10–16 førte til separate, og litt dypere OVK-er i Ness-3 og Ness-2 enn i PUD (ref.47 tabell 3.21.2.1.2).

Loggevalueringen i piloten M-4H viser vann i Ness-2A og Ness-2B ved ca 3355 m MSL, men olje i Ness-2C ved ca 3352 m MSL. For Ness-3 veksler det mellom vann og olje rundt 3350 m MSL. I Ness-1C er det trolig vann rundt 3355 m MSL, ellers i Ness-1 er det olje. Tarbert, som ligger fra 3345 (bunn) til 3335 m MSL (topp) er oljefylt.

Brønn M-2H hvis spor ble plassert basert på dataene fra M-4H, viser mye vann og lite olje i Ness-1C ved 3342 m MSL og i Ness-2A ved 3341 m MSL.

Det kan derfor se ut som om Ness-sandene i segment 14D jevnt over har litt grunnere OVK enn i segment 14E (A-47 og A-47T2). Siden forskjellene er relativt små, har en inntil videre i volumberegningene valgt å beholde fjorårets felles kontakter for Ness, tabell 3.8.3. Men de antatte kontaktene i Ness-3 og Ness-2 må ses på som gjennomsnittsverdier. Hver enkelt sand i Ness kan ha egne kontakter, som kan avvike med noen meter fra gjennomsnittverdiene.

Basert på totalvurderingen av alle brønnene i Brent har en som hovedregel valgt å sette at kontaktene i Ness-1 er de samme som i Etive/Rannoch, selv om det er observert noe annet for enkelte Ness-1 sander i noen brønner.

Boringen av piloten M-3 H og sidesteget M-3 AH i segment 14A viser gass i Tarbert ned til en forkastning på 3252 m MSL, og videre gass i Ness ned til 3279 m MSL og vann opp til 3287 m MSL, som er 55 m grunnere enn PUD-modellens OVK i Ness. I tillegg kom Etive og Rannoch inn vannførende på dyp hvor PUD-modellen antok olje. Det neste sidesteget M-3 BH sør i

segmentet viste vann opp til ca 3265 m MSL i Ness-1 og gass ned til ca 3245 m MSL i Ness-2. I den mellomliggende sonen som tilhører Ness-1, kan det være lett olje. Dette viser at også i segment 14A kan de enkelte Ness-sandene ha varierende kontakter. Boringen av sidesteget M-3 CH (april 03) og produksjonsløpet M-3 CHT2 (mars 04), bekreftet resultatene fra den nærliggende M-3 BH.

Når det gjelder segment 12A, viser evalueringen av dataene fra brønnene D-3 H og F-3 H at dette segmentet ikke har kommunikasjon vestover mot andre segmenter. Segmentet kan bestå av flere undersegmenter med individuelle kontakter.
Evaluering av loggeresultatene i D-3 H og F-3 H har gitt grunnlag for beregning av GOK og OVK i segment 12A, tabell 3.8.3.

Generelt for Gullfaks Sør Brent gjelder det at trykklogging som er utført i brønnløp som ligger i områder med produksjon, har gitt verdifull informasjon om stratigrafiske barrierer og reservoarkommunikasjon.

D-2 T2H ble logget i juli-99 etter at D-4 H hadde vært i produksjon i ca. 4 måneder. Loggingen viste trykkavlastning i Ness-2 og nedre Brent som følge av produksjon fra perforerte sander i Ness-2 og Etive i D-4 H. Ness-1, som også er perforert i D-4 H hadde initialt trykk i D-2 T2H. Trykkloggingen i D-3 AT2H (nov.-99) og E-2 H (juli-00) viste en økende trykkavlastning i Ness-2 og nedre Brent 13C segmentet. Ness-1 er åpnet for produksjon i D-4 H og D-2 T2H, men har altså initialt trykk i flere senere brønnløp. Imidlertid viser trykkmålingene i sidesteget D-3CH, boret mai 05, en avlastning på 40 – 70 bar i noen sander i Ness-1.

MDT-målingen i piloten M-4 H i segment 14D viser initiale trykk i Tarbert og øvre del av Ness. I nedre del av Ness er det sannsynligvis en liten trykkavlasting, og denne kan skyldes gassproduksjonen fra Tarbert i L-3 H i segment 13A, siden den listriske forkastningen mellom 14D og 13A gir mulighet for en geometrisk kontaktsone mellom Ness i 14D og Tarbert 13A. Trykkavlastningen i nedre deler av Ness kan også sees i sammenheng med trykkavlastningen i nedre Brent. Den tydelige trykkavlastningen (ca 35 bar) i Etive/Rannoch i M-4 H, skyldes trolig i hovedsak produksjonen fra Etive/Rannoch i M-1 AH sør i segmentet.
Trykkavlastningen i A-47T2 ble på samme tidspunkt beregnet til ca 80 bar, noe som kan tyde på at produksjonen fra Etive/Rannoch i A-47T2 nord i segmentet ikke påvirker trykkforholdene i M-4 området i særlig grad. En relativt høy GOF i A-47T2 gjør imidlertid beregningen noe usikker. Nyeste vurdering av all tilgjengelig informasjon tyder på en viss kommunikasjon i nedre Brent mellom produsentene A-47T2 og M-4AHT2.
For ytterligere informasjon om trykkforholdene i Gullfaks Sør Brent henvises det til kap.4.

Tabell 3.8.3: Væskekontakter i Brent, Gullfaks sør
Dyp refereres til m TVD MSL

Segment (brønner)	**Formasjon**	**Kontakter**			**Kommentarer**
		GOK	**OVK**	**GVK**	
12A [1] (D-3 H F-3 H)	Tarbert	3135	3380		Nesskontakt
	Ness-3/2	3135	3380		GOK i F-3 H, OVK i D-3H og F-3H
	Ness-1B/1A		3300		
	Ness-1C		3380		D-3H og F-3H
	Etive/ Rannoch	3135			Nesskontakt
			3300		ONT= 3298 i F-3 H
13C (13A/13B/ 13D) [2] (34/10-33 m/sidesteg D-1H m/sidesteg	Tarbert-2/3	3331			Logg i D-1HT2, gass-vann system, nivå tilsvarer teoretisk skjæringspkt. i PUD-væskemodell
	Tarbert-1	3305 [3]			PUD, skjæring mellom oljelinje gjennom OVK=3363 og gasslinje antatt felles for hele GF Sør Br. (unntatt 34/10-21))
			3363 [3]		ONT=3352 i D-1HT2, skjæring oljelinje T-1 i D-2T2H med vannlinje i T-1 i D-4H
	Ness-3/2	3246 [4]			
			3433 [4]		PUD, komb. trykkplott i 34/10-33 og -33C
	Ness-1	3215	3470		som Etive/Rannoch
	Etive/ Rannoch	3215			PUD, komb. Trykkplott i 34/10-33 og -33C
			3470		PUD, trykk og logg, VOT=3480 og ONT=3464 i 34/10-33C
14A (M-3H M-3AH M-3 BH)	Tarbert	3252			GNT fork. Tarb./Ness, logg i M-3H
	Ness-3/2	3279 [5]			Logg M-3H: GNT 3279, N-2B3; VOT 3287, N-2B2). (logg M-3AH: GNT 3251, fork. T/N; VOT 3286 i N-2C
	Ness-1				Påvist hydrokarboner fra 3247 til 3259 (lett olje?) og VOT 3265 (logg i M-3BH)
	Etive/ Rannoch				Ikke påvist olje eller gass. Antar GVK = 3279, som for N-3/2 i volumberegn.
14D/E [6] (34/10-16 A-47 A-47T2 M-1H M-4 H M-2 H)	Tarbert	3315			Trykkmålinger i 34/10-36, loggevaluering inkl. dybdejusteringer i A-47 og A-47T2
			3354		Trykkmålinger i 34/10-36
	Ness-3/2	3322			PUD, logg og RFT væskeprøve
			3350		Loggeval. inkl. dybdejusteringer i A-47 og A-47T2 (N-2)
			3357		Loggeval.inkl. dybdejusteringer i A-47 og A-47T2 (N-3)
	Ness-1				Som Etive/Ran, men VOT 3355 i M-4H (N-1C)
	Etive/ Rannoch	3264			Logg og trykkplott i M-1H
			3389		PUD, loggtolkning i 34/10-16
15B (34/10-21)	Tarbert			3299	
	Ness				Ikke påvist olje eller gass. Antar GVK som i Tarbert
	Etive/ Rannoch				

[1] For segment 12A er det trolig "lokale" væskekontakter på andre nivå enn de "globale" kontaktene for 12A gitt i tabellen over. Trykkmålingene i D-3H og F-3H viser litt forskjellige trykksystemer, ikke bare formasjonsmessig, men også brønnmessig. Dette skyldes antakelig noen mindre, interne forkastninger i segmentet.

[2] Antatt samme væskekontakter i segmentene 13A, 13B og 13D som i 13C. Eneste brønn i segment 13D er injektoren E-4H som gikk gjennom totalt 7 forkastninger i Brent. Trykkdata og loggevaluering tyder på GOK i E/R ved ca 3080 m, altså 145 m grunnere enn i segment 13C. Etter noen dagers gassinjeksjon (hele Brent perforert) hadde trykket rundt brønnen bygget seg opp så mye at injeksjonen stoppet opp. Brønnen måtte oppgis som injektor og blei senere sideboret. Det er rimelig å anta at den grunne GOK for E/R i E-4H er svært lokal. Følgelig vil det inntil mer data foreligger, på et generelt grunnlag, være riktigst å anta samme kontakter i 13D som i 13C.

[3] Ifm. historietilpasningen av simuleringsmodellen for 13C høsten 2003, ble utviklingen av GOF og vannkutt i D-1 H mye bedre ved å senke oljekolonnen ca. 10 m (GOK 3305 går til 3315, OVK 3363 går til 3375).

[4] Væskekontaktene i Ness representerer et "gjennomsnitt". Lokale variasjoner kan forekomme.

[5] Usikker brutto oljekolonne i M-3AH på 26 m (3256-3282 m TVD MSL) fra skjæring mellom linjer. Mest sannsynlig gass i N-3B utfra loggevaluering.

[6] 14D og 14E segmentene er slått sammen til 14D segmentet i den nye seismiske tolkningen.

3.8.1.6 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Brent, Rimfaks

Tabell 3.8.4.: Reservoardata for Brent, Rimfaks
Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL og trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Brent		**Kommentar**
Topp struktur	2 500	Område (erodert) mellom 34/10-17 og 34/10-38 S
Datum	2 860	I oljekolonnen
GOK	2821	Basert på logg-/formasjonstrykkdata i J-2HT3
OVK	2895	Basert på logg-/formasjonstrykkdata i J-2HT3
Trykk (bar)	408	Basert på formasjonstrykkdata i J-2HT3
Temperatur (^{0}C)	106	Fra DST 2 (oljesone) i 34/10-17
Gassgradient (bar/m)	0,036	Basert på formasjonstrykkmålinger i J-2HT3 og J-1 H
Oljegradient (bar/m)	0,057	Basert på formasjonstrykkdata i J-2HT3
Temp.gradient (^{0}C/100m)	0,032	Basert på temp. fra prod. Tester plottet mot dyp
Vanngradient (bar/m)	0,103 [1)]	Trykkgradient i J-2HT3 gir 0,104

1) Det er gjort relativt få trykkmålinger i vannsonen. I tillegg er målingene fordelt på ulike brønner. Som en tilnærming er det derfor valgt en felles vanngradient på 0,103 bar/m. Denne verdien samsvarer godt med målinger av vannets salinitet.

Rimfaks Brent tolkes til å være ett trykk- og væskesystem initialt.
Fluidkontaktene for Rimfaks Brent er ikke justert siden RSP2001 tabellen 3.8.4.
Både PVT-simulering og initiale formasjonstrykkmålinger viser at gradientene internt i gass- og oljekolonnen er noe økende mot dyp.

Reservoartrykket for Rimfaks Brent var initialt fram til produksjonsstart fra I-4 H og I-2 H, noe som viser at det ikke er kommunikasjon til omkringliggende felt i produksjon.
Formasjonstrykkmålingene i brønn J-2 HT3 er lagt til grunn for olje- og gassgradienter, kontakter og datum trykk. Nytt datum trykk er i samsvar med J-1 H og I-4 H og er omlag 1 bar lavere enn trykk basert på letebrønn 34/10-17. Formasjonstrykkdataene fra J-2 HT3 er av god kvalitet og er logget i nedre del av gasskappen og i olje- og vannsonen.

Formasjonstrykkmålinger foreligger også for J-3 H, I-1 AH, I-3 H og J-5 AH, men disse er innhentet etter prod.start og påvirket av kommunikasjonsgraden over horisontale og vertikale barrierer i reservoaret. Det vil derfor være litt trykkforskjeller mellom ulike formasjoner/sander i samme segment, og mellom de ulike segmentene.
Styring av nødvendig gassinjeksjon mellom de 3 – 4 injektorene skal bidra mest mulig til å opprettholde reservoartrykket og utlikne trykkforskjeller.

3.8.1.7 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Brent, Gullveig

Tabell 3.8.5: Reservoardata for Brent, Gullveig
Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL og trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre	Tarbert	Ness3	Nedre Brent	Kommentar
Topp struktur	2 400			I nærheten av K-2 H
Datum	2 600			
GOK	2571		2505	Basert på reservoarsimulering av produksjonshistorie fra K-2 AH og K-4H
OVK	2622			Egentlig ONT. Svært nær spillpunkt for strukturen
Trykk (bar)	384 [1)]			Før trykkavlastning
Temperatur (^{0}C)	98			97.2 (^{0}C) målt i DST i -37A, justert til datum med gradient
Gassgradient (bar/m)			0,038	Fra MDT-prøver og trykk i K-2 H og K-4 H
Kondensatgrad.(bar/m)			0,045	Fra MDT-prøver og trykk i K-2 H
Oljegradient (bar/m)	0.055	0,050	0.050	Trykkgradient i 34/10-37Aøvre del av Tarbert. Antatt som for nedre Brent, K-2 H Trykklogging i K-2 H
Temp.gradient (^{0}C/m)	0.032			Overført fra Rimfaks og GF Sør.
Vanngradient (bar/m)	0,103			Vannsalinitet (Data fra 34/10-37 og 34/10-17 gir 0,105) [2)]

[1)] 384 bar er basert på målt trykk i vannsone i Rimfaks 34/10-17 (1983) og Statfjord Øst 33/12-7 (1987), samt flere andre brønner i Tampenkilenområdet (ref.14, del A, fig. 6.1). Antatt som initielt trykk i området før produksjonsstart fra Gullfaks- og Tordisfeltet. Målt trykk i øvre del av Tarbert i -37A (april -95) var 369 bar**,** det vil si 15 bar trykkavlastning. Nedover i Brentgruppen blir trykkavlastningen gradvis mindre (på grunn av skifer/kull-lag, samt trolig også forkastninger). Dette bekreftes av brønn 34/10-37 som viser at nedre deler av Brent er trykkavlastet med ca. 4 bar (1995).

[2)] Vanngradient tar hensyn til data både fra 34/10-37 og 34/10-17. PUD fagbind opererer med gradient på 0.108 bar/meter, basert kun på øvre del av vannsone i 34/10-37. Vannsalinitet tilsier en vanngradient på 0,103 bar/m.

Logging i K-2 H har gitt ny reservoarinformasjon. Trykket i Tarbert-3 var da (mai-98) ca. 40 bar lavere enn datum trykk, mens trykkavlastningen i Tarbert-2 var 27 bar lavere. Trykkavlastningen i Ness er vesentlig mindre, mens nedre Brent danner ett trykkregime og var trykkavlastet med 15 bar. Logging i Tarbert i K-4 H i mars-00 viste en trykkavlastning på opp til 70 bar i topp Tarbert. Dette er i samsvar med en prognose basert på trykkutviklingen på Tordis. I Tarbert-1 var trykkavlastningen på loggetidspunktet 64 bar.

Trykkutviklingen i K-2 AH og K-4 H under produksjon og resultatene fra loggingene forteller at skiferne som skiller sandene er «gasstette». På bakgrunn av MDT-prøvene og væskeinformasjon fra letebrønnene ble det gjennomført en ny PVT modellering i 1999 (ref.48). Denne modellen beskriver et komplekst PVT-system med ulik GOK i Tarbert, Ness og Etive/Rannoch, og hvor Pbp varierer med dyp. Hydrokarbonene i Tarbert/Ness3 og Ness2/Ness1/Etive/Rannoch synes å ha ulike PVT egenskaper.

Tabell 3.8.6 er oppdatert med ny informasjon fra K-2 H og K-4 H og er i samsvar med data benyttet i ressursberegningene. Pågående reservoarsimulering av væskesystemene i Tarbert og nedre Brent har definert de nye GOK som er vist i tabellen.

3.8.1.8 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Brent, Skinfaks

Tabell 3.8.6: Reservoardata for Brent, Skinfaks
Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL og trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Brent		**Kommentar**
Topp strukturer	2550-3200	Alle segmenter ligger på ulike dybdenivå
Datum	2700-3400	N1=3400 (gasssone), N2=3000 (OVK), N3=2700 (gsssone), N4=2700 (OVK), N5=2700 (OVK)
GOK	2630-3410	Påvist i N2 (2930) og N3 (2754, 2724). Basert på logg-/formasjons-trykkdata i 33/12-8S/8A. GOC i N1 og N4 er estimerte fra sammenlignbare strukturer
OVK	2700-3480	OVK er påvist i N2 og N3 (3000, 2810/2830). Basert på logg-/formasjonstrykkdata i 33/12-8S/8A. OWC i N1, N4, og N5 er estimerte fra seismikk.
Trykk (bar)	390.6-486.5	Basert på formasjonstrykkdata i 33/12-8A/8S og 29/3-1. (N1=486.5, N2=422.5, N3=396.7, N4=390.6, N5=390.6)
Temperatur (^{0}C)	100,111,121	Segment N3, N4, N5 (2700m TVD MSL), segment N2 (3000m TVD MSL), segment N1 (3400 m TVD MSL)
Gassgrad. (bar/m)	0,0299-0.0311	Basert på formasjonstrykkmålinger i 33/12-8A/8S og 29/3-1. (N1=0.0299, N2=0.0299, N3=0,311, N4=0.0311)
Oljegrad. (bar/m)	0,0618-0.0645	Basert på formasjonstrykkdata i 33/12-8A/8S og 29/3-1. (N1= 0.0618, N2= 0.0620, N3=0.0644, N4=0.0644, N5= 0.0645
Vanngrad. (bar/m)	0,103	Vanngradient (Trykkgradient i 33/12-8S/8A)
Temp.grad. (^{0}C/m)	0,032	Basert på temp.fra prod.tester plottet mot dyp

Skinfaks Brent tolkes til å være 2 trykksystemer, et for N1 segmentet og videre sørover til 29/3-1, og et nord for N1. Dette baseres på trykkdata fra 29/3 -1 brønnen sør for N1 og 33/12-8A/8S brønnene nord for N1, og på den strukturelle tolkningen i området.

Trykkdata fra 29/3-1 brønnen viser at trykket her ligger på en gradient som er høyere enn den som er for de andre feltene (Skinfaks, Rimfaks, Gullveig). Reservoaret er overtrykt både i øvre og nedre Brent. Nedre Brent (Ness) ligger i tillegg på en annen gradient enn øvre Brent (Tarbert). Gradienten i nedre Brent ligger ca 20 bar høyere enn i øvre Brent. Dette toppseilet er representert av skifere i Ness 3B/3C.

Når det gjelder trykkene nord for N1 segmentet (N2, N3, N4 og N5), er disse basert på data fra 33/12-8S/8A. Målingene viser at N2 segmentet fortsatt hadde initielt trykk i 2002, mens N3 var depletert ca 35 bar. Denne depleteringen skyldes mest sannsynlig produksjon fra Gullveig og Tordis feltene, og er trolig noe større i 2005. N4 og N5 segmentene som ikke er boret er trolig ytterligere depletert siden disse ligger lenger nord på Betaryggen og nærmere de produserende feltene.

Siden N3 er depletert tyder dette på kommunikasjon i vannbassenget langs hele Betaryggen opp til Tordisfeltet.

Formasjonstrykkmålingene i brønnene 33/12-8S/8A og 29/3-1 er lagt til grunn for olje- og gassgradienter, kontakter og datum trykk vist i tabell 3.8.6.

3.8.1.9 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Brent, Gulltopp

Tabell 3.8.7: Reservoardata for Brent, Gulltopp. Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSL og trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Brent		Kommentar
Topp struktur	2 420	Betydelig grunnere (50-60m) dersom ikke erodert
Datum	2600	Ca 67m under OVK
GOK	-	Ingen fri gass tilstede i brønnen. I følge studier er det minimal sannsynlighet for oppflanks gass.
OVK	2532,6	Petrofysisk tolkning av loggdata. Segmentet O7 har OVK på 2507m MSL
Trykk (bar)	327,5	Avledet fra trykklogging i 34/10-47-ST2. Trykk v/OVK(2532,6m MSL): 320,5 bar.
Temperatur (^{0}C)	-	-
Gassgrad. (bar/m)	-	Trykklogging i 34/10-47-ST2 og petrofysisk evaluering
Oljegrad. (bar/m)	0,066	
Vanngrad.(bar/m)	0,103 [1)]	

[1)] Det er gjort relativt få trykkmålinger i vannsonen. I tillegg er målingene fordelt på ulike brønner. Som en tilnærming er det derfor valgt en felles vanngradient på 0,103 bar/m. Denne verdien samsvarer godt med målinger av vannets salinitet.

Hydrokarboner i Gulltopp Brent ble påvist i 34/10-47 ST2. Trykkloggingen definerte en gradient på 0,066 bar/m (olje) gjennom oljesonen (ca. 65 m TVD), tab. 3.8.7.
MDT oljeprøver ble tatt fra 5 ulike nivåer, men ingen vannprøver ble innhentet. Reservoaret (Tarbert 3/2) er trykkavlastet med 57 bar.

3.8.2 Reservoarbeskrivelse Cookformasjonen SAT

3.8.2.1 Avsetningshistorie Cookformasjonen

For beskrivelse av avsetningshistorie og sonering for Cookformasjonen henvises til kap.3.4.3, samt fig. 3.4.8 og 3.4.9.

3.8.2.2 Feltspesifikke kommentarer Cookformasjonen SAT

Gullfaks Sør
Cook-3 har isokormektigheter på ca. 40 m, mens Cook-2 er ca. 45 m og blir tynnere med dårligere reservoarkvalitet mot sørvest.

Cook på Gullfaks Sør ligger gunstig til når det gjelder lukning og migrasjon i de østligste dominoblokkene på Gullfaks Sør. Gullfaks Sør Cook er boret og funnet vannførende strukturelt høyt i gassprodusent L-4 H. Det er imidlertid påvist olje i brønn E-2 H, hvor topp Cook ligger ca. 160 m dypere enn i L-4 H.
I brønn E-4 AHT2 ble topp Cook påtruffet 125 m lenger vest av E-2 H, men var her trolig vannførende, dog med 50 – 30% olje i området 3340 – 45 m TVD MSL.
Cook i brønn L-3 H vest på Gullfaks Sør var også oljeførende. Funnet i L-3 H er mer interessant enn funnet i E-2 H pga. reservoarkvalitet og strukturell kompleksitet.
Mest sannsynlig tilhører ikke L-3 H og E-2 H samme trykksystem i Cook.

Rimfaks/Gullveig/Skinfaks
I dette området er Cook-3 blitt betydelig tynnere enn på Gullfaks Sør, ca. 20 m isokor, mens Cook-2 har mektigheter rundt 50 m isokor. Egenskapene i Cook-3 kan sammenliknes med en sandkropp i Ness. Letebrønn 33/12-8 S (boret våren 2002) påviste vannfylt Cook med liten mektighet og utstrekning.

3.8.2.3 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Cookformasjonen, Gullfaks Sør

Tabell 3.8.8: Informasjon fra produksjonsbrønner som har gjennomboret Cook

Brønn	Loggedato	Dyp m TVD MSL	Enhet, % metning	Trykk-punkter
E-4 H	11.-14.02.99	3115 - 3195	C-2, 60-90% vann	Tett
L-1 H	27.03.00	3227 - 3284	C-3, 80%(?) vann	2 gode
L-4 H	18.-22.01.00	3146 - 3217	C-3, 40-90% vann	(i Statfj.)
L-2 H	19.-21.02.00	3183 - 3210	C-3, 60-90% vann	1 godt
E-2 H	08.07.00	3308 - 3337	C-3, 20-80% olje	4 gode
L-3 H	25.-26.10.00	3224 - 3258	C-3, 50-80% olje	5 gode
M-1 H	05.-07.01.01	3478 - 3510	C-3, 60-90% vann	2 gode
E-4 AHT2	04.-06.05.02	3337 - 3400	C-3, 50-90% vann [1)]	1 dårlig

[1)] E-4AHT2 har 50 - % olje i toppen. Mulig OVK rundt 3340 – 3345 m TVD MSL

Flere forlengede produksjons- eller injeksjonsbrønner har boret gjennom Cook, tabell 3.8.8. I de fleste brønnene er Cook vannfylt over nivået for tidligere anslag av OVK. Unntaket er E-2 H hvor det er påvist oljefylt Cook ned til 3337 m TVD MSL. Olje ble også funnet i brønn L-3 H med OOT (olje opp til) på 3224m TVD MSL og ONT (olje ned til) på 3258m TVD MSL. Dette gjenspeiler at vi også i Cook har et komplekst hydrokarbonsystem som sannsynligvis er oppdelt i lukkede segmenter. I E-2 H er det definert en oljegradient på 0,067 bar/m i Cook-3 og trykket er 471 bar@3331 m TVD MSL. I dette området er datumtrykket ca. 14 bar høyere enn i Brent i samme segment (13C). I L-3 H viser trykkpunktene en oljegradient på 0,061 bar/m og trykket ved Datum (3331m TVD MSL) kan beregnes til 466 bar, altså ca 5 bar lavere enn datumtrykk i E-2 H. Forlengelsen av M-1 H påviste vannfylt Cook. Trykket ble målt til ca 482,5 bar ved 3480 m TVD MSL. En trykklinje gjennom dette punktet med teoretisk vanngradient gir skjæring med oljetrykklinjen fra L-3 H ved ca 3340 m TVD MSL.

E-4 AHTS påtraff trolig vannfylt Cook (opp til 3335 m TVD MSL), men det er 50 -30% oljemetning i området 3340 – 45 m TVD MSL. Vanntrykket ble målt til ca 477 bar ved 3370 m TVD MSL. Målingen er klassifisert som mindre god. En vanntrykklinje gjennom dette punktet, med samme gradient som generelt i Brent vannsone, kan stemme med vanntrykkmålingen i letebrønn 34/10-33. Men vanntrykk = 477 bar i E-4AHT2 er ikke forenlig med oljetrykkmålingene i E-2H. Skal de to brønnsporene tilhøre samme væskesystem, må vanntrykket være 1 – 2 bar lavere, noe som fortsatt vil passe med vanntrykket i brønn 34/10-33 dersom vanngradienten i Cook er litt høyere enn i Brent.
Anslag av tykkelse på oljekolonne for ressursberegninger må vurderes segmentvis.

3.8.2.4 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Cookformasjonen, Rimfaks

Data fra Cook er ikke tilstrekkelig til å beskrive trykk- og fluidsystemene fullstendig, tabell 3.8.9.

Tabell 3.8.9: Reservoardata for Cook, Rimfaks. Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSLog trykk og temperaturer til datum (ref.45

Reservoarparametre Cook			**Kommentarer**
Segment	O2	O5	
Topp struktur		2600 [1)]	Noe sørøst for 34/10-38S på erosjonslinje
Datum		2860	
GOK		-	Ingen gasskappe antas
OVK		2885	Basert på ONT i J-3H og beregning av FVN (Cook 3) (jfr tekst)
Trykk (bar)		409	Basert på formasjonstrykkdata målt i J-3 H (Cook3)
	432		Ref. 3060 m SVD MSL Målt i vannsone i brønn J-2 T3H
Temperatur (^{0}C)			
Gassgrad. (bar/m)		-	Ingen gasskappe antas
Oljegradient (bar/m)		0,0656	Basert på formasjonstrykkdata målt i J-3 H (Cook 3)
Vanngrad.(bar/m)		-	Data foreligger ikke

[1)] Basert på kartverk fra 1999

Cook er på Rimfaks påtruffet i letebrønnene 34/10-17 og -38 S og i J-1 H, J-2 T3H, J-3 H og I-3H. Hydrokarbonfylt Cook ble observert i brønn J-1 H, J-3 H og I-3 H, mens indikasjoner på hydrokarboner ble funnet i letebrønn 34/10-38S. I brønnene 34/10-17 og i J-2 H var Cook vannfylt. Ingen fluidkontakter er direkte påvist i Cook.

I Cook-3 er det påvist olje ned til (ONT) 2880 m TVD MSL i J-3H og 2860 m TVD MSL i J-1H. Fritt vann-nivå (FVN) er beregnet til 2890 m TVD MSL fra J-3H-data.

I Cook-2 er det i I-3H påvist hydrokarboner ned til 2795 m TVD MSL i Cook-2, men reservoarkvaliteten i Cook 2 er svært dårlig. J-1H viste vann opp til (VOT) 2870 m TVD MSL. 34/10-38S viste spor av hydrokarboner, sikkert ned til 2705 m TVD MSL.

Trykkdata fra brønn J-2 T3H i segment O2 indikerer at dette segmentet tilhører et annet system enn O5-segmentet (J-3H, 34/10-17), idet trykkene i vannfasen er omlag 7 bar høyere (trykkene ligger på en forlengelse av vanngradienten for Statfjord). Trykkdata fra I-3H indikerer også et høyere trykknivå enn i O5-segmentet.

3.8.3 Reservoarbeskrivelse Statfjordformasjonen SAT

Nansen- og Eirikssonleddene består av massive, relativt homogene og høypermeable (0,5-2 D) sander med enkelte skifere og noen kullbenker (ref.2, fig. 3.12.78 og 3.12.79). Spesielt i Nansen er sandene lateralt kontinuerlige.

Nedre del av Statfjordreservoaret, Eiriksson-1 og Raude, kjennetegnes av hyppige vekslinger mellom skifre og sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet. I Raude forekommer ofte røde skifre og jordprofiler. De nedre delene av Statfjordreservoaret har også et høyere innhold av feltspat og kaolinitt enn øvre deler. Statfjord viser en mektighetsøkning fra ca. 250 m i Gullfaks Sør-området til ca. 450 m i Rimfaksområdet. Både på Gullfaks Sør og Rimfaks er Statfjord oljefylt med en gasskappe, mens hydrokarbonsystemet i Statfjord på Gullveig er gass/kondensat. På Skinfaks er det antatt påvist olje i N3 segmentet (letebrønn 33/12-8S).

Soneringen internt i Statfjord baserer seg på Samarium/Neodymium (Sm-Nd) data analysert fra kjernemateriale og borkaks i lete- og forborede brønner. Teknikken har vist seg å være godt anvendelig for Statfjordformasjonen i Gullfaksområdet.

3.8.3.1 Avsetningshistorie Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør

Det henvises til kap. 3.4.4 for beskrivelse av avsetningshistorie for Statfjordformasjonen.

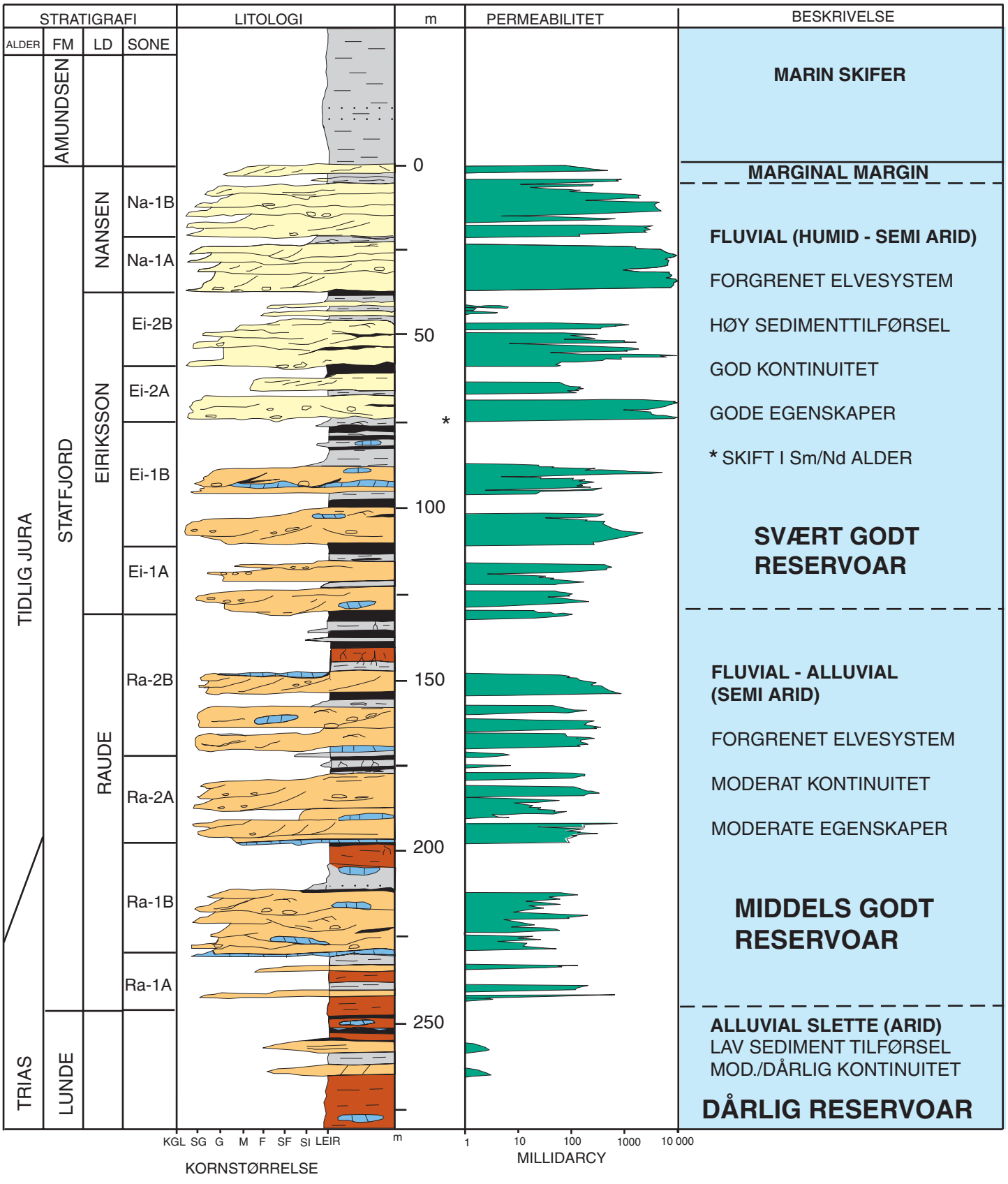
Fig. 3.8.2 viser typebrønn for Gullfaks sør Statfjord, 34/10-30.

StatoilHydro

STATFJORDFORMASJONEN

Gullfaks Sør

Typebrønn 34/10-30



Figur 3.8.2: Stratigrafisk kol onne for Statfjord formasjonen, Gullfaks Sør

b981106/031007

3.8.3.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør

Mektigheten av øvre Statfjord (Nansen og Eiriksson-2) ligger for det meste rundt 70-80 m, mens nedre Statfjord (Eiriksson-1 og Raude) har mektigheter rundt 160-175 m.
I flere brønner og observasjonshull har det vært klare indikasjoner på flere hydrokarbonsystemer internt i Statfjord (ref.2).

Produksjonserfaringen fra brønnene G-2 HT3 og F-4 AHT3 viste at trykket falt raskt, og indikerte begrenset kommunikasjon. På bakgrunn av dette ble det sommeren-99 gjort en strukturgeologisk studie basert på kjernemateriale fra letebrønnene -2 og -30 (ref.2).
Det ble der kartlagt en rekke deformasjonsbånd i tilknytning til forkastningene og disse ble tolket som viktigste årsak til redusert kommunikasjon. Spranget over mikroforkastningene/deformasjonsbåndene er på mm til cm skala, men har ført til oppløsning og rekrystallisering av kvarts, og svært reduserte permeabiliteter over deformasjonssonene.
I brønn L-4 H (boret vinteren 1999/2000) ble Statfjord påtruffet tørr ca. 60 m grunnere enn OVK i eksisterende fluidmodell (3362m TVD MSL). Dette viser at det eksisterer forseglende forkastninger på Statfjord nivå, og at reservoaret er betydelig mer komplisert enn opprinnelig antatt.

Tabell 3.8.10: Reservoardata for Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSLog trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Statfjord		Kommentar
Topp struktur	3000	Oppflanks for 34/10-30
Datum	3 300	Plassert ca. halvveis nede i oljesonen. Nær prod. brønn nivå
GOK	3224	Basert på krysningspunkt for trykkgradienter i 34/10-30.
OVK	3 362	Basert på krysningspunkt for trykkgradienter i 34/10-2.
Trykk (bar)	476	Basert på RFT trykk i 34/10-30 og -2, samt (felles) gradient
Temperatur (^{0}C)	128	Basert på temp. fra produksjonstester, plottet mot dyp.
Gassgradient (bar/m)	0.0291	RFT trykk i 34/10-30
Oljegradient (bar/m)	0.0693	RFT-gradient i 34/10-30 og 34/10-2.
Vanngradient (bar/m)	0.103	Vannsalinitet (RFT trykkgradient i 34/10-2 gir 0,103)
Temp.grad. (^{0}C/m)	0.032	Basert på temp.fra prod. tester plottet mot dyp.

For Gullfaks Sør Statfjord er kontaktene i tabellen 3.8.10 basert på trykkmålinger og loggevaluering i letebrønnene 34/10 -2 og -30. Motstandsloggen i letebrønn 34/10-32 er forenlig med samme OVK. For volumberegninger benytter vi derfor en felles GOK og en felles OVK for de fleste segmentene, selv om vi vet at det detaljerte trykkbildet er svært komplisert, slik at det kan være lokale variasjoner i kontaktene.

I tillegg til letebrønnene, er Statfjord logget i F-4 AHT3, G-2 H, G-2 T3H, G-3 HT2, G-1 H, G-2 Y2H, F-2 Y1H, F-2 Y2H.

I F-4 AHT3 ble det ikke logget OVK. I Raude ble det påvist ONT 3343 m TVD MSL. Videre ble det observert en trykkforskjell på ca. 0,3 bar mellom to ulike soner i øvre Statfjord i et

tilnærmet horisontalt brønnløp og små trykkforskjeller (0,1-0,3 bar) gjennomgående gjennom brønnen.

I pilothullet G-2 H ble det observert en olje/vann overgang omkring 3343 m TVD MSL, samt en gass/olje overgang ved ca 3227 m TVD MSL, altså litt dypere enn tidligere målt i 34/10-30. I den andre piloten, G-2 T2H er det logget en mulig olje/vann kontakt i øvre Statfjord på ca. 3390 m TVD MSL (resistivitetsmåling). Loggingen av G-2 T3H indikerer redusert kommunikasjon for noen av sandene i overgangen Eiriksson-1/Eiriksson-2, siden trykkene avviker +/- 1 bar i forhold til det ideelle.

Forlengelsen av L-4 H førte til reduksjon av Statfjord-reservene i sørlig del av segment A3 (en del av segment 23A – iflg tidligere inndeling og navnsetting). Brønnen ble boret inn i Statfjord via en forkastning (ikke Nansen i brønnen) og påviste vann (med noe rest-olje) opptil 3309 m MSL, mens prognosen var OVK = 3362 m MSL (generelt for Statfjord). En enkelt sand på ca. 3409 m TVD MSL (ca. 8 m tykk langs brønnbanen) var oljefylt. Dette er trolig en Lunde sand.

MDT-målingene i produsenten G-3 HT2 viser gjennomgående ca 6 bar lavere trykk enn forventet i tåen på brønnen (Nansen, Eiriksson 3, vest for 2 vannfylte sander i Eiriksson –1). I hælen på brønnen var trykkene initiale.

Produksjonserfaringen fra F-4 AHT3 og G-2 HT3 tilsier svært dårlig reservoarkommunikasjon. Jevnt lavere trykk i sandene i tåen på G-3 HT2 kan tyde på at disse utgjør et eget trykkregime, eller ved kommunikasjon gjennom gasskappen til de nordligere brønnene. Vi fikk i tillegg et uventet gassgjennombrudd i tåen rett etter at G-3 HT2 ble satt i produksjon. Dette kan skyldes en dypere GOK enn ellers på feltet, hvor den er antatt å være på 3224 m MSL. Tåen ligger på dyp 3315 – 3277 m MSL.

Produsenten G-1 H ble boret nov.03-jan.04. Reservoar seksjonen er plassert horisontalt i Statfjord (3334 m TVD MSL) nord i segment A3, med retning mot nordvest, og tåen ligger om lag 1000 m nord for G-3 HT2. Før brønnen kommer inn i Statfjord (8,5" hull), går den gjennom Lunde (12¼" hull). Trykkmålingene viser lite avlastning i nedre Statfjord, mens øvre Statfjord er avlastet ca 40-55 bar i Nansen 1 og 2. Brønnen er komplettert i Statfjord med forborede liner. Det er satt svellepakninger mellom Nansen og resten av sandene i Statfjord, og hydraulisk opererte nedihullsventiler (DIACS) gjør det mulig å styre produksjonen fra hver sone.

Etter tilleggsperforering i okt.03 måtte G-2 HT3 stenges da produksjonsrøret kollapset under operasjonen. Sidesteget G-2 Y2H ca 200 m lenger sør i samme segment (A4) ble boret i juni 04. Brønnløpet gikk innom Lunde før det flatet ut og ble horisontalt i Statfjord og endte i Amundsen. Forkastningen i vest som eventuelt avgrenser prospektet P2, ble ikke gjennomboret. Eventuelle volumer i P2 er derfor mindre enn tidligere antatt. Det var ingen eller liten trykkavlastning i Lunde og i nedre Statfjord. I øvre Statfjord ble det målt trykkavlastning opp mot ca. 60 bar. Det tyder på kommunikasjon mot G-1H. Sidesteget ble komplettert med forboret liner i Statfjord. Moderløpet (nytt navn G-2 Y1H) ble reaktivert ved å perforere den hule whipstocken. Brønnen (nytt navn G-2 YH) er dermed den første grenbrønnen for GF SAT. Det ble installert nedihullsventiler (DIACS) for å styre produksjonsbidraget fra hver gren.

Grenbrønnen F-2 YH ble boret aug.-okt.04 i segment A5 nord for brønn F-4 AHT3. I den nordligste grenen, F-2 Y1H, ble den horisontale 8,5"-seksjonen boret inn i prospektet P3 uten først å ha vært i Amundsen. Det ble påvist olje i P3. Vi fikk bare en trykkmåling i segment A5 i denne seksjonen. Målingen viste 126 bar avlastning (Raude 2). Trykkmålingene i 12,25"-seksjonen viste liten eller ingen avlastning i starten, mens det ble målt 116 bar avlastning mot slutten av seksjonen. Den sørlige grenen, F-2 Y2H, ble boret som 8,5"-hull ut av 9 5/8" casing til den nordlige grenen. F-2 Y2H startet i Lunde og fortsatte horisontalt i Statfjord etter utflating. Det ble målt 116-126 bar avlastning ved starten av seksjonen (Raude-2, Eiriksson-1), mens avlastningen på slutten av seksjonen ble målt til 30 – 66 bar (Nansen, Eriksson 3). Grenene ble komplettert i Statfjord med forbora liner, og produksjonsbidraget fra hver gren styres av nedihullsventiler (DIACS).

3.8.3.3 Avsetningshistorie Statfjordformasjonen, Rimfaks/Skinfaks/Gullveig

Avsetningshistorie for Statfjordformasjonen er omtalt i kap. 3.4.4.

I Rimfaksområdet er mektigheten av Nansen/Eiriksson-2 økt til over 125 m, mens isokormektigheten av Eiriksson-1/Raude er nærmere 350 m. Reservoaregenskapene i nedre del av Statfjord på Rimfaks var tidligere (ref.49) antatt å være av svært dårlig kvalitet (lav permeabilitet). Kjernedata og CMR-logg fra dette intervallet indikerer at egenskapene er betydelig bedre med et snitt under 100 mD, men med soner opp mot 1000 mD. Det er ikke grunn til å anta ulike hydrokarbonkontakter internt i Statfjordformasjonen.

Letebrønn 33/12-8 S på Skinfaks, se fig. 3.6.1 for lokasjon, påviste god og mektig sand i Nansen. Porøsitets og permeabilitetsverdiene er noe lavere i dennne brønnen sammenlignet med Rimfaks og Gullveig, noe som trolig skyldes større dyp. Det er ca. 5 m TVD hydrokarbonmetning (antatt olje) i toppen med OVK på 3176 m TVD MSL. Denne kontakten antas ut fra seismiske data (bl.a. AVO) å gjelde også for segment N4 og sannsynligvis N5, som er skilt fra N4 ved en mindre forkastning.

3.8.3.4 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Statfjordformasjonen, Rimfaks

Tabell 3.8.11: Reservoardata for Statfjordformasjonen, Rimfaks.Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSLog trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Brent		**Kommentar**
Topp struktur	2 770	I nærheten av 34/10-H-2 H
Datum	3 000	Noe over planlagt prod.brønn-nivå.
GOK	2 974	Basert på logger (MDT) i 34/10-H-2 H
OVK	3 080	Krysningspunkt for trykkgradienter i 34/10-38 S og H-2 H
Trykk (bar)	428	Basert på trykk i H-2 H
Temperatur (^{0}C)	114	Basert på 116 (^{0}C) målt i 34/10-38 S, DST 1B og gradient.
Gassgradient (bar/m)	0,038	Basert på logger (MDT) i 34/10-H-2 H
Oljegradient (bar/m)	0,057	Trykkgradient i 34/10-H-2 H
Vanngradient (bar/m)	0,103	Vannsalinitet (Trykkgradient i 34/10-38 S gir 0.1027)
Temp.grad.(^{0}C/m)	0,032	Basert på temp. fra prod.tester, plottet mot dyp.

Evaluering av data er utført i geo-bind, kap.5 og 6 i PUD fagbind (ref.47).
Ingen ny evaluering er utført, med unntak av temperaturgradient, som er basert på evaluering i Hovedboreprogrammet (ref.50).

I letebrønn 34/10-38 S som hadde topp reservoar på 2973 m TVD MSL ble det kun observert olje. En tolkning basert på PVT data prognoserte et oljefylt reservoar uten gasskappe.

Ny informasjon er kommet ved logging av H-2 H. Det ble påvist en gass/olje kontakt på 2974 m TVD MSL. Den nye GOK er benyttet i ressursberegningene. Gassgradienten er 0,038 bar/m noe som indikerer en rik/medium rik gass. Oljegradienten er 0,057 bar/m og er dermed innenfor usikkerhet i samsvar med PUD-verdi. De nye dataene gir ellers en bekreftelse på egenskapene til oljen og OVK, samt at det ikke er kommunikasjon til omkringliggende felt i produksjon.

Plotting av rå-trykkdata fra H-2 H og -38 S viser et sprang i data. Mulige årsaker til spranget er:

- Feil i kalibrering av trykkmålere
- Feil i rapporterte dyp
- Trykkavlastning i reservoaret.

Kalibreringsfeil synes mest sannsynlig. Det begrunnes med at trykkdata faller meget godt sammen når data fra -38 S nedjusteres 1,8 bar. Vi velger derfor 428 bar som det nye datumtrykket.

MDT-målingene fra H-3 T3H viser at øvre Statfjord og nedre Statfjord er atskilt med en relativt tett skiferbarriere, hvor det er varierende grad av trykkavlastning over og under barrieren.
Det passive trykkutjevningsrøret som er plassert gjennom øvre- og nedre Statfjord i H-2 H gir trolig liten/ingen effekt som trykkutjevningsmekanisme.
En forventer å holde trykket på dagens nivå ved å injisere tilstrekkelig med gass i J-4.
Injektoren J-1 vil bli konvertert fra RF Statfjord til RF Brent i 2005/2006.

3.8.3.5 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Statfjordformasjonen, Gullveig

Reservoarkvaliteten i øvre Statfjord i brønn K-2 H på Gullveig er god, men tilsynelatende noe dårligere i nedre Statfjord (ikke fullstendig gjennomboret) enn på Rimfaks. Eiriksson er noe tynnere på Gullveig enn på Rimfaks. I letebrønn –43 S (segment O6B) var kvaliteten av Statfjord svært lik Gullveig. Kun 68 m MD er oljefylt øverst i reservoaret.

Hydrokarboner i Gullveig Statfjord ble påvist for første gang i 34/10-K-2 H. Trykkloggingen definerte gjennom hele brønnen (ca. 100 m TVD) en gradient på 0,031 bar/m (gass-kondensat). GVK er beregnet til 3025 m TVD MSL.

Tabell 3.8.12: Reservoardata for Statfjordformasjonen, Gullveig. Dyp topp struktur, datum og hydrokarbonkontakter refereres til m MSLog trykk og temperaturer til datum (ref.45)

Reservoarparametre Brent		Kommentar
Topp struktur	2 840	I nærheten av K-2 H
Datum	2 930	Omtrent midt i hydrokarbonsonen
GOK	---	Ingen oljekolonne er observert
GVK	3 025	Petrofysisk tolkning av loggdata
Trykk (bar)	424	Trykklogging i 34/10-K-2 H
Temperatur (^{0}C)	-	-
Gassgradient (bar/m)	0,031	Trykklogging i 34/10-K-2 H
Oljegradient (bar/m)	-	Ingen
Vanngradient (bar/m)	0.103	Vannsalinitet (Trykkgradient i 34/10-K-2 H gir 0,100)
Temp.grad. (^{0}C/m)	0.032	Basert på temp.fra prod.tester plottet mot dyp.

3.8.4 Reservoarbeskrivelse Lundeformasjonen SAT

3.8.4.1 Avsetningshistorie Lundeformasjonen, Gullfaks Sør og Rimfaks

Avsetningshistorie for Lundeformasjonen er omtalt i kap. 3.4.5.

3.8.4.2 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Lundeformasjonen, Gullfaks Sør

Lundeformasjonen på Gullfaks Sør har en mektighet på omlag 1200 m og er påtruffet gass- og oljeførende i letebrønn 34/10-30, i produksjonsbrønnene F-4 H/AH og G-2 H (ref.2, figurene 3.12.8, 3.12.16, 3.12.18),
samt i G-2 Y2H som ble boret i 2004 (ref.51 figur3.13.4).

Reservoarsandene opptrer i hyppige vekslinger med slamstein/skifre, med innslag av kalksementeringer. Strukturelle dybdekart over topp Lunde- og topp Lomviformasjonene følger i A3 format, vedlegg 3.7.7 og 3.7.8.

Påvist hydrokarbonkolonne i F-4 H er nærmere 700 m. Et karakteristisk trekk ved Lunde på Gullfaks Sør er, i motsetning til Lunde på Gullfaks, at oljemetningen i det meste av reservoaret er høyere. Det er imidlertid vanskelig å påvise klare hydrokarbonkontakter (OVK/GOK). I tillegg sees det flere trykksprang som indikerer dårlig vertikal kommunikasjon.

Det ble vurdert å bore en brønn for å produksjonsteste Lunde på Gullfaks Sør horsten i 2001, men basert på resultatene i Lunde rapporten (ref.35)vil det ikke bli boret en ren dedikert brønn til Lundeformasjonen. I stedet planlegges det nå for at den nest siste oljeprodusenten tiltenkt Statfjordreservoaret også vil penetrere Lundeformasjonen og gi mulighet til å teste Lundereservoaret via en DIACS-løsning. Videre evaluering av GF Sør Lunde vil baseres på denne produksjonserfaringen.

Brønn G-3 H/G-3 HT2 (ref.2, fig. 3.12.45) som ble boret våren 2001 traff Lundehorsten (3106,5m TVD MSL) ca 500 m lenger vest enn prognosert, med en forkastning med sprang på mer enn 300 m mot Statfjord.

3.8.4.3 Reservoarkvalitet og kommunikasjon Lundeformasjonen, Rimfaks

Lundeformasjonen ble boret ved leteforlengelse av J-4 H på Rimfaks, etter å ha vært identifisert som prospekt. Forlengelsen har brønnavnet - 44 S. Det ble boret 456 m MD Lunde, (424 m isokor), og som var hydrokarbonførende til 3644m TVD MSL (ONT/GNT). Det meste av det påviste hydrokarbonsystemet ble testet i en todelt DST i begynnelsen av september 2001. Flere av sandkroppene var av relativt god kvalitet og inneholder lett olje og kondensat i følge væskeanalyser. Det har ikke vært produksjon fra Rimfaks Lunde tidligere, og volumene er plassert i ressursklasse 6.

Sandutviklingen i 34/10-44 S liknet Lunde i letebrønn 33/12-6 (tørr brønn, vest for Rimfaks), med høyere resistivitet og bedre egenskaper enn det en har funnet i Lunde på Gullfaks Sør. De øverste sandkroppene inneholdt lett olje i flg. væskeanalyser. Nedover i Lunde ble egenskaper og sandkvalitet dårligere. Deler av de sandholdige enhetene inneholdt kondensat. Dette tyder på et eget trykk- og væskesystem for hver enkelt sand.

En grundigere geologisk studie ble startet opp våren 2004. Geofysisk og geologisk kartlegging og modellbygging ble utført, inkludert volumetriske beregninger og usikkerhetsberegninger (ref.51). Resultatene fra dette studiet indikerer et lavere anslag av tilstedeværende ressurser enn tidligere antatt og i forhold til det tolkningen av DST- resultatene viste (ref.52). Tilstedeværende anslag og mengde utvinnbare ressurser er fremdeles usikre grunnet usikkerhet mht. utbredelse av og kommunikasjon mellom sandkroppene i Lunde.

3.9 Geologiske modeller SAT

I løpet av 2006 er simuleringsmodell på Gullveig Brent, Gullveig Statfjord og Skinfaks oppdatert. I 2007 så har en bygget 3D geologisk fullfeltsmodell geomodell for strukturene Alun, Epidot og O6B/C. Det er bygget en grovere og en fingridd modell vertikalt. Den sistnevnte er høyere oppløsning fordi en ønsket forbedret modellering av vannbevegelse i simuleringsmodellen.

Tabell 3.91: Oversikt over geomodeller med ferdigstillesesår, prosjektnavn og lagringskatalog

Nye Modeller	Ferdig år	Prosjektnavn	Katalog
Alun_EPIDOT_O6B/O6C	2007	Final_Alun_EPIDOT_Brent_Cook_Statfjord.75pro	/project/RMS/ALUN_EPIDOT/
Rimfaks Brent	2003	RFBrent_2003_4.pro	/project/FROST_BG/GULLFAKS_SATELITTER/Rimfaks/Rimfaks_Brent 2003_4/
Rimfaks St.fjord	2002		/project/FROST_BG/GULLFAKS_SATELITTER/Rimfaks/Rimfaks_Statfjord
Skinfaks Brent	2002	ODDBrentFinal_74.pro	/project/FROST_BG/GULLFAKS_SATELITTER/ODD/RMS/
Skinfaks & Gullveig St.fjord	2003	Skinfaks_GV_StatfjordFinal.pro	/project/FROST_BG/GULLFAKS_SATELITTER/ODD/RMS/
Gullveig Brent	1999		/project/FROST_BG/GULLFAKS_SATELITTER/GULLVEIG/Gullveig_Brent
Gulltopp	2004	Gulltoppfinal.pro	/project/RMS/DOLLY/
Gullfaks Sør Statfjord	1998		
Gullfaks Sør Brent	2002	Gullfaks_sor.pro	/project/RMS/GFS/BRENT01/

I tillegg til ovennevnte simuleringsmodeller er Tordis områdemodell (VP-II) oppdatert med produksjon fram til juli 2006. Denne modellen er grov og dekker områdene Vigdis, Tordis, GF E-blokk, D-blokk, Gulltopp, Gullveig, Skinfaks, Alun og Epidot, O6B/C.

I løpet av 2007 vil Gulltopp simuleringsmodell bli oppdatert med hensyn på trykkutvikling regionalt.

3.10 Referanser, figurer og tabeller

3.10.1 Referanser

1. Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet, oktober 2003.
2. Reservoarstyringsplan for Gullfaks Satellitter, oktober 2003.
3. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter, 2005
4. Årsrapport for Gullfaks hovedfelt, 2006
5. Structural geology of the Gullfaks Field, 1995 GF/PETEK 945145R.
6. Reservoarkommunikasjonsrapport,1999. PETEK97s9700010458(1.)
7. Faulting and Fault Sealing in the Gullfaks Sør Field. Statoil rapport 9802. 98S00004479(1).
8. Kartlegging av forkastningsbergarter og beregning av transmissibilitetsfaktorer på Gullfaks Sør feltet, Rapport PETEK-98S9700010714(2).
9. Orientation, distribution and microstructure of deformation bands within wells 34/10-2 & 34/10-30. Rapport GF-PETEK-99, 714, av14.07.99.
10. Reservoarstyringsplan for Gullfaks Satellitter, oktober 2002 rapport GF/PETEK/SAT (GF-RESU-SAT-U-020035)
11. Oljekorrelasjonsstudie for Gullfaksfeltet og omkringliggende funn, Geokjemi 94.41.
12. Gass- og oljekorrelasjonsstudie for sørvestlige deler av Gullfaksfeltet.
13. PL050: Migration Mapping and Evaluation of prospect Charge. LTEK-PE/RP, 1996.
14. Geokjemisk fluid-korrelasjon og evaluering av migrasjonsruter i PL050. TEK/Statoil rapport, april 2003
15. El Ouair, Y., and Strønen, L.K., 2006. Value creation from 4D seismic at the Gullfaks Field: achievements and new challenges, 76th Mtg.: SEG.
16. GX Technology (GXT), 2007. Processing Report on Multi-azimuth 3D Pre-Stack Depth Migration of Seismic Data from the Gimle area.
17. El Ouair, Y., Buland, A., Osdal B. and Furre, A-K., 2005. Improving drainage interpretation using a new Bayesian inversion, 67th Mtg.: EAGE.
18. Hansen, H.J., Gommesen, L., Rasmussen K.B. and Strønen, L.K., 2005. 4D quantitative estimation of dynamic reservoir properties for the Gullfaks field, 67th Mtg.: EAGE.
19. Dræge, A., Furre, A. K. and El Ouair, Y. 2007. Stress-velocity sensitivity in Gullfaks Brent reservoir sands. 77th Conference SEG, Extended abstracts, San Antonio, USA.
20. Rock Solid Images (RSI), 2004. AVO Signatures in Shetland Formation.
21. Vegard Bruaset, Inge Kaas, Knut Georg Jakobsen, 2000: Gullfaks Oil Drive (GOD) Geology Report
22. Reevaluering av sonering av Gullfaks Satellitt letebrønner, Statoil/Bergen. GFSAT-U-02174, 09/97, rapport.
23. Reservoarsimulering nedre Brent i forkastningsblokkene 3G og 3H (RUV/R905262R)
24. Reservoararkitektur i Cookformasjonen på Gullfaksfeltet basert på sekvensstratigrafiske konsepter,1994 (GF/PETEK940241R).
25. Geologisk Lab. Statoil 1993 (Arnfinn Rømuld): Biostratigrafi og palynofacies av Cook-formasjonen i Gullfaksfeltet (bønnene 34/10-A-37, B-4, B-5, C-3, C-10, 7, 9 og 15).
26. Rogalandsforskning, 1992. Depositional environment and geometry of carbonate cemented zones Cook Formation, Gullfaks Field (Rapport RF-71/92).

27. Rock Deformation Research Group (RDR), 2004. Microstructural and Petrophysical properties of fault rocks from Gullfaks & Gullfaks Sør Fields. Report 9387
28. Gullfaks Hovedfelt Lundeformasjonen – Utvikling og produksjonspotensiale, 2006. Report 9387
29. Vollset, J and Doré, A.G. 1984. A revised Triassic and Jurassic lithostratigraphic nomenclature for the Norwegian North Sea. DNO, Bulletin 3, 53 s.
30. Clemmensen, L.B., Jacobson, V.W., and Steel, R., 1980, Some aspects of Triassic sedimentation and basin development. East Greenland, North Sea: In the Sedimentation of the North Sea Reservoir Rocks, Norsk Petroleumsforening, Article XVII, 1-21.
31. Steel, R.J. & Ryseth, A. 1990. The Triassic-Early Jurassic succession in the norther North Sea, megasequence stratigraphy and intra-Triassic tectonics. In: Hardman, R.F.P. & Brooks, J. (eds) Proceedings of Tectonic events responsible for Britain's oil and gas reserves. Geological Society, London, Special Publications, 55, 139-168.
32. Sm-Nd dateringer som korrelasjonsverktøy i Statfjordformasjonen på Gullfaks, Statoil, 1993
33. Lundeformasjonen i Gullfaksområdet, Geologi og tilstedeværende volum, mars 2001, F&T UTV TOS,(01S94*2048).
34. A.Kjemperud & E.Schomacker, Statoil 2006. Regional study of the Lunde Formation, Tampen Spur
35. Lundeformasjonen, Dreneringsplan og Plan for Utbygging og Drift, september 1995.
36. PUD HF
37. Oilphase, 28.4.2000. MDT samples 34/10-C-39.Report no PVT-0012.
38. CoreLab, 1996.
39. ResLab, 2004. Analyses of MDT samples from Gullfaks well 34/10-48 S.
40. Lundeformasjonen, Gullfaksfeltet, Statusrapport, juni 1994 (GF/PETEK940189R).
41. Geokjemisk analyse av 10 Gullfaksolje, samt oppdatering av oljefamilier på Gullfaks, Statoil, 1997.
42. Geokjemisk evaluering av sandsteinsintervaller i Lundeformasjonen på Gullfaks C-4, C- 6, C-8, C-14", Statoil, 1993.
43. Well 34/10-48 S/-A/-AT2, Discovery evaluation report, Statoil, 2005.
44. Reevaluering av sonering av Gullfaks Satellitt letebrønner, Statoil/Bergen. GFSAT-U-02174, 09/97, rapport.
45. Datum, djup og trykk og temperaturar i Gullfaks satellittar, notat GF/PETEK/SAT-U-02174,09/97.
46. Evaluering av reservoar fluid data for Gullfaks Sør, oktober 1991 (PROLAB 91.56)
47. PUD fagbindet, petrofysikk-kapitlet, 1994
48. Pierre Labes, april 1999, Gullveig Fluid Study
49. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satelitter, 2004 – Årlig statusrapport
50. Hovedboreprogram Gullfaks Satellitter, GF-SAT-TB-10-01, 18.12.96
51. Lunde Formation in the Rimfaks Field area, april -05, doc. nr. GF-RESU-SAT-05 00001
52. Brønn 34/10-44 S Analyse Testerapport, Lundeformasjonen DST 1A og DST 1B, GF RESU-SAT-04-000003.

3.10.2 Tabeller

Tabell 3.1.1 Hydrokarbonsystemer på Gullfaks hovedfelt og Gullfaks Satellitter
Tabell 3.2.1 Nye brønner boret på Gullfaks HF siden 2006

Tabell 3.3.1 Seismiske datagrunnlag, Gullfaks HF
Tabell 3.3.2 Oversikt over inversjonsdata på Gullfaks HF
Tabell 3.3.3 Oversikt over geofysiske logger på Gullfaks HF
Tabell 3.4.1 Reservoardata for Kransleddet HF
Tabell 3.4.2 Reservoardata for Tarbertformasjonen HF
Tabell 3.4.3 Reservoardata for Nessformasjonen HF
Tabell 3.4.4 Reservoardata for Nedre Brentgruppen HF
Tabell 3.4.5 Reservoardata for Cookformasjonen HF
Tabell 3.4.6 Reservoardata for Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet HF
Tabell 3.4.7 Faciesassosiasjoner, Lundeformasjonen
Tabell 3.4.8 Reservoarsoner, Lundeformasjonen
Tabell 3.4.9 Reservoardata for Lundeformasjonen
Tabell 3.4.10 Egenskaper i oljeprøver fra C-7, C-29 og C-46
Tabell 3.5.1 Oversikt over geomodeller med ferdigstillesesår, prosjektnavn og lagringskatalog
Tabell 3.6.1 Nye brønner boret siden september 2005 på Gullfaks SAT
Tabell 3.7.1 Seismisk datagrunnlag, Gullfaks SAT
Tabell 3.7.2 Oversikt over geofysiske logger på Gullfaks SAT
Tabell 3.8.1 Brønnoversikt SAT
Tabell 3.8.2 Reservoardata for Brent, Gullfaks Sør
Tabell 3.8.3 Væskekontakter i Brent, Gullfaks Sør
Tabell 3.8.4 Reservoardata for Brent, Rimfaks
Tabell 3.8.5 Reservoardata for Brent, Gullveig
Tabell 3.8.6 Reservoardata for Brent, Skinfaks
Tabell 3.8.7 Reservoardata for Brent, Gulltopp
Tabell 3.8.8 Informasjon fra produksjonsbrønner som har gjennomboret Cook
Tabell 3.8.9 Reservoardata, Cookformasjonen, Rimfaks
Tabell 3.8.10 Reservoardata, Statfjordformasjonen Gullfaks Sør
Tabell 3.8.11 Reservoardata, Statfjordformasjonen Rimfaks
Tabell 3.8.12 Reservoardata, Statfjordformasjonen Gullveig

3.10.3 Figurer

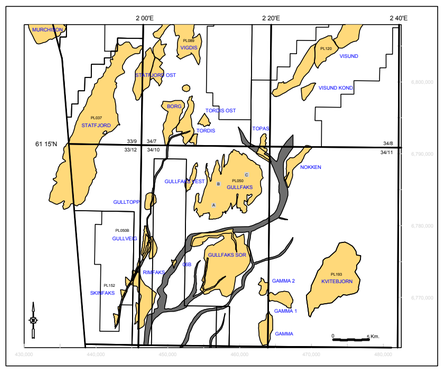
Figur 3.1.1 Generelt snitt over Gullfaksfeltet HF
Figur 3.1.2 Strukturelt dybdekart topp Statfjord
Figur 3.1.3 Generelt snitt over Gullfaks SAT
Figur 3.1.4 Geosnitt gjennom funnbrønn 34/10-37 og -37A, Gullveig
Figur 3.3.1 Oversiktskart for seismiske innsamlinger/reprosesseringer i Gullfaksområdet
Figur 3.3.2 Seismisk datakvalitet, Gullfaks HF
Figur 3.2.1 Oversiktskart over Gullfaks HF med nye brønner markert i rødt
Figur 3.4.1 Stratigrafisk kolonne, Kransleddet HF
Figur 3.4.2 Lokasjonskart for Shetlandsander HF
Figur 3.4.3 Stratigrafisk kolonne, Brentgruppen HF
Figur 3.4.4 Avsetningshistorie Brent delta, Gullfaks
Figur 3.4.5 Reservoarinndeling og konseptuell geologisk Modell, Brentgruppen

Figur 3.4.6 Detaljert nord - sør korrelasjon, Tarbertformasjonen
Figur 3.4.7 Litostratigrafisk sonering vs sekvensstratigrafisk sonering, Nedre Brent
Figur 3.4.8 Stratigrafisk kolonne, Cookformasjonen HF
Figur 3.4.9 Sekvensstratigrafisk modell, Cookformasjonen HF
Figur 3.4.10 Stratigrafisk kolonne, Statfjordformasjonen og Sverdrupleddet
Figur 3.4.11 Stratigrafisk kolonne, Øvre del av Lundeformasjonen
Figur 3.4.12 Avsetningsmodell for deler av Lundeformasjonen
Figur 3.4.13 RFT-trykk i Lundeformasjonen i brønn C-7.
Figur 3.4.14 RFT-trykk i Lundeformasjonen i brønn C-29.
Figur 3.8.1 Stratigrafisk kolonne for Brentgruppen, Gullfaks Sør
Figur 3.8.2 Stratigrafisk kolonne for Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør
Figur 3.6.1 Oversiktskart over Gullfaks SAT med nye brønner
Figur 3.8.2 Strategrafisk kolonne for Statfjordformasjonen, Gullfaks Sør

Vedlegg

Vedlegg 3.3.1 Base Cretaceous strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.2 Top Tarbert strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.3 Top Ness strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.4 Base Ness-1 strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.5 Top Broom strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.6 Top Cook strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.7 Top Statfjord strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.3.8 Top Lunde strukturelt dybdekart, HF
Vedlegg 3.7.1 Bunn Kritt strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.2 Topp Brent strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.3 Topp Ness1 strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.4 Topp Dunlin strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.5 Topp Cook strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.6 Topp Statfjord strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.7 Topp Lunde strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.8 Topp Lomvi strukturelt dybdekart, Gullfaks Sør
Vedlegg 3.7.9 Topp Brent strukturelt dybdekart Rimfaks/Skinfaks
Vedlegg 3.7.10 Topp Ness strukturelt dybdekart, Rimfaks
Vedlegg 3.7.11 Top Ness1 Strukturelt dybdekart, Rimfaks/Skinfaks
Vedlegg 3.7.12 Bunn Brent strukturelt dybdekart, Rimfaks/Skinfaks
Vedlegg 3.7.13 Topp Cook strukturelt dybdekart, Rimfaks
Vedlegg 3.7.14 Topp Statfjord strukturelt dybdekart, Rimfaks
Vedlegg 3.7.15 Topp Lunde strukturelt dybdekart, Rimfaks
Vedlegg 3.7.16 Topp Brent Gp. strukturelt dybdekart, Gullveig
Vedlegg 3.7.17 Topp Ness 1 strukturelt dybdekart, Gullveig
Vedlegg 3.7.18 Bunn Brent Gp. strukturelt dybdekart, Gullveig
Vedlegg 3.7.19 Topp Statfjord Fm. strukturelt dybdekart, Gullveig

Vedlegg 3.3.1

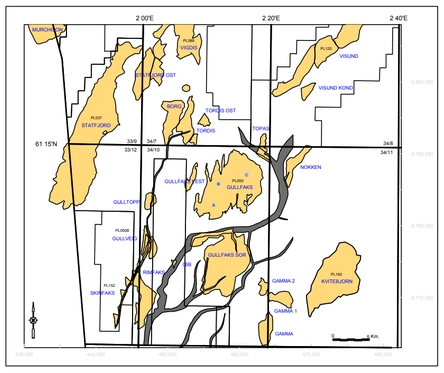


StatoilHydro

GULLFAKS
34/10
Base Cretaceous
Structural Depth Map

SCALE		DRAWN O.Ra		DATE 22 - OCT- 2007
DRAWING				

Vedlegg 3.3.2



Legend

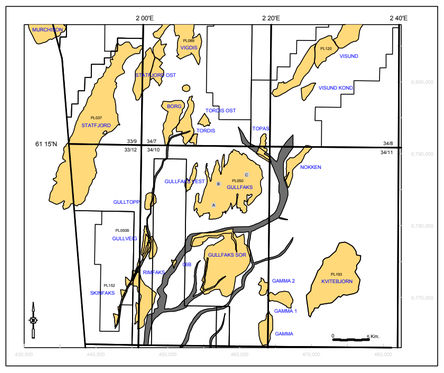
- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

GULLFAKS
34/10
Top Tarbert
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN O.Ra	DATE 23 - OCT- 2007
DRAWING		

Vedlegg 3.3.3



Legend

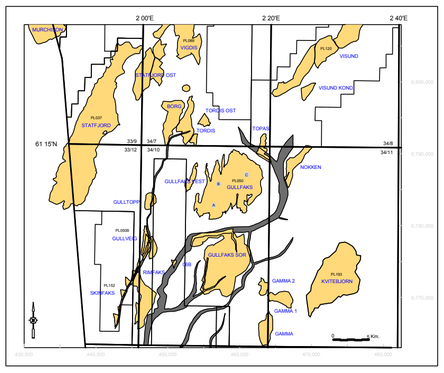
- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

34/10
Gullfaks
Top Ness
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN	DATE
	Atle J. Sande	30 - JUL - 2007
DRAWING		
Z-map		

Vedlegg 3.3.4



Legend

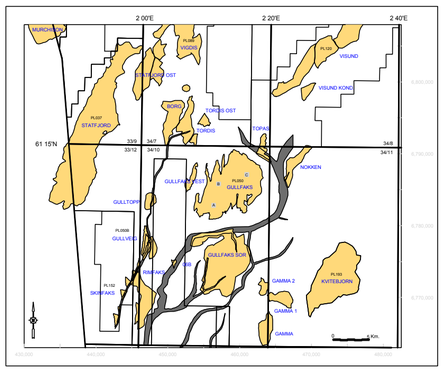
- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

Gullfaks
34/10
Base Ness 1
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN	DATE
	Atle J. sande	24 - AUG- 2007
DRAWING Z-Map		

Vedlegg 3.3.5



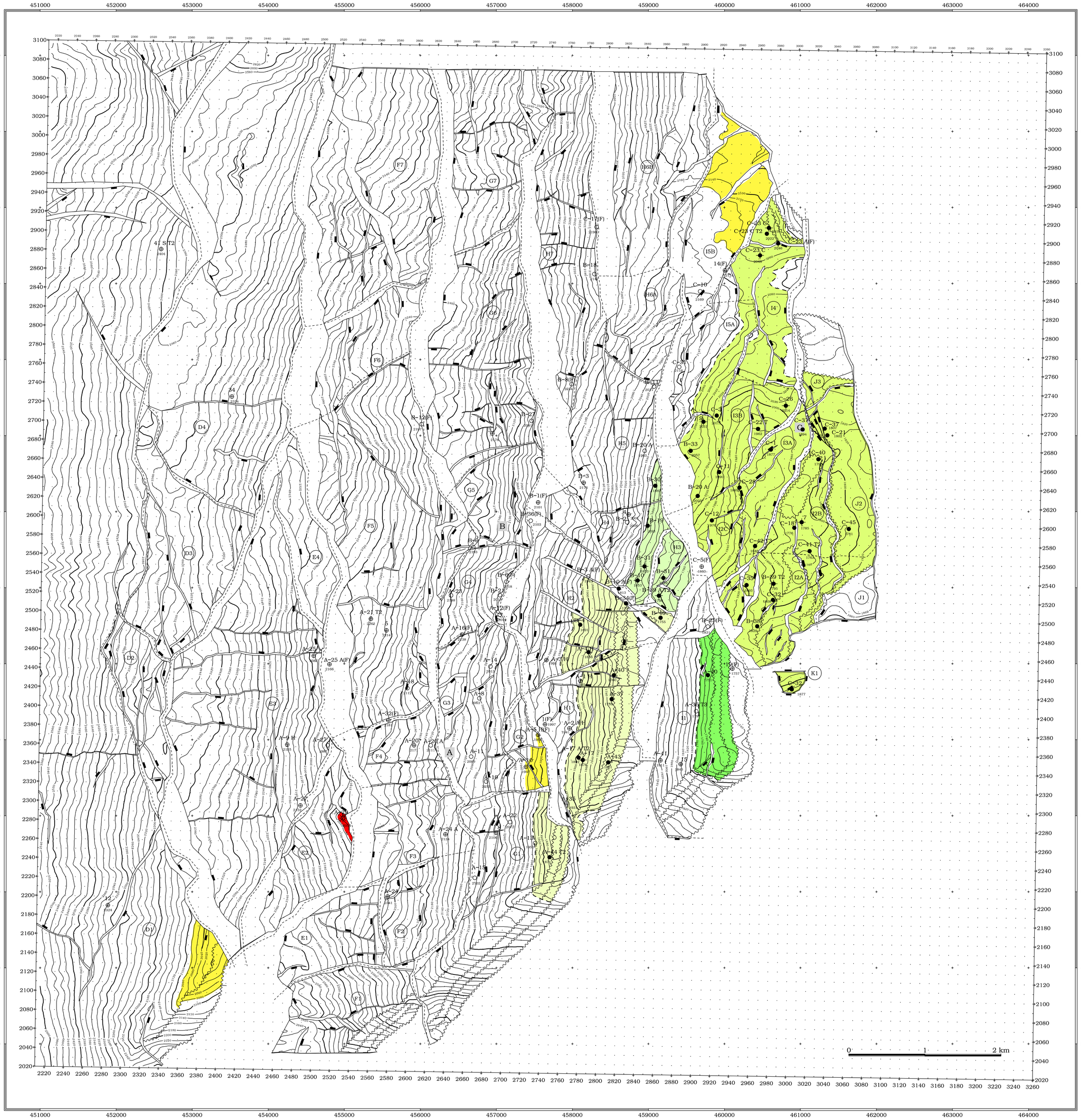
Legend

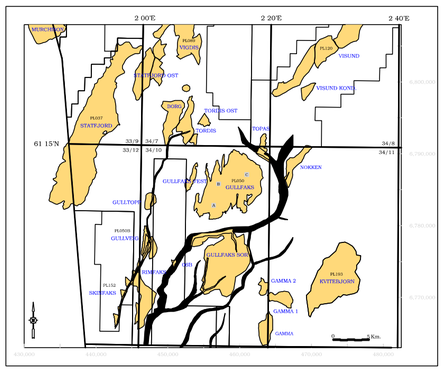
- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

GULLFAKS
34/10
Top Broom
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN O.Ra	DATE 6 - SEP - 2007
DRAWING		





Legend

- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

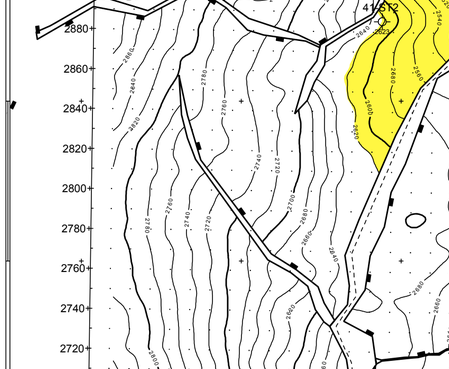
StatoilHydro

GULLFAKS
34/10
Top Cook
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN Atle J. Sande	DATE 7 -AUG-2007
DRAWING Z-Map		

vedlegg 3.3.6

Vedlegg 3.3.7



Legend

- Oil
- Gas
- Water
- Plugged and abandoned, oil
- Plugged and abandoned, gas
- Plugged and abandoned, water
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

GULLFAKS
34/10
Top Statfjord
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN	DATE
	Atle J. Sande	2 - AUG- 2007
DRAWING		

Ref.deep test in −48s

OWC 2057 MSL in −11

Ref.deep test in C−39

OWC 2138 MSL in C−14

Two oil sands in C−20−AY2 across 2283−2325 m MSL

Oil and traces of oil may occur at deeper levels in the Lunde Fm

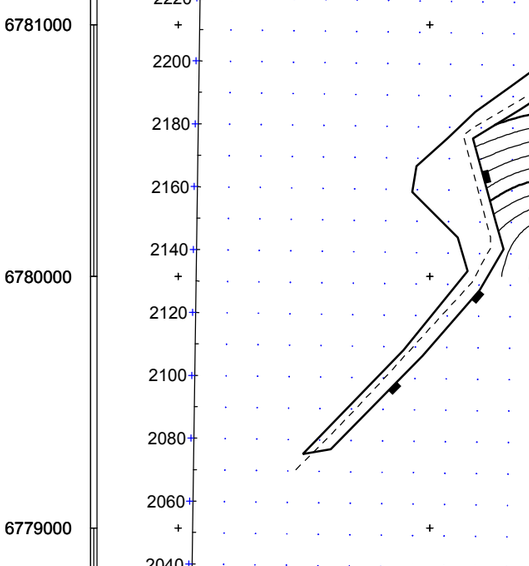
Oilfilled reservoir. Tested oil/OWC

Reservoir with uncertain recovery

Prospect

0 1 2 km

Vedlegg 3.3.8



Legend

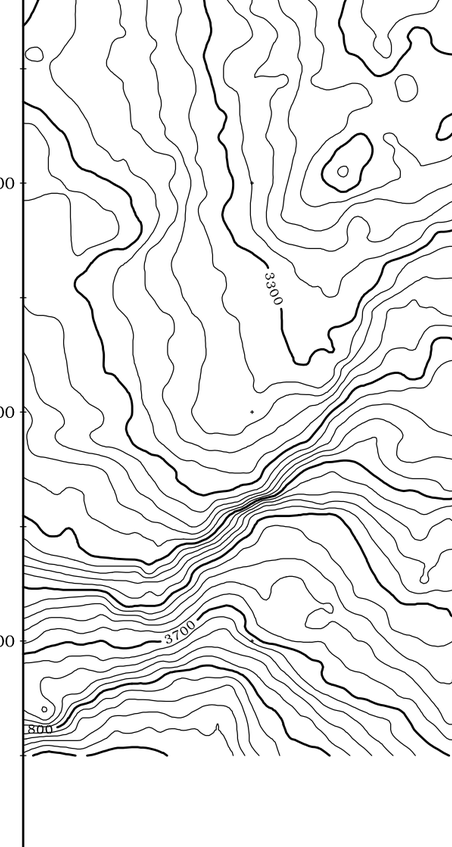
- Oil
- Water
- Traces of oil
- Segment Boundary
- OWC
- GOC
- Erosion line

StatoilHydro

34/10
Top Lunde
Structural Depth Map

SCALE	DRAWN INET	DATE 6 - AUG- 2007
DRAWING		

Vedlegg 3.7.1



TORR
GASS
GASS OG OLJE
OLJE
PLANLAGT
GASS Injeksjon
SEGMENT GRENSE
OVK
GOK
BUNN KRITT EROSJON

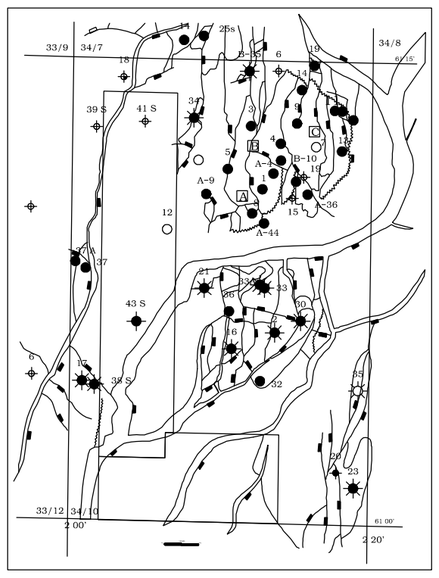
0 .5 1.0 Km.

StatoilHydro

Gullfaks Sor
34/10
Strukturelt Dybdekart
Bunn Kritt

SCALE	DRAWN	DATE 27-AUG-2007
DRAWING		

Vedlegg 3.7.2



TORR
GASS
GASS OG OLJE
OLJE
PLANLAGT
GASS Injeksjon
SEGMENT GRENSE
OVK
GOK
BUNN KRITT EROSJON

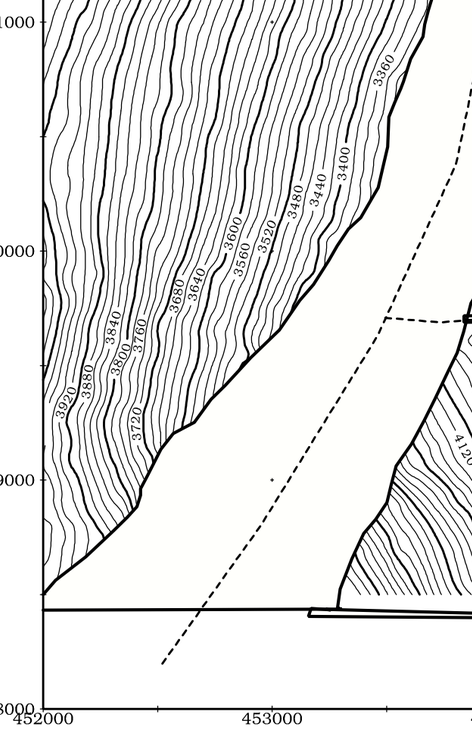
0 .5 1.0 Km.

StatoilHydro

Gullfaks Sor
34/10
Strukturelt Dybdekart
Topp Brent

SCALE	DRAWN	DATE 27-AUG-2007
DRAWING		

Vedlegg 3.7.3



- TORR
- GASS
- GASS OG OLJE
- OLJE
- PLANLAGT
- GASS Injeksjon
- SEGMENT GRENSE
- OVK
- GOK
- BUNN KRITT EROSJON

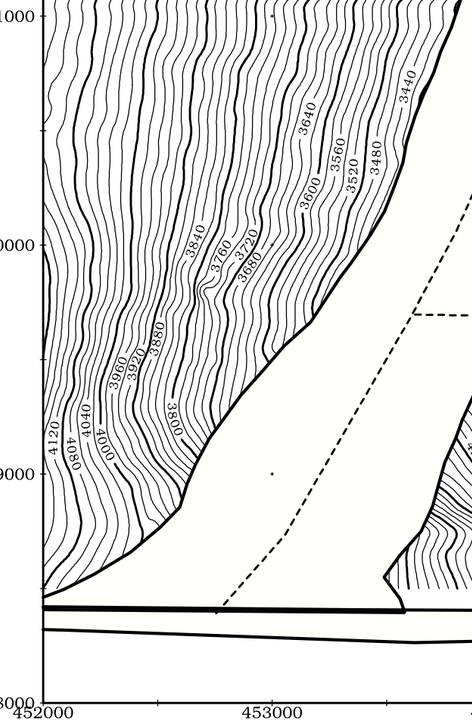
0 .5 1.0 Km.

StatoilHydro

Gullfaks Sor
34/10
Strukturelt Dybdekart
Topp Ness 1

SCALE	DRAWN	DATE 27-AUG-2007
DRAWING		

Vedlegg 3.7.4



- TORR
- GASS
- GASS OG OLJE
- OLJE
- PLANLAGT
- GASS Injeksjon
- SEGMENT GRENSE
- OVK
- GOK
- BUNN KRITT EROSJON

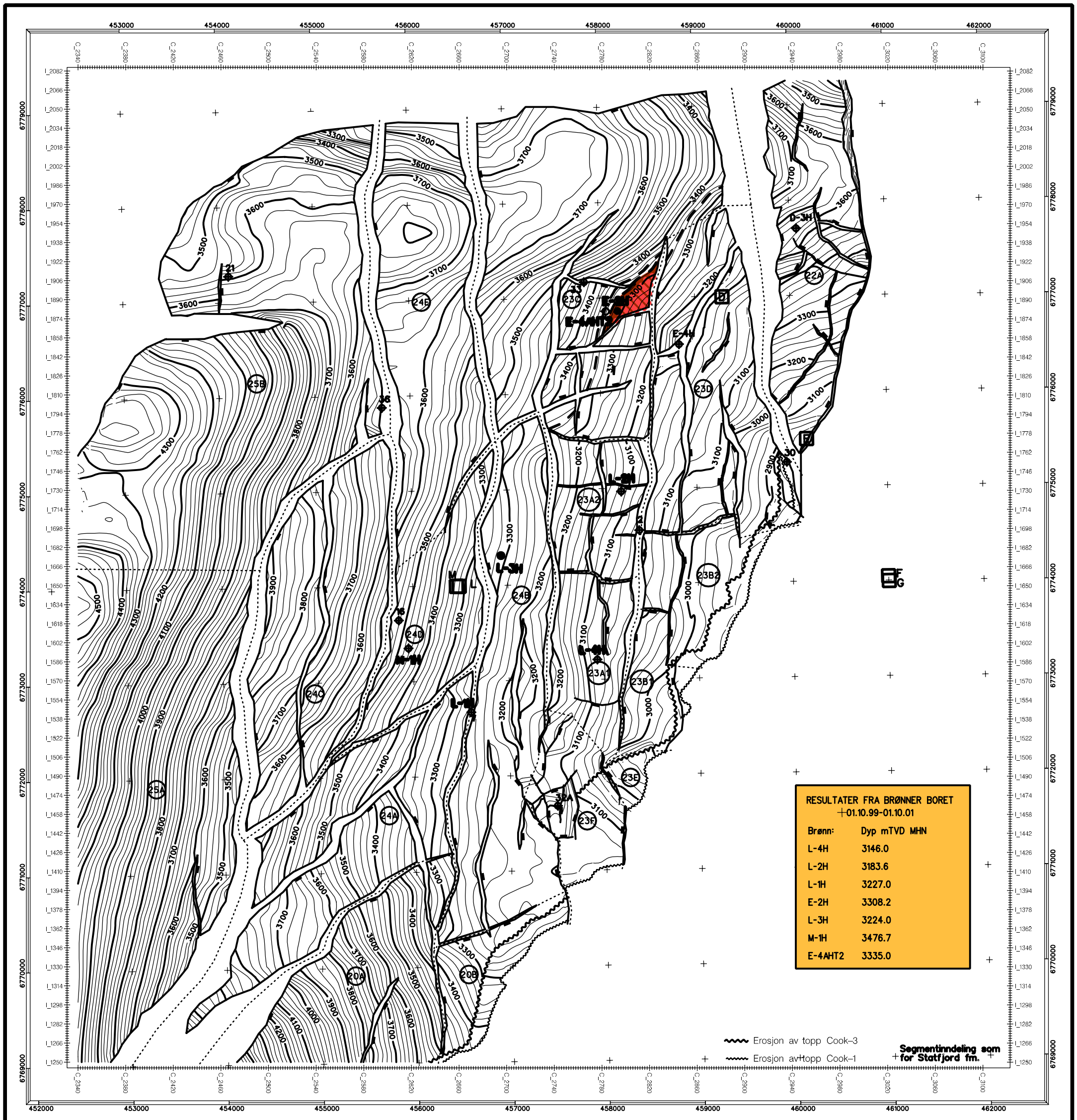
0 .5 1.0 Km.

StatoilHydro

Gullfaks Sor
34/10
Strukturelt Dybdekart
Topp Dunlin

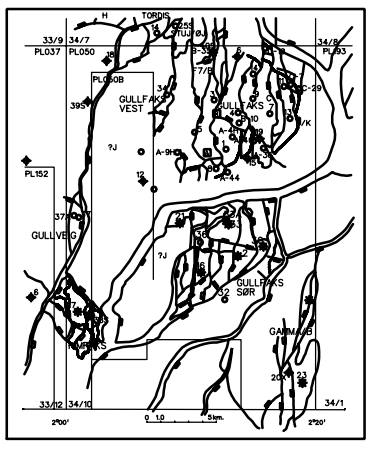
SCALE	DRAWN	DATE 27-AUG-2007
DRAWING		

Vedlegg 3.7.5



RESULTATER FRA BRØNNER BORET
01.10.99-01.10.01

Brønn:	Dyp mTVD MHN
L-4H	3146.0
L-2H	3183.6
L-1H	3227.0
E-2H	3308.2
L-3H	3224.0
M-1H	3476.7
E-4AHT2	3335.0



BRØNNSYMBOLER

- PLUGGET OG FORLATT
- TØRR
- PLANLAGT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- BUNN FORMASJON I BRØNNEN

HAVBUNNSRAMME FASE I: D, E, F og G
HAVBUNNSRAMME FASE II: M og L

NB! L–3H påviste olje i Cook

Kartet er ikke ferdig retolket og er det samme som i RSP-05

0 0.5km 2.5

StatoilHydro

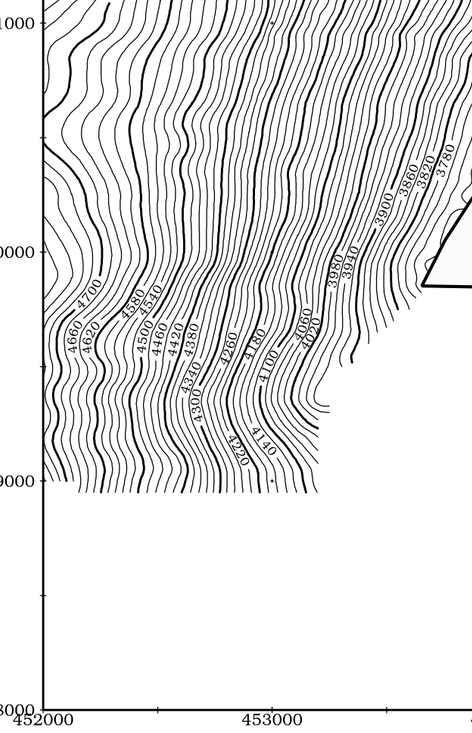
REVISJONER

NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	GULLFAKS SØR
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP COOK

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	MHN
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2004
Revisjon:	
Fagansvarlig:	ATH/LB
Tegnet av:	-alifr-margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.6



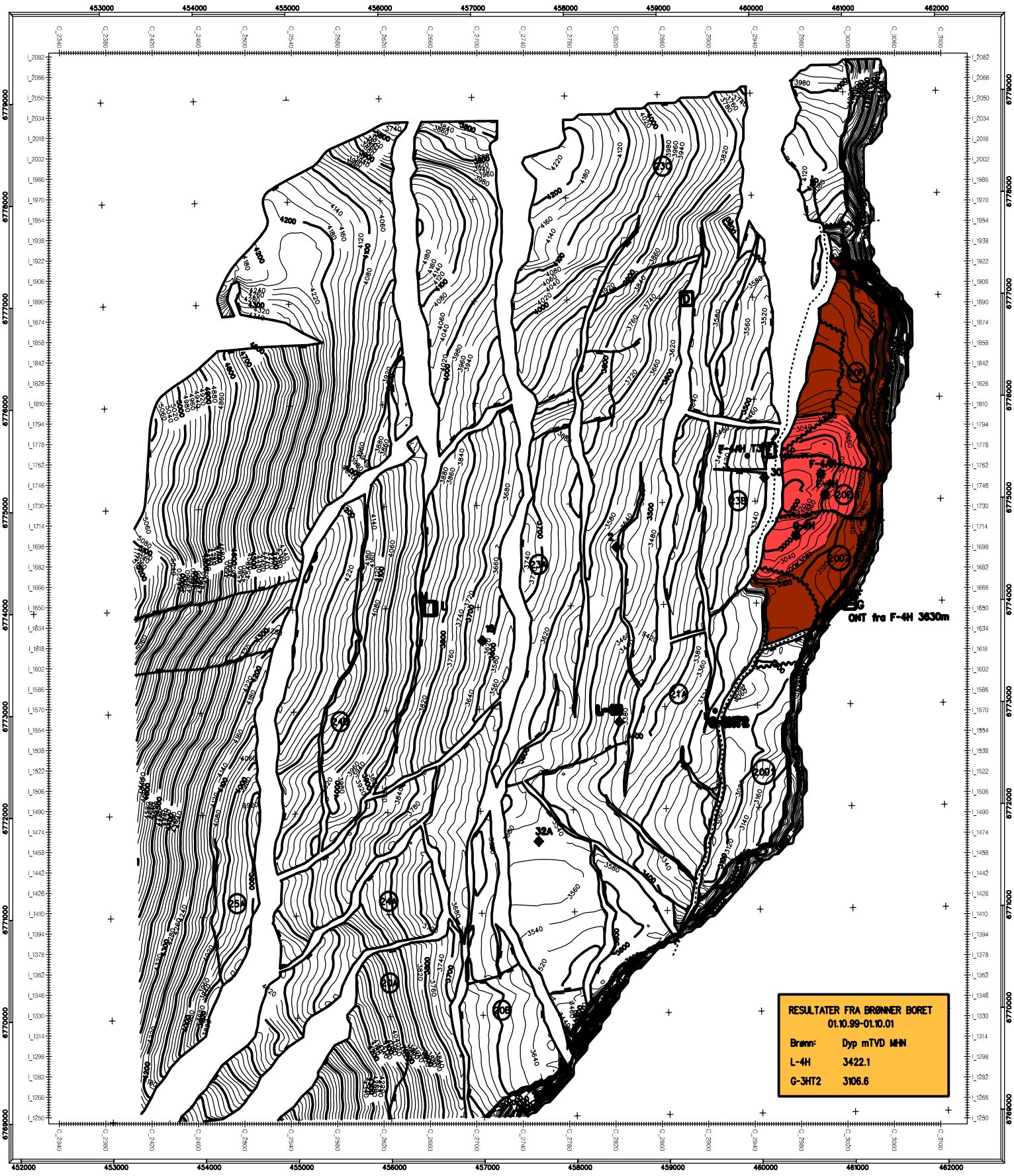
TORR
GASS
GASS OG OLJE
OLJE
PLANLAGT
GASS Injeksjon
SEGMENT GRENSE
OVK
GOK
BUNN KRITT EROSJON

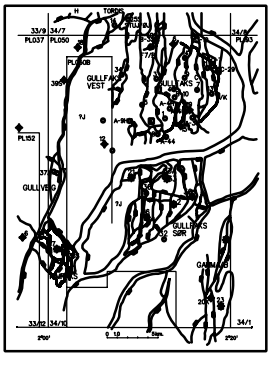
0 .5 1.0 Km.

StatoilHydro

Gullfaks Sor
34/10
Strukturelt Dybdekart
Topp Statfjord

SCALE	DRAWN	DATE 16-AUG-2007
DRAWING		





BRØNNSYMBOLER

- PLUGGET OG FORLATT
- TØRR
- PLANLAGT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- BUNN FORMASJON I BRØNNEN

HAVBUNNSRAMME FASE I: D, E, F og G
HAVBUNNSRAMME FASE II: H og L

NB!
Kartet er ikke ferdig retolket
og er det samme som i RSP-2005

0 0.5km 2.5

StatoilHydro

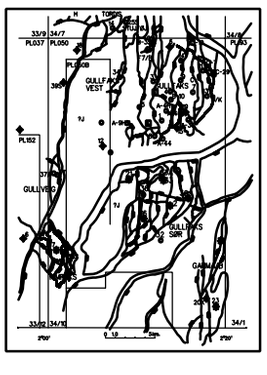
REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prosjekt	GULLFAKS SØR
Kvadrant/blokk	34/10
Linens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP LUNDE

Datakoordinater	
UTM	
Projeksjon	UTM
Sentralmeridian	3° E
Geodetisk datum	ED50
Vertikalt datum	MSL
Målestokk	1:20 000
Konturekvidistanse	20m
Geodetisk datum	
Revisjon	01.10.2001
Fagområde	JD/VLD
Tegnet av	<ikke-norgas
Sjekk i rapport	
Filnavn	
Tegnegruppe	

Vedlegg 3.7.7

Vedlegg 3.7.8



BRØNNSYMBOLER

- PLUGGET OG FORLATT
- TØRR
- PLANLAGT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- BUNN FORINGSJON I BRØNNEN

HAVBUNNSRAMME FASE I: D, E, F og G
HAVBUNNSRAMME FASE II: H og L

NB!
Kartet er ikke ferdig retolket
og er det samme som i RSP-2005

0 0.5km 2.5

StatoilHydro

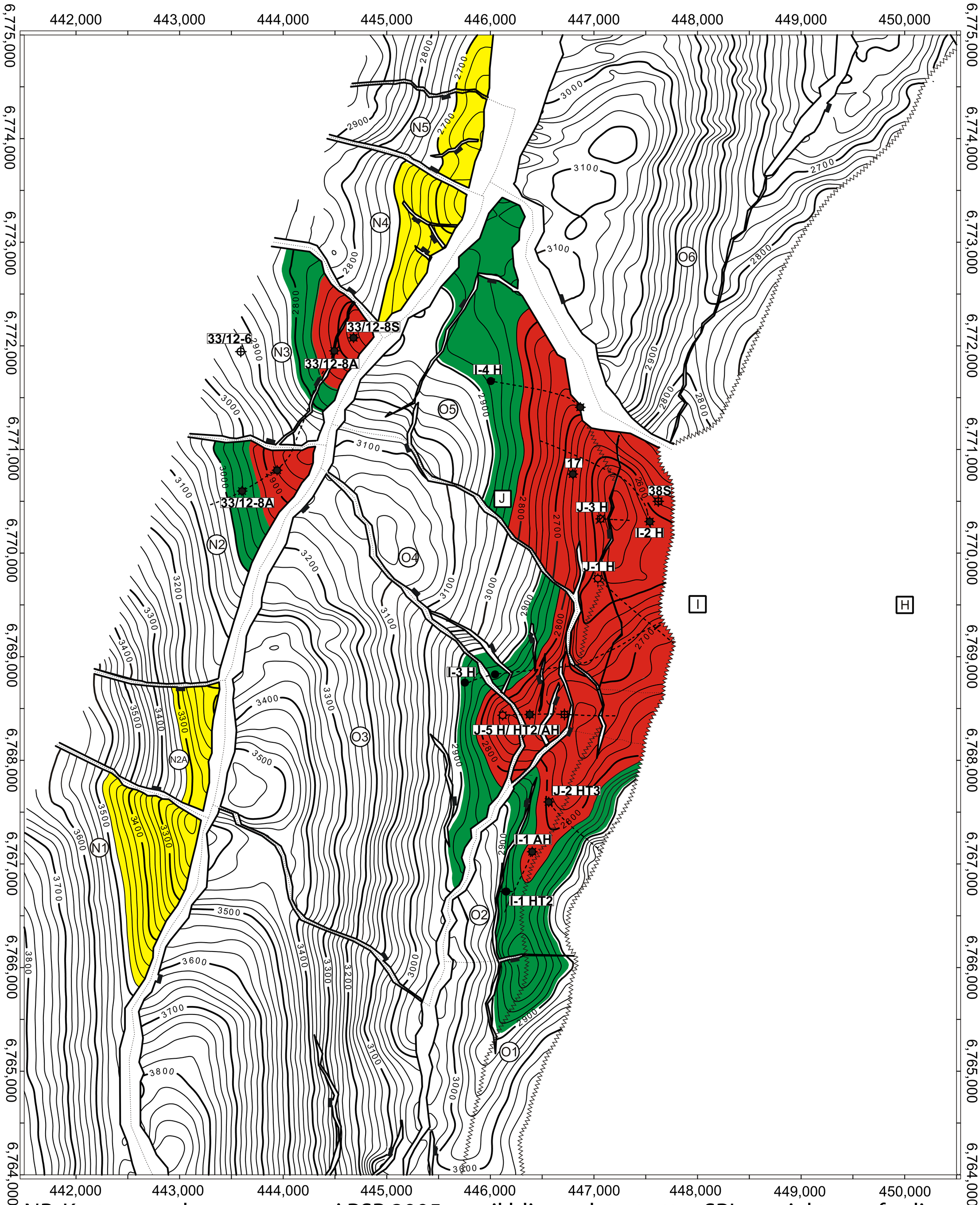
REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

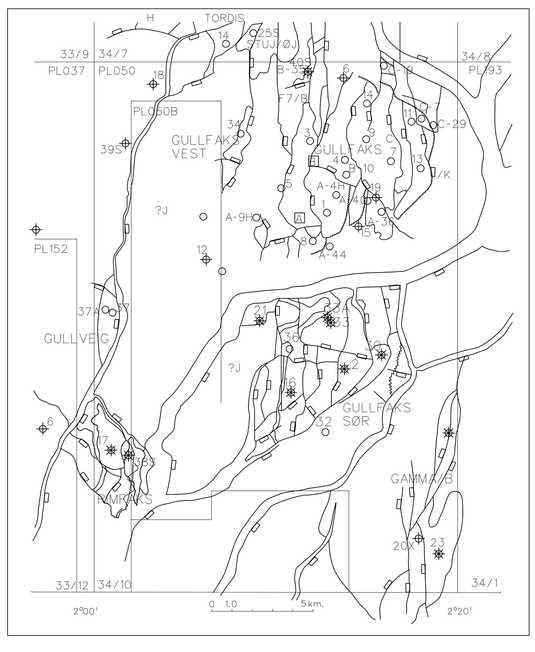
Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Feltprosjekt	GULLFAKS SØR
Kvadrant/blokk	34/10
Linnr.	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP LOMVI

Datainnsamler	
Utført	
Projeksjon	UTM
Sonebredde/akse	3° E
Geodetisk datum	ED50
Vertikalt datum	MSL
Målestokk	1:25 000
Konturekvidistanse	20m
Godkjent dato	
Revisjon	01.10.2006
Fagprogramvare	ARKUS
Import av	-ditt-navn-
Import prosjekt	
Filnavn	
Tegninger	

Vedlegg 3.7.9

NB: Kartene er de samme som i RSP 2005 og vil bli oppdatert etter SRI-prosjektet er ferdig.





BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

Erosjonslinje

0 0,5 km 2

StatoilHydro

Firma	Statoil
Land	Norge
Område	
Felt/prospekt	Rimfaks/Skinfaks
Kvadrant/blokk	
Lisens	3
Type dokument	
Horisont	Topp BRENT

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	
Sentralmeridian:	
Geodetisk datum:	
Vertikalt datum:	
Målestokk:	
Konturintervall:	
Godkjent dato:	
Revisjon:	
Fagansvarlig:	Tina Todnem
Tegnet av:	Stig K. Østre
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.10

NB: Kartet er det samme som i RSP 2005

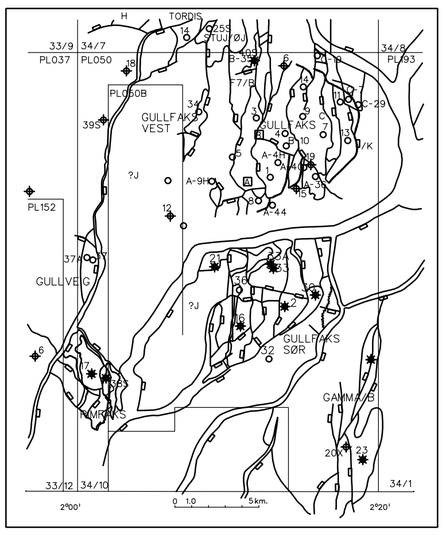
BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

KOK= 2821m TVD MHN

OVK= 2895m TVD MHN

0 0.5km 2.5



REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

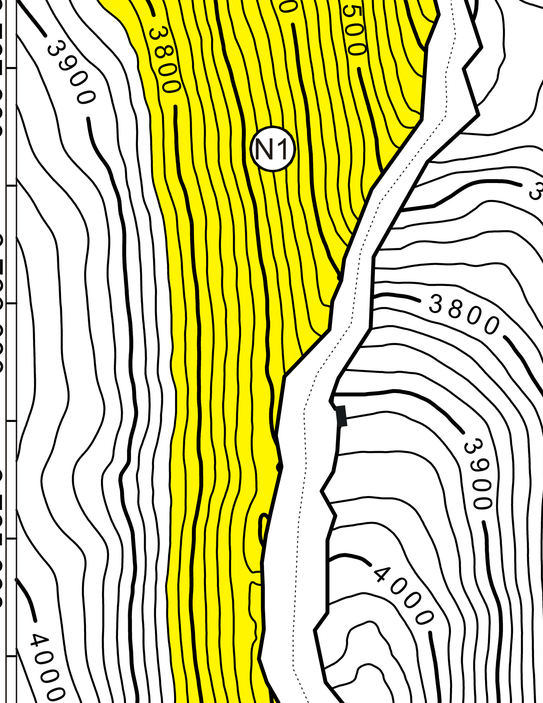
StatoilHydro

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	RIMFAKS
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP NESS

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2003
Revisjon:	
Fagansvarlig:	
Tegnet av:	margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.11

NB: Kartene er de samme som i RSP 2005 og vil bli oppddatert etter SRI-prosjektet er ferdig.



BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

Erosjonslinje

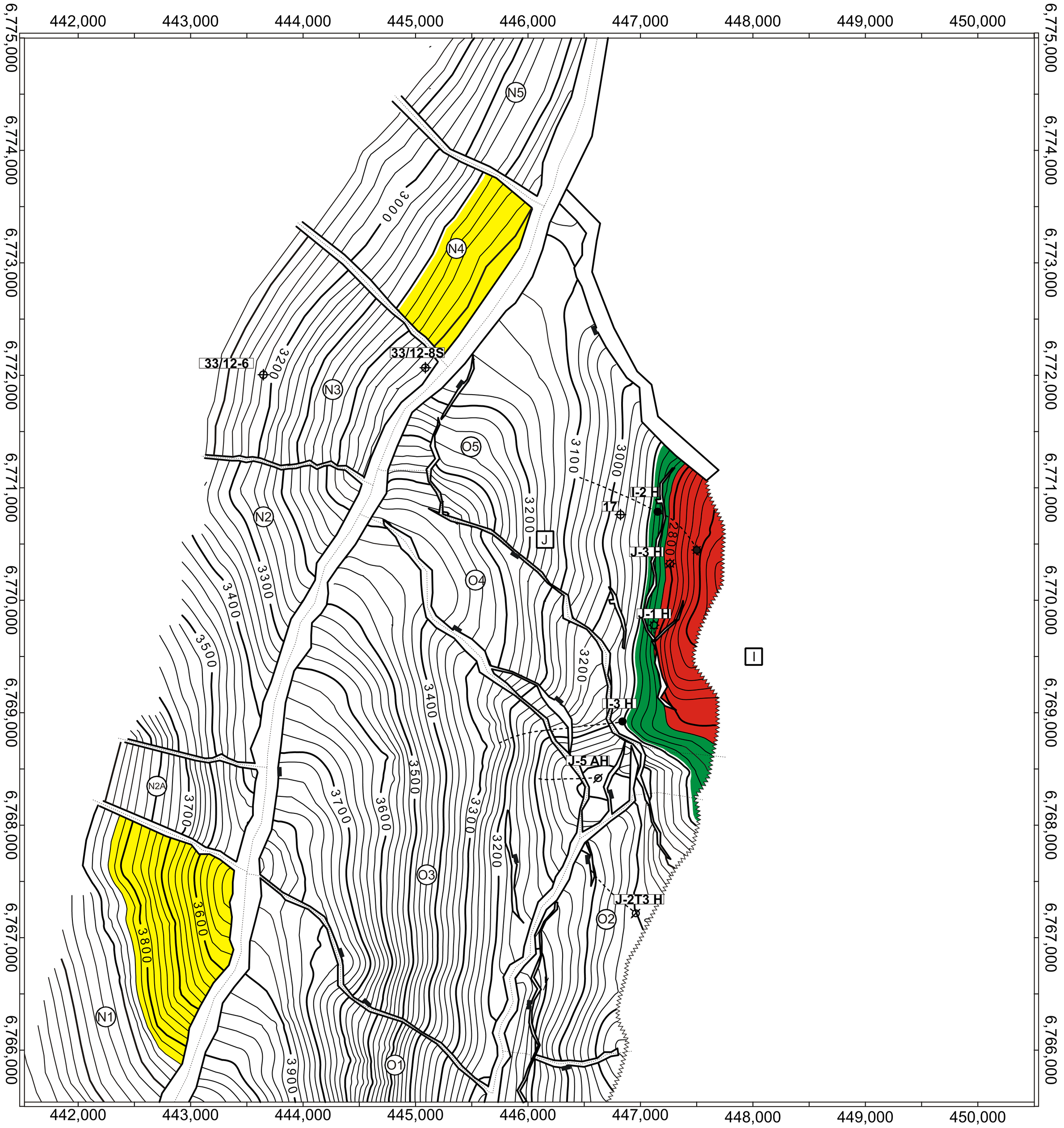
0 0,5 km 2

StatoilHydro

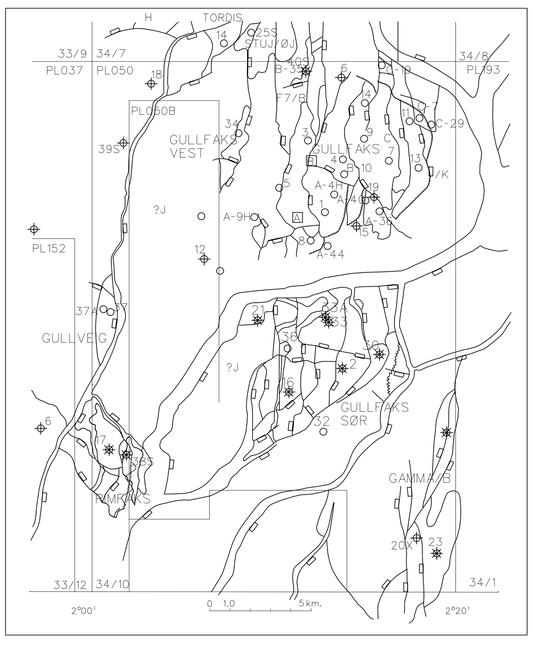
Firma	Statoil
Land	Norge
Område	
Felt/prospekt	Rimfaks/Skinfaks
Kvadrant/blokk	
Lisens	3
Type dokument	
Horisont	Topp Ness 1

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	
Sentralmeridian:	
Geodetisk datum:	
Vertikalt datum:	
Målestokk:	
Konturintervall:	
Godkjent dato:	
Revisjon:	
Fagansvarlig:	Tina Todnem
Tegnet av:	Stig K. Østre
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.12



NB: Kartene er de samme som i RSP 2005 og vil bli oppddatert etter SRI-prosjektet er ferdig.



BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

Erosjonslinje

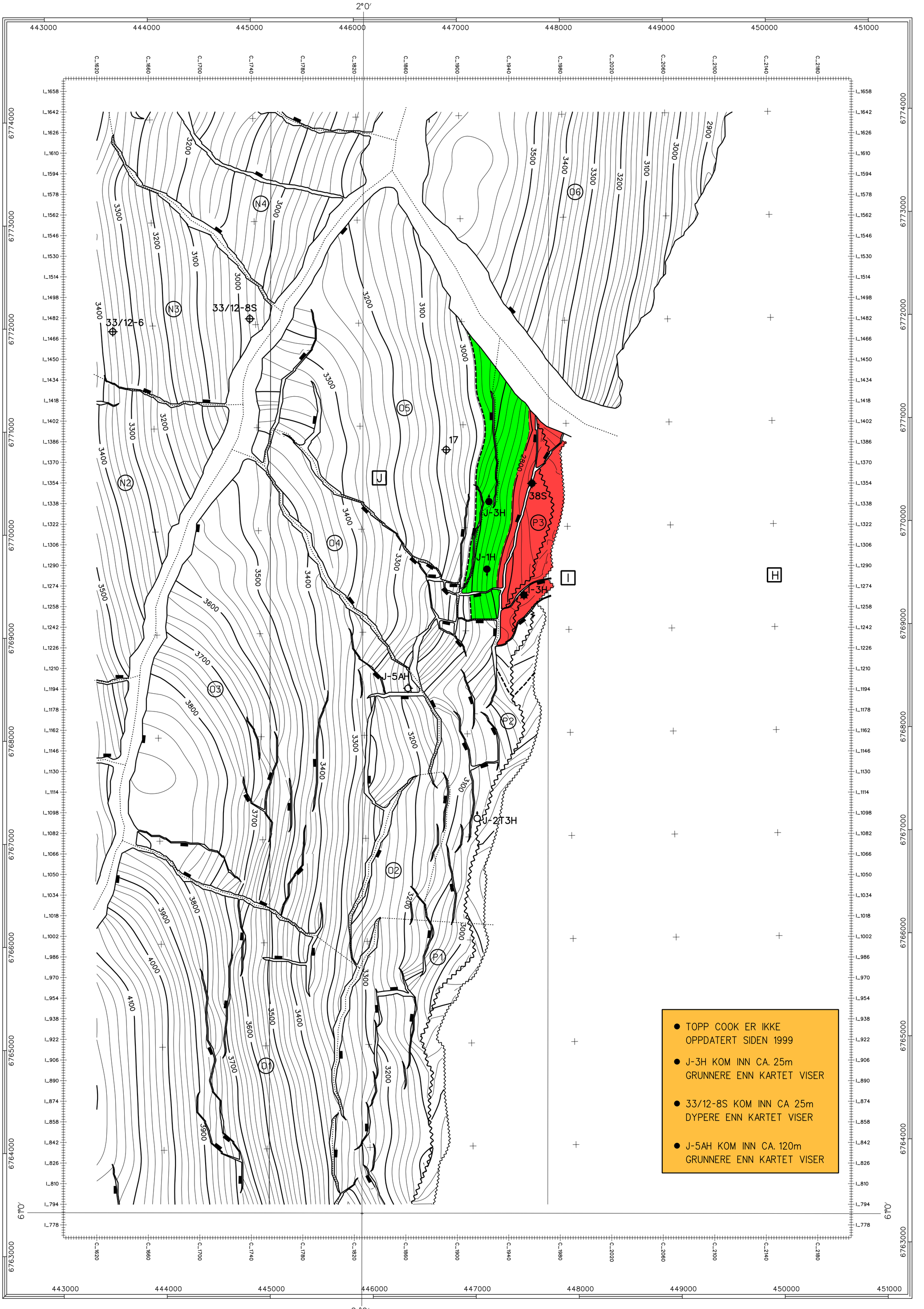
0 0,5 km 2

StatoilHydro

Firma	Statoil
Land	Norge
Område	
Felt/prospekt	Rimfaks/Skinfaks
Kvadrant/blokk	
Lisens	3
Type dokument	
Horisont	Bunn BRENT

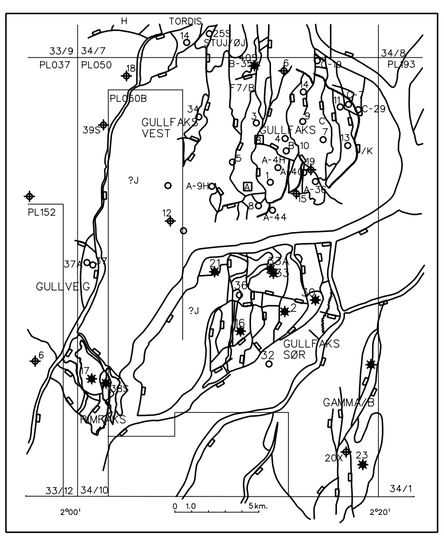
Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	
Sentralmeridian:	
Geodetisk datum:	
Vertikalt datum:	
Målestokk:	
Konturintervall:	
Godkjent dato:	
Revisjon:	
Fagansvarlig:	Tina Todnem
Tegnet av:	Stig K. Østre
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.13



- TOPP COOK ER IKKE OPPDATERT SIDEN 1999
- J-3H KOM INN CA. 25m GRUNNERE ENN KARTET VISER
- 33/12-8S KOM INN CA 25m DYPERE ENN KARTET VISER
- J-5AH KOM INN CA. 120m GRUNNERE ENN KARTET VISER

NB: Kartet er det samme som i RSP 2003



BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

TOPP COOK ERODERT
BUNN COOK ERODERT
GOK = 2805m MSL
OVK = 2979m MSL

0 0.5km 2.5

StatoilHydro

REVISJONER

NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	RIMFAKS
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP COOK

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2003
Revisjon:	
Fagansvarlig:	TODIN/JOH
Tegnet av:	margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.14

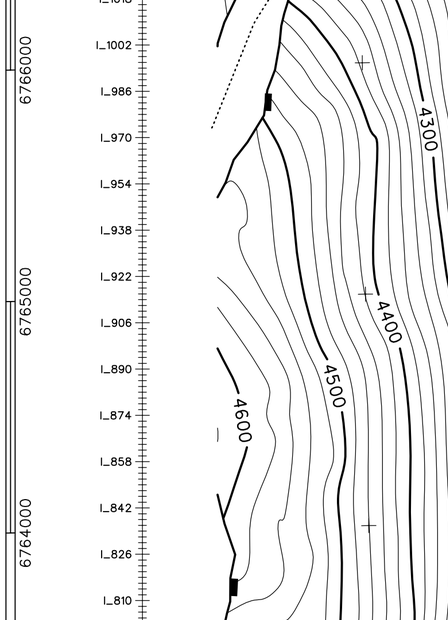
33/12-6
33/12-8S
17
J-5AH
J-2HT3
38S
J-4H
H-2AH
H-2H
H-3H
H-4H
J-1H
J-1H
H-1H/H-1AH

TOPP STATFJORD ER IKKE OPPDATERT UTENFOR HYDROKARBONSONEN PÅ RIMFAKS

- 33/12-8S KOM INN CA. 50m DYPERE ENN KARTET VISER
- J-5AH KOM INN CA. 300m GRUNNERE ENN KARTET VISER PGA FORKASTNINGER

NB: Kartet er det samme som i RSP 2003

0 0.5km 2.5



BRØNNSYMBOLER

- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

T. STATFJORD ERODERT
B. STATFJORD ERODERT

GOK - 2974m
OVK - 3080m

REVISJONER

NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

StatoilHydro

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	RIMFAKS
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP STATFJORD

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2003
Revisjon:	
Fagansvarlig:	
Tegnet av:	margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

Vedlegg 3.7.15

33/12-6

34/10-J-4 H

Brønnen 34/10-J-4 H påtraff hydrokarboner først 200m under topp Lunde Fm
Brønnen påviste olje/kondensat ned til 3644 m TVD MSL
Det er f or ventet at det er mange kontakter i Lunde for de fleste sonene antas kontakter grunnere enn 3644mTVD MSL.

NB: Kartet er det samme som i RSP 2005

0 0.5km 2.5

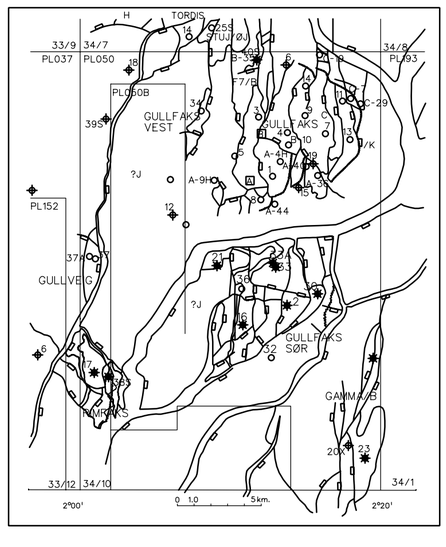
ONT - 3285m TVD MSL

KNT - 3645m TVD MSL

Erosjonslinje

BRØNNSYMBOLER

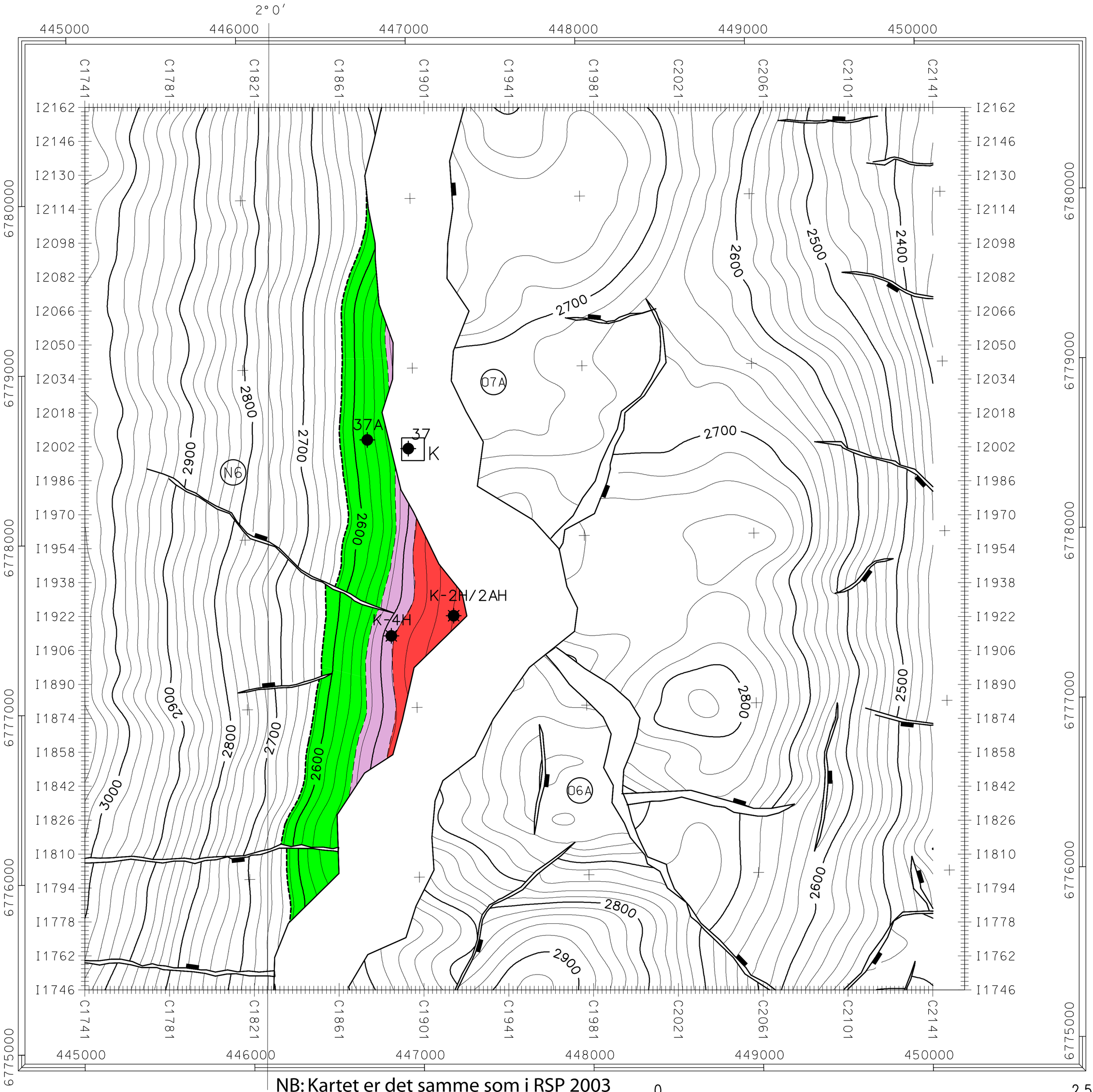
- TØRR
- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- GASS OG OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II



REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	RIMFAKS
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP LUNDE

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2004
Revisjon:	
Fagansvarlig:	TinaTodnem
Tegnet av:	TinaTodnem
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

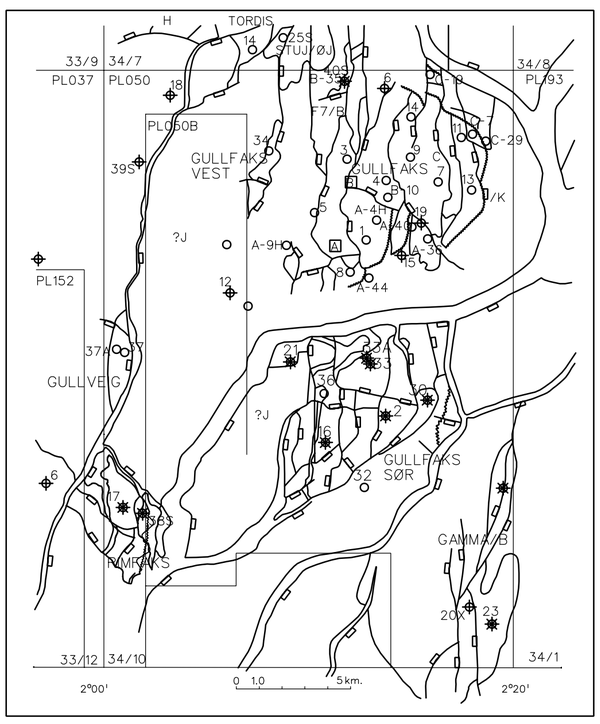


NB: Kartet er det samme som i RSP 2003

2° 0′

BRØNNSYMBOLER

0 0.5km 2.5



- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

GKK = 2480m MSL
KOK = 2535m MSL
OVK = 2622m MSL

Vedlegg 3.7.16

REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

StatoilHydro

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	GULLVEIG
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP BRENT

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	
Revisjon:	01.10.2003
Fagansvarlig:	TITO
Tegnet av:	-eilifr-margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

2° 0′

445000 446000 447000 448000 449000 450000

C1741 C1781 C1821 C1861 C1901 C1941 C1981 C2021 C2061 C2101 C2141

I2162 I2146 I2130 I2114 I2098 I2082 I2066 I2050 I2034 I2018 I2002 I1986 I1970 I1954 I1938 I1922 I1906 I1890 I1874 I1858 I1842 I1826 I1810 I1794 I1778 I1762 I1746

6780000 6779000 6778000 6777000 6776000 6775000

3100 3200 3000 2900 2800 2700 2600

37A 37 K K-2AH K-2H

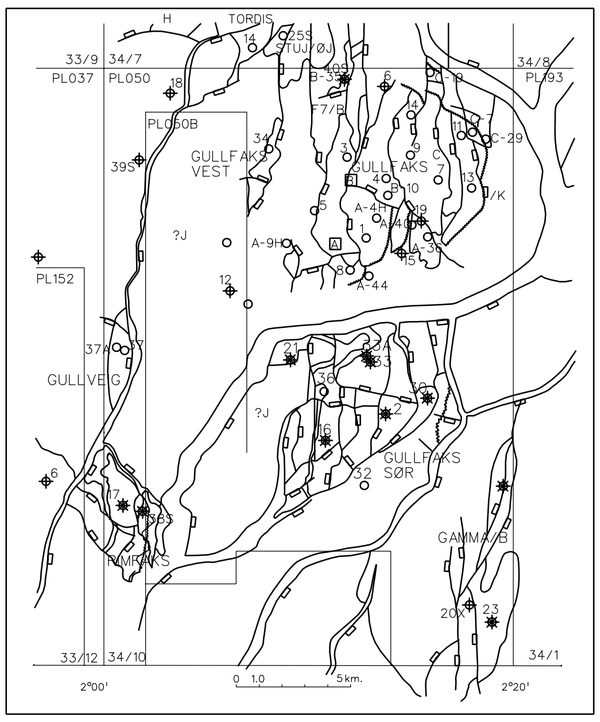
N6 O7A O6A

NB: Kartet er det samme som i RSP 2003

2° 0′

BRØNNSYMBOLER

0 0.5km 2.5



Vedlegg 3.7.17

- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

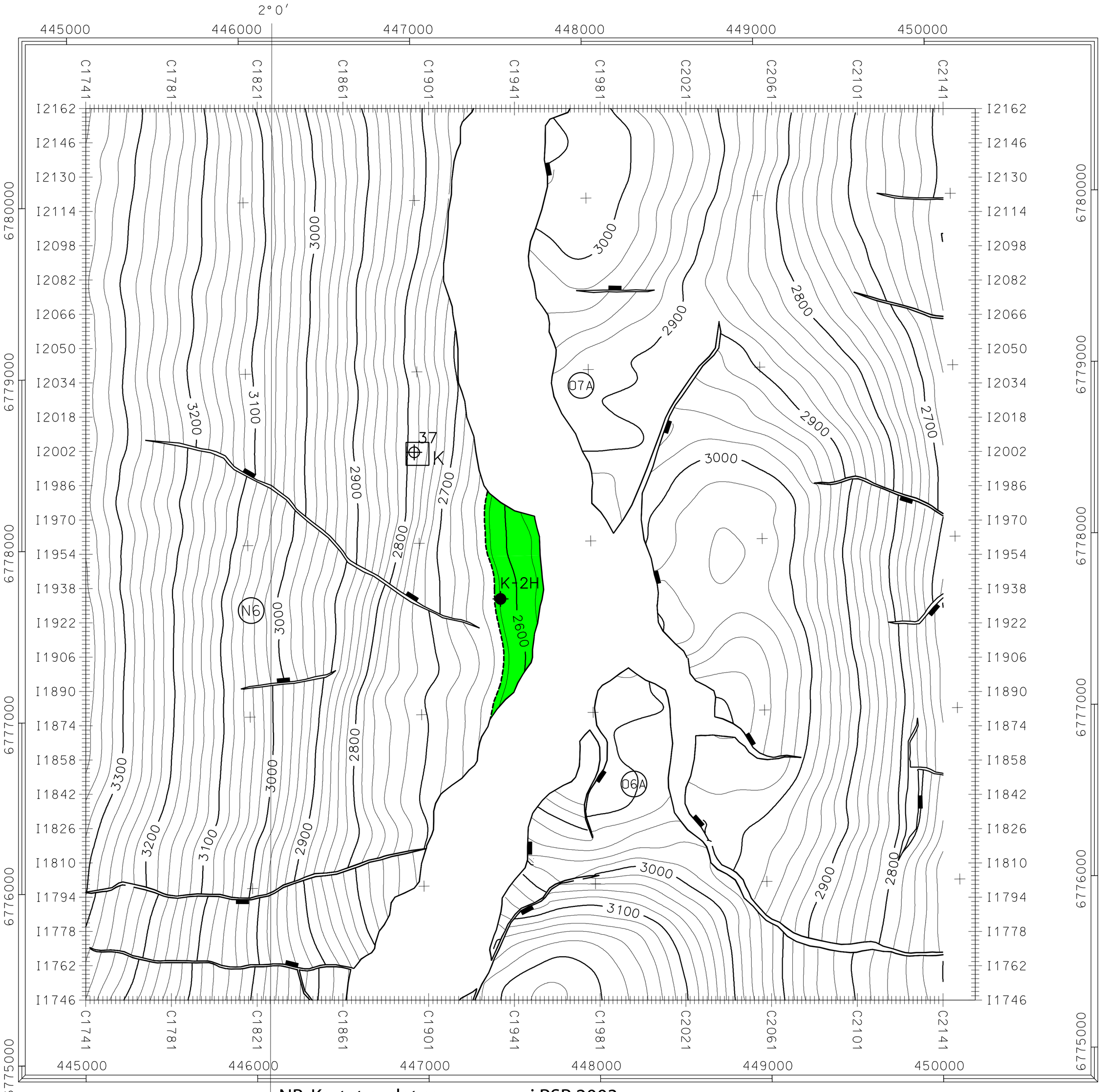
GKK = 2480m MSL
KOK = 2535m MSL
OVK = 2622m MSL

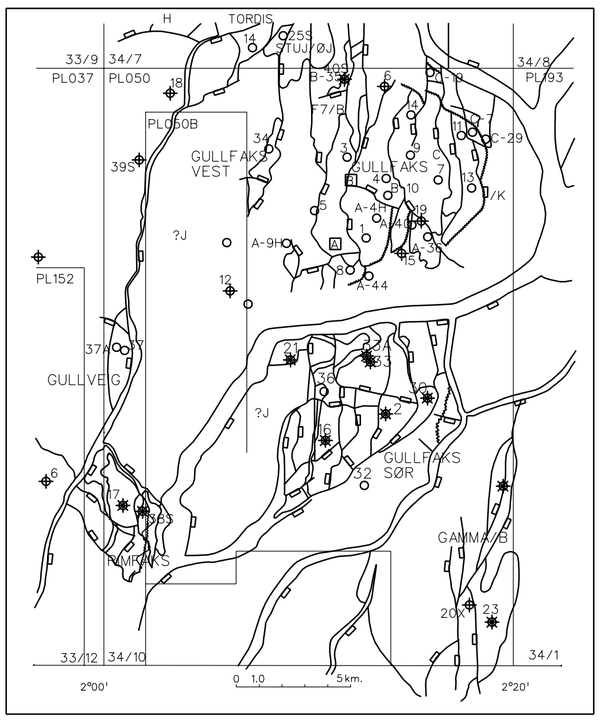
StatoilHydro

REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	GULLVEIG
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP NESS1

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	
Revisjon:	01.10.2003
Fagansvarlig:	TITO
Tegnet av:	-eilifr-margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	





Vedlegg 3.7.18

- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

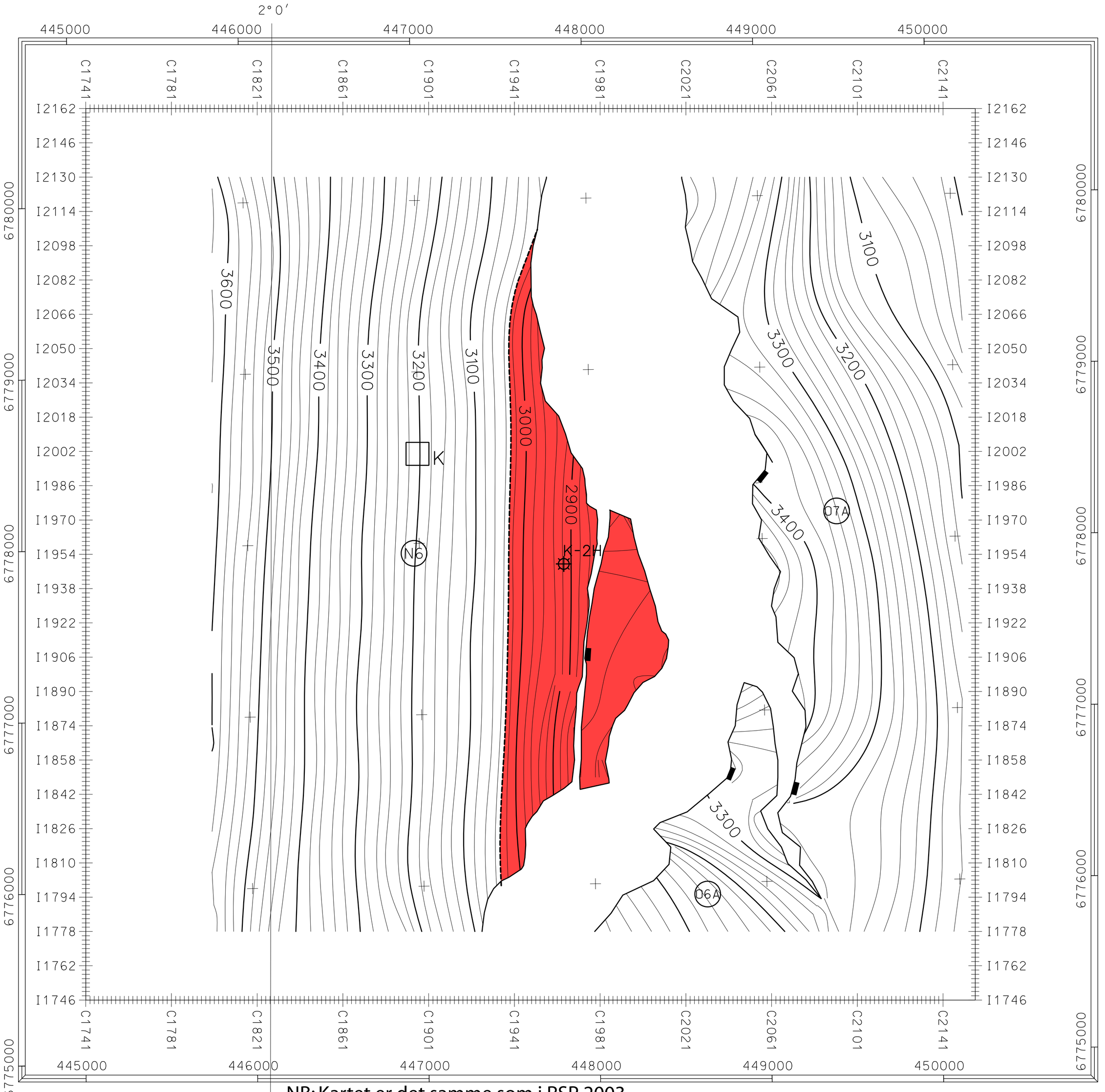
GKK = 2480m MSL
KOK = 2535m MSL
OVK = 2622m MSL

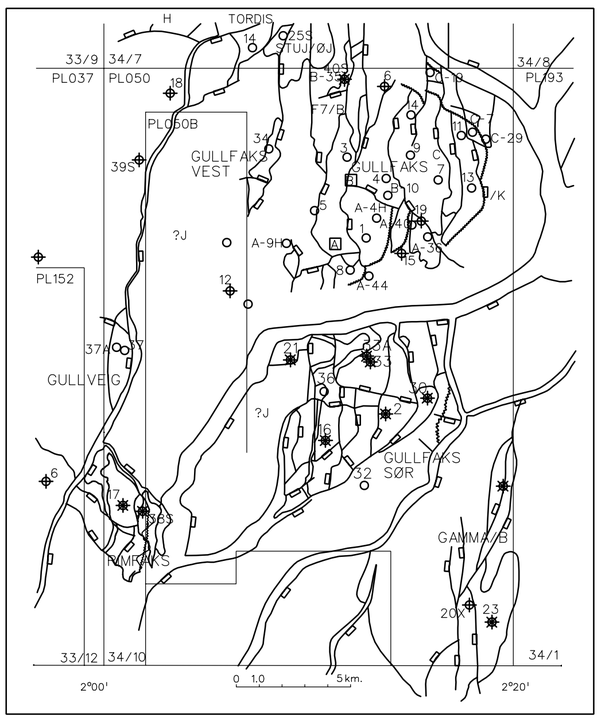
StatoilHydro

REVISJONER						
NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	GULLVEIG
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	BUNN BRENT

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	
Revisjon:	01.10.2003
Fagansvarlig:	TITO
Tegnet av:	-eilifr-margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	





Vedlegg 3.7.19

- PLUGGET OG FORLATT
- PRODUSENT
- INJEKTOR
- OLJE PÅ DETTE NIVÅ
- GASS PÅ DETTE NIVÅ
- PLUGGET, MEN IKKE FORLATT
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ HØYERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FRA NIVÅ LAVERE ENN KARTSONE
- PRODUKSJON/INJEKSJON FERDIG
- HAVBUNNSRAMME FASE I
- HAVBUNNSRAMME FASE II

GVK = 3025m MSL

StatoilHydro

REVISJONER

NR.	DATO	UTFØRT	KONTR.	GODKJENT	REVISJONSÅRSAK	SEGMENT
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

Firma	STATOIL
Land	NORGE
Område	NORDSJØEN
Felt/prospekt	GULLVEIG
Kvadrant/blokk	34/10
Lisens	050
Type dokument	STRUKTURELT DYBDEKART
Horisont	TOPP STATFJORD

Dekningsområde:	
UTM:	
Projeksjon:	UTM
Sentralmeridian:	3° E
Geodetisk datum:	ED50
Vertikalt datum:	
Målestokk:	1:25 000
Konturintervall:	20m
Godkjent dato:	01.10.2003
Revisjon:	
Fagansvarlig:	JOH
Tegnet av:	-eilifr-margun
Inngår i rapport:	
Filnavn:	
Tegningsnr.:	

4.1 Innledning 2
4.1.1 Gullfaks hovedfelt (GF HF) 2
4.1.2 Gullfaks Satellitter (GF SAT) 3

4.2 Reservoarstyring på Gullfaks hovedfelt 4
4.2.1 Tabertformasjonen 4
4.2.2 Nessformasjonen 31
4.2.3 Nedre Brent 51
4.2.4 Cook formasjonen 81
4.2.5 Statfjord formasjon, inkludert Sverdrup og Krans 99
4.2.6 Lunde 116

4.3 Reservoarstyring på Gullfaks Satellittfeltene 120
4.3.1 Gullfaks Sør Brent 120
4.3.2 Gullfaks Sør Statfjord 126
4.3.3 Rimfaks Brent 128
4.3.4 Rimfaks Statfjord 131
4.3.5 Gullveig Brent 134
4.3.6 Gulltopp 137
4.3.7 Skinfaks Brent 138

4.4 Simuleringsmodeller 140
4.4.1 Gullfaks HF Brent fullfeltsmodell 140
4.4.2 Gullfaks HF Cook 140
4.4.3 Gullfaks HF Statfjord 141
4.4.4 Gullfaks Sør Brent 141
4.4.5 Gullfaks Sør Statfjord 142
4.4.6 Rimfaks Brent 142
4.4.7 Rimfaks Cook 142
4.4.8 Rimfaks Statfjord 143
4.4.9 Skinfaks Brent 144
4.4.10 Gullveig Brent 144
4.4.11 Gullveig Statfjord 146
4.4.12 «Tordis Områdemodell» 148

4.5 Sporstoffinjeksjon på Gullfaksfeltet 149

4.6 Referanser, figurer og tabeller 161
4.6.1 Referanser 161
4.6.2 Figurer 161
4.6.3 Tabeller 162

4.7 Fløммingskart 164

4.1 Innledning

Dette kapittel er en detaljert statusrapport over reservoarstyringen på alle feltene innenfor de ni Gullfaks-lisensene. Hovedtrekkene i reservoarstyringen preges av at hovedfeltet er inne i en haleproduksjonsfase, mens satellittfeltene nærmer seg tidspunktet for beslutning om økt gass-salg. Nye forekomster knyttes også opp mot eksisterende anlegg. Høy ressursutnyttelse og høyest mulig lønnsomhet er overordnede mål for Statoil og medeierne i PL050/050B/050C/ 050D/037B/037E/152/277/277B. Økt oljeproduksjon (ØOU) er et nøkkelbegrep for å nå målene og det vises til kapittel 9 for beskrivelse av tiltak som planlegges og teknologi som anvendes.

Gullfaks hovedfelt har vært i drift siden 1986, og omtrent 93 % av de antatt utvinnbare reservene er produsert. Hittil har en kombinasjon av lavere restoljemetning enn opprinnelig antatt, større kunnskaper om reservoarene og store teknologiske framskritt gjort at utvinnings-graden er økt fra ca 44 % til 60 % i løpet av de siste 12 år. Dette representerer mye olje og store økonomiske verdier. Det er et viktig mål å øke utvinningsgraden ytterligere for hovedformasjonene.

Gullfaks Satellitter har vært i produksjon siden 1998, og 60 % av basis olje-/kondensat-reservene er produsert. Antatt utvinningsgrad på GF Satellitter 29 % i snitt. Utvinningsgraden varierer for de ulike reservoarene, da det er stor forskjell på kompleksitet. Gullveig Brent og Rimfaks Statfjord har en antatt utvinningsgrad på henholdsvis 45 % og 51 % av olje-/kondensatreservene, mens Gullfaks Sør Brent og Gullfaks Sør Statfjord bare har henholdsvis 19 % og 13 %. Økt bruk av DIACS/MLT brønner og TTRD sidesteg antas å øke utvinningsgraden, spesielt på Gullfaks Sør.

4.1.1 Gullfaks hovedfelt (GF HF)

På Gullfaks hovedfelt er formasjonene Tarbert, Ness, Etive/Rannoch, Cook, Statfjord, Krans og Lunde oppdelt i egne dreneringsområder som det er laget utviklingsplaner for i kapittel 4.2. Hvert dreneringsområde består av en eller flere forkastningssegmenter (f.eks. F og G) som igjen er oppdelt i flere delsegmenter (f.eks. F2, F3, F4 og F5). Et dreneringsområde er definert slik at det danner en naturlig dreneringsmessig enhet i reservoaret. Det vil i praksis si et område med sterkt begrenset kommunikasjon med omkringliggende dreneringsområder. Gullfaks hovedfelt består av mange slike dreneringsområder.

Hovedregelen er at produserte volumer fra hvert dreneringsområde skal erstattes av injisert masse, slik at reservoartrykket opprettholdes over oljens metningstrykk. I enkelte områder er det dessuten en viss innstrømming fra omkringliggende vannbassenger, slik at naturlig trykkvedlikehold oppnås helt eller delvis. Det er kun enkelte områder som dreneres uten dedikert vanninjeksjon. Årsaken kan være at omkringliggende vannbasseng så langt har gitt tilstrekkelig støtte (f.eks. Tarbert fm., segmentrekke E), eller at produktiviteten for området er så lav at boring av dedikert injektor ikke har fått prioritet til nå (f.eks. i Gullfaks Vest). På Gullfaks hovedfelt er det stort sett benyttet linjedriv ved vanninjeksjon. Produsentene er da

plassert høyt eller halvhøyt på strukturen, mens injektorene ligger nedflanks i eller så nær vannsonen som mulig. Det har vist seg at stor vannsirkulasjon fører til reservoarforsuring, med dannelse av hydrogensulfid (H_2S) som resultat. Dette er en korrosiv og helsefarlig gass, som er uønsket i prosessanlegget. Stor produksjon av H_2S har ført til at brønner har blitt permanent plugget, midlertidig stengt, eller/og konvertert fra produsent til vanninjektor for å oppnå en lavere H_2S-produksjon.

Gassinjeksjon ble i sin tid aktuelt på grunn av manglende transportrettighet i Statpipe. I dag er planene for gassinjeksjon utvidet, idet det har vist seg at gassinjeksjon har positiv effekt på produksjonen. I tillegg til å «lagre» overskuddsgass, bidrar reinjeksjon av gass til ekstra reservoarenergi, drenering av «loftsolje», redusert vannkutt og ekstra løft.

Alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG) og syklisk gassinjeksjon/oljeproduksjon benyttes i både Brentgruppen, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen. Hensikten er at gassen skal migrere mot toppen av strukturene og fortrenge olje oppflanks produsentene nedover mot disse. Dermed produseres olje som ellers kan være vanskelig å drenere.

Hoveddreneringsmekanismen for Gullfaks hovedfelt er kontinuerlig vannsirkulering for økt sveip og trykkvedlikehold. Denne strategien har en kun delvis lykkes med de siste årene, og boring av vanninjektorer er identifisert som en av de viktigste prioriteringer i årene som kommer. Boring av flere injektorer vil være viktig av flere årsaker, blant annet:

- Nye injektorer kan plasseres slik at sveipretningen endres for dermed å øke volumetrisk sveip.
- Flere injektorer vil medføre at man blir mindre sårbar, idet trykkstøtten ikke vil være avhengig av en enkelt injektor.
- Injektorer komplettert med DIACS vil kunne gi god fleksibilitet, for eksempel slik at flere reservoarsoner, eventuelt periodevis, kan motta trykkstøtte fra en og samme injektor. Det vil være viktig å opparbeide seg erfaring med bruk av DIACS-utstyr i injektorer på Gullfaks.
- Store trykkforskjeller soner imellom kompliserer boring av nye brønner. Flere injektorer (og DIACS løsning) kan bidra til bedre styring av trykkene i forkant av boreprosjekter.

Boring av flere injektorer er foreløpig å regne som et identifisert tiltak for å nå ambisjonene for økt utvinning (kapittel 9), og dette er enda ikke tallfestet i form av reserver. Modeller brukes i noen grad på Gullfaks hovedfelt, og det er pågående et betydelig arbeid for å bygge nye modeller som beskrevet i kapittel 4.4. En oversikt over sporstoffinjeksjon både i vann- og gass-injektorer er beskrevet i kapittel 4.5.

4.1.2 Gullfaks Satellitter (GF SAT)

Gullfaks Satellitter betegner feltene Gullfaks Sør, Rimfaks, Gullveig, Skinfaks og Gulltopp, samt omkringliggende prospekter innenfor et avgrenset areal sør for Gullfaksfeltet definert som «GF SAT-området» (figur 1.1.1). Det er besluttet og igangsatt utvikling av væskeressursene i Gullfaks Sør Statfjord, Gullfaks Sør Brent, Rimfaks Statfjord, Rimfaks Brent, Gullveig Brent og Skinfaks, samt gassressursene i Gullfaks Sør Brent. Gassressursene i

Rimfaks Brent, Rimfaks Statfjord, GF Sør Statfjord og Gullveig Statfjord omtales som GF Satellitter Senfase, og ligger foreløpig i ressursklasse 4. Gulltopp og Alun er også besluttet igangsatt, produksjon fra disse feltene vil starte i 2008.

En sentral utfordring på GF SAT er å begrense den naturlige økningen av gass/olje-forholdet i brønnstrømmen, samt å holde en lav vannproduksjon. En baserer seg på utstrakt bruk av horisontale brønner boret i reservoarets fallretning for å:

- Treffe de utvalgte sander med større robusthet for geologisk (strukturell) usikkerhet.
- Oppnå flest mulig dreneringspunkter i hver sandsekvens, og gjerne i forskjellige forkastningsblokker, med et lite antall brønner.
- Forsinke gjennombrudd av vann og gass, ved å holde en optimal avstand fra både vannsone og gasskappe/gassinjektor.

Hoveddreneringsmetode for GF SAT er produksjon med gassinjeksjon, med unntak av Gullveig Brent (støtte fra omkringliggende vannbasseng, bergartskompaksjon og ekspansjon av hydrokarbonsonen). I Rimfaks Brent og Statfjord er det tilnærmet trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon. I GF Sør Brent og GF Sør Statfjord er det gassinjeksjon i deler av reservoaret. Produksjon fra Gulltopp og Skinfaks vil få hjelp av gassløft når trykket blir lavt i reservoaret. Det er ingen vanninjeksjon på Gullfaks Satellitter.

Dynamiske simuleringsmodeller brukes i stor grad som grunnlag for utvinningsstrategier på GF SAT. I kapittel 4.4 finnes en kort beskrivelse av de ulike modellene, med status for hver av dem.

4.2 Reservoarstyring på Gullfaks hovedfelt

4.2.1 Tabertformasjonen

4.2.1.1 Generelt

Dreneringsmekanisme
Reservoaret dreneres stort sett meget gunstig ved hjelp av et naturlig vanndriv kombinert med vanninjeksjon i nord og vest, og det antas at utvinningen fra reservoaret vil bli høy. Lave residuelle metninger blir bekreftet av metningslogger. Vannsonen gir et godt bidrag til trykkstøtten, men mesteparten av trykkstøtten kommer fra vanninjeksjon. Vanninjeksjon i Tarbert fungerer godt fordi:

- De gode reservoaregenskapene gjør at de fleste injektorene kan settes langt fra produsentene slik at dreneringen blir god.
- Trykket i reservoaret kan holdes på et slikt nivå at løfteproblemer kan unngås når brønnene etter hvert får et høyt vannkutt.
- Forkastninger gjør at reservoaret står i direkte kontakt med andre reservoar, særlig Ness. Overinjeksjon i Tarbert bidrar derfor til trykkstøtten i Ness.
- Høyt trykknivå i nord gir trykkstøtte i den sørligste delen av reservoaret.

For at den positive utviklingen av reservoaret skal forsette er det viktig at injisert mengde balanserer uttaket for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette innebærer relativt høy injeksjonsrate i vanninjektorene som er plassert lengst vekk fra produsentene. Injeksjon i brønner langt unna produsentene gir en bred strømningsfront og dermed bedre volumetrisk sveip av reservoaret. For vanninjektorer som er plassert nærmere produsentene, må injeksjonsratene vurderes i hvert enkelt tilfelle for å unngå betydelig vanngjennombrudd. For å øke utvinningen ytterligere, vil det også være viktig å snu dreneringsretningen slik at volumetrisk sveip øker (se innledningen til kapittelet).

Tarbert, spesielt Tarbert-2/3, dreneres stort sett meget bra vertikalt.
Metningslogger har imidlertid vist (for eksempel i B-8 og B-13AT2) at tungmineralsonen i Tarbert-3 og skifere fra og med Tarbert-2A til og med Tarbert-1A, kan fungere som barrierer. Dette er også observert i 4D-dataene fra -99 i området mellom B-15 og B-20. Topp og bunn av Tarbert-reservoaret krever derfor ekstra oppmerksomhet for å unngå at mobil olje blir liggende igjen.

Tarbert-1 har dårligere egenskaper enn Tarbert-2/3. Tarbert-1B er tykkere og har bedre egenskaper enn Tarbert-1A, spesielt i midtre deler av feltet (segment H4-H5).

Kommunikasjon
Kommunikasjonen nord - sør innenfor hver segmentrekke på hovedfeltet er mye bedre enn kommunikasjonen øst - vest mellom segmentrekkene, og flømming skjer stort sett fra nord mot sør. Tidligere var det antatt å være svært dårlig kommunikasjon mellom segmentrekke G og H i Tarbert. Resultater av sporstoffinjeksjon i brønnene B-37, A-12 og A-19AT3 tyder på at det ikke er tilfellet over hele forkastningslinjen.

Trykkdata indikerer at segmentrekke D og E er i god kommunikasjon med Gullfaks Vest, Gullveig- og Tordisfeltet (vestlig provins). Reservoarene i segmentrekke D og E har egne kontakter og oljetyper i forhold til hovedfeltet, og trykkdata indikerer også at disse segmentene ikke kommuniserer med resten av Gullfaks HF.

Trykkstudie av Tordis Øst, vestlig provins, B-35 og Brent i segmentrekkene F og G på hovedfeltet, indikerer mulig trykkommunikasjon mellom de tre områdene med «tap» av Gullfaks injeksjon til Tordis.

Gassinjeksjon
I tillegg til hovedfortrengningsmekanismen vanninjeksjon, er gassinjeksjon benyttet i GFA-området og senere i GFC-området for å øke utvinningen i toppen av reservoaret og gi lettere kolonne i brønnene. Dette har vist seg å være et godt supplement til vanninjeksjon, og spesielt i GFA-området har dette vært svært vellykket. Siden produksjonen på GFA er begrenset av gassbehandlingskapasiteten, må imidlertid gassinjeksjonen til tider begrenses utover det som er ønskelig for reservoaret. Dette gjelder i områder der produsentene har fått gassgjennombrudd. I dag virker det som fortrengingseffekten ved gassinjeksjon i stor grad er over, men gassen gir likevel et verdifullt løft for brønner med tung kolonne.

Fløммingskart
Det er laget fløммingskart for topp Tarbert (Vedlegg 4.7.1) og Tarbert-1 (Vedlegg 4.7.2).

Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi
Se kapittel 5.

Samproduksjon
Se kapittel 5.

Produksjons med reservoartrykk under metningstrykk
Det er ikke tillatt å produsere Tarbert-2/3 under metningstrykket. Det er imidlertid gitt generell tillatelse til å produsere Tarbert-1 under metningstrykk. Tarbert-1 produseres ofte sammen med Ness-3D.

Det er ingen segment i Tarbert-2/3 med reservoartrykk under metningstrykk.
Tarbert-1 (B-37) i segment H1 har i perioder produsert med reservoartrykket under metningstrykket.

Lavtrykksproduksjon
Se kapittel 5.

Utfordringer
Produksjon i brønner med høy GOF eller høy vannkutt
Det økte oljeproduksjonspotensialet i forbindelse med gassinjeksjon/VAG avhenger sterkt av at tilhørende produsenter blir testet ofte. Manglende testing kan lett føre til at vi produserer med unødvendig høy GOF eller med unødvendig høyt vannkutt.

Modent reservoar
En annen utfordring er å lokalisere gjenværende reserver etter hvert som reservoaret blir mer modent. 4D-seismikk er et pålitelig og verdifullt hjelpemiddel for Tarbert formasjonen.

4.2.1.2 Tarbert inkludert Krans i Segmentrekke D

Tabell 4.2.1: Ressurser, utvinning og antall brønner i Tarbert i segmentrekke D (Gullfaks volumrapport, 1999).

Segment	Tilstedeværende olje og kondensat M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
D1, D3 & D4	7,9	3,0	38	3,9	49	1	0

Tabell 4.2.2: Ressurser, utvinning og antall brønner i Krans i segmentrekke D (Gullfaks volumrapport, 1999).

Segment	Tilstedeværende olje og kondensat M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
D2 & D3	0,49	0,18	38	0,25	50	1	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.1, 4.2.2 og 4.2.3.

I **segment D1** injiserte **A-48 B** vann fra august 2002 til november 2003. Det ble en for kort injeksjonsperiode til å konkludere om brønnen gav tilstrekkelig trykkstøtte til segmentene D og E på Gullfaks feltet, Gullfaks Vest, Tordis og Gullveig, som til en viss grad er antatt å kommunisere. RFT trykkene i A-48B viste at den øvre sonen i brønnen, først tolket som en mulig kondensatfylt Krans sand, og den nederste Tarbert sonen hadde samme trykk. Dette tydet på at de to sonene var i kommunikasjon, og det ble besluttet å konvertere A-48B til produsent. GOK var ukjent, og det var forventet en forholdsvis høy GOF i brønnen ved produksjonsstart. Dersom gasskappen var liten, ville det bety at et stort oljevolum var tilgjengelig under, og dermed kunne produseres i A-48B. Om gasskappen var stor, kunne gassen eksporteres etter behov. Brønnen ble satt på produksjon i slutten av desember 2003, og produserte med en lav oljerate (ca. 150 Sm^3/d), en høy GOF (3000 Sm^3/Sm^3) og ingen vannproduksjon, som forventet. Fem måneder senere, i mai 2004, ble brønnen testet med avtagende GOF (1000 Sm^3/Sm^3) og økende oljerate (500 Sm^3/d), noe som antydet at tilgang til gassen var begrenset, muligens en liten gasskappe. Vannproduksjonen var økende (vannkutt på ca. 10 %), noe som var uventet dersom Krans sanden skulle inneholde et så stort oljevolum som antatt med en liten gasskappe. To måneder senere var GOFen redusert til 300 Sm^3/Sm^3, noe som gjorde det mulig å endre styringskriterium til ASR, og dermed få økt uttaket. Vannkuttet var da økt til 40 %. I april 2005 var vannkuttet på ca 74 %, da brønnen døde fordi den ikke klarte å løfte en så tung kolonne. Det er to mulige tolkninger: Den ene er at det er en lekkasje bak casing som gjør at vann er produsert fra vannsonen (waterflow logg var ikke mulig pga sand i brønnbanen). Ionedata fra produsert vann, som indikerer at det er en blanding av både formasjonsvann og injeksjonsvann, er ikke entydig nok til å utelukke lekkasje bak casing. Den andre tolkningen er at volumet som A-48 B drar på er mye mindre enn først antatt. Det er nå anslått et utvinnbart oljevolum som, om det omregnes til HKPV, tilsvarer volumet som kunne være i en unik Tarbert-2B sone som strakk seg fra topp til bunn av strukturen. Det vil si at det ikke eksisterer noen Krans sand, kun en Brent gruppe. Gassen funnet på toppen kan fortsatt forklares med en opprinnelig gasskappe, eller det kan være løsningsgass fra da reservoartrykket var under kokepunktet. Dette er mulig basert på tilgjengelig data, men ikke påvist. Det er planlagt å bore et sidesteg fra A-48B i det samme segmentet for å avklare om det er Brent eller Krans sand i D1 segmentet og produsere ut antatt gjenværende reserver (PAB(K)D12).

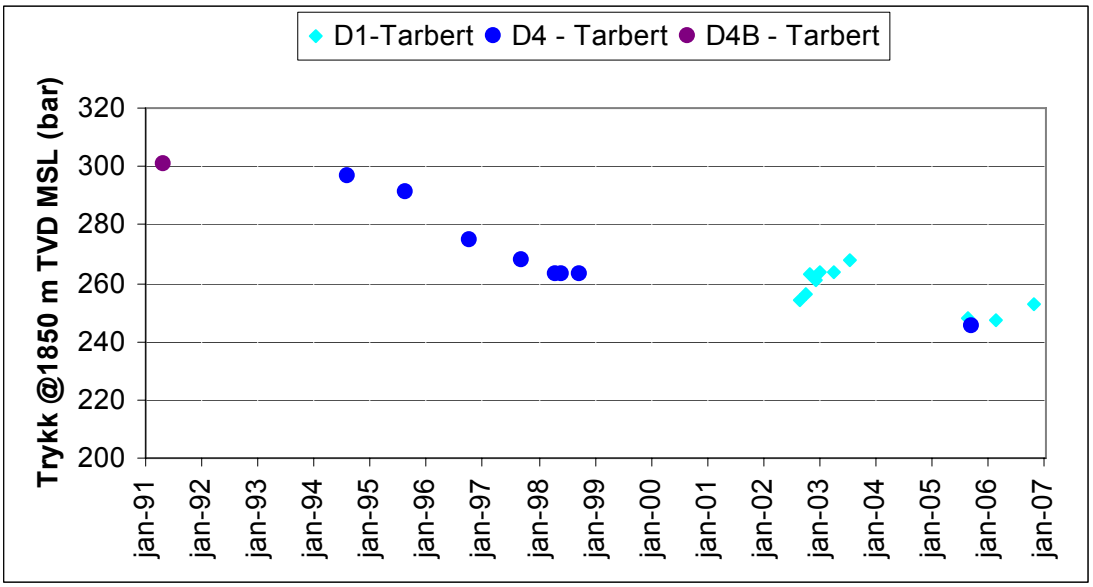
Prospektet i **D2 segmentet** (PBTD21) ble gjennomboret høst 2003 i B-42 E/F med noen tekniske problemer. Basert på den seismiske tolkningen burde reservoaret mest sannsynlig bestå av en hydrokarbonfylt Tarbert formasjon, men det var en mulighet for en kondensatfylt Krans sand. I februar 2004 startet produksjon i B-42 F fra en isolert kondensatfylt Krans sand med høy GOF (1300 Sm^3/Sm^3), lav oljerate (200 Sm^3/d) og uten vann. Det ble ikke påvist noen vannbasseng, og produksjonen tyder på at det ikke er trykkstøtte. Bunnhulltrykket har falt med 30 bar siden oppstart, men ser nå ut til å ha stabilisert seg. Brønnen er ikke optimalt plassert med hensyn på optimal kondensat utvinning fordi den ligger høyt på strukturen, men det er forventet minst 20 % utvinningsgrad fra segmentet vha. B-42F.

B-42 B i Krans i **segment D3** har vært stengt siden jan-03. Brønnen ble høsten 2003 sidestegsboret til B-42 C/D i Tarbert i segment D3. Deretter ble den sidestegsboret videre til segment D2 (se over).

Brønn **B-29 BT3**, som kun er perforert i Tarbert i **segment D4**, har siden oppstarten i 1994 drenert et større område enn først antatt. Brønnen er optimalt plassert, og er fortsatt på produksjon med høyt vannkutt (95%).

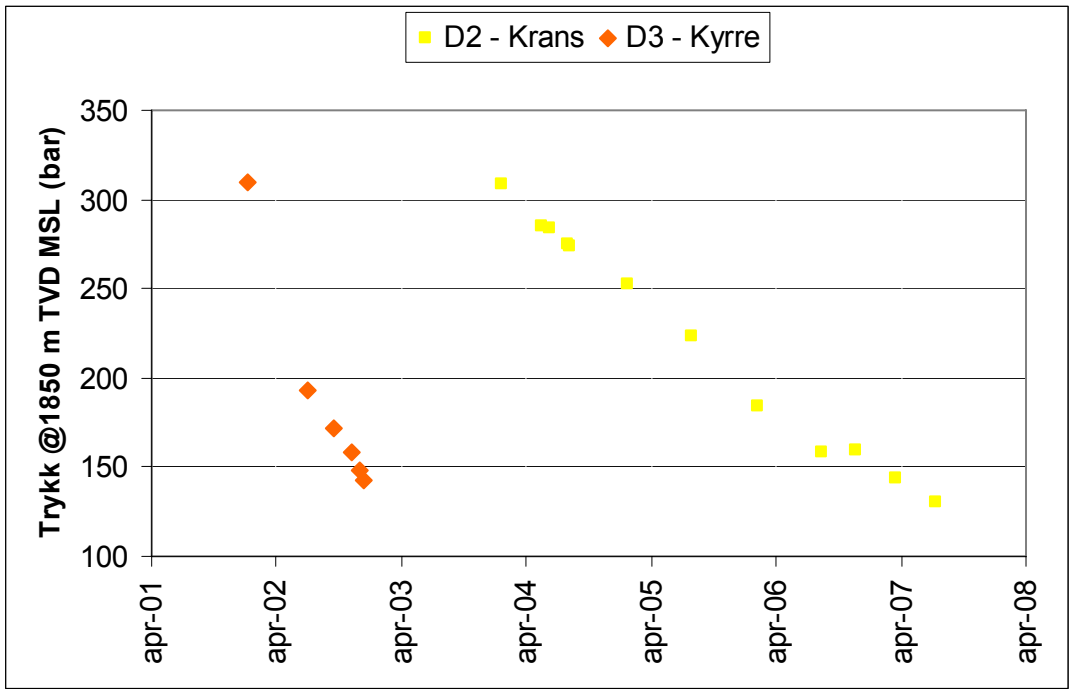
Trykkutvikling
Trykkstøtten til Gullfaks Vest kommer fra en stor vannsone som strekker seg fra Gullveig i sør til Tordis i nord. Tarbert i hele segmentrekke D og E tilhører samme trykksystem.

Trykket i Gullfaks Vest er sterkt påvirket av produksjonen på Tordis og Gullveig.
Det er også tolket at det kan være kommunikasjon mot Gullfaks hovedfelt, mest sannsynlig i et begrenset område mellom D4 og F6. Dessverre sviktet den permanente trykkmåleren i B-29BT3 høsten -98, noe som vanskeliggjør en kontinuerlig oppfølging av trykket. Mellom august 2002 og november 2003 ble det injisert vann i A-48 B i Tarbert (D1). Senere er det observert en trykkøkning i segment D1 og i rekke E, noe som muligens kan skyldes denne injeksjonen. I desember 2003 ble A-48 B konvertert til produsent, og reservoartrykket sank på nytt i hele området. Dette vises i A-48B som har stått innestengt siden april 2005.
Trykkutviklingen i Tarbert i segmentrekke D er vist i Figur 4.2.1.



Figur 4.2.1: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen i segmentrekke D. D1-trykkene er representert ved A-48B, mens B-29BT3 representerer D4. For sistnevnte brønn er datapunkt fra september 2005 basert på målt brønnhodetrykk, noe som medfører en relativt stor usikkerhet.

Siden Krans i D2 og D3 segmentene er isolerte sandkropper uten tilstrekkelig intern trykkstøtte, faller trykket fort etter produksjonsstart. Utviklingen er vist i Figur. 4.2.2.



Figur 4.2.2. Trykkutvikling i Krans i segment D2 og D3.

Videre utvikling

I **segment D1** er det aktuelt å sidestegsbore **A-48 B** til en horisontal brønn gjennom hele strukturen. Denne var opprinnelig tolket som en Krans sand, men kan likevel vise seg å være Brent. Den nye brønnen **A-48 C** kan påtreffe og produsere sekvensielt fra oljefylt Tarbert, Ness og Etive. Det er imidlertid noe usikkert om målet (**PAB(K)D12**) vil bli boret fra denne slissen grunnet konkurranse med Statfjord-målet Alun.

B-42F i **segment D2** kan produsere inntil reservoartrykket eller behovet for gass ikke tillater det lenger. Slissen er for øvrig definert som ledig for sidesteg.

4D seismikken fra 1999 viste at området i den nordvestlige delen av feltet, **segment D4B**, var ufløммet. Oljen i området kan produseres ut med et sidesteg fra B-12 (**PBTD41**). En ny 3D seismikk ble skutt sommeren 2003, og ny 4D seismikk prosessert høsten 2003 viste et uendret flømmingsbilde for dette segmentet. Boremålet er bekreftet og utvidet med et prospekt i segment D5 (**PBTD51**)med en funnsannsynlighet på 75 %. Den nye produsenten B-12 A kan på sikt konverteres til vanninjektor for å gi bedre trykkstøtte til segmentene D og E på Gullfaksfeltet, og samt muligens Tordis, Gulltopp og Gullveig.

Tabell 4.2.3: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken D.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PABD12/ PAKD12 (A-48 C?)	D1	2011	700	Slisse og oppstartstidspunkt er usikkert grunnet konkurranse med Statfjordmål Alun.
PBTD41/ PBTD51 (B-12 A)	D4B/D5	2008	1100	ØOU mål lokalisert ved letebrønn 34/10-34 Bekreftet ufløммet i 1999. Ny 4D seismikk viser at det fremdeles er ufløммet.

4.2.1.3 Tarbert i Segmentrekke E

Tabell 4.2.4: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke E. (Gullfaks volumrapport, 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
E2 + E3	6,7	4,6	68	5,1	76	1	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.4 og tabell 4.2.5.

A-48 ble høsten 2001 boret til et prospekt i Statfjord i segment D1 som viste seg å være vannfylt. Før innboring i Statfjord ble det påvist gass ned til 2119 m SVD MHN (svarer til en kolonne på 15 m) i Tarbert i **segment E1**. Volumet med gass var imidlertid så lite (0,075 G Sm^3 i et Tarbert reservoar som var trykkavlastet) at det ble bestemt å sidestegsbore brønnen til Brent i segment D1.

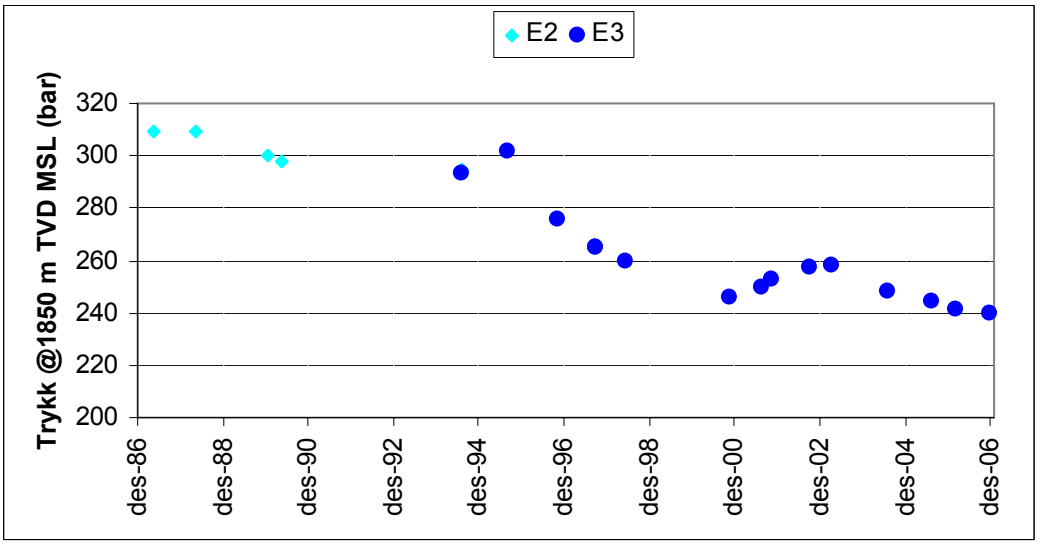
Tre brønner er boret inn i **segmentene E2 og E3**: A-9H, A-27 (tilbakeplugget) og A-42. A-9H var en havbunnsbrønn som ble boret inn i segment E3, og perforert i Tarbert-2 og Tarbert-1. Brønnen ble stengt, og J- røret ble overlevert til GF SAT i mars -98. Da brønnen ble stengt produserte den over 1000 Sm^3 /d med olje. A-42 ble boret horisontalt fra nord mot syd, gjennom Tarbert-1, Ness og Tarbert-2/3 i E3. Deretter ble det boret videre en horisontalseksjon inn i E2 gjennom den tynne oljesonen. Etter en kort oljeproduksjonsperiode i E2 ble brønnen konvertert til gassinjeksjon i samme perforeringsintervall. I november 1995, etter at omlag 470 MSm³ gass var injisert, fikk A-9H gassgjennombrudd. (Ruten til den injiserte gassen fra segment E2 til A-9H i segment E3 kommer også svært godt frem på 4D-seismikken fra -99). Perforeringsintervallene i E2 ble da plugget av, og Tarbert-2/3 ble perforert i den sørlige delen av E3. I november -98 ble perforeringene i Tarbert i A-42 plugget av, og brønnen ble perforert i Ness. I forbindelse med perforeringen i Ness ble det gjort en metningslogg i februar -98, som viste at Tarbert-1 fremdeles er ufløммet i hælen på brønnen. I november 2000 ble Ness i A-42 plugget av, og A-42 ble tilleggsperforert i Tarbert-1A. Brønnen har hatt et økende vannkutt og en avtagende oljerate til okt-02. Da økte oljeraten betraktelig. Dette skyldes mest sannsynlig feil manipulering av choken som gjorde at brønnen ble åpnet kraftig opp, og fikk en positiv sandrensking som førte til høyere MSR. A-42 var derfor en god ASR-kandidat, og ble senere

styrt som en ASR brønn. Brønnen produserte meget stabilt frem til våren 2007, da den måtte stenges grunnet problemer med BSV. I juli var den imidlertid tilbake i produksjon, og oljeraten ligger nå på rundt 250 Sm^3/d og med et vannkutt på rundt 60 %.

Segment E4 ble boret opp av B-42 høsten 2001, og viste seg å være vannfylt. Funnsannsynligheten var på forhånd estimert til 24 %.

Trykkutvikling
Tarbert i segmentrekke E kommuniserer med samme vannbasseng som Tarbert på Gullfaks Vest. Trykket påvirkes således av uttak både fra Tordis, Gullveig og Gullfaks Vest, samt injeksjon på Tordis feltet.

Trykkutviklingen i segmentrekke E er vist i figur 4.2.3.



Figur 4.2.3: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke E. Trykkøkning i 2001-2003 kan skyldes midlertidig vanninjeksjon i A-48B.

Videre utvikling
Når Tarbert-1A er vannet ut, vil **A-42** bli tilleggsperforert i hælen i Tarbert-1B i **segment E3**. A-9H er den eneste brønnen som har produsert fra Tarbert-3/2 i den nordlige delen av E3. Det forventes at det fremdeles er udrenert olje i området. Dette er basert på den høye raten i A-9H før den ble stengt, og en PLT fra mai -90 som viste 50 % bidrag fra Tarbert-2. Denne oljen kan mest sannsynlig ikke nås fra A-42 i dens nåværende posisjon. Basert på dette er det planlagt et sidesteg til Tarbert-3/2 med innslagspunkt i nærheten A-9H.

Tabell 4.2.5: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke E.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PATE33	E3	2007	800	Sidesteg. Prod. gjenværende olje etter A-9H i Tarbert-3/2.

4.2.1.4 Tarbert i Segmentrekke F

Tabell 4.2.6: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke F(Gullfaks volumrapport, 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
F	43,9	13,8	31*	14,5	33*	5	2

* Årsaken til at utvinningsgraden er så lav er at det er kommunikasjon mellom segmentrekkene F og G, og at produsentene som ligger i segmentrekke G har produsert reserver som ligger i segmentrekke F via forkastninger. Effektiv utvinningsgrad er derfor høyere i F-rekken, men det er vanskelig å kvantifisere hvor mye brønnene i G-rekken har produsert av reservene i F-rekken.

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.6 og tabell 4.2.7.

Ressursene i segmentrekke F blir i stor grad produsert i segmentrekke G, der oljen strømmer gjennom hovedforkastningen mellom segmentrekkene grunnet god kommunikasjon. Trykkstøtten kommer fra en stor vannsone i vest, samt fra injektorene A-27 A, B-16, A-25 BT2 (stengt) og tidligere A-25 A, alle lokalisert i vannsonen i segmentrekke F.

Etter noen overraskelser under boring, og etter tilleggsperforering i 2001, har brønnen **A-21 A** produsert relativt stabilt fra Tarbert-2B2 og Tarbert-3A/B i **segment F2.** I dag har brønnen en oljerate på rundt 200 Sm^3/d og med vannkutt rundt 80 %. Analyse av produsert vann viser at brønnen hovedsakelig produserer formasjonsvann, og kommunikasjonen mot injektoren A-27 A i F4 er trolig begrenset (se avsnitt om trykkutvikling). Det er usikkert om det er bidrag fra det siste intervallet som ble perforert i Tarbert-3B i des-02, og det er derfor ønskelig å kjøre en PLT for å få bedre kontroll på utvinning fra de forskjellige sonene. Det er forventet at A-21 A vil kunne drenere de gjenværende reservene i dette segmentet.

A-29 i **segment F3,** som ble boret i 1990, produserte etter hvert med lav oljerate (ca. 150 Sm^3/d), høyt vannkutt (85 %) og moderat GOF (500 Sm^3/Sm^3). Brønnen ble derfor sidestegsboret høsten 2003 til boremålet PATF33 i samme segment, men i en liten oppforkastet blokk sør vest for moderbrønnen. Den nye brønnen **A-29 A** påtraff oljefylt Tarbert-3 og Tarbert-2B2 ned til 1940 m TVD MSL, noe som var dypere enn forventet. Brønnen ble naturlig perforert i Tarbert-3 og Tarbert-2B2, og satt på produksjon i des-03. Den får trykkstøtte fra VAG injektoren A-27 A, som ligger nord for produsenten i segment F4. A-29 A fikk som forventet vanngjennombrudd etter et par måneders produksjon. Vannkuttet er nå i

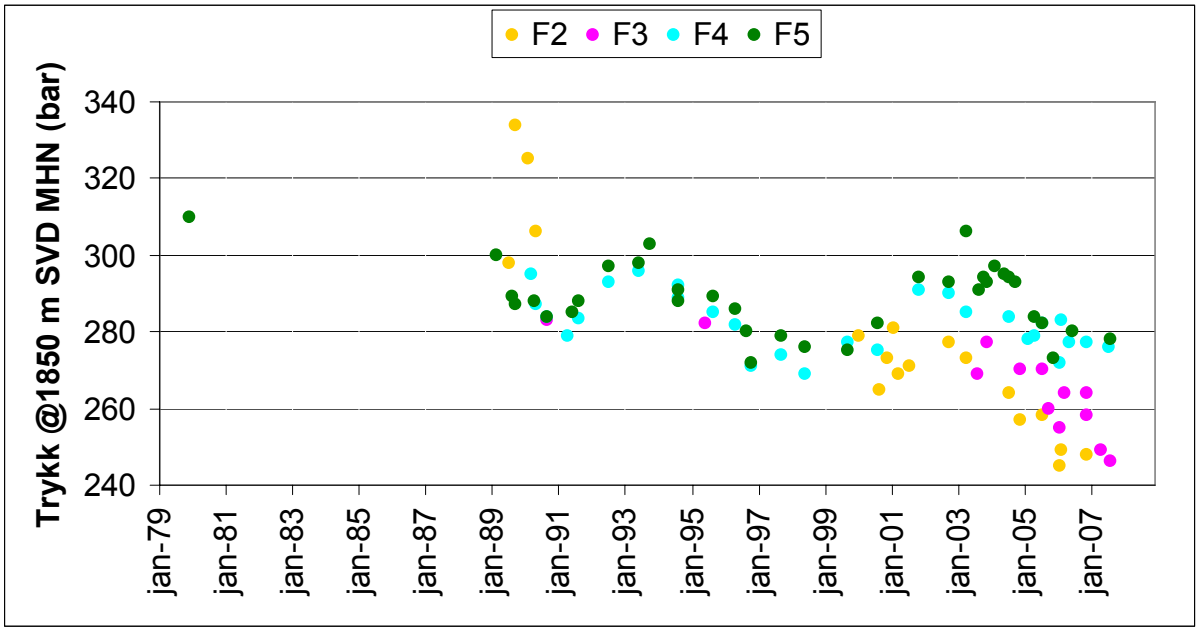
overkant av 55 % (aug-07). Brønnen er antatt å drenere utvinnbare reserver som befinner seg i blokken den er boret gjennom, samt noen reserver fra hovedsegment F3 sør for moderbrønn A-29 (mellom VAG injektoren A-27 A og produsenten A-29 A). I februar 2005 ble A-7 A sidestegsboret til **A-7 B** i Tarbert i området øst for A-29 og nordøst for A-29 A. Brønnen påtraff oljefylt reservoar ned til 1906 m TVD MSL, men med antydning til økt vannmetning i det dypeste området. Forventet olje-vann kontakt var mellom 1900 og 1920 m TVD MSL ut fra 4D seismikk og produksjonserfaring i A-29. Brønnen ble komplettert med 220 m åpenhullsskjermer i Tarbert-3, og ble satt i produksjon i juni 2005. I hælen har det blitt installert 3x12 m Respunch skjermer med isolasjon ned mot åpenhullsskjermene for å ha mulighet for å perforere dette senere og eventuelt isolere vannproduksjon. Da brønnen ble satt i produksjon kom den inn med ca. 1000 Sm^3/d i oljerate og noe vann. A-7 B produserer i dag med et vannkutt på ca. 80 % og oljerate rundt 400 Sm^3/d. Ionedata fra vannprøver viser at brønnen produserer en blanding av sjøvann og formasjonsvann og med stigende sjøvannskutt. Det var også forventet noe gass i toppen av reservoaret fra injeksjon i A-27 A, og brønnen fikk en svak økning i GOF etter ca. 1 mnd produksjon. Både gassen, ionedata og trykkutviklingen i nærliggende produsenter (se avsnitt om trykkutvikling) indikerer at området kommuniserer med resten av F3 og F4 hvor A-27 A injiserer.

Både boringen av A-7 B og tidligere observasjoner fra A-29 og A-32 A/B viser at olje-vann kontakten i F3 ikke er hevet så mye som i F4 og F5. Den skjeve vannfronten skyldes at injeksjonen hovedsakelig skjer i nordvest.

I segment F4 støttes produsenten **A-28** av VAG-injektoren **A-27 A** i samme segment**.** Sistnevnte måtte i 2005 stenges grunnet lekkasje, og fungerte lenge som ren vanninjektor med midlertidig tillatelse. Manglende gassinjeksjon gjorde at A-28 til slutt vannet ut og måtte stenges. A-27 A ble igjen satt på gassinjeksjon i mars 2006, og har fungert som VAG-injektor frem til i dag. A-28 produserer i dag rundt 300 Sm^3/d med olje og med rundt 90 % vann.

Pr. dato har en stor del av oljen i **segment F5** blitt produsert ut av produsentene i segmentet eller fortrengt med vanninjeksjon til nabosegmentene. Dette er basert på brønninformasjon og er bekreftet av 4D-seismikk fra 1999 og 2003 som viser at segment F5 er relativt godt flømmet. **B-13 AT2** er den eneste produsenten i segmentet. Brønnen har hatt høyt vannkutt (90 %) og lav oljerate (200 Sm^3/d). Mot slutten av 2004 ble vanninjeksjonen i **B-16** redusert for å forsøke å få ned vannkuttet. Samtidig ble VAG-injektoren **A-25 BT2** boret sørvest for B-13 AT2 og satt på gassinjeksjon i februar 2005. Dette medførte at B-13 AT2 fikk en sterk økning i oljeraten og reduksjon i vannkuttet, og den produserer fremdeles rundt 450 Sm^3/d med olje og med omtrent 90 % vann. A-25 BT2 er imidlertid stengt grunnet lekkasje, noe som oppstod under konvertering fra gass- til vanninjeksjon i mars 2007. Lekkasjen må utbedres før brønnen igjen kan settes på injeksjon.

Trykkutvikling
Trykknivået i segmentrekke F4 og F5 har vært relativt stabilt, mens trykkene i F2 og F3 har vært fallende (se Figur 4.2.4). Spesielt etter at A-7 B kom i produksjon har det vært et tydelig trykkfall i F2 og F3. (sett på nedihulls trykkmålere i A-29 A, A-28 og A-21 A).



Figur 4.2.4: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke F. Trykket i F2 og F3 er fallende, mens F4 og F5 viser et relativt stabilt trykk.

Videre utvikling

Det er ingen konkrete planer om nye brønner i F-rekken, men man har begynt å se litt på mulighetene for å snu dreneringsmønsteret ved å plassere en injektor i sør. Ved å endre sveipretningen vil man kunne få tilgang til hittil udrenerte reserver, og dermed vil utvinningsgraden kunne øke. Se også innledningen til kapittelet.

Tabell 4.2.7: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke F.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
IATF22 (A-18A)	F2	2010		Injektor for å endre sveipretning
PBTF71	F7	>2007	500	Usikkert prospekt

4.2.1.5 Tarbert i Segmentrekke G

Tabell 4.2.8: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke G (Gullfaks volumrapport, 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
G	70,6	58,2	82*	59.9	85*	9	2

Årsaken til at utvinningsgraden er så høy, er at det er kommunikasjon mellom segmentrekkene F og G. Produsentene som ligger i segmentrekke G har dermed produsert reserver som ligger i segmentrekke F via forkastninger. Det er vanskelig å kvantifisere hvor mye brønnene i G-rekken har produsert av reservene i F-rekken, men reell utvinningsgrad i G-rekken vil være lavere enn som vist her.

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.8 og tabell 4.2.9.

Det største uttaket i segmentrekke G er gjort i de sentrale brønnene A-8 R2 (Tarbert-2 A og Tarbert-1A/B i sør), A-16 A (Tarbert-2B3, silkesand), A-23 (Tarbert-3), B-17 (Tarbert-1/2/3) og B-27 AT2 (Tarbert-1B i nord) som er plassert mer eller mindre på toppen av strukturen. Injeksjonsstøtten kommer i dag fra A-27 A, A-25 BT2 (for tiden stengt grunnet lekkasje) og B-16 i vest, samt delvis fra B-35 i nord.

Segment G1 er i relativt dårlig trykkommunikasjon med resten av Tarbert. Gassinjektoren **A-22** gir fortsatt trykkstøtte. PLT fra mars 2005 viser at mellom 80 og 90 % av gassen injiseres i Tarbert. **A-46 T2** er den eneste Tarbert-produsent (Tarbert-2B2) i segmentet. Tetting av gruspakken har medført at brønnen har hatt fallende væskerate. For å forhindre kollaps i gruspakken ble brønnen tidligere produsert med et maksimalt trykkfall på 80 bar over gruspakken. I februar 2005 var imidlertid produksjonen så lav (150 Sm^3/d i oljerate og vannkutt på 66 %) at restriksjonen ble fjernet (alternativet var å skyte hull i gruspakken). Resultatet ble at oljeraten økte til i overkant av 400 Sm^3/d, mens vannkuttet gikk ned til 40 %. Reduksjonen i vannkuttet ved økt totalrate indikerer en grunn vannfront og produksjon av loftsolje. Siden høsten 2005 har brønnen hatt en svakt fallende totalrate. Vannkuttet er fremdeles under 50 %, men varierer en del fra test til test. Oljeraten er pr. august 2007 rundt 260 Sm^3/d. A-24 A ble forsøkt brukt som vanninjektor i segmentet i perioden desember 2003 – desember 2004, men ett års injeksjon hadde ingen effekt på produksjonen. Brønnen er i dag sidestegsboret til PANG16 i Ness i G1.

I **segment G2** ble **A-19AT3** tidligere brukt som gassinjektor i Ness for å støtte A-26 i samme segment. Høsten 2006 ble det imidlertid kjørt metningslogg i brønnen med opsjon om tilleggsperforering og ombygging til produsent. Metningsloggen viste ufløммet Tarbert, og i oktober 2006 ble brønnen ombygget og perforert i Tarbert-1B/1C/2A og satt på produksjon. Brønnen kom inn med rundt 160 Sm^3/d i oljerate og tilnærmet vannfritt, men med noe høy GOF (rundt 2000). Brønnen har frem til i dag produsert relativt stabilt, og siste test viste en oljerate på omtrent 260 Sm^3/d, og fremdeles vannfritt med GOF på rundt 1500. **A-26** produserte også tidligere fra Ness, og var svært avhengig av trykkstøtte fra A-19AT3. Metningslogger fra 2003 og senere i juni 2006 viste gjenværende olje i Ness og Tarbert. Det ble besluttet å perforere Ness 3B/3C og T-1A uten å sette plugg over N-2C, og brønnen kom inn med en oljerate på rundt 250 Sm^3/d og med et vannkutt på rundt 50%. Siste test fra august 2007 viste 265 Sm^3/d i oljerate og med 66 % vann.

I **segmentene G3 og G4** øker vannfraksjonen jevnt samtidig som oljeraten reduseres.
I segment G3 er **A-45** nå perforert i Tarbert-2B1 og Tarbert-3 (det grunneste punktet er på ca. 1778 m TVD MSL). Brønnen fikk høyt vannkutt etter få måneders produksjon, og produserer nå med vannkutt i underkant av 90 % og oljerate rundt 150 Sm^3/d. Den hurtige vannkuttutviklingen indikerer at en drenerer et begrenset volum eller at OVK var godt hevet i dette segmentet. Dette virker rimelig basert på produksjonsdata. Brønnen er nå planlagt å sidestegbores til PATG34. Overvåking av fløммingen i Tarbert i **A-31** i **G4** (Nessprodusent) vha metningslogger viser at **A-23** gir en jevn hevning av olje-vann kontakten sør for brønnen. I

juli-04 var Tarbert-2A flømmet opp til 1806.5 m TVD MSL, mens Tarbert-2B fremdeles var ufløммet. **A-16 A** produserer Tarbert-2B3 fra et grunt intervall på 1792-1819 m TVD MSL. Brønnen er boret gjennom silkesanden (Tarbert-2B3) og har ingen intern barriere som kan virke som barriere for vannet. Det er derfor ikke mulig å plugge av vannproduksjon i brønnen. Det ble prøvd å injisere gass i **A-18 R**, som ligger i segment G3 sørvest for A-16A, for å drenere mulig loftsolje og dermed øke oljeraten og redusere vannkuttet i A-16A. Gassen ble umiddelbart produsert igjen i A-16 A. Dette tyder på at injektoren ligger altfor nær produsenten og/eller at det ikke finnes oljefylte loft mellom disse to brønnene. **B-21 B** produserer fortsatt bedre enn forventet selv om vannfronten er nokså nær. Brønnen er et godt eksempel på at gjenværende loftsvolum øst i segmentrekke G, mot segmentrekke H, kan være betydelig.

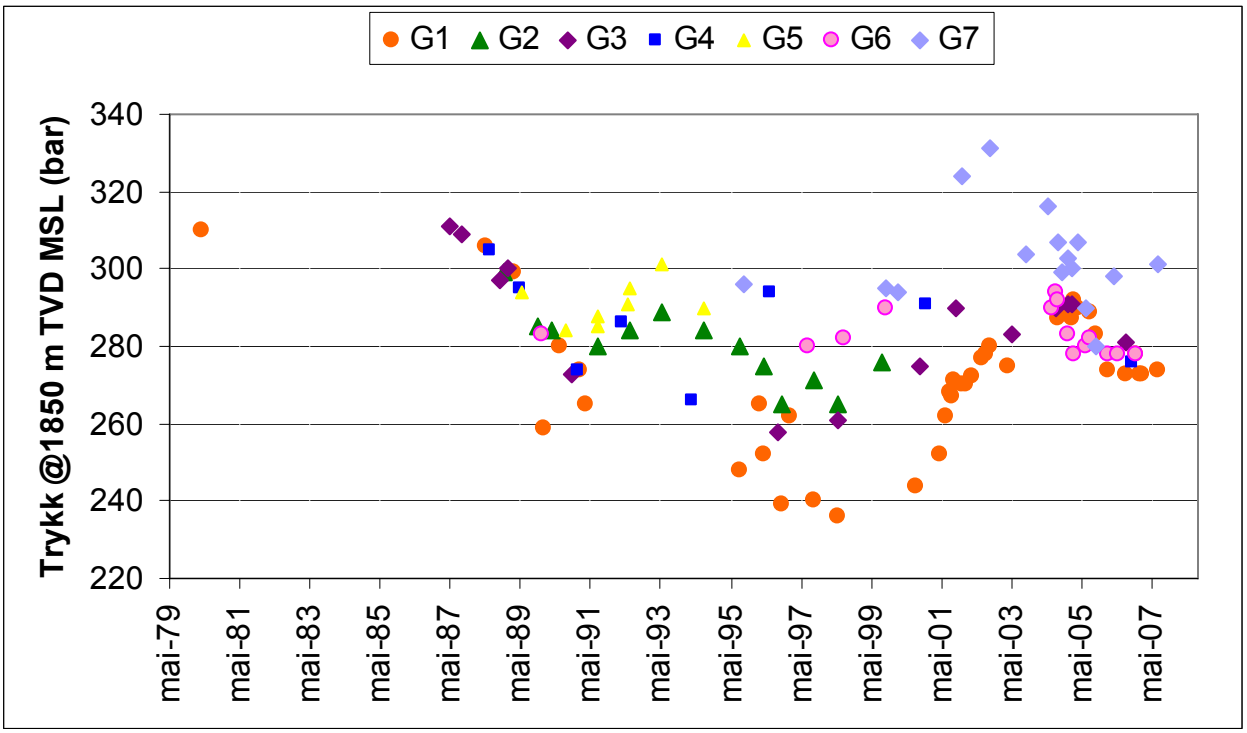
Den totale produksjonen i Tarbert i G3 og G4 tilsier at Tarbert er godt drenert i området. Det kan likevel ikke utelukkes at det lokalt kan være lommer eller soner med gjenværende reserver, og metningslogger og 4D seismikk vil fremdeles bli benyttet for å lokalisere nye boremål. Simuleringer viser også at flere uttakspunkt har en positiv effekt på utvinningen.

Det er for tiden ingen brønner i Tarbert i **segment G5**. Imidlertid har den nylig borede brønnen **B-17AT2**, som i dag produserer fra Ness, gjenværende reserver i Tarbert.

I **segment G6** ble **B-27 AT2** boret gjennom Tarbert-1 og Tarbert-2 langs hele G6 segmentet i 2004 etter at 4D data fra både 1999 og 2003 indikerte ufløммet område på toppen av strukturen øst i segmentet. Tarbert-2A i tåa av brønnen ble først satt i produksjon, men på grunn av plugging av skjermer ble produktiviteten så lav at det ble valgt å tilleggsperforere i Tarbert-1B lenger oppe i brønnen. I april 2006 var oljeraten i brønnen redusert til rundt 150 Sm^3/d, og eksisterende intervall ble derfor plugget av før brønnen ble perforert i Tarbert-1C/2A/2B1. Dette resulterte i forbedret produksjon med oljerate på vel 700 Sm^3/d vannfritt, men vannkuttet begynte raskt å stige og er i dag rundt 90%. Etter å ha vært stengt siden 2002, ble **B-12** satt på vanninjeksjon i Tarbert/Ness i august 2007, noe som medførte at trykket i B-27 AT2 straks begynte å stige, samt ble brønnen testet med 92% vann kun få dager etter oppstart av B-12. Primært var dette et forsøk på å få liv i Ness produsent B-9A, noe man foreløpig ikke har lykkes med selv om det fremdeles er litt tidlig å konkludere. Injeksjonen i B-12 er også del av et prosjekt som vurderer kombinert kjemikalie- og vanninjeksjon for å skape nye fløмningsveier. B-12 er for øvrig planlagt sidestegsboret til D-rekka i 2008.

Et studium av kommunikasjon mellom Vestlig Provins og Gullfaks hovedfelt indikerer at injektoren **B-35** i **segment G7** ikke bare har trykkstøttet Tordis Øst (halvparten av det injiserte volumet i B-35 er estimert til å trykkstøtte Tordis Øst), men at det også er mulighet for kommunikasjon vestover mot Vestlig Provins.

Trykkutvikling
Segment G1 ser ut til å være rimelig isolert fra resten av segmentrekken, og har hatt lavt reservoartrykk i flere år. De siste årene har imidlertid trykket økt betydelig i dette segmentet på grunn av stabil injeksjon i A-22 og lavere reservoaruttak. Se Figur 4.2.5.



Figur 4.2.5: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke G.

Videre utvikling

En del brønner som nå er perforert i Nessformasjonen, vil bli tilleggsperforert i Tarbertformasjonen i framtiden dersom området rundt brønnene er uflømmet.

Fremover blir det viktig å lokalisere dårlig drenerte områder for boring av utfyllende brønner. Dette gjelder blant annet ressurser på flankene. Disse områdene kan delvis være flømmet, og det kan være aktuelt å kombinere boremålene med andre boremål. Endring av injeksjonsstrategi (se innledningen til kapittelet) vil være en viktig mekanisme for å øke utvinningen. Ved å veksle mellom ulike injektorer samt injisere noe gass, kan strømningsbildet endres, slik at volumetrisk sveip blir forbedret. I denne sammenhengen må utvannede produsenter vurderes som nye injektorer.

Tabell 4.2.9: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke G.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PATG34 A-45A	G3	2008	600	Basert på seismikk, simulering, samt informasjon fra nabobrønner.
PBTG46	G4	>2010	200	Mulig udrenert område nær B-21 B. Avhengig av ny 4D seismikk. Kan evt. dreneres med GI fra A-25 BT2.
PBTG54	G5	>2010	500	Basert på 2003 4D. Ide. Små volum.

4.2.1.6 Tarbert i Segmentrekke H

Tabell 4.2.10: Tarbert: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke H.

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.04		Endelig		Pr. 01.08.05	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
H	58.2	40.6	70	42.9	74	9	2

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.10 og 4.2.11.

Tarbert i segmentrekkene H styres som ett dreneringssystem. Flømmingen går fra nord mot de strukturelt grunneste områdene i sør. Injeksjon og naturlig innstrømning balanserer væskeproduksjonen.

Segment H1 er delvis isolert fra resten av feltet. Segmentet har mange interne forkastninger og et svært komplisert kommunikasjonsmønster. Datainnsamling i **B-37** indikerer kommunikasjon mot G-rekken i vest. Tarbert i segmentet er delvis erodert bort, og kun 18 % av reservene i øvre Brent ligger i Tarbert som har en STOOIP på 1.3 MSm³. B-37, som er den eneste produsenten i segmentet, produserte fra Tarbert-1B og Tarbert-1A frem til februar 2004. Det var da produsert rundt 0.3 MSm³ fra Tarbert (32% utvinning). Brønnen har til tider produsert med høy GOF, og metningslogg i februar 2004 viste at resterende T-1A intervaller var gassflømmet. Sporstoffmålinger i B-37 har vist at gass har kommet fra gassinjektoren A-19AT3 i G2. Etter metningsloggen ble Tarbert plugget av, og nye intervall i Ness-3 ble perforert. Det er antatt at store deler av Tarbert er gassflømmet, og hovedfokuset på segmentet vil være på resterende reserver i Ness.

Hoveduttaket for Tarbert i segmentrekke H er i **segment H2** med brønnene **A-33**, **B-4 A** (sidestegsboret mai-07), **B-34** og **B-6** som til sammen har produsert 11.8 MSm³, mens segmentet har en STOOIP på 12.1 MSm³. Basert på det høye uttaket, er det etablert en generell oppfatning om at det er kommunikasjon fra segmentrekke G til H. I dag produserer segmentet samlet sett med et vannkutt på 90 % og en oljerate på 550 Sm^3/d. 4D-seismikken fra 2003 antyder gass i segmentet, hovedsakelig i Ness. Metningslogg i A-6A (aug-05) bekrefter at det er gass i Tarbert-1B i dette området. Sannsynligvis er dette samme gassen som ble observert under metningsloggen i B-37 (mar-03), altså injeksjonsgass fra A-19AT3. RST i A-6A viste ufløммet Tarbert-1A. Denne sonen vil bli åpnet sammen med Ness-3 på sikt.

I mai-07 ble B-4A sidestegsboret (B-4B) til Tarbert-1 og Ness-3 i H2. Primærmålet for brønnen, Ness-3D i G4, ble ikke nådd pga. tap til formasjonen i H2, hvor TD ble satt. Brønnen ble satt på produksjon i N-3D og Tarbert-1A, men trykket falt dramatisk. Brønnen står nå stengt pga. defekt BSV, og må rekompletteres. Videre planer for brønnen er enten å sidestegsbore den til primærmålet eller å sette den på produksjon der den står i dag, produsere ut volumene og deretter konvertere den til injektor. Evt. sette den på injeksjon med en gang. Da kan det installeres en injeksjonsventil og brønnen trenger ikke å rekompletteres.

Reservoartrykket i B-6, B-4 A og A-33 følger hverandre (brønnene har permanent trykkmåler), noe som tyder på god kommunikasjon mellom dem. Antatt kommunikasjonsvei er nordfra, men det er også kommunikasjon vestover mot segmentrekke G. Graden av kommunikasjon mot segmentrekke G er usikker, men datainnsamling i A-12 og B-37 viser at det er kommunikasjon. Tidligere simuleringsmodeller og GOD-modellen for østlige og vestlige del av Brent indikerer at det må være kommunikasjon for å få trykkene tilfredsstillende tilpasset.

Produsentene i Tarbert i **segmentene H4 - H7** produserer alle med høyt vannkutt. I hele området er Tarbert-2 flømmet, mens Tarbert-1 og Tarbert-3 er delvis flømmet. Pr. i dag er det ingen uttak i Tarbert-3 og Tarbert-2.

Segment H4 blir pr. i dag bare utvunnet gjennom produsenten **B-23**. B-1 og B-1 A, som er en multilateral brønn med produksjon fra Tarbert-3 i begge løp, produserte fra segmentet frem til nov-04. Den ble da sidestegsboret med enda et lateralt løp, B-1BT4 inn i H5 segmentet. Planen på sikt, er å perforere Whipstocken og komme tilbake til de gjenlagte reservene i B-1 og B-1A. B-23 har, ifølge RST utført jan-03, gjenværende reserver i Tarbert-1, mens Tarbert-2 er flømmet.

Frem til 2003 hadde tre brønner produsert fra Tarbert i segment **H5; B-15** og **B-3** sør for en øst-vest gående forkastning og **B-20** nord for forkastningen. I 2003 ble **B-15 AT4** og **B-3 A** boret. B-15 AT4 ligger rett sør for forkastningen på toppen av strukturen, og påtraff oljefylt Tarbert-1 og vannflømmet Tarbert-2 som forventet. Denne ble satt i produksjon i Ness-3D. B-3 A ble boret sør i segmentet som vanninjektor i Cook, men under boring ble oljefylt Tarbert-1B påtruffet under forventet olje-vann kontakt, og brønnen ble satt på produksjon. Treffpunktet i Tarbert-1B i sidesteget ligger 330 m sørøst for moderbrønnen og 22 m TVD grunnere. Også B-15 har produsert fra Tarbert-1B 800 m nord for B-3 A og 16 m TVD grunnere. Det var forventet at brønnen hadde produsert reservene sør i segmentet. Observasjonen med resterende olje i sør kan indikere at B-15 har fått trykkstøtte og drenert områdene nord for seg i større grad enn forventet. Tidligere ble det nevnt at trykkutviklingen i B-3 A hadde sterk korrelasjon med produsentene og injektoren A-12 i H2. B-1BT4 ble boret som en multilateral gren fra B-1/B-1A nov/des-04. Brønnen var planlagt som en erstatter for B-3 A, for å frigjøre brønnen til injektor i Cook. Etter at B-1BT4 ble satt på produksjon, kunne en se tilnærmet identisk oppførsel på nedihulls trykkmåler B-1BT4 som i B-3A. I tillegg produserte B-3A med fallende oljerate og økende vannkutt frem til jun-05, da vannkuttet økte fra 80 til 97 %. Jan-06 ble B-3A konvertert til vanninjektor i Ness-3D og Cook. B-1BT4 har produsert 0.67 MSm^3 siden oppstart og produserer i dag med en oljerate på 560 Sm^3/d og vannkutt på 87%.

B-26 var vanninjektor i Ness og Tarbert i **H5** frem til februar 2004. Da oppstod det store lekkasjeproblemer i brønnen, og i august 2004 ble brønnen sidestegsboret til produsent i Tarbert i H5 (**PBTH58)**. Brønnen var planlagt fra 4D-seismikk som indikerte olje i Tarbert-3 og Tarbert-1, mens Tarbert-2 viste vannflømming. Treffpunktene ble flyttet noe nordover i forhold til den opprinnelige planen fordi havbunnseismikken antydet at områdene rett nord for forkastningen var flømmet i Tarbert-3. Åpenhullsloggen bekreftet olje i Tarbert-3A og Tarbert-1. Tarbert-3B ble imidlertid ikke påtruffet da topp reservoar kom inn dypere enn prognosert og var delvis erodert bort. Brønnen ble naturlig perforert og satt i produksjon i Tarbert-1B og Tarbert-1A sep-04. Fra oppstart produserte brønnen med svært høy GOF (2500 Sm^3/Sm^3).

Gassen strammer trolig fra injeksjon i C-17, injisert etter at den siste seismikken ble innsamlet. Brønnen ble stengt kort tid etter at den ble satt på produksjon pga. redusert gassbehandlingskapasiteten på GFC. Tre uker senere ble brønnen startet opp igjen, og har siden den tid produsert med avtagende GOF. Brønnen produserte ca 200 Sm^3/d olje, 90% vann og varierende GOF frem til apr-07, da Tarbert-3A ble perforert. Da brønnen ble satt på produksjon igjen hadde vannkuttet steget til 98 %. I jul-07 ble Tarbert-3A isolert og et multilateralt sidesteg fra B-26 AT5 (B-26 AY2) boret til to mål i Tarbert, PBTH510 og PBTH65. PBTH510 er et Tarbert mål som ligger helt nord i H5 segmentet, som inkluderer Tarbert-1 og Tarbert-2. PBTH65 er et Tarbert-1 mål helt sør i H6 segmentet. Brønnen ble satt på produksjon i Tarbert-1B i H6 segmentet. Trykket falt raskt, noe som tyder på plugging av skjermer (skin) eller dårlige reservoaregenskaper (kh forhold). Det ble utført en «build up» for analyse av brønnen. Resultatene fra testen viser at reservoaregenskapene er dårlige. Videre planer for brønnen er å perforere ResPunch skjermene lenger oppe i brønnen i håp om økt oljerate.

B-20 har de siste årene produsert med en oljerate på ca. 50 Sm^3/d. Feb-07 ble brønnen sidestegsboret (B-20 A) til Cook som vanninjektor.

Hovedinjeksjonen i H-rekken skjer i **segment H6** med vanninjektoren **B-18** og VAG-injektoren **C-17**. C-17 ble konvertert til VAG-injektor i 2000. I løpet av 2004 injiserte den ca. 200 MSm^3 gass i Tarbert og Ness i forbindelse med eksportbegrensninger av gass til Kårstø. Før produksjonsstart i B-26 AT5 var gassen kun registrert i C-44 A og B-28 i Tarbert i segment H6. Effekten av gassinjeksjon i C-17 var negativ i en rekke Tarbert-brønner (C-44A, B-28, B-20, B-26AT5 og B-1A) pga. sand og økende GOF. De eneste brønnene som hadde positiv effekt, var B-15AT4, som er en Ness produsent og muligens B-23.

B-8 var en nedre Brent injektor frem til jul-04, da den ble perforert i N-3D for å gi trykkstøtte til B-15 AT4. Det ble ikke observert noen form for trykkstøtte i B-15AT4, men derimot i B-26 AT5 og B-1 BT4. Det vil si at B-8 injiserer i Ness-3D, men trykkstøtter Tarbert-1B. Dette kan skyldes strømning bak casing eller oppsprekking fra N-3D og opp i Tarbert-1.

Tarbert i segment H6 har produsentene **C-44 A og B-28.** C-27 produserte fra H6 segmentet frem til jan-05, da det ble satt plugg over alle tidligere produksjonsintervaller, og nye soner i I-segmentet ble perforert.

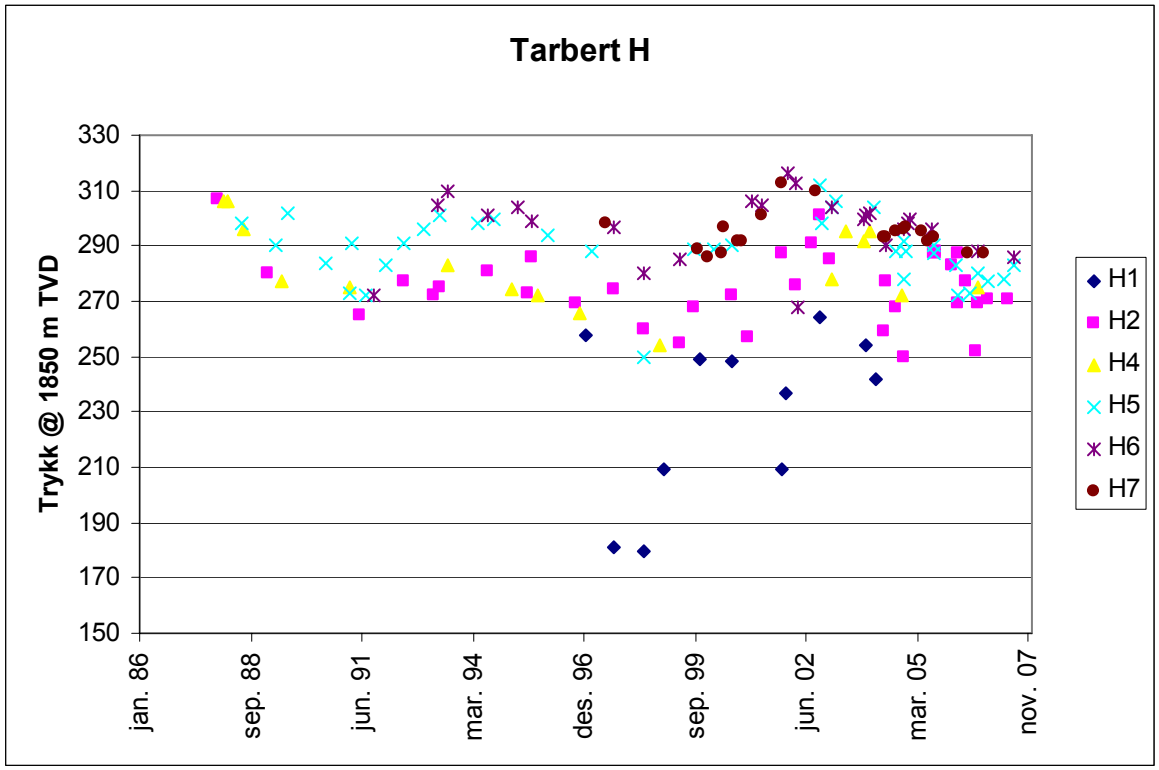
C-44A er gruspakket i Tarbert-3 og har de siste årene produsert med avtagende oljerate. Mot slutten av 2004 produserte brønnen med en oljerate på under 100 Sm^3/d pga. tett gruspakke. Det ble dermed besluttet å perforere toppen av gruspakken. Oljeraten steg til over 300 Sm^3/d. I dag produserer brønnen med en oljerate på 80 Sm^3/d og ett vannkutt på 68 %. C-44 A er sidestegskandidat til boremålet PCTH63 som ligger helt nord i segmentet, i en antatt bakevje i forhold til injektoren C-17.

B-28 ble forsøkt plugget av i Tarbert aug-99, men to plugger feilet. Brønnen produserer både fra Tarbert og Ness. Okt-04 «døde» B-28 grunnet sandras. Brønnen stod innstengt frem til feb-05, da den ble vasket rein for sand på kveilerør. Etter vaskejobben var oljeraten 400 Sm^3/d, men den avtok fort ned til 130 Sm^3/d, som også er dagens rate. Brønnen er begrenset av sand og trykkstøtte (N-3D). Tilleggsperforering av Ness-2 og plugg over nåværende soner ligger på planen i oktober.

I segment **H7** eksisterer det i dag kun en brønn, **B-41 A,** som produserer i Tarbert-3B og får trykkstøtte fra vannbassenget i nordvest. Brønnen produserer med en oljerate på ca. 150 Sm^3/d og ett vannkutt på 93 %. Brønnen skal sidestegsbores til Tarbert-3 (PBTH72) lenger sør i segmentet aug-08.

Trykkutvikling
Trykknivået nord i segmentrekke H holdes nær initielt. Nivået avtar imidlertid sørover i segmentrekken, og blir liggende noe over metningstrykket i de sørlige områdene (segment H2). Segment H1 og H2 får også trykkstøtte fra vest. Dette er verifisert ved sporstoffinjeksjon. I tillegg viser produksjonserfaring fra H2 at det må være innsig fra vest. Segmentet har tidligere hatt problemer med et synkende reservoartrykk på grunn av for lang avstand til injektorene. Trykket har imidlertid stabilisert seg etter at væskeuttaket er blitt lavere.

Trykkutviklingen i segmentrekke H er vist i Figur 4.2.6.



Figur 4.2.6.: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke H.

Videre utvikling
Flertallet av Tarbert-brønnene i området penetrerer flere reservoarsoner.
Tarbert-brønnene i segmentrekkene H er i stor grad horisontale og ligger høyt på strukturen. Dette vil i utgangspunktet redusere potensialet for økt utvinning ved gassinjeksjon sammenlignet med potensialet for gassinjeksjon i øvre Brent vest. Brønnenes plassering gjør at en forventer hurtig gassgjennombrudd og høy grad av sirkulering ved gassinjeksjon, noe som ble bekreftet ved gassinjeksjon i C-17. Det eksisterer likevel et loftsvolum som ikke vil bli

drenert ved dagens strategi. Erfaring fra gassinjeksjon i C-17 i 2004 med høye rater rundt 2 MSm³/d er ikke positiv, men det er for tidlig å konkludere om hvor stort potensialet er for gassinjeksjon. Ulike rater og forhold må forsøkes før det vil foreligge en konklusjon.

Prosessen «Modning av nye boremål» har de siste årene modnet frem flere boremål i H-rekken. 4D seismikk er et svært viktig hjelpemiddel for å lokalisere gjenværende olje.

Seismikken indikerer gjenværende olje nord for C-44A i **H6** i boremålet PCTH64. Nord for dette boremålet ligger det også et Tarbert-prospekt i H6 som trolig kan kombineres med PCTH64. For begge boremålene er det derimot viktig at muligheten for gassfløming undersøkes etter at C-17 har injisert gass.

Tilsvarende lommer og bakevjer som er beskrevet her vil bli forsøkt lokalisert i fremtidige modningsprosesser. De største mulighetene ligger i Tarbert-1 og Tarbert-3.

Tabell 4.2.11 gir en oversikt over gjenstående planlagte boremål, ØOU mål og eksisterende brønner som skal perforeres i Tarbert.

Tabell 4.2.11: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke H.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCTH64	H6	Idefase	300	Nord for C-44A
Jaspis	H6	Idefase	300	Prospekt, kan kombineres med PCTH64
A-6A	H2	2005	500	Produserer i Ness pr. i dag
B-36A	H4	2009	400	Injiserer i Rannoch pr. i dag.

4.2.1.7 Tarbert i Segmentrekke I

Tabell 4.2.12 Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke I.

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.05		Endelig		Pr. 01.08.05	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
I	9.7	8,0	83	8.6	88	4	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.12 og 4.2.13.

Produksjonen fra Tarbert i segmentrekke I har vært meget bra, men er nå sterkt fallende. Den nåværende utvinningsgraden er høy, og det forventes høy vannproduksjon for å kunne produsere de resterende reservene.

Trykkstøtten i Tarbert i I-rekken skjer fra nord mot sør, og det er stor grad av kommunikasjon gjennom hele segmentrekken.

Lengst sør i **segment I2** ligger brønnen B-32 som i desember 2002 ble perforert i Tarbert-1A/1B sammen med Ness-3D. Brønnen har produsert med høy (ca. 1000 Sm³/d) og stabil

oljerate fra 2002 til slutten av 2004. De siste årene har oljeraten lagt på 400-600 Sm³/d, avhengig av om C-30 har produsert.
Det er observert sporstoff fra injektoren B-14 A i Nedre Brent i **I5A**, men det er uvisst om sporstoffene kommer fra Tarbert-1 eller Ness-3D. B-32 har gjenværende reserver i Tarbert-2. Tarbert-2 har en lav STOOIP i I2 på 0,06 MSm³, og det er usikkert hvor store reservene er, da også **C-30** har produsert store reserver fra sonen.

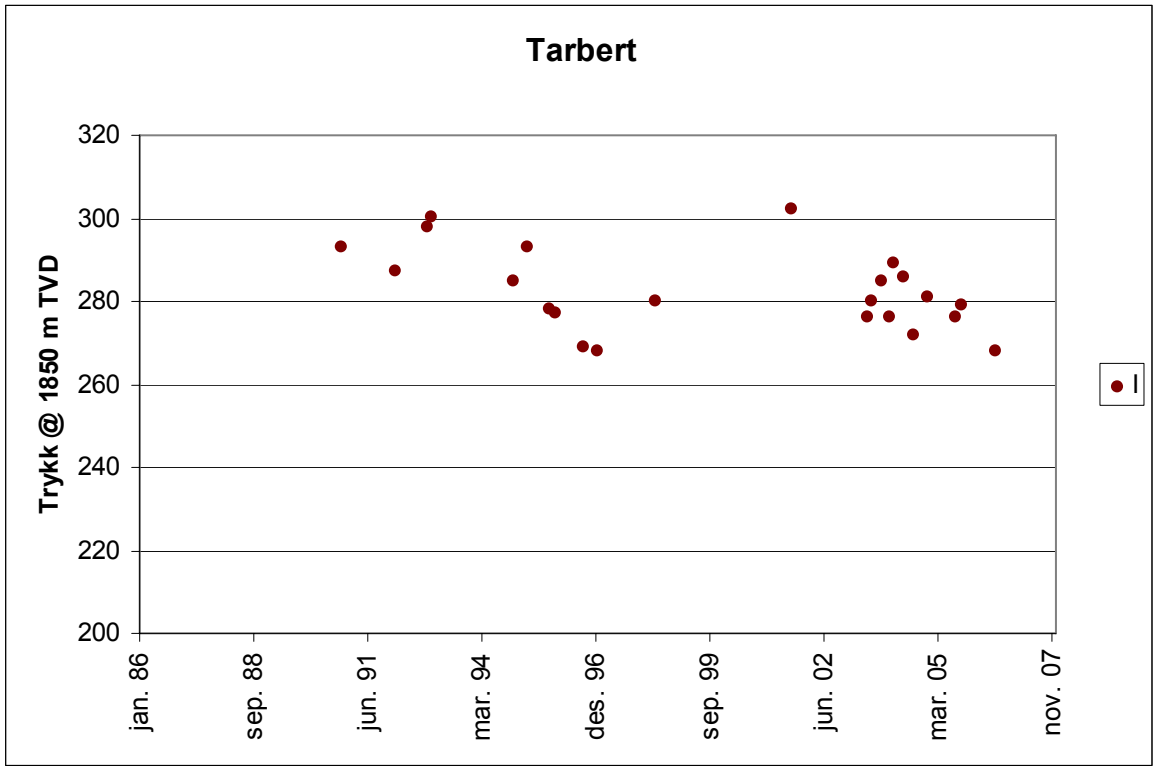
C-30 har til sammen produsert i overkant av 1.7 MSm³ fra Tarbert-1 og Tarbert-2, og er i ferd med å vanne ut med et vannkutt på over 97 % og en oljerate rundt 100 Sm³/d. Da B-32 var innstengt ifm. revisjonsstansen på GFB (jul-05), økte oljeraten i C-30 betraktelig, opp mot 700 Sm³/d, og vannkuttet sank til 78 %. Brønnen skal tilleggsperforeres i N-2B høsten -07.

C-15 C påtraff oljefylt Tarbert-1B og Tarbert-3 i **segment I3** i 2003. C-15 B påtraff ikke primærmålet, da den strukturelle høyden den skulle produsere fra ikke eksisterte pga. hastighetsanomali. C-15 C ble satt på produksjon i Tarbert-3A/B, og har produsert rundt 0.22 MSm³. Brønnen har de siste årene produsert med høyt vannkutt, 89 %, og en oljerate på 120 Sm³/d og er begrenset av høy sandproduksjon. C-15C ble metningslogget sep-05. Metningsloggen viste at Tarbert-1B flømmet. Det er sannsynligvis C-27 som har produsert ut denne oljen.

Moderbrønnen til C-15 C, **C-15 AT2**, har produsert i overkant av 3.8 MSm³ fra Tarbert-1A/B sør i **segment I5A,** som er mer enn Tarbert-1 reservene i hele I5. Brønnen ligger på grensen til I3, og har trolig også produsert reserver fra dette segmentet.

C-27 i **I5B** var perforert i Tarbert-2 og samproduserte med Tarbert-3 i H6 frem til Des-04. Det ble da kjørt PLT og RST i brønnen, som viste ufløммet i hele Tarbert-1.
Alle tidligere soner ble plugget av, og tre nye soner i Tarbert-1B ble perforert (I5-segmentet). Brønnen produserte vannfritt frem til jun-05. Etter det har vannkuttet steget gradvis, opptil 71 %. I Aug-06 ble brønnen tilleggsperforert i Tarbert-1A og Ness-3D uten at det hadde noen effekt, sannsynligvis pga. at de nye sonene hadde lavere trykk. Brønnen har produsert med fallende reservoartrykk og det antas at Tarbert-1A og N-3D bidrar fra apr-07. Trykkfallet skyldes sannsynligvis at nedre Brent injektoren B-14A har vert innstengt en lengre periode i påvente av rekomplettering. Oljeraten er varierende pga. sandbegrensning. Siste oljerate var 360 Sm³/d og vannkuttet var 60 %.

Trykkutvikling
Det er ingen direkte injeksjon i segmentrekke I. Trykkstøtten her antas å komme fra vannbasseng i nord, via segmentrekke H i nord, og fra injeksjon i B-14A i Nedre Brent i segmentrekke I.



Figur 4.2.7: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke I.

Videre utvikling
Resultatene fra havbunnsseismikk, skutt sommeren-03, indikerer at Tarbert i I rekken er godt utvunnet. I Tarbert viser seismikken resterende olje rundt C-10 og C-38T2 (usikre data), olje nord for C-31, og olje sør i I2. Disse reservene kan sannsynligvis produseres gjennom eksisterende brønner. Rundt halvparten av brønnene i H og I rekken har tilgang på flere soner. Disse sonene vil bli tatt ved tilleggsperforering eller evt. sidesteg.
4D seismikk og metningslogger vil danne grunnlaget for videre strategi i I rekken.

Tabell 4.2.13 gir en oversikt over ØOU mål.

Tabell 4.2.13: Tarbert; Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PXTI53	I5	Idefase	300	Oppunder erosjonsflaten øst for B-14A. C-15C kan ha tilgang på disse reservene.
B-5AT3	I3	2005	800	Produserer i Ness pr. i dag

4.2.1.8 Dreneringspunkt i Tarbert

Tabell 4.2.14: Tarbert: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segmentrekke D, E, F, G, H og I.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
D1	A-48B	I	(T-2B)	08/02	Konv.	Plugget av i nov-03	Brønnen injiserte vann før den ble konvertert til produsent.
D1	A-48B	P	T-2B2 Krans?	12/03	Konv.	Stengt	Brønnen injiserte vann mellom aug-02 og nov-03. Plugg ble satt, og brønnen ble tilleggsperforert. Apr-05 døde brønnen pga. tung kolonne som skyldes høyt vannkutt.
D3	B-42B B-42C B-42D	P	(Krans)	03/02	Konv.	Stengt	Sidesteget til B-42C i jan-03 Fant nedforkastet og vannfløммet reservoar. Sidesteget til B-42D. Fant vannfløммet reservoar.
D2	B-42E B-42F	P	(Krans)	02/04	Konv.	OR: 100 Sm^3/D VK: 1% GOF: 4200	Sidesteg. Fikk tekniske problemer. Sidesteg til samme segment. Kondensatfylt Kranssand. Ofte stengt pga. gasskapasitet.
D4	B-29BT3	P	T-3	05/94	Konv.	OR: 170 Sm³/d Vk: 95 %	
E2/E3	A-42	P/I	(T-3, T-2), T-1A	10/94	Konv.	OR: 250 Sm³/d Vk: 79 % GOF: 230	Nov. 00, ble Ness plugget av, og T1A tilleggsperforert. Fikk høyere MSR etter feil manipulering. ASR.
E3	A-9H	P	(T-2, T-1)	05/88	Konv.	Permanent Plugget	Havbunnsbrønn. Stengt og overgitt til SAT mar-98. Plugget Aug-00.
F2	A-21A	P	T-3 (T-2B2)	02/00	Konv.	OR: 230 Sm³/d Vk: 81 % GOF: 200	T-2B1 plugget av og T-2B2 og toppen av T-3 perforert i des. 02. Kraftig økning i oljerate og red. GOF. ASR.
F2	A-24	I	(T-3, T-2, T-1)	08/89	Konv.	Sidestegsboret	Saminjeksjon med Ness. Sidesteg til A-24A
F3	A-29	P	(T-3)	10/90	Konv. Rekompl. Limgrus	Sidestegsboret	Har produsert fri gass i perioder med gassinjeksjon i A-27A. Høyt vannkutt.
F3	A-29A	P	T-3, T-2B2	12/03	Konv.	OR: 370 Sm³/d Vk: 57 % GOF: 80	ASR
F3	A-7B	P	T-3	06/05	Åpenhulls skjemer	OR: 370 Sm³/d Vk: 83% GOF: 390	Horisontal. 200 m skjermer i T-3. Har Respunch-skjermer i hælen av brønnen.
F4	A-28	P	T-3, T-2B2, (T-2A, T-2B1)	04/90	GP	OR: 340 Sm³/d Vk: 87% GOF: 600	Produserer fri gass i perioder med gassinjeksjon i A-27A. Plugg satt over nederste GP juli-04 for å stenge av vann.
F4	A-27A	P	(T-3, T-2B, T-1B)	05/90	Konv.	Stengt	Konvertert til VAG-injektor.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
F4	A-27A	I	T-3, T-2B, T-1B	12/90	Konv.	VI: Max 10000 Sm³/d	VAG injektor
F4	A-32	P	(T-2B, T-2A, T-1B)	05/91	Konv.	Sideboret	Utvannet og sideboret til A-32B
F5	A-21	P	(T-3, T-2, T-1B, T-1A)	03/89	Konv.	Sideboret	Vannfløммet. Sidestegsboret til A-21A høsten -99
F5	A-25A	I	T-2A, T-1B	12/89	Konv.	Sideboret	Konvertert til VAG brønn Aug. -98
F5	A-25BT2	I	T-3A	02/05	Konv	Stengt	VAG injektor. Stengt pga. lekkasje.
F5	B-13	P	(T-3, T-2B, T-2A, T-1C, T-1B)	06/90	GP	Sideboret	Vannfløммet. Sideboret til B-13A
F5	B-16	I	T-3, T-2B, T-2A, T-1C, T-1B	07/91	Konv.	VIR: ca 6000 Sm³/d	
F5	A-32B	P	T-3, T-2, T-1B, T-1A	11/93	Konv. i T-1A, GP i resten	Sideboret	Nederste del av øvre gruspakke straddlet.
F5	B-13AT2	P	T-3 (T-1B, T-1A)	08/97	Konv.	OR: 470 Sm³/d Vk: 91 %	T-1 plugget av og T-3 perf i nov 2000.
G1	A-15	P	(T-3, T-2)	07/97	Konv.	Sideboret til GF SAT	Plugg satt over T-1C jul-98. Stengt grunnet høy gassproduksjon
G1	A-22	I	T-2,T-1	07/98	Konv.	Høy rate gass injektor	GI. Tilleggsperforert i T-2 Juli-98, og konvertert fra syklisk GI/Prod. Saminjeksjon med Ness.
G1	A-24A	I	(T-1B)	06/90	NP	Plugget	Plugget av og reperforert som prod. i Tarbert-3
G1	A-24A	P	(T-3, T-2B)	06/91	GP og Tilleggsperf. i Mars -96	Stengt Mai-03.	Vanngjennombrudd feb-97. Tilsynelatende utvannet og sandproduserende. Oljeraten har falt unormalt raskt. Plugg satt over straddel i T-3B.
G1	A-24A	I	T-3, (T-2B)	06/91	GP og Tilleggsperf. i Mars -96	Sidestegsboret	Har injisert vann midlertidig.
G1	A-46T2	P	T-3,T-2	06/00	GP	OR: 261 Sm³/d Vk: 40 % GOF: 1300	Gassgjennombrudd fra A-22.
G2	A-8R2	P	T-2A, T-1B, T-1A	09/90	GP	OR: 235 Sm³/d Vk: 72 % GOF: 40	Koblet opp mot FFP siden april 2000.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G2	A-19AT3	P	T-2A, T-1C, T-1B	10/06	Konv.	OR: 264 Sm³/d Vk: 2 % GOF: 1500	Nylig omgjort fra injector
G2	A-26	P	T-1A	06/06	GP	OR: 264 Sm³/d Vk: 2 % GOF: 1500	Samprodusent med Ness.
G3	A-16	P	(T-2)	08/88	Konv.	Sideboret	Sideboret til A-16A
G3	A-16A	P	T-2B3	11/89	GP	OR: 346 Sm³/d Vk: 52 %	Vanngjennombrudd feb.-97
G3	A-18	I	(T-1,T-2B2)	11/88	Konv.	Stengt	Plugget av, tilleggsperforert i T3/T-2 og konv. til prod.
G3	A-18R	P	(T-3, T-2B2)	06/90	GP	Stengt	Stengt da brønnen ikke produserte olje
G3	A-18R	I	(T-3, T-2B2)	Nov-03	GP	Stengt	Ble konvertert til Gassinjektor sommer 2003. Fikk ikke positiv effekt.
G3	A-20A	I	(T-1A)	02/91	Konv.	Isolert	Vanninjektor. Tidligere saminjeksjon med Ness Tarbert (+N-3D) isolert av i jan-01
G3	A-30	P	(T-3, T-2 , T-1C, T-1B)	12/90	GP	Sidetegsboret	Oljeraten har falt, og vannkuttet økt unormalt raskt, grunnet lekkasje i A-11. Lekkasje ble tettet, men fortsatt høyt VK i A-30. Skutt hull i GP, uten særlig effekt. Delvis sideboret. Påtraff høyt trykk i shetland. Boremål kansellert.
G3	A-45	P	(T-1A) T-3/ T-2B2	04/97 04/04	GP Konv.	Plugget av OR: 145 Sm³/d Vk: 88 %	Produserte fra Ness etter T-1A og frem til 2004. Ness er nå plugget av. Planlagt sidestegsboret.
G4	A-23	P	T-3	06/89	GP	OR: 270 Sm³/d Vk: 91 %	Koblet opp mot FFP siden jan-00.
G4	B-21	P	(T-1B, T-1A)	04/92	GP	Sidestegsboret	Samprodusent med nedre Brent og Ness
G4	B-21B	P	T-3	06/01	Åpen hull skjerm	OR: 210 Sm³/d Vk: 91 %	
G5	B-9	P	(T-3, T-2B, T-1B)	07/89	GP	Sidestegsboret	Stengt inn juni -03. Sidestegsboret til B-9A, som produserer fra Ness.
G5	B-17	P	T-3, T-2B, T-2A, T-1	12/91	Konv. i T-1A, N-3. GP i resten	Sidestegsboret	Samproduksjon med N-3D. Ness-3D bidrar ikke
G5	B-22A	I	(T-1B, T-1A,)	08/92	Konv.	Isolert av	Tidligere saminjeksjon med Ness Tarbert isolert av i mai-01

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G6	B-12	I	T-3, T-2B, T-2A, T-1B, T-1A	01/90	Konv.	Rate: 5000 Sm^3/d	Perf. i Ness og Rannoch i feb. -96 for å tillate krysstrømning, men tung væske antas å isolere Ness og nedre Brent. Kun midlertidig injeksjon. Skal sidesteges.
G6	B-27AT2	P	T-1C, T-2A, T-2B1 (T-1B T-2A)	07/04	Konv. Skjerm	OR: 156 Sm^3/d VK: 90 %	Skjerm gjennom T-2A nær tett. Plugget av T-1B/T-2A og tilleggsperforert i mai 2006.
G6/ H7	C-36AT3	P	(T-3, T-2)	01/98	Skjerm m/grus i T3/2 Skjerm u/grus i Ness	Plugget	'Dobbel' komplettering tillater prod/inj i annulus fra H7, samtidig med P/I i G6. I G6 er produksjon fra Tarbert plugget.
G7	B-35	I	T-3, T-2B2	06/98	Konv.	VIR: ca. 10000 Sm^3/d	Bør alltid injisere maksimalt grunnet gunstig plassering
H1	B-37	P	(T-1)	03/97	Åpenh. GP	Plugget	Tarbert plugget av Apr-04
H2	A-33	P	T-1A,T-1B, T-2	09/91	GP	OR: 300 Sm^3/d VK: 59 %	Plugg over T-1A 11/02, men løsnet 02/03.
H2	B-04A	P	(T-2B2)	06/99	Åpenhullss kjerm	Plugget og sidestegsboret	T-1 er isolert med sement. Aug-02 hull i skjerm.
H2	B-04B	P	T-1A	06/07	Perf. liner	Stengt	TTRD. Stengt pga. defekt BSV. Må rekompletteres
H2	B-06	P	T-3, T-2, T-1	04/95	Konv.	OR: 195 Sm^3/d VK: 95 %	Samproduserer med Ness. Satt straddle over T-1B 04/97. ASR brønn fra nov-03.
H2	B-34	P	T-3A/B, T-2B2/B1 T-2A, T-1C (T-2A, T-1C)	11/95	Konv.	OR: 170 Sm^3/d VK: 90 %	Tidligere perforert I Ness. Des-02: Offensiv perforering av T-2A og T-1C. Des-05 perf. av nye soner i Tarbert. Jan-06 plugg over tidligere perforeringer.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H4	B-01	P	T-3A/B,T-2B2 (T-2A/1B)	02/88	Konv. Multilateral	Produksjonen blir registrert i B-1A	Plugget i T-1 10/93. Plugg over T-2B1 11/98. Des-02: Hul whipstock installert ifbm. sidestegsboring av B-1A. Sep-03: Whipstock perforert. ASR brønn fra mai-04. Sidestegsboret til B-1BT4 nov-04.
H4	B-01A	P	T-3A/B, (T-1B[1], T-1A)	02/03	Konv. Multilateral	Stengt i påvente av åpning av hul whipstock.	Feb-03: T-1B. T-1A og N-3D perforert. Problemer med sand. Jun-03: Trekkbar plug satt over gamle perforeringer. Perf. av T-3A/B. Sep-03: Perf. av whipstock. ASR brønn fra mai-04. Sidestegboret nov-04. Midlertidig isolert med whipstock.
H4	B-01BT4	P	T-1B	01/05	TTRD Multilateral	OR: 610 Sm^3/d VK: 85 %	ASR-brønn. Whipstock kan perforeres for samproduksjon med B-1/B-1A.
H4	B-23	P	T-1A	10/92	Konv.	OR: 20 Sm^3/d VK: 98 %	Samproduserer med Ness. ASR brønn fra juli-04
H5	B-03	P	(T-1B)	07/97	Konv.	Stengt	Tidligere injektor. Sidesteg til Cook aug/sep-03. Injektor.
H5	B-03A	P/I	T-1B	09/03	Konv.	Isolert Tarbert. Vanninjektor i Cook.	Boret som injektor i til Cook. Påtraff olje i T-1B. Prod. i Tarbert. Konvertert til Cook injektor feb-06.
H5	B-15	P	T-3, (T-2), (T-1)	09/90	Konv. og GP Multilateral	Stengt i påvente av perforering av Whipstock.	96: T-1 og deler av T-2 isolert med plugg (2507 m MD BD). 97: Hele T-2 isolert m/plugg ved 2495 m MD BD, 10 m under topp perf. 98: Skutt 10 m inter. Over GP. Hul whipstock installert ifbm. sidestegsboring av B-15AT4. Whipstock skal perforeres på sikt.
H5	B-20	P	(T-1A/B)	03/92	GP	Sidestegsboret.	Samproduserte med Ness. Plugg over Ness 05/99. Sidestegsboret til Cook feb-07.
H5	B-26	I	T-1	03/93	Konv.	Sidestegsboret	Saminjiserte med Ness. Lekkasje 2004 medførte at brønnen ble sidestegsboret.
H5	B-26AT5	P	T-3A, T-1A/B	09/04	Konv.	Stengt for sidestegs boring. Hul whipstock.	Ble boret til T-1 og T-3. Perforert i T-1A/B. T-3A ble perforert apr-07. Satt straddel over T-3A jul-07. Sidestegsboret jul-07.

[1] Den offisielle tolkningen av sonen er Tarbert-1B, men sannsynligheten er like stor for at det kan være Ness-2C.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H6	B-26AY2	P	T-1B	08/07	ResFlow + ResPunch	OR: 113 Sm^3/d VK: 74 %	Boret til Tarbert-1B i H5 og H6 segmentet. Komplettert med ResFlow og ResPunch skjermer.
H6	B-28	P	T-1A, (T-1B,T-3)	10/93	GP	OR: 10 Sm^3/d VK: 94 %	Samproduserer med Ness. 93: T-3 isolert m/plugg. 98: T-1B isolert m/plugg. 99: T-1A forsøkt isolert, men kommunikasjon til Ness via ringrom er observert. ASR brønn fra nov-03.
H6	C-44A	P	T-3A/B, (T-1A)	03/01	Konv.	OR: 80 Sm^3/d VK: 68 %	Ness og T-1 avstengt des-01. Perf. og gruspakket i T-3 des-01. Fisk i brønn etter sandopprensking før tilleggsperf. V-04. Hentet fisk og perforerte gruspakke i des-05.
H6	B-18	I	T-2,T-1	11/91	Konv.	Høyrate Injektor	Saminjiserer med Ness. Rekompl. 07/99. Sporstoffinj. 23.07.99
H6	C-17	I	T-2,T-1	06/93	Konv.	Høyrate Injektor, WAG	Saminjiserer med Ness. Sporstoffinj. 24.07.99. Injisert ca. 200 MSm^3 gass i 2004.
H7	B-41A	P	T-3	05/01	Konv.	OR: 150 Sm^3/d VK: 93 %	ASR brønn fra nov-03.
H7	C-36RI	P	(T-3)	01/98	Åpenh. GP	Stengt	Ringromsproduksjon. Stengt jan-00. perm stengt jul-01.
I2	B-32	P	T-1A, T-1B	11/02	Konv.	OR: 340 Sm^3/d VK: 78 %	Rannoch plugget av mai-02. Rekompl. mai 02. Samproduserer med Ness etter offensiv perf. i T-1A/B og N-3D nov-02.
I2	C-30	P	T-2A/T-1B	01/96	GP	Stengt pga. defekt BSV.	Samproduserer med Ness. Gruspakkeport stengt etter påfyll av grus 06/97. Restriksjon i øverste gruspakke under CT-operasjon i des-01 tyder på kollaps.
I5	C-15AT2	P	(T-1)	03/93	Konv.	Stengt	T-1 stengt av 26.07.99. Sidestegsboret til C-15C mai-03.
I5	C-15B						Påtraff ikke reservoar.
I5	C-15C	P	T-3	05/03	Konv.	OR: 120 Sm^3/d VK: 87 %	Sidesteg fra C-15AT2.
I5	C-27	P	T-1A T-1B	06/95	GP	OR: 210 Sm^3/d VK: 71 %	Millet scale og syrestimulerte des-03 som ga midlertidig økt PI i brønnen. RST og PLT I des-04. Plugget tidligere soner, perforerte tre intervaller i T-1B. Perforerte T-1A og N-3D aug-06.

4.2.2 Nessformasjonen

4.2.2.1 Generelt

Dreneringsmekanisme
Utfordringen i Ness er å holde injeksjonen så langt borte fra produsentene at en ikke får umiddelbart gjennombrudd av vann eller gass, samtidig som produsentene får nødvendig trykkstøtte. Fortrengende fase får dermed tid og vei, via mange forkastninger, til å spre seg slik at den totale trykkstøtten blir rimelig god. Erfaring tilsier at direkte trykkstøtte i et segment ofte fører til hurtig gjennombrudd av fortrengende fase og overløp. Dette medfører at enkelte sander blir dominerende i brønnens produksjon. Dette går igjen ut over utvinningen, og kan øke faren for fremtidig forsuring av reservoaret. Spesielt i områder hvor produsentene står nær injektorene, er nøye overvåking av Ness produsentene viktig for å få en høy utvinningsgrad. Basert på observasjoner i brønnene, økes utvinningen ved å endre dreneringsretningene når produksjonen går dårlig. Dette gjøres ved å veksle mellom ulike injeksjonspunkt, samt veksle mellom vanninjeksjon, gassinjeksjon og trykkavlastning.

Kommunikasjon
Kommunikasjonsforholdene i Ness er langt mer kompliserte enn ellers i Brentgruppen, men likevel bedre enn først antatt. De første årene ble det observert store trykkforskjeller mellom de ulike sandene ved boring av nye brønner. Denne forskjellen ser en mindre til nå, og trykket ser ut til å ha jevnet seg mer ut. Dette tyder på at kommunikasjonen skjer over forkastninger som i begynnelsen opptrådte som barrierer, men der områdene over tid kommuniserer både trykk- og flømmingsmessig. Vannsonen er som for Tarbert, i nord. I de sørøstlige områdene er det ingen vannsone (f.eks. segmentene H1/H2).

Gassinjeksjon
I tillegg til hoveddreneringsmekanismen vanninjeksjon, er gassinjeksjon forsøkt i den sørlige delen av segmentrekke G. Hovedformålet med gassinjeksjonen har vært:

- Trykkstøtte der vanninjeksjon er vanskelig.
- Øke utvinningen ved at den mobile oljen i mange små loft, som det er vanskelig å bore til, blir fortrengt ned til produsentene.
- Gassløft til brønner med tung kolonne.
- Øke utvinningen ved at dreneringsretningen blir endret.

Så langt har gassinjeksjonen vært en suksess. Produksjonen på GFA har vært begrenset av gassbehandlingskapasiteten, og gassinjeksjonen har til tider blitt begrenset for å unngå for høy GOF i produsentene som har fått gassgjennombrudd.

Fløммingskart
Det er laget fløммingskart for Ness-2 og Ness-3 (Vedlegg 4.7.3 og 4.7.4), og da hovedsakelig som en kombinasjon av N-2C/N-2B1, samt N-3D.

Samproduksjon og kompletteringsstrategi
Se kapittel 5.

Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk
Det ble gitt generell tillatelse til produksjon med reservoartrykk under metningstrykket for sander i Ness/Tarbert-1 i forbindelse med produksjonssøknaden for 1996. Bakgrunnen for søknaden var at det i enkelte områder er særdeles vanskelig å trykkstøtte reservoaret. Tillatelsen vil kun bli brukt der den indirekte trykkstøtten fra andre formasjoner mangler, og der eventuelle injektorer må plasseres så nær produsentene at raskt vanngjennombrudd reduserer oljeraten og utvinningen. Hittil har det kun vært produksjon med reservoartrykk under metningstrykket i segment H1 og G1.

Lavtrykksproduksjon
Se kapittel 5.

Valg av brønnbane
I segmentrekkene F og G er mange gamle Ness-produsenter boret som vertikale brønner mens de i segmentrekkene H og I i hovedsak er høyavviks/horisontale brønner boret tett oppunder erosjonsflaten. Horisontale brønner har vist seg mer vellykket enn vertikale, og i den senere tid har derfor alle produsentene i Ness blitt boret horisontalt eller med høyt avvik.

Utfordringer
Produksjon i brønner med høy GOF eller høyt vannkutt
Det økte oljeproduksjonspotensialet i forbindelse med gassinjeksjon/VAG avhenger sterkt av at tilhørende produsenter blir testet ofte. Manglende testing kan lett føre til at det produseres unødvendig mye vann eller gass.

Utvinning av dårlige sander (N3B/C)
Både egenskaper og trykkstøtte er ofte dårlig, noe som har ført til lav utvinning så langt. Det er fortsatt lite og ikke tilfredsstillende erfaring med produksjon fra disse sandene, og metningslogger viser at de ikke blir særlig godt drenert. Disse sandene er ikke lateralt utholdende, og svært små forkastninger kan ødelegge kommunikasjonen.

4.2.2.2 Ness i Segmentrekke D

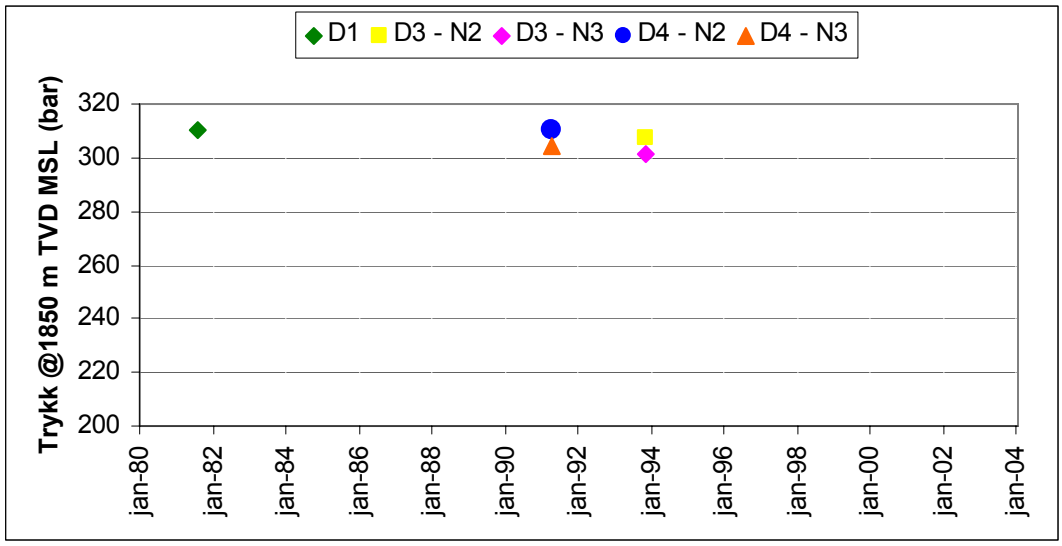
Tabell 4.2.15: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke D (Gullfaks volumrapport 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
D	0	0	0	0	0	0	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene tabell 4.2.15 og tabell 4.2.16.

Segmentene D3 og D4 er gjennomboret av h.h.v. B-29, 34/10-12 og 34/10-34. Alle tre brønnene traff vannsonen i Ness. Det er ikke antatt utvinnbare reserver i disse segmentene.

Trykkutvikling



Figur 4.2.8: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke D.

Videre utvikling

Da **A-48B** i **Segment D1** ble boret, ble det kun påvist Tarbert formasjon, men det er tolket at Ness formasjon også kan være tilstede. Det er aktuelt å sidestegsbore A-48 B horisontalt gjennom hele Brent gruppen, for så å produsere sekvensielt; først Tarbert, deretter Ness, og til slutt nedre Brent. Det er imidlertid noe usikkert om målet (**PAB(K)D12**) vil bli boret fra denne slissen grunnet konkurranse med Statfjord-målet Alun.

Tabell 4.2.16: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene D.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PABD12/ PAKD12 (A-48 C?)	D1	2011	500	Prospekt. Nytt sidesteg fra A-48 B (Ikke påvist olje i Ness). Slisse og oppstartstidspunkt er usikkert

4.2.2.3 Ness i Segmentrekke E

Tabell 4.2.17: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke E (Gullfaks volumrapport 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
E	0,5	0,1	21	0,1	21	0	0

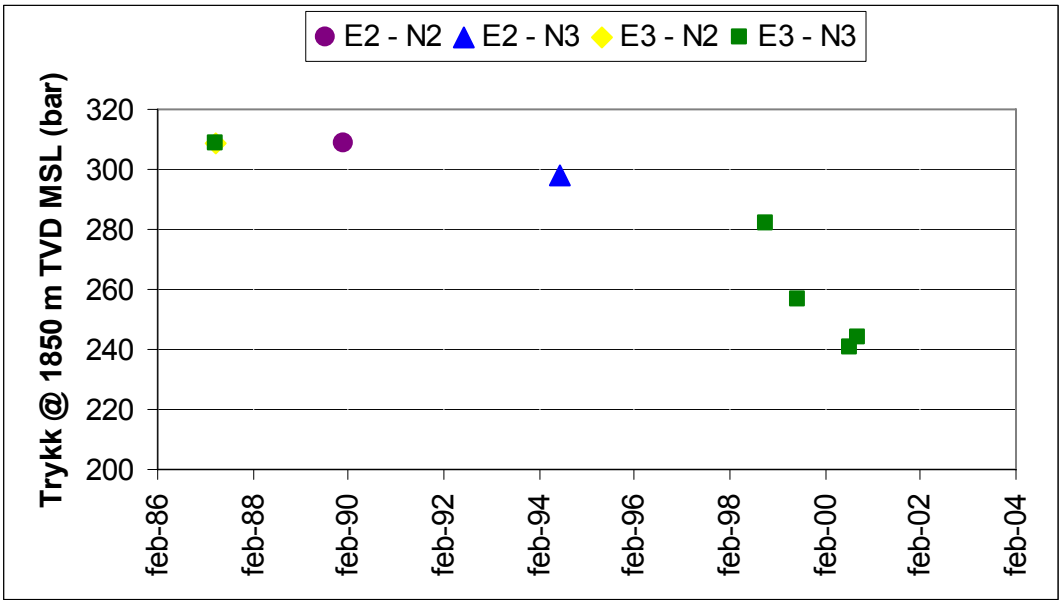
Status

Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.17 og 4.2.18.

Tarbert i tåen av A-42 ble plugget av i nov-98 og tilleggsperforert i Ness-3B i segment E3. I mai-99 ble Ness-3B plugget av. De to gjenværende intervallene Ness-3C og Ness-3D ble deretter perforert. I nov-00 ble resten av Ness plugget av, og brønnen ble perforert i hælen, i

Tarbert-1A. Den lave utvinningsgraden i Ness-3 (33 %) skyldes små tilstedeværende ressurser med begrenset trykkstøtte som ikke rettferdiggjør en egen injektor.

Trykkutvikling



Figur 4.2.9: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke E. A-42 ble perforert i Ness i November 1998, og produserte fra Ness frem til november 2000.

Videre utvikling

Fra 4D seismikken er det identifisert mulige reserver i Ness-2 i segment E2. Dette er et prospekt som kan kombineres med boring av Ness-2 reserver i segment E3. Det er forventet en begrenset oljeproduksjon fra segment E3.

Tabell 4.2.18: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene E.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PANE22	E2	Idefasen	300	Prospekt. 4D basert.
PANE32	E3	Idefasen	300	ØOU. Kan kanskje kombineres med PANE22.

4.2.2.4 Ness i Segmentrekke F

Tabell 4.2.19: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke F (Gullfaks volumrapport 1999).

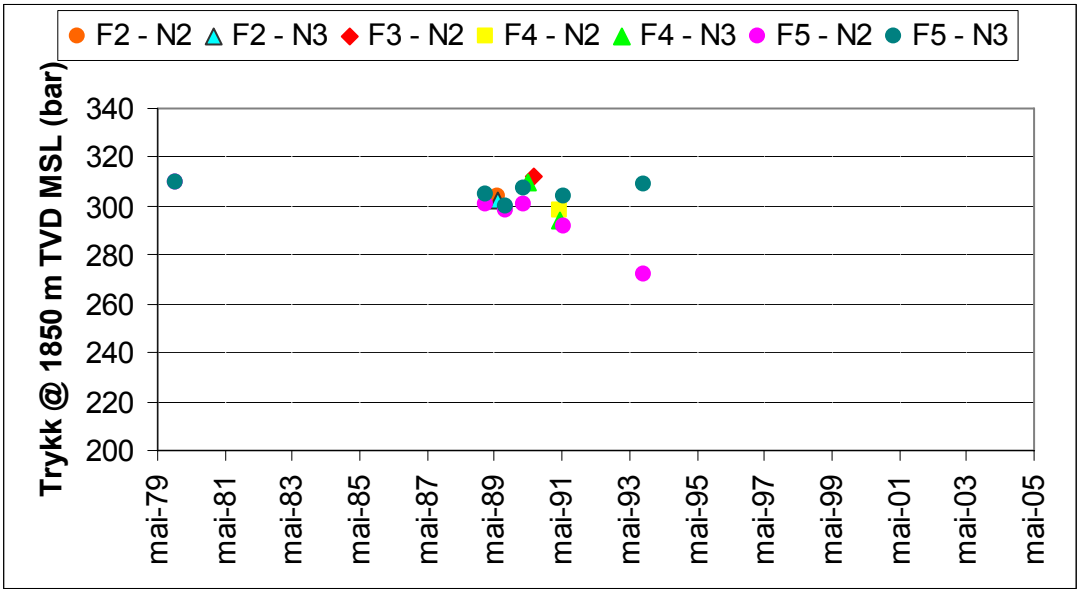
Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
F	1,1	0	0	0	0	0	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert tabell 4.2.19 og tabell 4.2.20.

I F-rekken er det ingen dedikerte dreneringspunkt i Ness. En del av Ness er vannflømmet på grunn av kommunikasjon til produsenter i G-rekken lengre øst. De små gjenværende oljevolumene har hittil ikke rettferdiggjort egne brønner i dette området.

I **segment F2** ble Nessreservoaret gjennomboret av A-21A vinteren 2000. Åpenhullsloggen viste initielt vannfylt reservoar i Ness over 1947 m SVD MHN. Dette kan forklares ved at migrasjonen av olje til segment F2 har foregått fra segment F3, og at alle lag under Tarbert-1C i segment F2 har vært skjermet for innfylling av olje.

Trykkutvikling



Figur 4.2.10: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke F.

Videre utvikling
Eventuelle reserver i segment F5 betraktes som så usikre at det ikke er planlagt dreneringspunkt i dette området.

Tabell 4.2.20: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene F.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PANF42	F4	2010+	300	ØOU. Usikker flømming.

4.2.2.5 Ness i Segmentrekke G

Tabell 4.2.21: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke G (Gullfaks volumrapport 1999).

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
G	22,9	12,2	53	14,5	63	4	3

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.21 og tabell 4.2.22.

I segmentrekke G er det boret tre vanninjektorer, der to nå gir trykkstøtte til produsentene i Ness. De to første injektorene, A-20A og B-22A, ble plassert ved olje-vannkontakten i G3 og G5. Basert på erfaring med de problemene kort avstand mellom injektor og produsent skaper, ble den siste injektoren, B-35, boret i G7 i god avstand til alle produsentene. I mar-99 ble Ness plugget av i B-35 for å kunne øke injeksjonsraten i Tarbert.

Segment G1 er relativt isolert i forhold til resten av segmentrekken. Det har vist seg vanskelig å få en god dreneringsstrategi ved hjelp av vanninjeksjon på grunn av hurtig vanngjennombrudd i de beste reservoarsandene. Det ble derfor forsøkt med syklisk gassinjeksjon/oljeproduksjon i **A-22**. Dette hadde en positiv effekt på produksjon totalt i området, men gassinjeksjon førte til at A-22 etter hvert fikk alvorlige sandproblemer. A-22 ble derfor i juli 98 konvertert til permanent gassinjektor, samtidig som brønnen ble tilleggsperforert i Tarbert. I februar-99 ble brønnen rensket for sand og tilleggsperforert i N-2A. I dag trykkstøtter brønnen A-46T2 i Tarbert, samt A-24B i Ness (se under). **A-7A** ble i 1996 boret horisontalt relativt dypt på strukturen (50 m over OVK) nord i G1. Åpenhullsloggen viste en varierende grad av permeabilitetsegenskaper og vannfløming i de ulike Ness-sandene, men produksjonen har vært tilfredsstillende. I januar 2005 ble brønnen sidestegsboret til Tarbert i F3. **A-24B** ble boret våren 2007 og perforert og satt på produksjon i N-2B1 i begynnelsen av mai. Brønnen kom inn med en oljerate på omtrent 1000 Sm^3/d, men denne har sunket en del grunnet fallede reservoartrykk. Konklusjonen er at trykkstøtten fra A-22 ser ut til å være meget begrenset i Ness. I forbindelse med logging i A-22 i 2005 kom en ikke dypere enn til Ness-2C, og det antas at det er sand i bunnen av brønnen som må fjernes for å få tilgang til Ness-2B. Brønnoperasjon med sandvask og perforering i N-2B er planlagt i september/oktober 2007, og håpet er å gi trykkstøtte til A-24B i N-2B1.

I **segment G2** ble **A-19AT3** tidligere brukt som gassinjektor i Ness for å støtte A-26 i samme segment. Høsten 2006 ble det imidlertid kjørt metningslogg i brønnen med opsjon om tilleggsperforering og ombygging til produsent. Metningsloggen viste uflømmet Tarbert, og i oktober 2006 ble brønnen ombygget og perforert i Tarbert-1B/1C/2A og satt på produksjon. **A-26** produserte tidligere fra N-2, og var svært avhengig av trykkstøtte fra A-19AT3. Metningslogger fra 2003 og senere i juni 2006 viste gjenværende olje i både Ness og Tarbert. Det ble besluttet å perforere Ness 3B/3C og T-1A uten å sette plugg over N-2C, og brønnen kom inn med en oljerate på rundt 250 Sm^3/d og med et vannkutt på rundt 50%. Oljeraten har siden holdt seg relativt stabil, men vannkuttet har steget moderat til rundt 65 %.

I **segment G3** har **A-14** produsert fra Ness-2C og Ness-3A fra feb-00 til jun-04 med fallende oljerate og økende vannkutt. RST fra jun-04 viste oljefylt Ness-3B/C/D og NE-1/2 med spor av residuell gass. Det eksisterende intervallet i Ness-2C og Ness-3A ble plugget av med sement, samtidig som nedre Brent ble perforert i NE-1. På grunn av tekniske problemer som oppstod etter sementjobben, ble brønnen stengt. Brønnen er i dag klar for sidesteg. **A-45** ble perforert i Tarbert i mars-04 etter å ha produsert vann fra starten i flere ufløммede Ness-3 soner. Brønnen er forøvrig planlagt sidestegsboret til målet PATG34 i løpet av høsten 2008, eller raskere dersom man trenger et alternativ til Gulltopp-brønnen pga. tekniske problemer i denne.

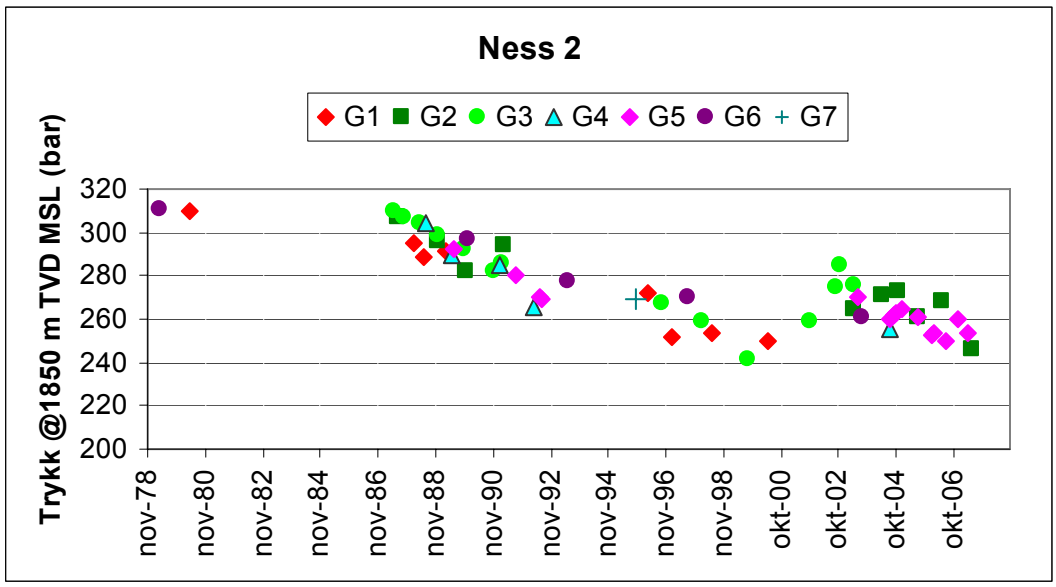
A-31 i **segment G4** endret styringskriterium til ASR våren 2003, noe som gjorde det mulig å holde en høy oljerate selv om vannkuttet var relativt høyt (65 %). En PLT ble kjørt i jul-04, og det ble besluttet å sette en plugg over Ness-3A og Ness-2C for å redusere vannproduksjonen. Vannkuttet gikk ned, men på grunn av lavt trykk gikk væskeraten ned og oljeraten ble uforandret. Den lave totalraten medførte at brønnen fikk problemer med å løfte sand, og i mai 2005 sandet brønnen igjen. Våren 2006 ble brønnen rensket opp ved hjelp av sandsyklon, og den produserte frem til februar 2007 da den igjen ble stengt grunnet høy sandproduksjon. Videre plan for brønnen er å forsøke kjemisk sandkonsolidering. Det er ingen dedikerte injektorer i området. Trykkstøtte kommer fra vannbassenget vest i området, og over forkastninger fra nabosegmentene G3 (A-20A) og G5 (B-22A). I mai-07 ble **B-4A** sidestegsboret (**B-4B**) til Tarbert-1 og Ness-3 i H2. Primærmålet for brønnen, Ness-3D i G4, ble ikke nådd grunnet tap til formasjonen i H2. Brønnen står for tiden innestengt på grunn av defekt BSV. Det skal evalueres om brønnen skal sidestegsbores (rebores) til primærmålet, eller om den skal rekompletteres og produsere fra H2, eller eventuelt injisere i H2.

Segment G5 produseres i dag fra **B-9 A** og **B-17 AT2**. Førstnevnte brønn ble boret i jul-03, og er naturlig perforert i Ness-2A/B/C. Vanngjennombrudd skjedde som forventet fort etter oppstarten, men vannkuttet har økt raskere enn forventet. En PLT kjørt i september 2004 viste at Ness-2B1 (det nederste intervallet) hadde høyt vannkutt (95 %), mens Ness-2C i toppen bidro med største delen av oljen. Ness-2B2 og Ness-2A bidro ikke. I januar 2005 ble det forsøkt å sette en straddle over Ness-2B1, men det lykkes ikke å komme ned i brønnen med traktor. En metningslogg i B-24 (nedre Brent) viste at Ness-2B1 og Ness-2C var helt eller delvis flømmet, og dreneres dermed av B-9 A. Metningsloggen viste også at det i Ness-2B1 hovedsakelig er formasjonsvann, mens det i Ness-2C er hovedsakelig er injeksjonsvann. B-9A får trykkstøtte fra B-22 A, men i august 2007 fikk man problemer med å kjøre oppbrønnen etter en kort innstengning grunnet lavt reservoartrykk. Injeksjon i B-12 ble blant annet forsøkt, men uten at det så langt har påvirket reservoartrykket i B-9A. **B-17AT2** ble boret i slutten av 2006 gjennom Tarbert-1B/2A, samt Ness-2/3. Brønnen ble satt på produksjon i januar 2007 i antatt N-2C, der den produserte i et intervall på rundt 100 m gjennom 4" skjermer. Produksjonen fra intervallet var imidlertid skuffende. I juli 2007 valgte man derfor å tilleggsperforere ResPunch-skjermene i tåa på brønnen (sannsynligvis også Ness-2C), med opsjon om å perforere N-3D høyere i brønnen dersom førstnevnte intervall ikke var tilfredsstillende. Opsjonen ble også gjennomført, og B-17AT2 produserer i dag fra N-3D i 5 ResPunch intervall (men uten at intervallene under er plugget av). Brønnen kom inn med omtrent 400 Sm^3/d i oljerate og med 60 % vann, og i slutten av august var raten sunket til omtrent 300 Sm^3/d og vannkuttet økt til 70 %. Videre planer for brønnen er å produsere Tarbert sekvensielt etter Ness.

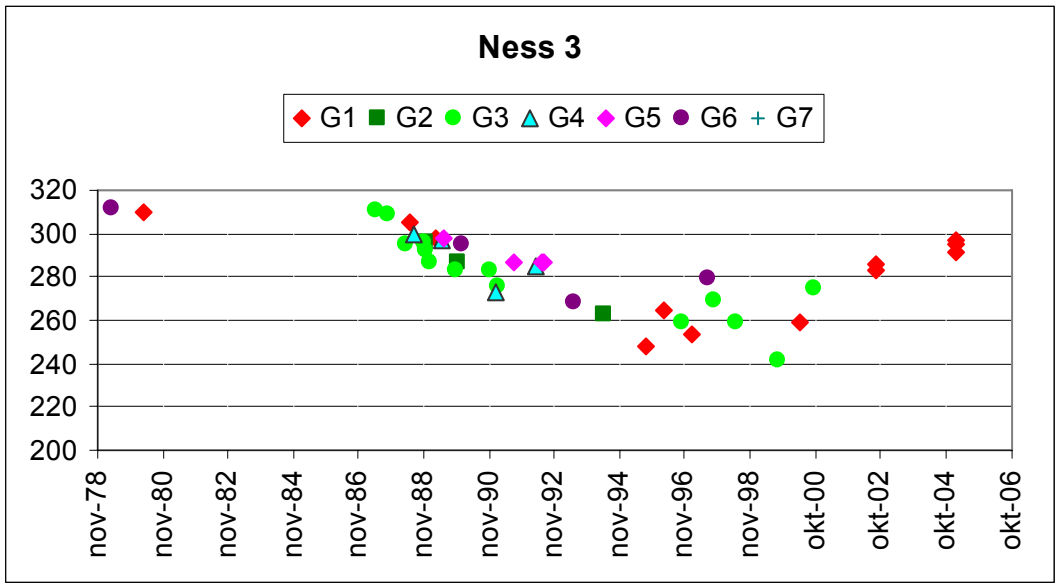
C-36AT3 i **segment G6** produserte fra Ness-2C fra jun-01 til april-04. Brønnen produserte både olje og vann fra starten. Vannet skyldes fløming fra B-35 mot B-27, mens oljen antakelig er loftsolje som en ikke får ut i B-27. C-36AT3 er nå stengt fordi brønnen kun produserte vann. **B-27** fikk raskere fall i oljerate og økende vannkutt etter oppstarten av B-9A, noe som tyder på at begge brønner drar på samme reserver. B-9A ligger grunnere enn B-27 som ble stengt i mar-04. Brønnen er sidestegsboret til Tarbert i segment G6.

Trykkutvikling

Segment G1 er relativt isolert i forhold til resten av G-rekken. Trykkstøtte besørges av gassinjektor A-22 (se avsnittet over). Resten av G-rekka trykkstøttes naturlig fra nord og vest, samt fra de to vanninjektorene A-20A i G3 og B-22A i G5. Utfordringen i Ness har vært å plassere vanninjektorene langt nok borte fra produsentene for å hindre umiddelbart vanngjennombrudd, samtidig som de må ligge nær nok til å gi trykkstøtte på tross av begrenset kommunikasjon.



Figur 4.2.11: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke G.



Figur 4.2.12: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke G.

Videre utvikling
I **segment G1** vil **A-22** fortsette som permanent gassinjektor for å trykkstøtte A-46T2 og A-24B. Det er også planlagt å sandvaske og tilleggsperforere A-22 i N-2B, siden brønnen i dag kun gir begrenset trykkstøtte i Ness.

Nedre Brent produsenten **A-10 A** står på toppen av strukturen, øst i **segment G2**. Brønnen har bare Ness-2B tilgjengelig, og kan perforeres på et senere tidspunkt gjennom dobbel casing. Det kan ikke kjøres RST i forkant, noe som kompliserer valget av perforeringsintervall.

RST logg i A-23 fra november 2006 viste ufløммet N-3A/3D, og sannsynligvis også ufløммet N-3B/C. I mai-07 ble **B-4A** sidestegsboret til H2, mens primærmålet for brønnen PBNG44, Ness-3D i G4, ikke ble nådd grunnet tap til formasjonen. Det kan være aktuelt å rebore brønnen til primærmålet eller eventuelt finne en annen slisse i H2 hvis B-4B skal fortsette som injektor.

B-24 er foreløpig perforert naturlig i nedre Brent. Den er planlagt tilleggsperforert i Ness i **segment G5,** men går bedre enn forventet i Nedre Brent og er definert som haleprodusent.

4D seismikk fra 2005 har identifisert ufløммet Ness-3D sand i segment **G6** (PBNG63), som muligens kan bores kombinert med et Etive mål i nærheten.

Utvinningen i Ness-2 begynner å bli bra (unntak Ness-2B2), men det er fremdeles mye olje igjen i Ness-3 (unntak Ness-3D). Da egenskapene til Ness-3B/C er mye dårligere enn Ness-2, blir det viktig å finne gode metoder for å utvinne denne oljen. Oppsprekking av formasjonen kan være et eksempel på en metode som bør utprøves for å øke utvinningsgraden i Ness-3.

Tabell 4.2.22: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene G.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
A-46 T2	G1	>2008	500	Produserer fra Tarbert i dag.
B-24	G5	2008	300	Produserer fra nedre Brent pr i dag.
A-10A	G2	>2007	250	Produserer fra nedre Brent pr i dag. Teknisk vanskelig pga. dobbel casing.
PBNG63	G6	> 2009	-	ØOU. Idefasen
PBNG44 (B-4C)	G4	2008	300	Rebore B-4B, evt. ny slisse.
PANG24 A-23	G2	2010	300	Idefasen
PANG3X	G3	2012	300	Idefasen
IANG3X	G3	2011	-	Idefasen. Injektor.

4.2.2.6 Ness i segmentrekke H

Tabell 4.2.23: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke H.

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.05		Endelig		Pr. 01.08.05	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
H	27,1	16.5	61	18.4	68	9	2

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i Tabell 4.2.23 og tabell 4.2.24.

Ness i segmentrekkene H og I styres som ett dreneringssystem. Fløming av oljen foregår fra nord mot sør/sørøst til de strukturelt grunneste områdene. Trykknivået er høyest i nord og blir lavere sørover, men ligger over metningstrykket i hele segmentrekken. Det relativt høye trykket i nord må til for å gi nok støtte til området i sør. De fleste Ness-brønnene er gruspakket og perforert i 2-3 soner. Noen av brønnene er i samproduksjon med Tarbert.

Trykkstøtten til brønnene i segmentene H2-H6 kommer fra injektorene i nord; B-18 og C-17. Disse injiserer både i Ness og Tarbert. I tillegg får brønnene indirekte trykkstøtte fra Tarbert og nedre Brent. A-12 og B-36AT2 er nedre Brent injektorer som gir trykkstøtte til øvre Brent. Dette er påvist gjennom sporstoff. B-8, tidligere Nedre Brent injektor, ble perforert i Ness-3 jul-05. Det er foreløpig ikke påvist at B-8 gir trykkstøtte til noen av Ness-produsentene, men derimot gir den trykkstøtte til Tarbert-1B. B-1BT4 og B-26AT5 får trykkstøtte fra B-8.

Segment H1 er delvis isolert fra resten av feltet. B-37 og A-38A er i dag eneste produsenter i segmentet. Det er ingen injektorer i Ness, men A-35 (nedre Brent injektor) trykkstøtter Ness i B-37.

B-37 produserte fra både Tarbert og Ness frem til feb-04. Brønnen ble da rengjort (RAS) og metningslogget. Metningsloggen viste at gassen, som var i N-2C under boring av brønnen i 1997, var erstattet med olje. Videre viste den gassutslag i N-3D og T-1A. Dette har positiv

betydning for dreneringsstrategien i segmentet og for boremålet PANH12. Det ble satt plugg for å isolere av tidligere sandproduserende intervaller og nye soner i N-3B/C/D, på andre siden av forkastningen, ble naturlig perforert. Brønnen produserte med avtagende rate og trykk frem til apr-06. Det ble da besluttet å gjøre datainnsamling ifm. boremålet PANH12. Brønnen ble sandvasket på Coil Tubing og det ble kjørt CHDT trykkmålinger i brønnen. Trykkmålingene bekreftet at de depleterte (150 bar) Ness-2 sonene som ble påtruffet under boring av B-37 nå er i trykket opp igjen (290 bar). Det ble også besluttet å isolere tidligere perforeringsintervaller og perforere nye intervaller i N-2B. Grunnen til denne beslutningen var at trykket i N-3 var lavt (200 bar @1850 m TVD MSL) og at brønnen etter all sannsynlighet må vaskes ren for sand ved fremtidige brønnoperasjoner. Pluggen som ble satt har en innebygd flapper som hindrer væskestrøm nedover i brønnen, men tillater strømning oppover i brønnen. Det vil si at N-3 perforeringene vil bidra hvis/når trykket stiger til samme trykk som N-2B. Brønnen produserer i dag med en oljerate på 250 Sm3/d, GOF på ca. 200 Sm^3/Sm^3 og vannkutt på 69 %.

A-38 ble metningslogget sep-01 for å kartlegge flømmingen i segmentet. Resultatet var; N-2A, N-2B1 og N-2B2 (nederste sand) delvis flømmet med vann, ingen flømming i N-2B2 (øvre sand) og N-2C, segregering av olje i toppen av NER og ingen "fri" gass bak casing. Brønnen har stått stengt siden sep-02, men ble satt på injeksjon i en liten periode fra apr-04 til jul-04 for å se om denne kunne gi trykkstøtte til perforeringsintervallene i N-3 i B-37. En kunne ikke se noen umiddelbar trykkeffekt av injeksjonen, men vannkuttet økte i B-37. A-38 ble stengt for å se om vannkuttet ble redusert i B-37, noe som ble bekreftet to måneder senere. Den ble også satt på injeksjon ca. 1 mnd. mar-06 for å se om den hadde noen effekt på N-2B i B-37, noe den ikke hadde. A-38 ble sidestegsboret jul-07.

A-38 A ble sidestegsboret til boremålet PANH12 jul-07 og komplettert med ResFlow skjermer i N-2C. Dette er et mål som har vert planlagt å bore til lenge, men har blitt stoppet av tekniske begrensninger, grunnet antatt lavt trykk i N-2C. Trykkmålingene utført i B-37 gjorde at målet kunne nås med en seksjon. Brønnen ble satt på produksjon jul-07 og produserer nå med en oljerate på ca. 830 Sm^3/d uten vann. Brønnhodetrykket har falt med 15 bar siden oppstart, men ser ut til å stabilisere seg nå.

H2 segmentet står i kommunikasjon med H4-H6 segmentene. Trykkstøtten kommer hovedsakelig fra A-12, som står i Nedre Brent i H2- rekken, noe som er påvist gjennom sporstoff.

A-6 A har produsert fra N-2B og N-2C siden jul-96. Sannsynligvis kommer mesteparten av produksjonen fra N-2C pga av hull i gruspakken. Brønnen har vert begrenset av sand og H_2S. Når A-6A produserte måtte andre H_2S brønner strupes (A-39A og A-34A). Den høye H_2S-konsentrasjonen (ca. 400 ppm) i A-6A skyldes massiv vannsirkulering i Nedre Brent. Trykkstøtten kommer sannsynligvis via strømning bak casing i A-12 (nedre Brent injektor). Dette bekrefter teorien om at Ness får trykkstøtte fra Nedre Brent (A-12). Sep- 05 ble brønnene metningslogget. Resultatene viste ufløммet i hele Ness-3, delvis vannfløммet i Tarbert-1A og gassfløммet i Tarbert-1B. Jan-06 ble brønnen stengt pga. tett kontrollinje. For å fikse dette måtte brønnen rekompletteres. Pga problemer med H_2S ble det besluttet at brønnen skulle sidestegsbores høyere på strukturen i samme området, noe som ble realisert jan-07.

A-6 B ble sidestegsboret fra A-6 A jan-07. Sidesteget ble kicket av i N-3C og boret gjennom N-3 og N-2. Brønnen ble perforert i N-2B1 og N-2B2 og satt på produksjon mar-07. I starten produserte brønnen med høyt vannkutt (71 %) og en oljerate på 270 Sm^3/d. Vannkuttet har variert en del siden oppstart men ser ut til å stabilisere seg på ca. 60 %. H_2S konsentrasjonen er den samme som for moderløpet (ca. 400 ppm). Brønnen er sandbegrenset og produserer i dag med en oljerate på 150 Sm^3/D. Det er planlagt å produksjonslogge brønnen med opsjon om å plugge av vannproduserende intervall. Sandopprensking via testseparator vurderes først.

A-33 samproduserte fra Tarbert og Ness frem til nov-02, da det ble satt plugg over de 3 nederste gruspakkene. Vannproduksjonen ble halvert, og oljeratene falt pga. dårligere PI. Feb-03 steg plutselig bunnhullstrykket med 30 bar. Påfølgende brønntest bekreftet samme vannkutt som før pluggen ble satt. Konklusjonen er at pluggen har løsnet. Sep-04 ble brønnen koblet opp mot flerfasepumpen pga. lavt brønnhodetrykk. Oljeraten steg med 200 Sm^3/D. Pr. i dag produserer brønnen med en oljerate på 300 Sm^3/D og vannkutt på 53 %.

Segmentene H4-H6 er kommet lengst i utviklingen, og brønnene i området produserer med et relativt høyt vannkutt.

B-2 er det eneste dreneringspunktet igjen i N-2 i H4/H5 segmentene etter at det ble satt plugg over N-2 i B-30, sep-04. B-2 produserer med lav rate og er styrt av minimum brønnhodetrykk pga. lav PI. Des-06 ble brønnen lagt over mot flerfasepumpen og oljeraten økte med 30 Sm^3/D. Brønnen produserer i dag med en oljerate på ca. 100 Sm^3/D og et vannkutt på 91 %. Brønnen skal sidestegsbores til boremålet PBNH45, som ligger oppflanks B-2 der den står i dag.

B-23 produserte fra Tarbert-1, Ness-3 og Ness-2 frem til jan-03, da det ble utført PLT/RST i brønnen. Resultatene fra loggen viste at all oljen kom fra T-1A og at vannet kom fra N-2C, og at Tarbert-1 var ufløммet. Det ble satt plugg over N-2C. Påfølgende produksjonstest viste 950 Sm^3/d olje og 10 % vann. I etterkant har oljeraten svinget litt opp og ned pga. mye sandproduksjon. Det siste året har vannkuttet steget fra 45 % til 90 %. Brønnen produserer pr. i dag med en oljerate på 160 Sm^3/d. En mulig forklaring på den drastiske økningen i vannkutt er at B-23 produserer fra samme reservene som B-1BT4 produserer fra og B-3A produserte fra.

B-30 produserte med relativt høy oljerate (450 Sm^3/d) frem til des-03. 13/12-03 steg trykket brått med 10 bar og brønnen produserte omtrent bare vann. Vi trodde årsaken var at pluggen over Rannoch hadde løsnet, evt. at det var lekkasje bak casing. Sep-04 ble det forsøkt å sette ny plugg over Rannoch for å gjenopprette produksjonen i N-2. Dette mislyktes og ny plugg ble satt over N-2. Brønnen produserte bare vann. Mar-05 ble det kjørt PLT, som avdekket lekkasje i tubing (vannfylt Tarbert-2). Pluggen over Ness-2 ble fjernet og straddle installert over lekkasjen i tubingen. Brønnen produserte fortsatt bare vann og ble innstengt på grunn av vannbehandlingskapasiteten på GFB. Sannsynligvis har det pågått en krysstrøm av vann i brønnen, mellom Tarbert-2 og Ness. Brønnen har vert stengt siden aug-06 og bores i disse dager som produsent til Cook.

B-15AT4 ble boret som en multilateral produsent vår-04. Den produserer bare fra lateral-løpet Ness-3D, men skal samprodusere med moderløpet på sikt. Brønnen sliter med dårlig trykkstøtte og har ”dødd” flere ganger. Den har da måtte stå innstengt for å bygge opp trykket igjen. I slutten av aug-04 steg GOF kraftig. Dette skyldes trolig gassinjeksjon i C-17, i

perioden apr-04 til sep-04. Brønnhodetrykket steg og brønnen produserte stabilt i ettertid. Siden jan-06 har brønnen hatt en regularitet på 70 %, 10 % bedre enn perioden før gassinjeksjonen.

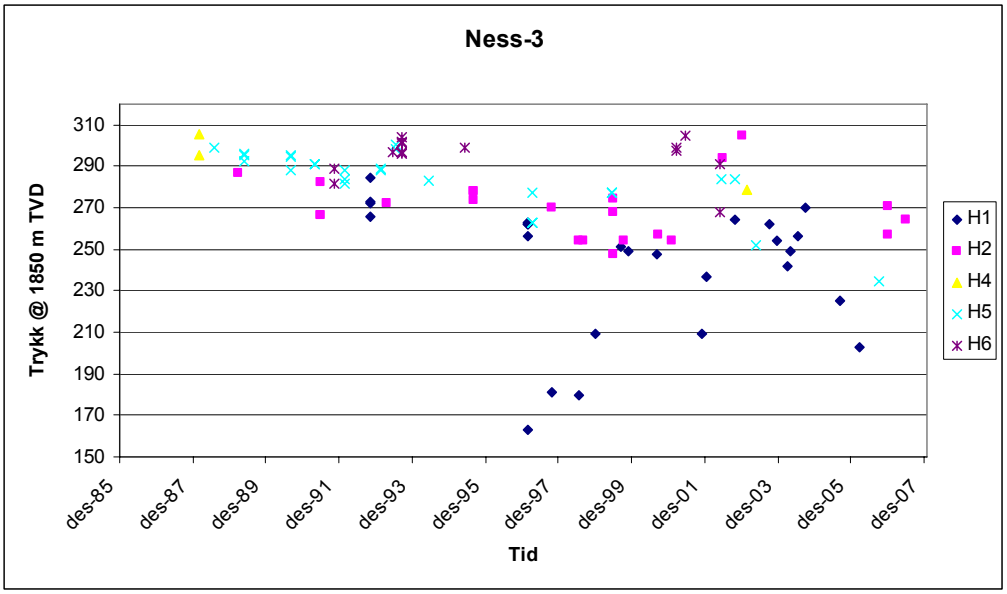
B-8 var vanninjektor i nedre Brent frem til jul-04, da den ble perforert i Ness-3D. PLT utført jul-04, viste att alt vannet fortsatt gikk i nedre Brent. Mar-05 ble det satt plugg over nedre Brent for å tvinge vannet inn i Ness. Apr-05 falt bunnhullstrykket i B-8 brått med 30 bar. Ny PLT kjørt jul-05 bekreftet at 90 % av vannet gikk i nedre Brent. Ny plugg ble derfor satt og brønnen injiserte i Ness frem til okt-06. Da ble pluggen fjernet for å få vanninjeksjon i nedre Brent igjen. I jul-07 ble det utført PLT og RST i brønnen. RST viste flømmet i alle sander, mens PLT viste at fordelingen mellom NER og Ness var 50/50. Det er foreløpig ikke bekreftet at B-8 gir trykkstøtte i Ness-3D, derimot trykkstøtter den Tarbert-1B i B-1BT4 og B-26AT5.

B-26 injiserte vann i Tarbert og Ness frem til feb-04, da det oppstod lekkasje i produksjonsrøret. Brønnen måtte rekompletteres, men siden den gav dårlig trykkstøtte i segmentet, ble det bestemt å sidestegsbore den til Tarbert (aug-04).

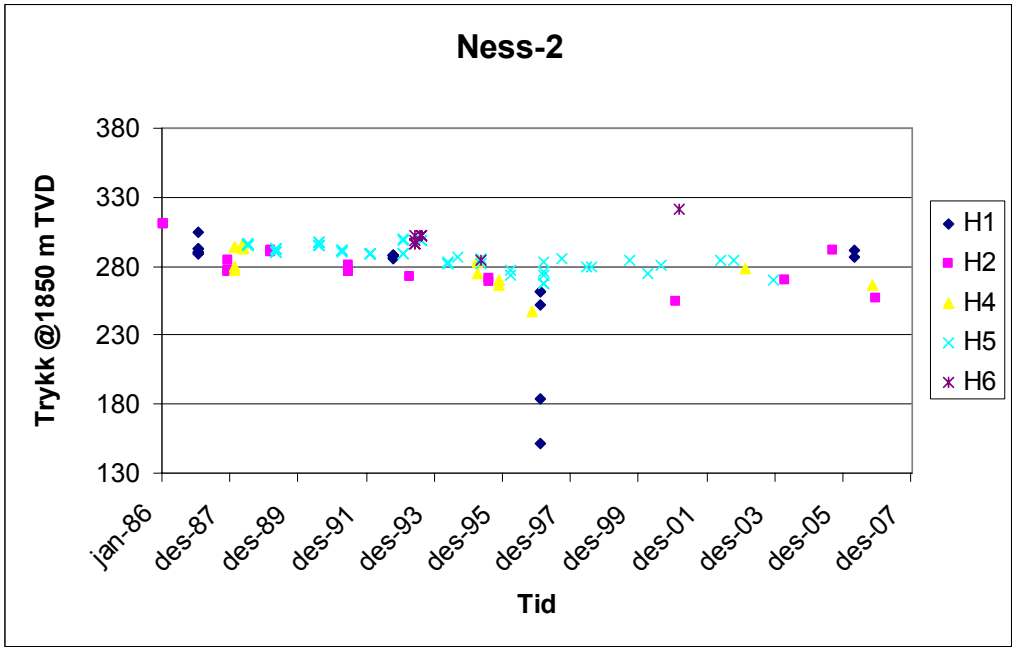
B-28 er en kombinert Tarbert og Ness produsent. Okt-04 døde brønnen pga. sandras, og stod innstengt frem til feb-05, da den ble vasket ren for sand. Brønnen har i ettertid produsert med avtagende rate, pga. sand og dårlig trykkstøtte. Brønnen skal etter planen tilleggsperforeres i N-2 ila. jul-07.

C-17 er VAG-injektor i Tarbert og Ness. Den har bare injisert vann bortsett fra noen få dager i 2001 og 2003. I perioden apr-04 til sep-04, med unntak av 2 uker i juli, stod den på gassinjeksjon pga. Kårstø-stans. Det er grunn til å tro at gassen som er injisert har migrert sørover til H5 segmentet da det er observert gass i B-28, B-20, B-15AT4, B-26AT5 og C-44A.

Trykkutvikling



Figur 4.2.13: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke H.



Figur 4.2.14: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke H.

Videre utvikling

Trykkstøtten i N-3D i H5 segmentet er dårlig og bør bedres. Slik trykket er nå, er det ikke mulig å bore gjennom N-3D, noe som gjør det umulig å kombinere boremål i Tarbert og Ness eller nedre Brent.

En del av brønnene i H-rekken har flere oljefylte soner igjen. Disse skal perforeres etter hvert som brønnene produserer under en tilfredsstillende oljerate. En av disse er B-28 som skal perforeres i N-2 høsten-07.

Tabell 4.2.24 gir en oversikt over gjenstående planlagte boremål, ØOU mål samt mulige fremtidige dreneringspunkter i Ness. Se også vedlagte kart over områdene (vedlegg 4.7.3 og 4.7.4).

Tabell 4.2.24: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene H.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PBNH45	H4	2009	500	ØOU under modning
PBNH24	H2	2010	300	ØOU idefase. Sør for B-6.
PXNH63	H6	2011	400	ØOU i idefase sør for B-28.

4.2.2.7 Ness i Segmentrekke I

Tabell 4.2.25: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke I.

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.04		Endelig		Pr. 01.08.04	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
I	19,9	11,5	58	13,1	66	7	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.25 og 4.2.26.

Brønnene i segmentrekken får hovedsaklig trykkstøtte via nedre Brent, vannbasseng i nord og over forkastningen mot segmentrekke H i nord. Eneste Ness-injektor i segmentrekken var C-31 som stod i direkte kommunikasjon med B-5AT3, C-19 og C-38T2. C-31 har vært stengt siden des-04 pga. tubing lekkasje. Etter at C-31 ble stengt har trykket falt i C-38T2 og C-19.

B-5AT3 produserer fra N-2 og er styrt av sandfri rate (ASR). Brønnen har produsert 2.2 MSm^3 siden oppstart i des-96, men er nå så godt som utvannet (93 %). Brønnen ble metningslogget jul-07. Metningsloggen viste ufløммede sander i N-3, T-1A, T-1B, T-2B2 og T-3. Planen var å perforere nye soner etter metningsloggen, men man kom ikke ned pga. scale og sand i brønnbanen. Planen videre er å vaske rein brønnen på Coil og deretter perforere nye intervall på traktor.

B-32 ble metningslogget i mar-02 og Rannoch ble plugget av. RST viste delvis fløммet N-2B1 og fløммet N-2A og N-2C. Resterende intervaller var ufløммet. Basert på produksjonstesten (utført med kveil i brønnen) som viste en oljerate på ca. 500 Sm^3/d, ble det besluttet å fortsette produksjonen fra eksisterende perforering i N-2B1 uten tilleggsperforering. Brønnen ble etterpå rekomplettert pga defekt BSV-kontrollinje. I nov-02 ble brønnen kandidat for aggressiv perforering hvor N-3D, T-1A og T-1B ble skutt. Brønnen har siden den gang produsert med høy oljerate. Brønnen har flere oljefylte soner igjen i Tarbert og Ness-2.

C-33 er gruspakket i N-2. I Jan-02 kollapset gruspakken, og brønnen har siden det vært sandbegrenset. I Des-04 ble styringskriteriet endret fra MSR til ASR. Etter at C-23A ble stengt steg trykket og produksjonen i C-33. Produksjonsoppførsel kan tyde på lekkasje forbi pluggen som ble satt over Rannoch i nov-99. I dag produserer brønnen ca. 200 Sm^3/d olje og 65 % vann.

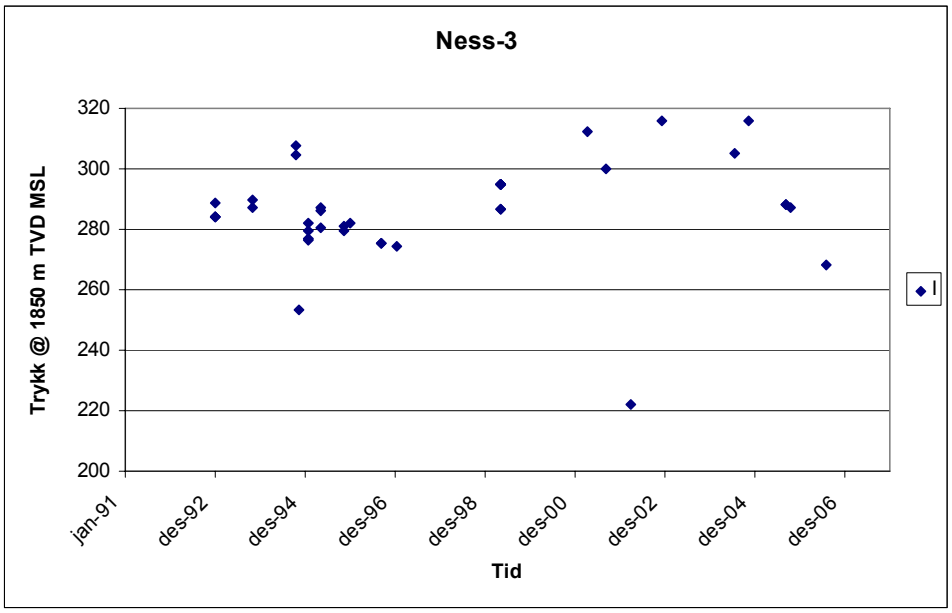
C-30 samproduserer fra Tarbert og Ness og står i kommunikasjon med B-32. Når B-32 stenges, øker oljeraten i C-30, og omvendt. Produkjonen er best når begge produserer. C-30 er begrenset av dårlig PI pga. at gruspakkeporten i den øverste gruspakken er tett. Brønnen har stått stengt siden jun-07 pga. defekt BSV. Planen videre for brønnen er å tilleggsperforere den når det er tilgang på riggen.

C-19 ble metningslogget i mai-00. Loggen viste at hele Ness-pakken var ufløммet. Brønnen ble naturlig perforert i N-1, N-2B1 og N-2B2 i jun-00. Brønnen fikk vanngjennombrudd jul-00 og Ness-1 ble isolert med plugg. Siden det har brønnen produsert med varierende oljerate, styrt av sandproduksjon. Mai-04 ble det forsøkt å renske opp brønnen vha. sandsyklon, uten videre hell. Jan -05 ble alle tidligere soner plugget av og ny sone i N-2B perforert. I starten produserte brønnen med lav oljerate (220 Sm^3/d) og høyt vannkutt (56 %). Brønnen er begrenset av sandproduksjon og produsere i dag med en oljerate på 320 og vannkutt på 39 %.

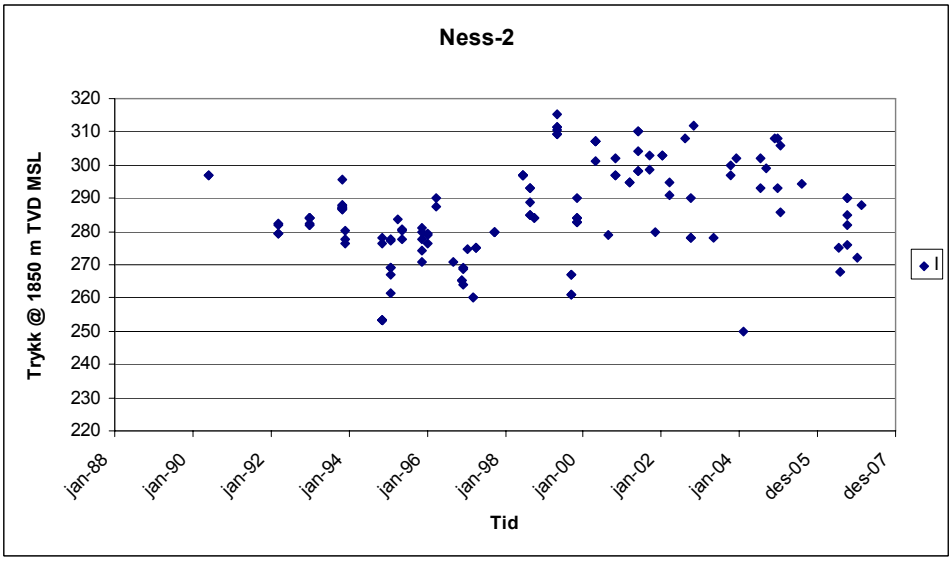
C-38T2 ble boret jul-99 og slet med sandproblemer og produserte med lav og avtagende oljerate frem mot høsten-03. Det var planlagt å rebore brønnen for å akselerere reservene, men

dette ble kansellert da brønnen produserte mindre sand og ble skrudd opp til ca. 300 Sm^3/d i jan-04. Okt-04 vannet brønnen ut og har stått innstengt siden det. Brønnen er klar for sidesteg.

Trykkutvikling



Figur 4.2.15: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke I.



Figur 4.2.16: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke I.

Videre utvilkling

Gassinjeksjon i nedre Brent vil også kunne fylle opp loft i Ness. Det er observert gassgjennombrudd i B-5AT3 og C-33 i segmentrekke I etter gassinjeksjon i nedre Brent i C-10. Dette tyder på at gassen fra nedre Brent går opp i Ness og fyller loft i segmentrekke I.

Metningslogger vil danne grunnlag for videre strategi i Ness i I rekken. 4D seismikk vil ikke gi et like godt metningsbilde for Ness som for Tarbert.

Tabell 4.2.26 gir en oversikt over gjenstående planlagte boremål, ØOU mål samt mulige fremtidige dreneringspunkter i Ness. Se også vedlagte kart over områdene.

Tabell 4.2.26: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCNI23	I2	2007	300	ØOU idefase. Reserver påvist ved boring av B-31. Kombineres med PCNI24.
PCNI24	I2	>2007	300	ØOU idefase Kombineres med PCNI23.
PCNI34	I3	>2007	300	ØOU idefase. Sørøst for C-30.
PCNI54	I5	>2008	300	Akselerert volum fra C-27 Ness-2. Idefase.
PCNI55	I5	>2007	400	ØOU idefase. Segment I5B.
C-25	I4	2008	500	Mulig produksjon i Ness senere

4.2.2.8 Dreneringspunkt i Ness

Tabell 4.2.27: Ness: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segmentrekke D, E, F, G, H og I.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
E3	A-42	P	(N-3D, N-3C N-3B)	11/98	Konv.	Plugget	Perforert i Tarbert-1A
G1	A-7A	P	N-2A	10/97	Konv.	Sidestegsboret	Gassgjennombrudd fra A-22. Begrenset og tidvis stengt, pga. gasskapasitet.
G1	A-15	I	(N-2C)	06/88	Konv.	Innstengt og plugget.	Krysstrømmer mellom nedre Brent og N-2C. Plugg satt over N-2C.
G1	A-15	P	(N-3)	05/95	Konv.	Plugget og perforert i Tarbert-2/3	Samproduserte med T-1C og T-1B. Produserte kun fra T-1C. Sandproblemer.
G1	A-22	P/I	N-3, N-2C, N-2B	04/89	Konv.	Konvertert til permanent gassinjektor 07.98	Syklisk GI/OP. Samprod. med T-1.
G1	A-22	I	N-3, N-2C, N-2B, N-2A	07/98	Konv.	Høy rate gassinjektor	GI Saminjeksjon med Tarbert. Høy prioritet grunnet ren gassinjeksjonsstrategi uten vanninjeksjon.
G1	A-24	I	(N-3, N-2)	08/89	Konv.	Sidestegsboret	Saminjeksjon med Tarbert. Sidesteg til A-24A
G1	A-24B	P	N-2B1	05/07	Skjerm	OR: 525 Sm³/d	Avhengig av trykkstøtte fra A-22

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G2	A-19	P	(N-3A/B /C/D, N-2C, N-2B, N-1B)	12/88	Konv.	Sidestegsboret	N-3D dominerte produksjonen fullstendig før sideboring.
G2	A-19AT3	P	N-2C	01/98	Konv.	Stengt	Konv. til gassinjeksjon grunnet store problemer med sand og vann.
G2	A-19AT3	I	N-2C	01/98	Konv.	Omgjort til produsent i Tarbert	GI. Skal støtte A-26
G2	A-26	P	N-2C (N-2B) N-3B N-3C	12/89	GP	OR: 265 Sm³/d	Samproduserer med Tarbert-1A
G3	A-8R	P	(N-2B, N-2C, N-3)	11/88 08/89	Konv.	Plugget	Reperforert i Tarbert
G3	A-14	P	(N2B, N-2C)	02/98	Konv.	OR: 40 Sm³/d	Klar for sidesteg.
G3	A-20	I	(N-3D, N-3C, N-3A)	01/89	Konv.	Plugget	Saminjeksjon med Etive Sidesteg til A-20A
G3	A-20A	I	(N-3D), N-3, N-2C, N-2B, N-2A, N-1B	02/91	Konv.	VIR: 4000 Sm³/d – 6000 Sm³/d	Saminjeksjon med T-1A frem til jan-01. N-3D isolert av samtidig med Tarbert
G3	A-45	P	(N-3B /C) (N2C, N3A) (N-2C, N-3A) (N-3D)	04/97	Konv. (GP)	Plugget	I tåen er tidligere N-2C og N-3A plugget av, samt N-3D og T-1A. Perforert i N-2C og N-3A (Mai-03). Plugget i des-03 og perforert i N-3B/C. Plugget i mar-04, og perforert i Tarbert.
G4	A-31	P	N-3D, N-3C, (N-3A, N-2C), (N-2B1)	03/91	GP	Midlertidig stengt	Plugg satt over nedre gruspakke (N-2B1). Skutt gjennom øvre gruspakke. Installerte insert BSV i nov-02. Plugg satt over N-3A i jul-04. Sandet igjen.
G4	B-21	P	(N-3D/ B, N-3/2A)	04/92	GP	Sideboret til B-21B	Samprod. med Tarbert og nedre Brent.
G5	B-9A	P	N2C/B/ A	07/03	NP	Midlertidig stengt	Begrenset av sandproduksjon. PLT kjørt sept-04. Mye vann fra N-2B1. Midlertidig stengt pga. reservoartrykk.
G5	B-17	P	N-3D	12/91	Konv.i T-1A, N-3D, GP i resten	Sidestegsboret	Samprodusent med Tarbert.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G5	B-17AT2	P	N-3D, N-2C	12/06	Skjerm+ ResPuch skjerm	OR: 300 Sm³/d VK: 70 %	Hovedbidrag fra N-3D
G5	B-22A	I	N-3D, N-3A, N-2C, N-2B	08/92	Konv.	Midlertidig stengt	Saminjeksjon med Tarbert-1 frem til mai-01.
G6	B-27	P	(N3B-N-2C, N2B1)	07/93	GP	Stengt i Mar-04	Samproduserer med nedre Brent. Rask vannkuttutvikling etter oppstart av B-9A. Sidestegsboret til Tarbert.
G7	B-35	I	(N-3A til N-2A)	01/96	Konv.	Plugget	Ness plugget av. Tarbert tilleggsperforert og oppsprukket
H1	A-5H	P	(N-3A, N-2A, N-2B2, N-2C)	07/94	GP	Stengt	Stengt, J-rør overlatt til GFSAT feb-98. Permanent plugget 09/00
H1	B-37	P	N-2B1/2, (N-3D, N-3C, N-3B) (N-3D, N-3C)	03/97	NP (GP/ Skjerm)	OR: 300 Sm^3/d VK: 5 %	Vasket sand vha. RAS, metningslogget, plugg over tidligere soner i Ness og Tarbert, perforerte nye soner (mar-04). Apr-06: perforerte nye soner, satt plugg m/flapper over eksisterende.
H1	A-38	I	(N-3B, N-3C)	11/92	Konv.	Stengt. Sidestegsbores til A-38A.	Tidligere injektor i Rannoch og Ness. Sidestegsbores som produsent i Ness.
H1	A-38A	P	N-2C	07/07	Resflow	OR: 850 Sm^3/d VK: 0%	TTRD. Komplettert med ResFlow skjermer.
H2	A-33	P	N-3D, N-2C	09/91	GP	OR: 0 Sm^3/d	Plugg over T-1A 11/02, men løsnet 2/03.
H2	A-03H	P	(N-2B)	11/92	Konv.	Stengt	Stengt pga. sand. Permanent plugget 10/00.
H2	A-06A	P	N-2B,N-2C	08/96	GP	Sidestegsboret	Mest sannsynlig hull i GP i N-2C. Sandvask 11/02. Sidestegsboret til N-2 oppflanks A-6A. Har soner igjen i Tarbert.
H2	A-06B	P	N-2B1, N-2A	03/07	Konv.	OR: 150 Sm^3/d VK: 61 %	TTRD. Produserer med lav rate pga. sandproduksjon. Har potensiale for høyere rate. Tiltak vurderes.
H2	B-06	P	N-3D	04/95	Konv.	OR: 50. Sm^3/d	Samproduserer med Tarbert
H2	B-34	P	(N-2, N-3 alle sander)	11/95	GP	Plugget	Plugget av Rannoch og N-2 våren –97. Plugget av Ness des-02

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H4	B-01A	P	(N-3D)	02/03	Konv. Multilateral	Stengt	Brønnen ble innstengt pga. sand kort tid etter at den ble satt i drift. Plugget av N-3D jun-03.
H4	B-02	P	N-2B, N-2C	07/93	GP	OR: 100 Sm^3/d VK: 91 %	Begrenset av dårlig PI.
H4	B-23	P	N-3B/C/D, (N-2C,N-2B)	10/92	Konv.	OR: 140. Sm^3/d VK: 98 %	Samproduserer med Tarbert. Plugg satt over N-3A jan-03
H5	B-03	P	(N-2C, N-2B1)	06/92	Konv.	Stengt	Konvertert til Tarbert produsent 07/97. Sidesteg til Cook aug/sep-03.
H5	B-15AT4	P	N-3D	05/03	Konv. Multilateral	OR: 180 Sm^3/d VK: 53 %	Sidesteg fra B-15. Brønnen har vært "død" i flere perioder pga. lavt reservoartrykk. Stabil det siste året.
H5	B-20	P	(N-3, N-2C, N-2B)	03/92	GP	Stengt	N-2 og N-3A utvannet og plugget 03/97. Plugg over Ness 05/99
H5	B-30	P	N-3D, N-3B, N-3A N-2C, N-2B, N-2A	06/94	Konv GP .	Stengt 100 % vann.	Tilleggsperf./reperf. og GP i N-3A, N-2C og N-2B 06/97. Tilleggsperf. i N-3 05/99. Stengt siden jan-04 pga. at plugg over Rannoch løsnet. Ny plugg satt over N-2 sep-04. Plugg trukket 03/05. PLT påviste lekkasje i 10 ¾" casing (T-2-nivå)
H5	B-26	I	(N-3, N-2)	03/93		Sidestegsboret	Sidestegsboret som produsent i Tarbert.
H6	B-28	P	N-3D, N-3A	10/93	GP (perf) Konv.	OR: 100 Sm^3/d VK: 94 %	Samproduserer med Tarbert. Plugg satt over T-1 05/99 og 08/99. Reperf. N-3D og perf. N-3A apr/mai-02.
H6	C-44A	P	(N-3D)	03/01	Konv.	Stengt	Ness avstengt des-01.
H6	C-17	I	N-3D,N-2	06/93	Konv.	Høyrate injektor	Saminjiserer med Tarbert. Sporstoffinj. 24.07.99
H6	B-18	I	N-3D	11/91	Konv.	Høyrate Injektor	Saminjiserer med Tarbert. Rekompl. 07/99. Sporstoffinj. 23.07.99
I2	B-32	P	N-3D, N-2B1	04/95	Konv. GP	OR: 225 Sm^3/d VK: 70 %	Rannoch plugget av mai-02. Rekompl. mai 02. Agg. perf i N-3D nov-02
I3	B-05AT3	P	N-2A, N-2B	12/96	Åpenh. GP	OR: 90 Sm^3/d VK: 94 %	
I3	C-03	P	N-1, N-2A, N-2B	06/98	Konv.	OR: 245 Sm^3/d VK: 60 %	Tidligere Rannoch produsent.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I3	C-30	P	N-3A,N-2C	01/96	GP	Stengt pga. defekt BSV.	Samproduserer med Tarbert. Gruspakkeport stengt etter påfyll av grus 06/97.
I4	C-19	P	N-2B2 (N-2B2, N-2B1, N-1B)	06/00	Konv.	OR: 320 Sm^3/d VK: 39 %	RST 06/00 viser ufløммet Ness. N-1 isolert 07/01. Rekomp. jul-02. Åpnet aug-02. Plugg over alle tidligere soner, perforering i N-2B2 i jan-05
I4	C-23A	P	(N-2B1, N-2B2)	01/95	GP	Stengt	N-2B1, Rannoch og Cook plugget av. Produserer fra GP i N-2B2. Konvertert til sidesteg i Cook jul-03.
I4	C-33	P	N-2B1, N-2A	11/96	GP	OR: 270 Sm^3/d VK: 66 %	Plugg er satt over Rannoch 11/99 sannsynligvis lekk. GP-kollaps jan-02
I5	C-27	P	N-3D	08/06	Konv.	OR: 90 Sm^3/d VK: 51 %	Samproduserer med Tarbert. Bidrag fra Ness fra apr-07.
I5	C-15AT2	P	(N-3)	07/99	Konv.	Stengt	N-2/N-2B2 delvis fløммet. N-2B1 er godt fløммet. T-1 stengt 07/99. Stengt 03/01grunnet fløмming.
I5	C-38T2	P	N-3, N-2	07/99	Apenh. skjerm	Stengt	N-1 sementert pga. vann. Stengt okt-04 pga vann.
I5	C-31	I	N-2B, N-2C	01/96	Konv.	Stengt	Stengt 26.07.02 pga. lekkasje. Lekkasje tettet med straddle sep-02. Stengt pga lekkasje til ringrom des-04.

4.2.3 Nedre Brent

4.2.3.1 Generelt

Kommunikasjon
Trykk- og fluidkommunikasjonen er forholdsvis god i nord-sør retning innen segmentrekkene i nedre Brent (et mulig unntak er G-rekken). Trykkgradienten er i hovedsak fra nord til sør, med høyest trykk i nord der injektorene står. Segmentene I1 og H1 har injektorene plassert i sør. Det er antatt at kaolinittrike lag med nordlig dip påvirker vannstrømmen ulikt avhengig av hvor det injiseres (såkalte klinoformer, parallelt med de sekvensstratigrafiske horisontene, se Kap. 3 for detaljer). Injeksjon i nord fremmer ifølge denne antagelsen vannoverløp til de bedre delene av reservoaret (Etive / Rannoch 3), mens vann injisert i sør til en viss grad forhindres fra å strømme til disse sonene. Å snu sveipen ved å injisere mer i sør har vært foreslått som et mulig IOR-tiltak for å øke utvinningsgraden i nedre Brent.

Kommunikasjonen mellom segmentrekkene, dvs. i øst-vest retning, har tidligere vært antatt å være dårlig. I den senere tid har det vært indikasjoner på kommunikasjon over stadig flere segmentoverganger (H2/G5, H1/G2, H4/G5, H/I). Det er ikke identifisert kommunikasjon

mellom I1 og resten av I-rekken. U1 er et utglidd, isolert segment som ikke kommuniserer med resten av nedre Brent.

Dreneringsmekanisme
Hoveddrivmekanismen er trykkvedlikehold over metningstrykket. Trykkstøtten kommer i hovedsak fra vanninjeksjon, men naturlig vanninnfluks fra vannbassenget i nord og vest bidrar også. Noe trykkstøtte kommer fra periodevis gassinjeksjon (VAG). VAG har vært, og er per i dag, benyttet i flere av områdene i nedre Brent reservoaret. Spesielt i G-rekken der A-11 tidligere injiserte gass, har VAG ført til god drenering av øvre deler av nedre Brent. Dette har gitt økt utvinning av loftsolje, og injektorer sør i både H og I segmentene er konvertert til VAG injektorer.

Flømmingskart
På grunn av vannoverløpsproblematikken som gjør at det tar lenger tid å drenere de lavpermeable Rannoch-sandene, er det laget flømmingskart for nedre Brent på to kartnivåer:

- Topp R3 - viser flømming i sekvensstratigrafiske R1, R2 og R3
- Bunn Ness1 - viser flømming i sekvensstratigrafiske R4, ER, NER og NE.

Samproduksjon
I vest har to brønner nord i G-rekken samprodusert med øvre Brent (B-21 og B-27). Produksjonen var dominert av øvre Brent, og utvinningen fra nedre Brent ble lav.

Fra mai til november 2006 har C-25T2 samprodusert Statfjord og nedre Brent (tilleggsperforerte nedre Brent ultimo mai 2006). En PLT i november 2006 viste at Statfjord ikke bidro, og det ble satt en plugg over perforeringene i Statfjord.

I segmentrekke I er 4 brønner samprodusenter med Cook (C-22, C-28, C-35 og C-9AT3). En PLT operasjon i C-22 i juli 2006 viste at Cook ikke lenger bidrar i denne brønnen (Cook perforeringene har sandet igjen). Da C-35 ble sandvasket i april 2007, var det ikke mulig å komme ned til Cook perforeringene, og heller ikke i denne brønnen er det trolig at Cook lenger bidrar. I C-28 er det nedre Brent som dominerer produksjonen og bidraget fra Cook er svært lavt. I C-9AT3 er kun den lavpermeable Rannoch 1 sanden tilgjengelig fra nedre Brent, og her kommer det største bidraget fra Cook.

I tillegg er den nye brønnen C-1A i I3B segmentet planlagt som en samprodusent mellom nedre Brent og Cook (2009).

Ved samproduksjon kan sandproduksjon fra en av sonene begrense den totale produksjon og dermed uttaket i det andre reservoaret. Produksjonslogging i samprodusenter er vesentlig for å holde kontroll med utvinningen i hvert reservoar og overvåke reservoartrykkene. Installasjon av DIACS i nye brønner kan gi en bedre styring av produksjonen ved samproduksjon av flere reservoar. Denne løsningen vil bli vurdert i framtidige brønner der det er aktuelt å kombinere flere mål i en brønnbane.

Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk
Det er tillatt å produsere nedre Brent under metningstrykket i noen deler av feltet Dette gjelder I2 (sørlig del) og i U1. Denne strategien har ikke blitt benyttet i I2-segmentet siden

reservoartrykket fremdeles er over metningstrykket. For U1-segmentet har strategien imidlertid muliggjort lønnsom produksjon i C-32.

Utfordringer

Vannoverløp

Stor permeabilitetsforskjell mellom øvre og nedre del av nedre Brent fører til at vannet hovedsaklig strømmer i de gode sandene i NE og NER, mens de mindre gode sandene blir dårligere drenert. I tillegg bidrar kaolinittiske horisonter til å styre vannflømming til de gode sandene der injeksjonen skjer i nord og produksjonen i sør (for eksempel I-rekken, unntatt I1 segmentet). Dette gir lavere utvinning i enhetene ER1, R4, R3, R2 og R1. Vannoverløpet forsterkes av at nærbrønnsområdet rundt injeksjonsbrønnene sprekkes opp av høye injeksjonsrater med tilhørende nedkjøling. Mens strategien tidligere var å perforere hele Rannoch-formasjonen, perforeres nå kun de nedre delene av Rannoch-formasjonen (R4-R1).

H_2S

Vannsirkulering for å redusere restoljemetningen forårsaker produksjon av hydrogensulfid (H_2S) på grunn av bedre levevilkår for H_2S-genererende bakterier. Bakteriekoloniene ligger trolig i nærbrønnsområdet rundt injektorene.

På grunn av stor vannsirkulering, er det utviklet store mengder H_2S i deler av reservoaret. Det har følgelig vært nødvendig å periodevis strupe eller stenge inn brønner. I sørlige deler av H rekken har A-34A og A-39A vært vekselvis innstengt grunnet for høyt H_2S-innhold i gassfasen fra hhv. 2000 og 2003. A-10A i sør i G rekken og A-36 i I1 segmentet har vært periodevis innstengt fra hhv. 2006 og 2007. I resten av I rekken er det såpass tidlig i utviklingshistorien at det hittil ikke er observert noen vesentlig forsuring av reservoaret. Avstanden mellom injektorene og produsentene er lengre der enn i I1 segmentet og G- og H-rekken, noe som vil forsinke utviklingen.

Å redusere H_2S-produksjonen eller håndtere den på en effektiv måte er en voksende utfordring som må løses. Biocid-injeksjon har vært prøvd uten hell. Det så imidlertid ut som om H_2S-økningen i nedre Brent stagnerte noe da det ble startet med nitrattilsetning i injeksjonsvannet i 1999. Medio 2007 ble det installert en ny innløpsseparator på GFA, men det er foreløpig usikkert hvor stor effekt dette vil ha på regulariteten av H_2S produserende brønner.

AMEOR («Aerobe-Microbial-Enhanced-Oil-Recovery»)

Desember 2005 ble det startet en pilot av en alternativ produksjonsmetode på GFA. AMEOR (aerobisk mikrobakteriell injeksjon for økt oljeutvinning) skulle øke utvinningsgraden gjennom lavere restoljemetning og en mer effektiv/bedre reservoardrenering, og samtidig redusere utviklingen av H_2S dannelse i reservoaret. AMIOR oppnås ved injeksjon av sjøvann med innhold av oksygen sammen med kjemikaliene nitrat og fosfat. Mekanismen består av at bakterier som lever på kontakten mellom olje og vann reduserer overflatespenningen, og mobiliserer dermed olje som ikke har vært flømmet tidligere.

Injektoren A-41B ble valgt ut som injeksjonsbrønn for AMEOR. A-41B var ansett å være en ideell kandidat grunnet sin plassering i det isolerte I1 segmentet, med passe avstand og oppoverbakke til nærmeste produsent (A-36), samt at den er perforert i oljesonen. A-36 hadde

dessuten etablert en trend for vannkuttsutvikling, som gjorde det mulig å vurdere resultatene (vannkuttet var antatt å gå ned med ca. 5 % som følge av AMIOR).

AMIOR var allerede prøvd ut på laboratoriet og på et landfelt i Østerrike med gode resultater, samt på Norne, hvor det var vanskelig å vurdere resultatene.

Det er imidlertid til nå ikke sett noen effekt i form av redusert vannkutt i A-36. Når det nå har gått så lang tid forventes det heller ingen effekt. Sannsynlig årsak til fraværende positiv effekt er at det var mye mindre restolje enn antatt i sonen som fløммes mellom A-41B og A-36. Potensialet viser seg altså å ha vært minimalt. I forkant av AMIOR-piloten har det dessuten blitt dannet en dyptgående, tykk biofilm som det ikke var mulig å bryte ned.

Utstyrsproblemene underveis i piloten, samt lavere konsentrasjon av nitrat/fosfat-kjemikaliet enn planlagt, har ikke vært årsak til fraværende AMIOR-effekt i form av økt oljeproduksjon.

Per i dag er utstyret fremdeles operativt. Det injiseres kjemikalier og luft i A-41B. Observasjonsbrønn A-36 er imidlertid på grunn av H_2S prosessbegrensninger, og den andre observasjonsbrønnen (A-40) er også midlertidig plugget i nedre Brent.

Prosjektet planlegges avsluttet innen 1.september 2007. Før dette vil det sannsynligvis utføres en brønnoperasjon i A-41B for måling av injektivitet. Operasjonen kan gi svar på om AMIOR-injeksjonen har hatt noen negativ effekt vedrørende injektiviteten i brønnen.

4.2.3.2 Nedre Brent i Segmentrekke G

Tabell 4.2.28: Ressurser, utvinning og antall brønner i segmentrekke G.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
G1/2/3	23,5	13,3	57	13,8	59	3	2
G4/5/6/7	7,7	4,0	51	4,4	57	1	0
Totalt G	31,2	17,3	55	18,2	58	4	1

Status
Status over ressurser, utvinning og antall dreneringspunkt er oppsummert i Tabell 4.2.28.

Segment G1, G2 og G3
A-11 i segment **G1** var tidligere VAG injektor, men injiserer nå kun vann. A-11 trykkstøtter **A-44T4** i segment **G1, A-10A** i segment **G2** og **A-14** i segment **G3**, sammen med **A-13**, som er bygget om fra produsent til gassinjektor. A-13 injiserte gass for først gang i juni 2007, og videre gassinjeksjon vil bli begrenset av GOF og brønnhodetrykk i A-44T4.

A-11 injiserer med en vannrate på 1000–2000 Sm^3/d. En lav injeksjonsrate i A-11 har vist seg å ha en gunstig effekt på vannkutt og GOF i A-10A. A-10A har vært stengt fra medio juni 2006

pga. H_2S produksjon. Ved å benytte testseparator som produksjonsseparator for H_2S rike brønner, vil A-10A forhåpentligvis kunne være åpen deler av tiden.

Gassinjektorene A-22 og A-19AT3 i øvre Brent har også trykkstøttet nedre Brent produsentene i segment G1, G2 og G3. Gassen fra øvre Brent injektorene fulgte en annen vei enn gassen som tidligere ble injisert i A-11, noe som har resultert i økt utvinning av resterende loftsolje. Gassinjeksjonen fra øvre Brent forårsaket imidlertid en GOF økning som oversteg gassbehandlingskapasiteten på GFA. A-44T4 og A-13 var følgelig tidvis stengt frem mot januar 2004, da A-44T4 ble stengt og ansett for å være ferdig i nedre Brent. Fra medio 2005 da gassbehandlingskapasiteten på GFA ble økt, var A-13 kontinuerlig på full produksjon. A-13 døde imidlertid etter delstansen på GFA i mars 2006. På tross av økt injeksjon i A-11 for å øke trykket, var det ikke mulig å få A-13 tilbake på produksjon. Da A-13 døde, ble A-44T4 re-åpnet i nedre Brent. A-44T4 vil produsere frem mot den planlagte sidestegsboringen til Cook.

A-19AT3 ble konvertert til produsent ultimo 2006, og det er også usikkert om A-22 fremdeles gir trykkstøtte til nedre Brent, siden nedre deler av perforeringsintervallet i brønnen er sandet igjen.

A-14 i **G3** ble tilleggsperforert i Etive etter en metningslogg i juni 2004. Grunnet operasjonelle problemer / lekkasje i produksjonspakningen, måtte brønnen rekompletteres før den kunne settes på produksjon. A-14 startet å produsere fra Etive i september 2005. Uventet høyt vannkutt, sammen med høy sandproduksjon, ga en betydelig lavere oljerate enn forventet.

Produsentene A-14, A-10A og A-44T4 er naturlig perforerte og produksjonen er sandbegrenset.

Segment G4, G5 og G6
Den nordlige delen av G-rekken trykkstøttes i hovedsak av vannbassenget i vest. Ratevariasjoner og observert sporstoff indikerer imidlertid at injektoren A-12 i H2 og B-36AT2 i H4 også trykkstøtter området, og at det følgelig er kommunikasjon mellom G- og H-rekken i den nordlige delen av feltet.

Produsenten **B-24** i **G5** er naturlig perforert, og drenerer olje fra segment G5 og segment G6, samt trolig fra segment G4. Produksjonen fra B-24 er sandbegrenset.

B-27 i **G6** ble komplettert som en samprodusent med Ness, men bidrag fra nedre Brent er aldri blitt påvist. Brønnen ble sidestegboret til øvre Brent sommeren 2004.

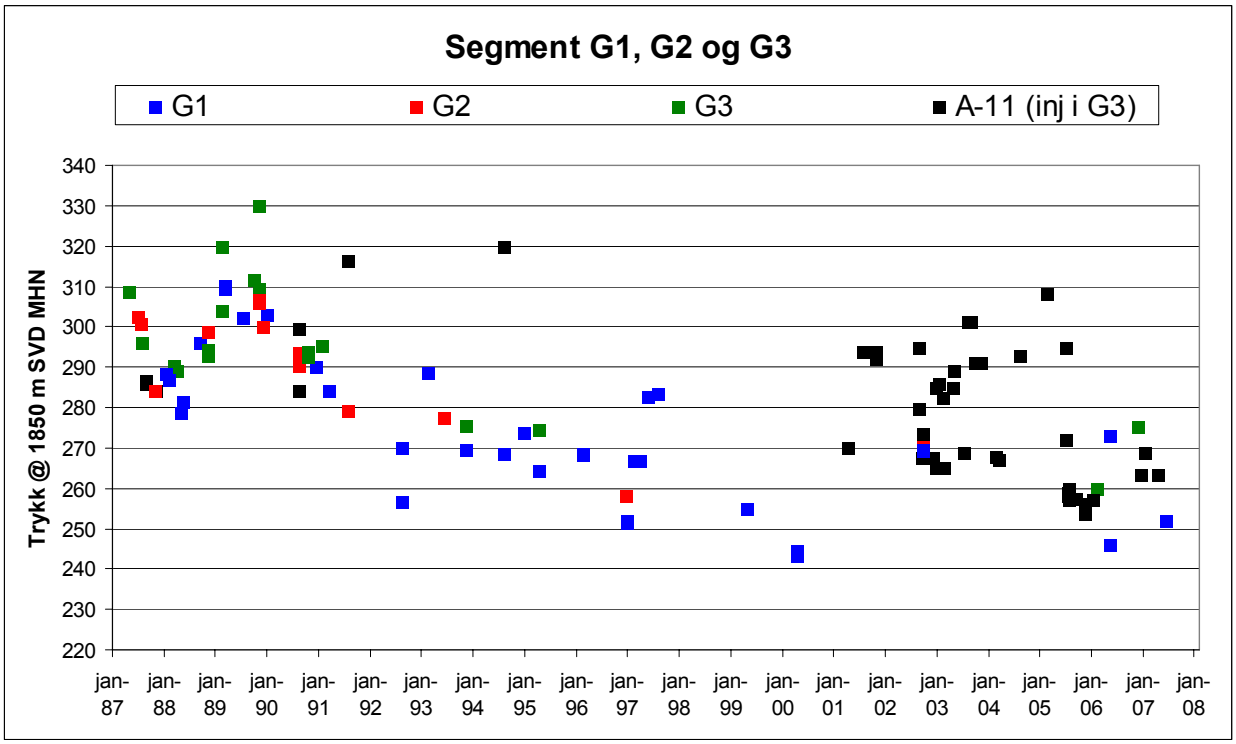
Trykkutvikling
Segment G1, G2 og G3
På grunn av begrenset injeksjonsrate i A-11 (positivt mht. GOF og vannkutt i A-10A), har materialbalansen i området ikke blitt opprettholdt. Lavt trykk i G1 segmentet, sammen med tung kolonne etter delstansen på GFA i mars 2006, førte til at det ikke var mulig å få i gang produksjonen i A-13 igjen. Det er tilsvarende vanskelig å få i gang igjen produksjonen i A-44T4 etter innstengninger, og A-13 er derfor konvertert til gassinjektor. A-13 vil injisere gass periodevis. Økningen av brønnhodetrykket og/eller GOF i A-44T4 vil begrense lengden på injeksjonsperiodene.

Etter en overhalingsoperasjon i A-11 sommeren 2002 hvor lekkasjen til øvre Brent ble tettet, ble det installert trykkmåler i brønnen. Ifm. rekompletteringen av A-14, ble det også installert trykkmåler i denne brønnen. Dette er de to eneste trykkmålerne i hele G-rekken. Det er ingen trykkmålere i segment G4, G5 eller G6. Loggeoperasjoner er derfor nødvendig for å få gode trykkmålinger her.

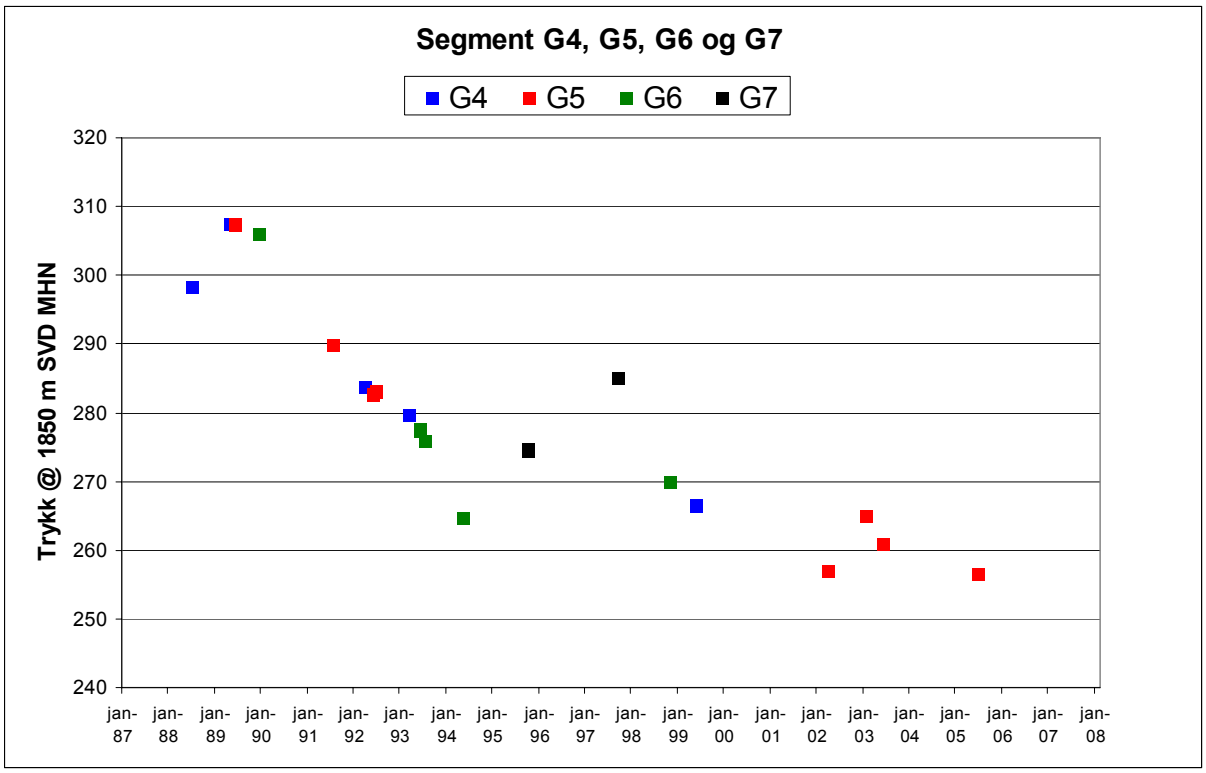
Segment G4, G5 og G6

En trykkmåling i B-24 i juni 2005 (i forbindelse med metningslogging av brønnen), viste et trykk på 256.6 bar @ 1850 m SVD MHN.

For detaljer, se Figur 4.2.17 og Figur 4.2.18.



Figur 4.2.17: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene G1, G2 og G3.



Figur 4.2.18: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene G4, G5, G6 og G7.

Videre utvikling

Segment G1, G2 og G3

På grunn av mulig dårlig drenering av de lavpermeable sandene i Rannoch 2/1, er følgende mål definert: **PARG34** i **G3** (horisontal brønn i Rannoch 1/2) og **PARG23** i **G2** (i Rannoch 1/2 nordøst for A-10A). I årets modningsprosess ble disse målene vurdert, både hver for seg og sammen, fra A-14 slissen. Med en optimal brønnbane, vil utvinnbare reserver være betydelig høyere i PARG34 enn i PARG23. En tilnærmet horisontal brønnbane, kun gjennom PARG34, er derfor modnet frem til faktaark. Et alternativt konseptvalg er en brønnbane som gjennomborer PARG34 på vei mot PARG23. Denne løsningen vil gi omtrent tilsvarende forventede utvinnbare reserver, men til en høyere kostnad.

Segment G4, G5 og G6

Boremålet **PBEG52** i **G5** skal ta loftsvolumet (Etive) oppflanks B-24, og erstatter boremålet PBEG51, fordi B-9A kom inn for dypt på strukturen. Det er uavklart om dette volumet er flømmet grunnet mulig kommunikasjon mot Tarbert i H4. Dette målet er derfor fortsatt kun på idéstadiet.

I segment **G6** kan det ligge udrenerte reserver som det planlegges å utvinne fra et nytt dreneringspunkt: **PBEG61.** Dette målet kan evt. kombineres med et 4D mål i Ness i samme området (PBNG62). Flømmingsbildet i området må imidlertid vurderes nærmere.

Tabell 4.2.29: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken G.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/sd	Kommentar
PARG34	G3	2009	250	
PARG23	G2	2011	150	
PBEG52	G5	2011	300	Usikker fløming
PBEG61	G6	2011	100	Usikker fløming

4.2.3.3 Nedre Brent i Segmentrekke H

Tabell 4.2.30: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke H.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
H1	20,2	11,4	56	12,2	60	1	1
H2	21,1	11,9	56	12,3	58	1	1
H3	0,1	0	0	0	0	0	0
H4/H5/H6	27,4	16,1	59	16,9	62	2*)	2
Totalt H	68,8	39,4	57	41,3	60	5	3

**) B-11 er stengt i nedre Brent, og er ikke inkludert*

Status
Status over ressurser, utvinning og antall dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.30 og 4.2.31.

Segment H1 og H2
I segment **H1** produserer **A-39A** med trykkstøtte fra injektoren **A-35**. For å drenere loftsolje i segmentet, samt redusere vannkuttet i brønnen, ble A-35 konvertert til VAG injektor i august 2004. A-35 injiserte gass fra medio august 2004 til medio november 2004, da A-39A fikk gassgjennombrudd og ble stengt frem til medio januar 2005. I mars 2005 ble A-35 stengt grunnet lekkasje til ringrom. Lekkasjen ble isolert av, og A-35 kom tilbake på injeksjon i september 2005.

I september 2006 ble A-39A stengt på grunn av plugget BSV kontrollinje. A-35 ble stengt i august 2006 grunnet en defekt tilbakeslagsventil. Lekkasjen i A-35 ble midlertidig tettet i april 2007, og brønnen ble satt på injeksjon frem til mai 2007, da brønnen ble rekomplettert. Midlertidige reparasjoner var nødvendig på grunn av en skade i «duoline»-belegget, samt en lekkasje i brønnhodet, og A-35 kom på derfor ikke på injeksjon igjen før primo juli 2007. En operasjon hvor det skadde «douline»-belegget ble isolert fra injeksjonsvannet ble utført medio august 2007.

Det er planlagt med fortsatt gassinjeksjon i A-35 i fremtiden, men da kun 1 måned per år.

A-39A ble rekomplettert, og kom tilbake på produksjon i april 2007. Brønnen kom inn med en høyere rate enn prognosert, til tross for at trykket i segmentet var dradd ned til ca. 270 bar @

1850 m TVD MSL. På grunn av rekompletteringen av A-35, var A-39A stengt fra medio mai til medio juni 2007.

Vanninjektoren **A-12** gir trykkstøtte til **A-34A**, som er eneste gjenværende produsent i **H2** segmentet. I tillegg trykkstøtter A-12 produsentene i Tarbert i H2 segmentet. A-12 var tidligere VAG-injektor, men på grunn av den klare indikasjonen på lekkasje opp til Tarbert i øvre Brent, blir det foreløpig ikke injisert gass i denne brønnen.

Tidligere ga også **B-36AT2** i segment H4 delvis trykkstøtte til A-34A. Etter at de to nederste perforeringsintevallene ble plugget av i A-34A i 2002, har det imidlertid ikke vært observert sporstoff fra B-36AT2 i A-34A. Det er derfor usikkert om B-36AT2 fortsatt gir trykkstøtte til A-34A.

I forbindelse med et studium av brønnintegriteten på Gullfaks, viste det seg at A-34A ikke tilfredsstiller kravene til sement rundt 13 3/8" foringsrørsko. Maksimum tillatt reservoartrykk er derfor begrenset av oppsprekkingsstyrken (LOT) ved 13 3/8" foringsrørsko. A-34A har ikke trykkmåler, men siden brønnen har et vannkutt på over 90%, ble reservoartrykket beregnet ut fra brønnhodetrykket etter 12 – 24 timers innstengninger. Disse beregningene ga imidlertid et feilaktig høyt trykk. Dette førte til at A-12, injektoren som trykkstøtter A-34A samt flere brønner i øvre Brent, ble stengt i januar 2006. I februar 2007 ble det utført en stegratetest i A-34A, som viste et betydelig lavere trykk. Dette lave trykket ble bekreftet av en minnetrykkmåling, og A-12 ble åpnet i mars 2007.

Det er utviklet vesentlige mengder $\mathbf{H_2S}$ i reservoaret i H-rekken grunnet stor vannsirkulering. Dette har medført hyppig innstengning og struping av **A-39A** i segment H1 og **A-34A** i segment H2. Per i dag vil fortrinnsvis A-34A bli strupt eller stengt fremfor A-39A.

Drivmekanismen i H-rekken har hovedsakelig vært vanninjeksjon fra vest mot øst og begrenset støtte i noen av segmentene fra vannbasseng i nord og nordvest. Flytting av injeksjonspunkt fra nord til sør har forbedret oljeproduksjonen i H1 segmentet.

Segment H3
Da B-39A ble boret som en Cook injektor/nedre Brent produsent i H3 i mars-99, ble det ikke påtruffet reserver i nedre Brent. Det er ulike og ikke-konklusive tolkninger av nedre Brent volumene i H3. Se for øvrig avsnittet «Videre planer».

Segment H4, H5 og H6
I segment H4 produserer B-10A og B-19A, med trykkstøtte fra B-36AT2 i H4 og B-8 i H5. B-10A får hovedsakelig sin trykkstøtte fra B-36AT2, men i april 2007 ble det for første gang observert sporstoff i B-10A også fra B-8. I juni 2007 ble det injisert nye sporstoff i både B-36AT2 og B-8.

Det ser ut som om B-19A trekker inn olje som ligger oppflanks perforeringene, og vannkuttet øker derfor kraftig etter lengre innstengninger av brønnen. Etter en periode med stabil produksjon er vannkuttet tilbake på omtrent samme nivå som før de lengre stansene.

I oktober 2006 ble pluggen som var installert i B-8 for å midlertidig konvertere denne til en injektor i øvre Brent fjernet (dyttet ned). B-8 fungerer nå som en saminjektor mellom øvre og nedre Brent. B-19A har hatt en markant økning i oljeraten etter pluggen over nedre Brent i B-8 ble fjernet. Primo juli 2007 ble det kjørt produksjons- og metningslogg i B-8 (RST kun i øvre Brent). PLT'en viste at 56 % av injeksjonen gikk til øvre Brent reservoaret ved en injeksjonsrate på ca. 6600 Sm^3/sd, mens 49 % av injeksjonen i B-8 gikk til nedre Brent reservoaret ved en injeksjonsrate på ca. 3250 Sm^3/sd.

B-11 i segment **H5** ble stengt i juni 2006 grunnet BSV problemer. Forsøk på å installere en «insert» ventil i september 2006 var ikke vellykket. Det er ikke mulig å åpne B-11 for videre produksjon uten først å rekomplettere brønnen. Restreservene i B-11 er for lave til å kunne forsvare en rekomplettering, og B-11 er nå planlagt sidestegsboret til et injeksjonsmål i Cook i H4.

4D seismikk (2003) indikerte et ufløммet område i segment **H5**, rett sør for B-11, muligens i et nedforkastet område. I februar 2006 boret B-20A innom boremålet **PBRH54**, på vei til injeksjonsmålene IBCI38 og IBCH51 i Cook. B-20A viste at dette området var fløммet.

I segment **H6** har det ikke vært boret noen produsenter, men 4D seismikk indikerer at området er fløммet. Det er dessuten observert sporstoff i B-11, mest sannsynlig fra injektoren C-10 i I5 segmentet. Dette støtter teorien om at H6 er blitt drenert, sannsynligvis av B-11 og/eller Tarbert produsenter, selv om det ikke er dedikerte brønner i segmentet.

Trykkutvikling

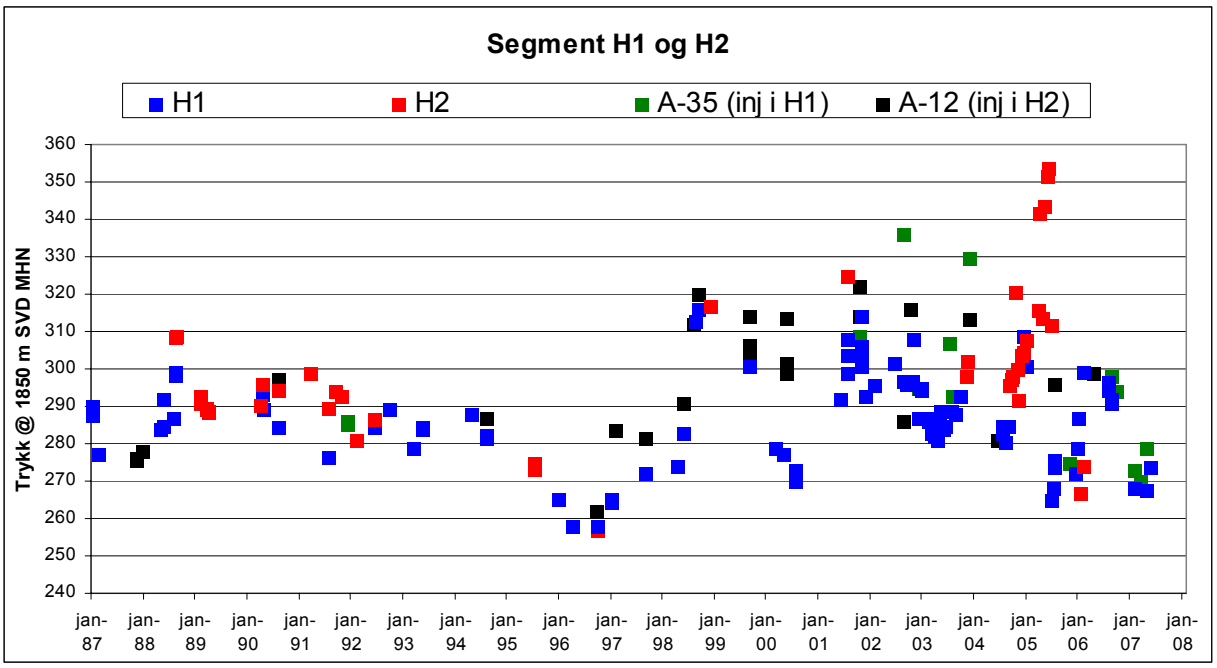
Segment H1 og H2

Både produsenten A-39A og injektoren A-35 var stengt i over 7 måneder, fra august/september 2006 til medio april 2007. A-35 trykkstøtter brønner i øvre Brent i tillegg til A-39A, og på grunn av kommunikasjon mot øvre Brent i denne perioden, falt trykket ned mot ca. 270 bar @ 1850 m TVD MSL.

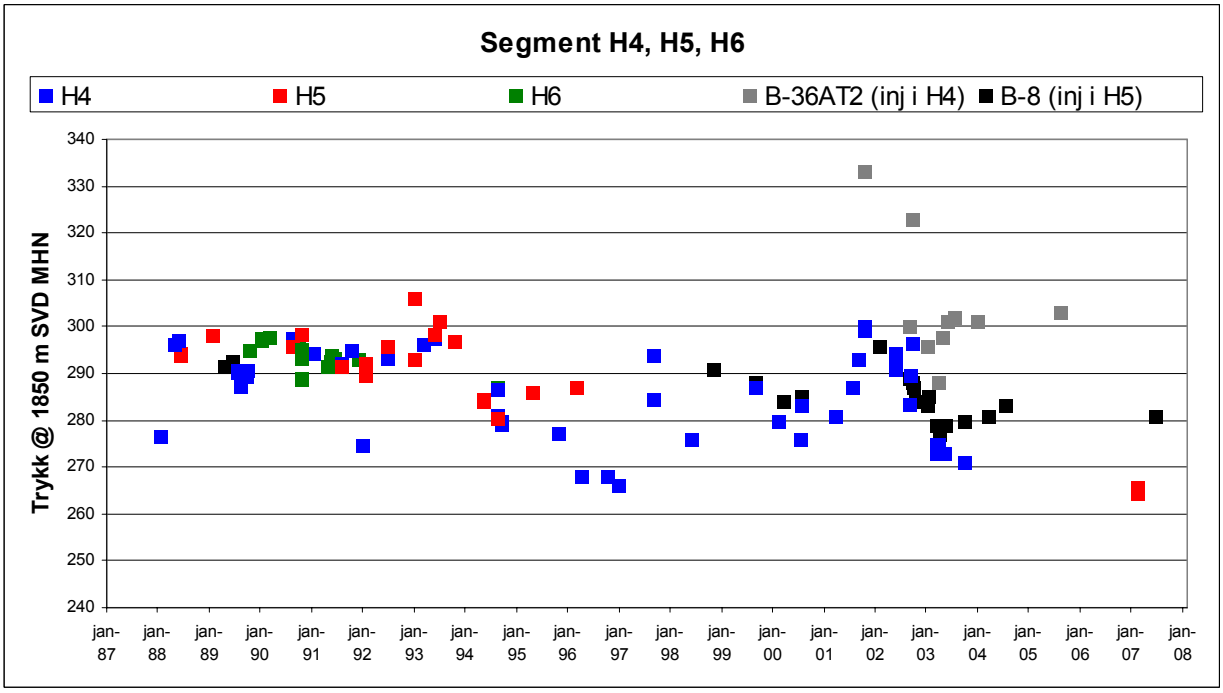
Segment H4, H5 og H6

Under reservoarboringen av B-20A, ble det i februar 2007 målt trykk i nedre Brent i H5 segmentet på ca. 265 bar @ 1850 m TVD MSL. Dette var noe lavere trykk enn antatt i området, sannsynligvis en konsekvens av at B-8 var konvertert til injektor i øvre Brent fra 2004/2005 til oktober 2006. Under produksjonsloggingen av B-8 i juli 2007 ble trykket målt til 281 bar @ 1850 m TVD MSL.

For detaljer, se Figur 4.2.19 og Figur 4.2.20.



Figur 4.2.19: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene H1 og H2.



Figur 4.2.20: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene H4, H5 og H6.

Videre utvikling

Segment H1 og H2

Injektoren A-35 står sør i segment H1, i et nedforkastet område i forhold til produsentene i nord. På grunn av heterogenitetene i området, finnes det flere separate oljefeller mellom lagene

og forkastninger mot G1 segmentet, samt mot bunn kritt i området sør for A-35 (boremålet PAEH13, helt sør i segment H1).

I segment H2 er det ønskelig med periodevis gassinjeksjon i A-12 dersom lekkasjen til øvre Brent blir utbedret. Per i dag ønsker ikke øvre Brent å tette lekkasjen. A-34A kan tilleggsperforeres høyere opp i brønnbanen i NER når de nåværende perforeringene hovedsakelig produserer vann.

Segment H3
I segment H3 er det i følge dagens geologiske tolkning uklart om det er reserver i nedre Brent. Dersom dette skal testes ut (boremål PBRH31), bør det kombineres med andre boremål i nærheten (PBCH33 i Cook).

Segment H4, H5 og H6
I segment H4 kan det ligge olje igjen sørøst for B-10A, som ikke produseres grunnet trykkstøtte fra nord og vest. Disse reservene kan bli produsert ut med et nytt boremål: PBRH45.

Tabell 4.2.31: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke H.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/sd	Kommentar
PAEH13	H1	2010	300	
PBRH31	H3			ØOU mål (ikke lagt inn i prognosene)
PBRH45	H4	2012	200	Mulig TTRD fra B-10A

4.2.3.4 Nedre Brent i Segmentrekke I og U

Tabell 4.2.32: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke I og U.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
I1	10,4	4,5	44	6,1	59	2*)	1
I2/I3/I4/I5	57,0	33,4**)	59	35,7	63	9	2***)
Totalt I	67,4	37,9	56	41,7	62	11	3
U1	2,5	0,3	10	0,3	10	0	0

**) A-36 er ikke inkludert. A-36 er stengt, og er ikke forventet å bli åpnet igjen i nedre Brent før sidestegsboringen til Cook.*
A-40 er inkludert, selv om det per i dag står en plugg over nedre Brent.

***) Den reelle produksjonen fra I2 til I5 er antakelig høyere, da det antas at olje fra NE har blitt produsert gjennom en forkastning og via Ness perforeringene i B-32. B-32 ble plugget over nedre Brent i mars 2002, og det er ikke mulig å kvantifisere denne produksjon.*

****) B-14A er inkludert, selv om denne per i dag står stengt i påvente av ferdigstillelse av rekomplettering, evt. reboring.*

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.32 og 4.2.33.

Segment I1
Det er ikke observert kommunikasjon mellom segment I1 og resten av I-rekken. Strategien er å injisere vann sør i segment I1 og drive oljen mot produsentene som er plassert lenger nord i segmentet.

Injektoren **A-41** sør-vest i I1 segmentet ga ikke tilstrekkelig trykkstøtte til produsentene, sannsynligvis fordi brønnen sto i en sone med deformasjonsbånd tilknyttet hovedforkastningen mellom segment H1 og I1. I oktober 2001 ble derfor injektoren **A-41B** boret, lenger nordøst i segmentet og utenfor sonen med deformasjonsbånd. A-41B gir god trykkstøtte til produsentene i I1: **A-36**, **A-40** og **B-39B.**

A-41B er en VAG-injektor, hvor gass ble injisert for første (og hittil eneste) gang i april 2004. Økning i GOF ble observert i produsentene i I1. B-39B fikk dessuten en kraftig økning i vannkuttet, men dette var en kun midlertidig effekt. Gassinjeksjonen førte til sandras i A-40. Dette hadde en opprenskende effekt på brønnen, og ga en økning i oljeraten. Det planlegges videre for gassinjeksjon i 1 måned per år, med unntak av i 2005 og 2006 (grunnet AMIOR piloten) og i 2007 (grunnet trykkmanipulering i segmentet).

A-36 er hovedobservasjonsbrønnen for AMIOR piloten (se kap. 4.2.3.1 for mer info om AMIOR). Fra 2005 har brønnen produsert med lav oljerate og høyt vannkutt (> 95%). Primo 2007 var A-36 hovedsakelig strupt grunnet trykkmanipulering i I1 segmentet, før brønnen ble stengt i mars 2007 på grunn av H_2S prosessbegrensninger. A-36 skal sidestegsbores til et produksjonsmål i Cook i I1 segmentet første kvartal 2008, og er ikke forventet å komme tilbake på produksjon i nedre Brent før den tid.

A-40 produserte tilnærmet vannfritt fra oppstart i 1998 og frem til januar 2005, da vannkuttet begynte å stige. I oktober 2006 var vannkuttet ca. 85%, og brønnen produserte med en oljerate på ca. 230 Sm^3/sd. Det ble da satt en plugg over nedre Brent, og brønnen ble perforert (og senere frakturert) i Cook i H2 segmentet. Planen var å trekke pluggen over nedre Brent etter fraktureringen av Cook, og samprodusere de to reservoarene. På grunn av problemer med tilgang (A-40 er i samme skaft som Gulltopp), er imidlertid nedre Brent reservoaret i A-40 fremdeles plugget av, mens Cook reservoaret produserer tilnærmet ingen olje.

For å akselerere produksjonen fra I1-segmentet, ble **B-39B** boret i august 2003, så langt nord i I1-segmentet som mulig. Brønnen ble perforert og frakturert i nedre deler av Rannoch-formasjonen (Rannoch 2). B-39B produserte med en stabil høy oljerate frem til mai/juni 2006, da det gikk et sandras. Etter sandraset har B-39B hatt en høyere sandproduksjon og følgelig lavere oljerate.

På grunn av geologiske overraskelser boret **B-7A** kun de øvre delene av nedre Brent stratigrafien da brønnen ble boret i desember 2002. For at brønnen ikke skulle bli begrenset av sandproduksjon, ble det utført en mini-frakturering med proppanter i tre intervaller. Grunnet problemer med / venting på kveilerør, kom B-7A først på full produksjon i april 2004. Under 1

år etter (mars 2005) døde brønnen grunnet lavt trykk. Vannkuttet hadde da steget til ca. 70 %. På grunn av høy sandproduksjon var total væskerate begrenset til 500 Sm^3/sd. B-7A ble sidestegsboret til Turmalin i oktober/november 2006 (B-7B). Siden dette leteprospektet var tørt, vil brønnen bli sidestegsboret til Cook (injektoren B-7C) i desember 2007.

Segment I2A og I2C
Fløммingen i segment I2 til I5 skjer i hovedsak ved injeksjon i vannsonen i nordvestlige deler av segmentrekken. Vannoverløp er observert både sør og nord i rekken.

Etter å ha utlignet trykkdifferansen mellom I2C og I2A segmentene, ble **C-5A** boret i 2004. C-5A viste at området sør for C-5, vest i I2C segmentet, var vannfløммet opp til 1763 m SVD MHN. Dette tilsier at C-35 har drenert mer av I2C segmentet enn tidligere antatt. Under boring av C-5A og C-5BT2 ble det også påvist en initiell OVK på ca. 1783 m SVD MHN i segment I2A, og en hevet OVK på ca. 1775 m SVD MHN. Initiell OVK i nedre Brent er på 1933 m SVD MHN i resten av I-rekken.

C-5A ble sidestegsboret, og **C-5BT2** ble plassert så langt sør som mulig i segment I2A. Brønnen ble perforert sør for B-38, i Etive-formasjonen, og kom på produksjon i oktober 2005. Etter boringen av C-5A og C-5BT2 har den geologiske tolkningen i hele I2A segmentet blitt endret. I grove trekk medfører denne retolkningen at større deler av de gode sandene i Etive og øvre deler av Rannoch er bevart i området.

Produsentene i I2A segmentet trykkstøttes dårlig av vanninjektorene nord i I rekken, og C-5BT2 var planlagt som en alternerende produsent / gassinjektor. Gass skulle bidra til å produsere ut loftsvolumet over perforeringene i C-35. I august 2006 ble det injisert gass i C-5BT2 for først gang. Gassinjeksjonen førte imidlertid til økt sandproduksjon, og brønnen er nå kraftig MSR begrenset. Det planlegges følgelig ikke for ytterligere perioder med gassinjeksjon.

C-35 var stengt eller strupt fra 2002 til 2004, for å utligne trykket mellom I2C og I2A segmentene i forkant av boringen av C-5A/C-5BT2. Etter oppstart hadde brønnen en betydelig lavere rate, trolig som følge av lavt reservoartrykk i både nedre Brent og Cook. Medio 2005 var C-35 igjen stengt en periode grunnet boring av C-9AT3 gjennom nedre Brent. I mai 2006 døde C-35 grunnet sand/«scale». Brønnen ble sandvasket og kom tilbake på produksjon i april 2007. Det var ikke mulig å komme ned forbi enveisventilen som er installert over perforeringene i Cook (sandet igjen), og Cook bidrar mest sannsynlig ikke lenger i C-35.

I slutten av mai 2007 ble både C-5BT2 og C-35 stengt på grunn av manglende trykkstøtte. Etter at B-14A ble stengt, klarer ikke C-10 alene å trykkstøtte hele I-rekken.

Selv med injeksjon fra begge injektorene nord i I rekken er det vanskelig å få tilstrekkelig trykkstøtte sør til I2A segmentet, og en ny injektor sør i I2C planlegges (C-11A). For å unngå fremskyndet vannkuttsøkning i C-26AT2, C-22 og C-28, bør denne injektoren ikke starte opp før vannkuttutviklingen er økende i disse produsentene.

C-9AT3 ble boret i medio 2005, og påviste olje i nedre Brent i den østlige delen av segment I2C, sørøst og øst for de tidligere nedre Brent produsentene C-12, B-32 og C-5. Dette bekrefter teorien om at det finnes gjenværende reserver øst for produsentene i I-rekken. Påvist olje i C-

9AT3 var også i samsvar med 4D seismikken fra 2003. På grunn av at topp Drake ble påvist grunnere enn forventet, borer C-9AT3 kun de dypeste delene av Rannoch-formasjonen (R1). Brønnen ble frakturert for å gi tilgang til bedre reservoar i R2. Reservoartrykket i C-9AT3 var som prognosert: 296-297 bar @ 1850 m SVD MHN. Trykkene i Cook var noe lavere, men C-9AT3 samproduserer likevel de to reservoarene.

I mars 2006 ble det kjørt en PLT i C-9AT3. Samtidig ble det satt en plugg over Cook perforeringene, for ikke å dra trykket så langt ned i dette området at injektoren B-20A ikke ville være borbar. En PLT viste at PI i nedre Brent var betydelig lavere enn forventet, og kun omtrent 35% av raten kom fra nedre Brent. Mest sannsynlig har det ikke lykkes å sprekke opp brønnen til bedre sander i Rannoch 2/3. I begynnelsen av juli 2006 døde brønnen, sannsynligvis grunnet proppanter. I april 2007 ble brønnen sandvasket, pluggen over Cook perforeringene ble trukket, og brønnen kom tilbake på produksjon. På grunn av begrenset injeksjon i I rekken (B-14A stengt), er det trolig at svært lite injeksjonsstøtte når ned til C-9AT3. Det forventes derfor et fallende bidrag fra nedre Brent versus Cook i C-9AT3.

Det er sterkt ønskelig med en ny PLT i C-9AT3, for å få klarhet i hvor mye av oljen og vannet som nå kommer fra nedre Brent versus Cook.

Segment I3, I4 og I5
Frem til medio 2006, ga injektoren **C-10** i segment **I5B** og injektoren **B-14A** i segment **I5A** tilstrekkelig trykkstøtte til alle produsentene i segment I3, I4 og I5.

I juli 2006 ble **B-14A** stengt på grunn av en lekkasje fra injeksjonsrøret til ringrommet (ringrom 1). En injeksjonsventil ble installert, og B-14A kom tilbake på injeksjon medio august 2006. Injeksjonsventilen begynte imidlertid å lekke etter kort tid, og i oktober 2006 ble B-14A igjen stengt. På grunn av en annen lekkasje i B-14A, i 13 3/8" x 9 5/8" ringrom (ringrom 2), ble det besluttet å ikke midlertidig reparere lekkasjen i ringrom 1. Lekkasjen i ringrom 2 skyldes mest sannsynlig lite og/eller dårlig sement bak 9 5/8" foringsrør. For å utbedre dette ble injeksjonsrøret trukket, før sement ble skviset inn bak 9 5/8" foringsrør (i juni 2007). En lekkasjeteseter viste (i august 2007) at lekkasjen ikke var tettet. En ny operasjon er følgelig nødvendig for å tette lekkasjen i 13 3/8" x 9 5/8" ringrom, før B-14A slissen kan benyttes (rekompletteres eller sidestegsbores).

Ultimo mars 2007 ble også den andre injektoren, **C-10**, stengt grunnet lekkasje til ringrom 1. En injeksjonsventil ble installert, og fra medio mai har C-10 injisert med fravik. C-10 er planlagt rekomplettert i august 2007.

Har per august følgende produsenter i segment I3, I4 og I5: C-23CT2, C-25T2, C-26AT2, C-22, C-11 og C-28.

Cook produsenten **C-23CT2** ble metningslogget i nedre Brent primo februar 2007. Metningsloggen indikerte at øvre deler av nedre Brent var uflømmet, og C-23CT2 ble tilleggsperforert i Etive i segment **H4** i februar 2007. Det er ikke forventet bidrag fra Cook etter tilleggsperforeringen, på grunn av betydelig høyere PI og reservoartrykk i nedre Brent. Nedre Brent kom inn med en oljerate på omtrent 250 Sm^3/sd og et vannkutt på omtrent 55 %. Initelt vannkutt var overraskende høyt, og en stegratetest ble utført i slutten av februar 2007.

Vannkuttet viste seg å ikke være rateavhengig, og C-23CT2 har siden produsert ca. 200 – 250 Sm^3/sd, begrenset av sandproduksjon.

C-25T2, som produserte fra Statfjord, ble tilleggsperforert i nedre Brent i segment **I4** ultimo mai 2006. Brønnen produserte i overkant av 400 Sm^3/sd med olje, med et vannkutt varierende fra 25-50%. Trykket var på den tid ca. 30 bar høyere i nedre Brent enn i Statfjord, og 95 % av ratene var antatt å komme fra nedre Brent. En produksjonslogg (PLT) som ble kjørt i november 2006, viste at Statfjord ikke bidro. For å forhindre eventuelle senere vannbidrag, samt redusere potensialet for fremtidig dannelse av «scale», ble det installert en plugg over perforeringene i Statfjord. Brønnen produserte 700 – 800 Sm^3/sd med olje med et vannkutt på 30-40%, før det gikk et sandras i februar 2007. C-25T2 er perforert i gode sander i Rannoch 3, og etter sandraset har brønnen hatt sterkt varierende rater grunnet høy sandproduksjon.

PLT'en fra november 2006 viste at vannbidraget fra nedre Brent hovedsakelig kom fra det nederste perforeringsintevallet. I juni 2007 ble det derfor satt en plugg, samt sement, over disse perforeringene, i håp om å redusere både vann- og sandproduksjonen. Per i dag (august 2007) produserer brønnen med samme vannkutt som før pluggsettingen (i underkant av 70%), og brønnen er strupt til omtrent 200 Sm^3/sd i oljerate grunnet sandproduksjon.

C-22 og **C-28** i segment **I3** samproduserer med Cook. En PLT operasjon i **C-22** i juli 2006 viste imidlertid at Cook ikke lenger bidrar i denne brønnen (Cook perforeringene har sandet igjen). C-22 har problemer med sandproduksjon, og brønnen er kraftig MSR-begrenset. En PLT logg i **C-28** fra medio 2004 viste at 95 % av oljeraten kom fra nedre Brent. I august 2006 ble brønnen stengt grunnet lekkasje i kontrollinjen til BSV. Lekkasjen ble tettet i oktober 2006. C-28 produserer med et stabilt vannkutt på totalt 50% (40% vannkutt fra nedre Brent). En operasjon for å fjerne «scale» i C-28 er planlagt ultimo 2007 / primo 2008.

Også **C-26AT2** produserer med et stabilt vannkutt på omtrent 50%. C-26AT2 ble boret i 2003 som et kort TTRD sidesteg sør for C-26 i segment **I4**. Brønnen bekreftet tolkningen av 4D-seismikken i området (havbunnsseismikk fra 2001). C-26AT2 har allerede produsert ut mye mer reserver enn det som var antatt å være til stede. Oljeraten har vært høy, mellom 800 og 1200 Sm^3/sd. Trykket i C-26AT2 falt betydelig da både B-14A og C-10 var stengt fra ultimo mars 2007 til ultimo mai 2007. C-26AT2 er perforert i gode sander i Rannoch 3, og trykkfallet er antatt å ha forringet sandstyrken. På grunn av økt sandproduksjon er C-26AT2 strupt, og produserer nå i underkant av 600 Sm^3/sd med olje.

C-11 i segment I3 er per i dag stengt på grunn av dårlig trykkstøtte i I-rekken. Brønnen har produsert mindre enn 100 Sm^3/sd med olje med et vannkutt på over 85% siden primo 2005, og er så godt som vannet ut. Også C-11 har problemer med sandproduksjon, og var kraftig MSR-begrenset.

Trykkutvikling

Segment I1

I I1-segmentet injiserer A-41B nok volum til å holde materialbalansen i segmentet, og har historisk gitt god trykkstøtte til produsentene i I1 segmentet. Fra 2005 ble det imidlertid observert store trykkforskjeller mellom B-39B og B-7A nord i segmentet og A-40 lenger sør i segmentet (høyest trykk i A-40 som står nærmere injektoren). Det foreligger foreløpig ingen tilfredsstillende forklaring på hvorfor A-41B ikke lenger ser ut til å kunne vedlikeholde trykket nord i segment I1. Forkastninger og andre strukturelle barrierer nord for A-40 kan muligens obstruere vannveiene mellom injektoren A-41B og området nord i segment I1.

I forbindelse med sidestegsboringen til Turmalin (B-7B) og den planlagte sidestegsboringen til Cook (B-7C), har trykket i I1 segmentet vært utsatt for perioder med manipulering fra medio 2006 til april 2007. For at B-7C skal være borbar, må minimum og maksimum trykk i nedre Brent i treffområdet til B-7C være henholdsvis 265 og 295 bar @ 1850 m SVD MHN. På grunn av at B-7C ble utsatt etter trykkmanipuleringen i mars/april 2007, må en ny periode med trykkmanipulering / innstengning av brønner påregnes ultimo 2007. Innen den tid injiseres det i materialbalanse i I1 segmentet.

Segment I2A og I2C

I resten av I-rekken trykkstøtter injektorene C-10 og B-14A alle produsentene i segmentrekken. B-14A har vært stengt på grunn av lekkasje fra oktober 2006. Fra 28. mars 2007 til medio mai 2007 var også C-10 stengt grunnet lekkasje. Omtrent samtidig (23. mars 2007) ble også injektoren B-33 i Cook stengt.

Da C-9AT3 var stengt fra juli 2006 til april 2007, stabiliserte trykket på nedihullsmåleren seg på et trykk tilsvarende ca. 280 bar @ 1850 m SVD MHN. De siste 2 ½ ukene før brønnen ble åpnet for sandvasking, falt imidlertid trykket med 7 bar. Dette korresponderer med innstengningen av Cook injektoren B-33. Trykkfallet i C-9AT3 startet 1-2 dager etter at B-33 ble stengt, dvs. 3-4 dager før injektoren C-10 ble stengt. Responsen på nedihullsmåleren indikerer altså at C-9AT3 fikk trykkstøtte fra Cook injektoren B-33. Det er usikkert hvor mye mer trykket har falt i C-9AT3 etter at brønnen kom på produksjon i april 2007. Dagens situasjon med hensyn til injeksjonsstøtte i I rekken tilsier at svært lite injeksjonsstøtte når ned til I2 segmentene.

Trykkstøtten til I2A segmentet i den sørligste delen av I-rekken har også historisk vært begrenset på grunn av stor avstand til injektorene i nord, samt flere barrierer. Trykkforskjeller på 50 bar har tidligere vært observert mellom I2C og I2A segmentene. Sporstoffobservasjoner tyder likevel på at injektoren B-14A har støttet C-35.

Både C-35 og C-5BT2 i I2A segmentet har vært stengt siden slutten av mai 2007 på grunn av manglende trykkstøtte. Ved videre produksjon fra disse brønnene, vil trykket i I2A segmentet falle ytterligere (ca. 256 bar @ 1850 m TVD MSL per august 2007). På grunn av mulig kommunikasjon med Cook i I1 segmentet, er det viktig at trykket ikke faller mer før B-7C er boret.

C-5BT2 var planlagt som en alternerende produsent / gassinjektor, men da gass ble injisert i august 2006, økt sandproduksjon, og brønnen er nå kraftig MSR begrenset. Det planlegges følgelig ikke for ytterligere perioder med gassinjeksjon.

Segment I3, I4 og I5
C-10 var stengt i 37 dager i forbindelse med revisjonsstansen på GFC i september / oktober 2006. Trykket var etter endt innstengning 303 bar @ 1850 m SVD MHN.

Også C-26AT2 og C-22 var stengt i 37 dager i forbindelse med revisjonsstansen på GFC i september / oktober 2006. Trykkene etter endt innstengning var henholdsvis 296 og 300 bar @ 1850 m SVD MHN. I forbindelse med produksjonsloggingen i C-25T2 i november 2006, ble det fra SIP analysen beregnet trykk på ca. 297 bar @ 1850 m SVD MHN. Tilsvarende viste stegratetesten i C-23CT2 i februar 2007 trykk på ca. 297 bar @ 1850 m SVD MHN.

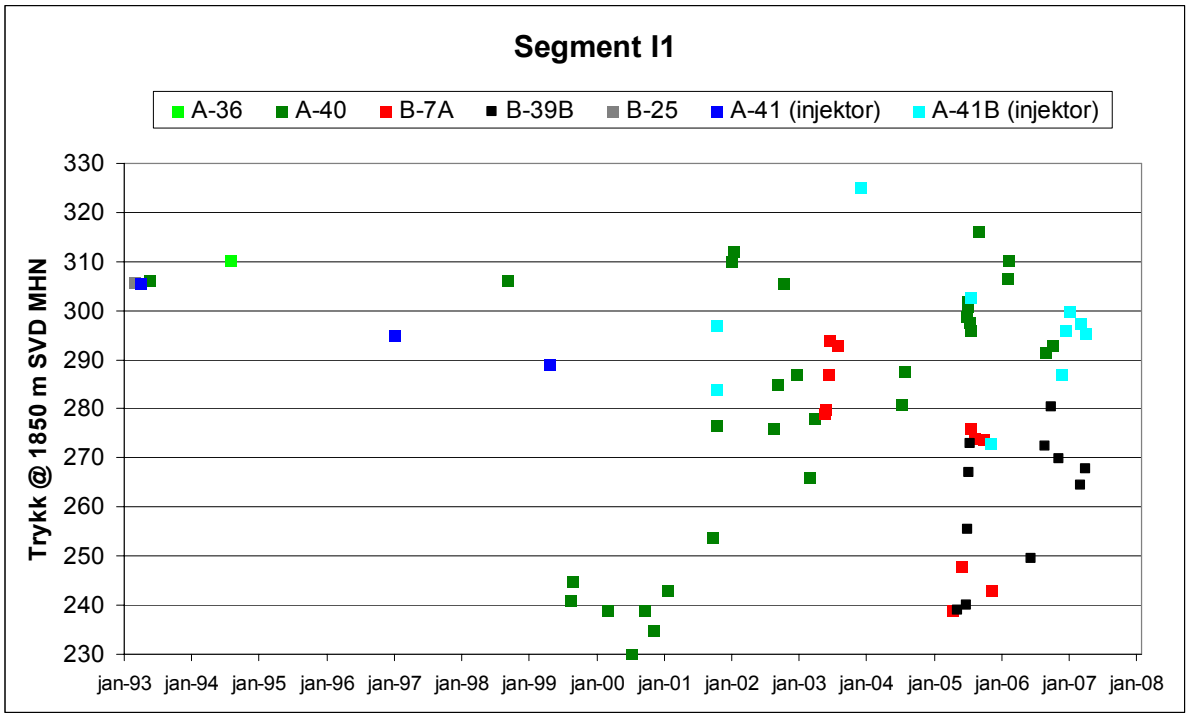
Trykkgradienten fra disse brønnene i segment I3 og I4 til C-9AT3 i segment I2C var ca. 16-17 bar i både i november 2006 og februar 2007. I september / oktober 2006 var gradienten betydelig lavere på grunn av midlertidig høyere trykk i C-9AT3 etter gassinjeksjonen i C-5BT2.

B-14A har vært stengt fra oktober 2006. Medio april 2007 var brønnhodetrykket falt til 83 bar, tilsvarende 279 bar @ 1850 m SVD MHN. C-10 var stengt fra mars 2007 til mai 2007. I mai 2007 var trykket falt til 76 bar på brønnhodet, tilsvarende 272 bar @ 1850 m SVD MHN.

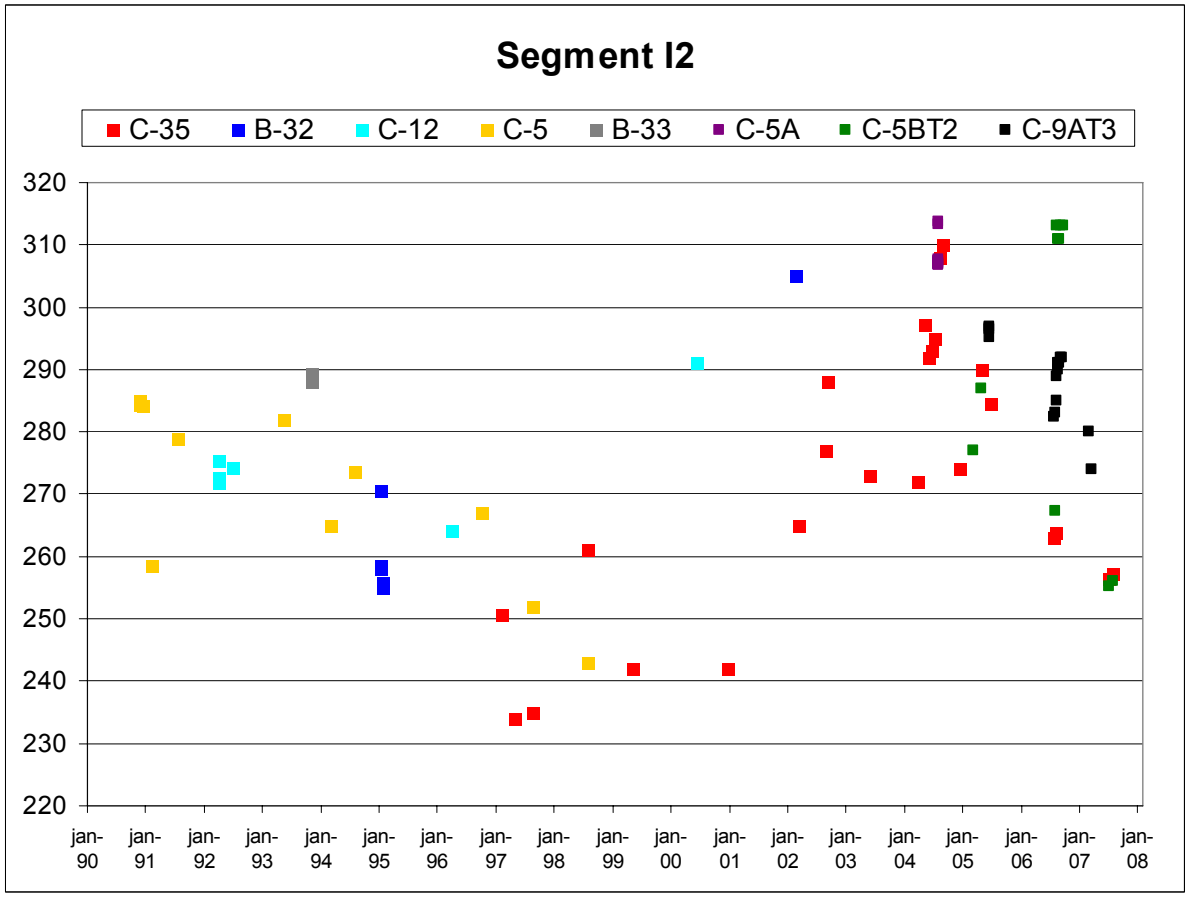
Som en følge av utilstrekkelig trykkstøtte grunnet innstengningene av injektorene B-14A og C-10 nord i I rekken, har det vært et betydelig trykkfall i området. I C-25T2 ble trykket målt til 261 bar @ 1850 m SVD MHN under pluggsettingen medio juni 2007. Korte innstengninger i C-26AT2 indikerer at trykket også i denne produsenten har falt med ca. 35 bar fra februar 2007 til mai / juni 2007.

Da C-10 kom på injeksjon igjen ultimo mai 2007, stabiliserte trykket seg på dette nivået. C-10 (og B-14A) trykkstøtter i tillegg Nessformasjonen i øvre Brent, samt til en viss grad nedre Brent i H5 (sporstoff fra B-14A er observert i B-11). Injektoren C-31 i segment I5 i øvre Brent vært stengt siden desember 2004, ogelv om C-10 nå injiserer betydelig mer enn det som produsentene i nedre Brent tar ut, er dette ikke tilstrekkelig for å bygge opp igjen trykket i I rekken.

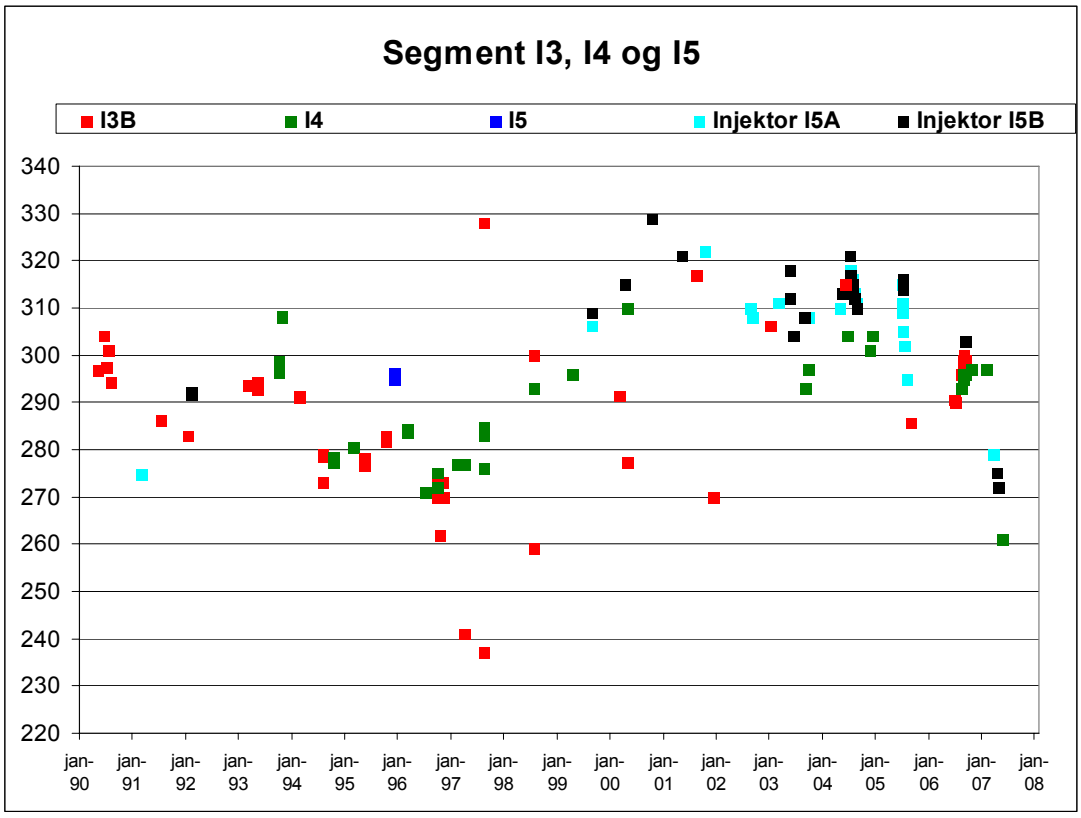
Se Figur 4.2.21, Figur 4.2.22 og Figur 4.2.23 for detaljer.



Figur 4.2.21: Trykkutvikling for nedre Brent segment I1.



Figur 4.2.22: Trykkutvikling for nedre Brent segment I2.



Figur 4.2.23: Trykkutvikling for nedre Brent, segmentene I3, I4 og I5.

Videre utvikling

Segment I1

A-41B er komplettert som VAG-injektor, og gass ble injisert for første gang i april-04. Grunnet AMIOR piloten ble det ikke injisert gass i 2005 eller 2006, og det vil heller ikke bli injisert gass i 2007, grunnet trykkmanipulering i segmentet. Fra 2008 er det planlagt å injisere gass ca. 1 måned per år. Det er tidligere antatt at VAG injeksjon vil kunne gi en bedre og/eller raskere utvinning av reservene i segmentet, men resultatene etter den første perioden med gassinjeksjon er tvetydige. Det planlegges derfor å teste ut gassinjeksjon ytterligere før det konkluderes med om VAG er ønsket dreneringsstrategi for I1-segmentet.

A-36 produserer store mengder vann. Brønnen ble stengt i mars 2007 på grunn av H_2S prosessbegrensninger, og er ikke forventet å komme tilbake på produksjon i nedre Brent før den skal sidestegsbores til et produksjonsmål i Cook i I1 segmentet første kvartal 2008,

I **A-40** er det per august 2007 en plugg over perforeringene i nedre Brent. Så snart det er tilgang til brønnen, vil denne pluggen bli trukket, og A-40 vil samprodusere nedre Brent med Cook i H1 segmenet.

B-25 skal ihht. høstprognosene 2007 konverteres til en nedre Brent produsent medio / ultimo 2008.

Segment I2A og I2C
Selv med full injeksjon i både C-10 og B-14A, trykkstøtter ikke disse injektorene nord i I5 segmentet produsentene C-35 og C-5BT2 i segment I2A tilfredsstillende. Det er også usikkert om disse injektorene gir tilstrekkelig trykkstøtte til produsenten C-9AT3 i segment I2C

Den økte sandproduksjonen i C-5BT2 etter gassinjeksjonen i C-5BT2 i august 2006 viste at denne brønnen ikke bør benyttes til videre gassinjeksjon. Det er følgelig behov for en ny injektor sør i I rekken (**ICRI25**, sidesteg fra C-11). En ny vanninjektor i I2C segmentet vil dessuten endre dreneringsmønsteret for brønnene i I3 og I4 segmentene (C-28, C-22 og C-26AT2). Det har erfaringsmessig vist seg å være gunstig å flytte injeksjonspunktet slik at produsentene får trykkstøtte fra sørvest (ref. H1-segmentet). En mulig risiko ved en ny injektor sør i I2C segmentet er økt vannkutt i C-28, C-22 og C-26AT2. Disse brønnene produserer alle per i dag med stabilt vannkutt (ca. 40 % vann i C-28, ca. 50 % vann i C-26AT2, ca. 20% vann i C-22). Injeksjon fra sør (I2C segmentet) bør derfor ikke starte opp før produsentene i I3 og I4 segmentene har fått en økende vannkutt-trend.

Segment I3, I4 og I5
I **I3** er det planlagt boret en ny brønn helt øst i segmentet. **C-1A** (**PCRI35**) er et konvensjonelt sidesteg fra C-1, og er planlagt kombinert med Cook-målet PCCI36. 4D seismikk basert på havbunnseismikk fra 2001 indikerte gjenværende olje i området øst for forkastningen mellom C-3 og C-22, nord for C-28. Overflateseismikk fra 2003 bekrefter gjenværende olje inn mot forkastningen i et lite område nord for C-28 (resten av området er ikke dekket av overflateseismikk, grunnet skyggeområdet til GFC).

RST kjørt i C-30 (øvre Brent produsent i I3) i 2001 viste at Etive er ufløммet sør for C-11 (PCRI37). 4D seismikk (skutt sommer/høst 2005) indikerte imidlertid at dette området nå er drenert. Muligens kan oljen/deler av oljen ha blitt mobilisert mot C-28. I så fall vil denne oljen sannsynligvis bli drenert av C-1A (som er planlagt boret like nord for det området som ser ut for å ha fått en økt amplitude) eller C-28. En ny metningslogg i C-30 er følgelig nødvendig for å gjøre en ny vurdering av boremålet **PCRI37**.

Det er planlagt å bore en ny brønn til segment I5B (**PCRI52**). Grunnet stor usikkerhet knyttet til OVK i segmentet vil trolig boremålet bli kombinert med en letebrønn til Cook og/eller Statfjord, som har hver sitt prospekt i dette området.

Tabell 4.2.33: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
B-25	I1	2008	500	Til nedre Brent etter Statfjord produksjon
PCRI35	I3	2009	500	Boreprogram er utarbeidet (C-1A)
PCRI52	I5	2012	250	Usikker OVK. Bør kombineres med andre boremål
ICRI25	I2	2009		Avventer økt vannkutt i produsentene i segment I3 og I4 (C-11A)
PCRI37	I3		ØOU	Metningslogg i C-30 viste ufløммet NER i 2001, men 4D seismikk fra 2005 indikerer at området er drenert. En ny metningslogg er derfor nødvendig for å vurdere dette boremålet.

4.2.3.5 Dreneringspunkt i nedre Brent

Tabell 4.2.34: Nedre Brent: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segmentrekke G, H, I og U.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G1	A-13	P	R4 - R1	P: 02.88 I: 06.07	Konv.	Stengt 03.06 Periodevis gassinjeksjon IR: 1 MSm^3/sd	Fikk trykkstøtte fra gassinjeksjon i A-22 i Tarbert => økende GOF. Var tidvis strupt / stengt pga. begrenset gassbehandlings-kapasitet på GFA. Døde etter delstansen på GFA i mars 2006 (lavt trykk og tung kolonne). Ombygd til gassinjektor. Planlagt å injisere annen hver måned, begrenset av GOF / brønnhodetrykk i A-44T4.
G1	A-7A	P	(R3/2/1)	01.97	Konv.	Stengt 03.97	Åpenhullslogg påviste olje, men brønnen produserte bare vann, og ble stengt.
G1	A-44T4	P	R1	05.99	Konv	OR: 135 Sm^3/sd VK: 80% GOF: 1888	Fikk trykkstøtte fra gass-injeksjon i A-22 i Tarbert => svært høy GOF => var tidvis strupt/stengt grunnet begrenset gass-behandlingskapasitet på GFA. Stengt 06.04 – 03.06. Re-åpnet da A-13 døde.
G1	A-15	I	(R2/1)	06.88	Konv.	Stengt i Rannoch 10.93	Sidestegsboret til GF SAT.
G2	A-10	P	(ER1), (R4/3/2/1)	08.87	Konv.	Stengt 02.97	
G2	A-10A	P	R4,R2 NE1	03.97	Konv.	OR: 130 Sm^3/sd VK: 88% GOF: 66	Sidestegsboret med kveilerør. Tilleggsperforert i Etive i nov-00 uten å plugge av de gamle perforeringer. Fikk gass fra A-19AT3 og A-22 i Tarbert. Stengt fra 06.06 pga. H_2S produksjon. Vil forhåpentligvis kunne være åpen deler av tiden ved å benytte testseparator som produksjonsseparator.
G3	A-8	P	(NE1, NER2)	06.87	Konv.	Stengt 11.88	Utvannet. Konvertert til øvre Brent

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
G3	A-14	P	(NER) NE1-E, NER1/-2, ER1	04.88 Etive: 09.05	Konv.	Stengt 03.97 OR: 35 Sm³/sd VK: 93% GOF: 110	Avleiringer førte til plugging av brønnen. Reperforert i Etive i 2004, Lekkasje i prod. pakn. => rekomplettert i 2005.
G3	A-11	I I	(R-2/1) ER1	11.87 08.02	Konv.	Stengt 01.02 VI: 1500 Sm³/sd	Lekkasje i FLR. 4 ½ ” FLR installert, men satt grunt pga. operasjonelle probl. under rekomplettering => perf. i ER1 => ikke VAG injektor lenger.
G4	B-21	P	(NE1, NER2, NER1)	04.92	GP.	Stengt vår-01	Samproduksjon med Ness. Nedre Brent bidro sannsynligvis ikke, evt. kun i en kort periode. Sidestegsboret til øvre Brent.
G5	B-24	P	(NER3), NER2/1, ER1, R4/3	11.92	Konv.	OR: 185 Sm³/sd VK: 96% GOF: 130	NER3 straddlet 11.99. Får begrenset støtte fra A-12 og B-36AT2.
.G6	B-27	P	NER3	07.93	GP.	Stengt i 03.04. Sidestegsboret	Samproduserte med Ness. Nedre Brent bidro sannsynligvis ikke
G7	B-35	I	(NER, ER, R4)	01.96	Konv.	Stengt i nedre Brent 03.99	Brønnen ble tilleggsperforert i juli-98 i Tarbert. Ness og nedre Brent plugget i mars-99.
H1	A-1H	P	(NER, ER, R4/3/2)	12.86	Konv.	Stengt 09.93	Høy H_2S- og vannproduksjon. Permanent P&A 05.94.
H1	A-2AH	P	(ER1, R4/3/2/1)	12.86	Konv.	Stengt 11.92	Høy H_2S- og vannproduksjon. Permanent P&A 05.94.
H1	A-17	P	(ER1, R4/3/2/1)	09.88	Konv.	Stengt 11.95	Konvertert til Cook-injektor.
H1 H1	A-35	P I	(R2/1) R2/1	11.95 07.99	Fraturerrt Frakturert	Stengt 07.99 VI: 5000 Sm³/sd	Sporstoff injisert 03.03. Begrenset inj. rate i 2003 frem til aug., da restriksjonen ble fjernet. 08.04: Konvertert til VAG injektor. 03.05-09.05: Stengt pga. lekkasje til ringrom. 08.06-04.07: Stengt pga. defekt tilbakeslagsventil. 05.07: Rekomplettert. 08.07: Skade på ’duoline’-belegg utbedret.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H1	A-39A	P	R2	02.93	Konv.	OR: 570 Sm³/sd VK: 85% GOF: 110	Horisontal brønn. Sandhåndteringsprosjekt høst-01. Trykkstøttes av A-35. Perioder uten trykkstøtte (se A-35 kommentar over). Periodevis stengt / strupt fra 2003 grunnet høy H_2S produksjon.
H1	A-5H	I	(ER1, R4/3/2/1)	04.87	Konv.	Stengt 04.93	Permanent P&A 09.00.
H1	A-38	I	(NER, ER1, R4/3)	11.92	Konv.	Stengt 08.99	Sidestegsboret til A-38A i øvre Brent
H2	A-3H	P	(NER, R-4/3/2/1)	02.87	Konv.	Stengt 10.92	Permanent P&A 10.00.
H2	B-4	P	(NER, ER1, R-4/3/2)	09.88	Konv.	Stengt 11.93	Lekkasje. Hele nB var flømmet
H2	A-34A	P	R1	11.91	Konv.	Strupt Rate med full åpen strupeventil: OR: 422 Sm³/sd VK: 91% GOF: 178	Horisontal brønn. Nederste int. plugget av pga. høy H_2S produksjon, og 75m tilleggsperforert over eksisterende perforeringer. Periodevis stengt/strupt fra 2000 grunnet høy H_2S produksjon. Per i dag strupt => redusert rate i forhold til angitt rate med full åpen strupeventil.
H2	B-7	P	(NER, ER1, R4/3/2/1)	04.89	Konv. Resinbelagt sand.	Stengt 08.02	Høyt H_2S-innhold Sidestegsboret til nedre Brent i I1 segmentet (B-7A) og Turmalin (B-7B). Skal sidestegsbores til Cook (injektoren B-7C)
H2	B-34	P	(R3/2/1)	11.95	Konv.	Stengt 01.97	Produserer fra Tarbert, øvre Brent
H2	B-6	I	(NER, ER, R4, R1)	03.89	Konv.	Stengt 03.95	Produserer fra øvre Brent
H2	A-12	I	NER, ER, R-4, R-3	02.88	Konv.	VI: 4000 Sm³/sd (trykkstøtter også øvre Brent)	Sporstoffinjeksjon 08.01. VAG-injektor, men gasslekkasje til Tarbert (2003) => gassinjeksjon ikke aktuelt før lekkasjen til øvre Brent er utbedret.
H4	B-2	P	(NER, ER1, R4/3/2)	06.88	Konv. Resinbelagt sand	Stengt 06.93	Produserer fra Ness
H4	B-10A	P	NER, ER1, R4/3/2/1	09.89	Konv.	OR: 315 Sm³/sd VK: 90 % GOF: 120	Stabil produksjon.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H4	B-19A	P	R2/1	05.92	Frakturert Proppanter	OR: 305 Sm³/sd VK: 91 % GOF: 115	Sprekken når til toppen av ER. Ble rekomplettert 09.01. Fikk fisk i brønnen og ble ikke satt i produksjon igjen før mai 2002. Høyt VK en periode etter innstenginger. Økt oljerate etter injektoren B-8 startet injeksjon i nedre Brent igjen.
H4	B-36AT2	I	NER, ER1	11.96	Konv.	VI: 9500 Sm³/sd	Stengt primo 2003 grunnet skifte av ventiltre. Sporstoff injisert 06.07.
H5	B-5	P	(NER, ER1, R4/3/2)	02.89	Gruspakket i NER og ER	Stengt 04.96	Sidestegsboret til Ness i øvre Brent i 1996 (B-5AT3).
H5	B-11	P	(NE) (NER, ER1, R3/2/1)	03.90	Sandskjerm i NE	Stengt 06.06	Stengt 07.04 grunnet høyt vannkutt (99%) og lav oljerate (45 Sm³/sd). Åpnet 08.05 (oppgradert vannbehandlingskapasitet). Stengt 06.06 grunnet BSV problemer.
H5	B-30	P	(R2/1)	06.94	Konv.	Stengt 03.96	Produserte fra Ness til 08.06. Skal sidestegsbores til Cook.
H4	B-31	P	(R3/2)	03.00	Konv	Stengt 06.00	Brønnen produserte kun vann. Sidestegsboret til Cook.
H5	B-3	I	(R-3/2)	07.88	Konv.	Stengt 0./95	Produserte fra Ness og siden Tarbert. Sidestegsboret til Cook 09.03.
H5	B-8	I	NER, ER1, R4/3	07.89	Konv.	VI: 8000 Sm³/sd Andel til nedre Brent: 4500 Sm^3/sd	Trykkstøtter H4, H5 og H6. Fra 07.04: Perforert / frakturert i øB + plugget av nB for å oppnå injektivitet og dermed få økt trykket i N-3D. Etter siste plugg (07.05) er det antatt at all injeksjon gikk i øB. 10.06: Plugg fjernet (dyttet ned). B-8 fungerer nå som en saminjektor mellom øvre og nedre Brent. 06.07: Sporstoff injisert. 07.07: PLT. 56 % av injeksjonen til nedre Brent ved maksimum logget injeksjonsrate på ca 6600 Sm^3/sd

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I1	A-41	P/I	(R1/R2/ R3/R4)	P:6.93 I: 10.96	Konv.	Stengt 03.00	Stengt som produsent 12.93. Stengt som injektor i nB 03.00 pga. høyt trykk i nærbrønnområdet.
I1	A-41A					10.00	Mislykket sidestegsboring
I1	A-41B	I	R1	10.01	Konv.	VI: 1500 Sm^3/sd (Injiserer i materialbalanse frem mot boringen av B-7C)	VAG injektor. Inj. gass første gang 04.04. Planlagt å inj. gass 1 mnd/år, bortsett fra 2005 og 2006 (AMIOR pilot) pluss 2007 (trykkmanipulering i I1 segmentet). Må overvåkes nøye mht oppsprekkings-trykk ifm. Shetlansprobl.
I1	A-36	P	R1/R2	05.94	Frakturert Proppanter	Stengt 03.07	Stengt 08.00-11.01 i påvente av A-41B. Observasjonsbrønn i AMIOR piloten (2006-2007) Lav oljerate og høyt vannkutt (> 95%) fra 2005. Hovedsakelig strupet 1. kvartal 2007 grunnet trykkmanipulering i I1 segmentet, før brønnen ble stengt i 03.07 pga. H_2S prosessbegrensninger. Skal sidestegsbores til Cook i 2008. Ikke forventet å komme tilbake på produksjon i nedre Brent før den tid.
I1	B-31	P	(Drake)	03.95	Frakturert Proppanter	Stengt 02.96	Innstengt som produsent i nB pga. minimalt bidrag.
I1	A-40	P	R1/R2	10.98	Frakturert proppanter	Plugget i nedre Brent	Stengt 11.00-11.01 i påvente av A-41B. Vanngjennombrudd og økt sandproduksjon 01.05. 10/06: 85% VK og OR på 230 Sm^3/d => plugg satt over nedre Brent, og brønnen perforert (og senere frakturert) i Cook. Planla å trekke plugg for å samprodusere, men grunnet problemer med tilgang er nedre Brent fremdeles plugget av, mens Cook produserer tilnærmet ingen olje.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I1	B-39B	P	R1/R2	08.03	Frakturert proppanter	OR: 500 Sm^3/sd VK: 67 % GOF: 90	Vannkuttet økte kraftig (>40% 06.04) etter første periode med gassinjeksjon i A-41B. Har siden avtatt igjen. Stabil høy oljerate frem til mai/juni 2006, da det gikk et sandras. Høyere sandproduksjon og lavere oljerate etter sandraset.
I1	B-7A	P	ER	09.03	Naturlig perf. + mini frac med proppanter	Stengt 04.05	Kun ER tilgjengelig i brønnbanen. Mini frac. med proppanter utført for sand-kontroll. Brønnen vasket og på full produksjon fra 04.04. 03.05: døde pga. lavt trykk. Sidestegsboret til Turmalin (B-7B), som var tørt. Skal sidestegsbores til Cook (injektoren B-7C)
I2	C-5	P	(R2/R3/R4/ ER/NER)	01.91	Konv.	Stengt 05.98	Lav oljeprod og høyt VK. Sidestegsboret til I2A i nB (C-5BT2).
I2	C-5A	P				Permanent plugget 08.04	Sidesteg fra C-5. Vannflømmet. Påviste ca. 150 m grunnere OVK i I2A enn tidligere antatt.
I2	C-5BT2	P/I	NE	10.04	Naturlig perforert	Midlertidig stengt (OR: 120 Sm^3/sd VK: 66 % GOF: 155)	Planlagt som syklisk oljeprod / gassinj i I2A. Gass injisert i 08.06 => økt sandproduksjon => kraftig MSR begrenset. Ytterligere perioder med gassinjeksjon planlegges derfor ikke. 05.07: Stengt pga. manglende trykkstøtte. Bør stå stengt til B-7C er boret.
I2	C-12	P	(R1/R2/ R3/R4)	05.92	Frakturert Proppanter	Stengt 02.02	Ingen bidrag fra Cook. Plugget av nB grunnet høyt VK. Konvertert til injektor i Cook 11.02.
I2	B-32	P	(R2)	04.95	Frakturert Proppanter	Stengt 03.02	Samprod. med øvre Brent. Horisontal. Plugget over nB

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I2	C-35	P	R1/R2	04.97	Frakturert Proppanter	Midlertidig stengt (OR: 40 Sm^3/sd VK: 73 % GOF: 155)	Samprod. med Cook. Strupt/stengt for å manipulere trykket i nB før/under boringen av C-5A/BT2 og C-9AT3. På full prod. fra 07.05. Cook antas å ikke bidra (enveisventil inst. over Cook 11.02 antagelig sandet igjen). 05.07: Stengt pga. manglende trykkstøtte. Bør stå stengt til B-7C er boret.
I2	C-9AT3	P	R1	09.05	Frakturert	OR: 130 Sm^3/sd VK: 20 % Usikre rater, trenger ny PLT	Satt på produksjon 09.05. Samprod. med Cook. 03.06: PLT. 35% av ratene fra nedre Brent. 03.06: Plugg over Cook perforeringene, for ikke å dra trykket så langt ned at injektoren B-20A ikke ville være borbar. 07.06: Døde grunnet proppanter. 04.07: Sandvasket. Plugg over Cook trukket. Brønnen tilbake på produksjon.
I3	C-3	P	(R2/R3/R4 ER/NER)	06.90	Gruspakket	Stengt 03.97	Stengt pga. kollaps i foringsrør i Cook. Produsent i øvre Brent fra 06/98
I3	C-11	P	R1/R2/R3/ R4/ER/NER	03.92	Frakturert Proppanter Sandskjerm	Midlertidig stengt (OR: 30 Sm^3/sd VK: 93 % GOF: 170)	Sandras i 03.01. Plugget over de øverste perf. intervallene 03.02. Injiserte resinbelagte proppanter i eksisterende perforering (for sandkontroll). Perf. og frak. nytt intervall i NER3. Fra 2005: VK > 85 % og OR < 100 Sm^3/sd 05.07: Stengt grunnet dårlig trykkstøtte i I-rekken.
I3	C-22	P	R1/R2	04.94	Frakturert Proppanter	OR: 415 Sm^3/sd VK: 19 % GOF: 100	Samproduksjon med Cook. MSR begrenset. 'Scale'-problemer. 01.03: PLT. 67% av totalrate kommer fra nB. 07.06. PLT. Cook bidrar ikke lenger (Cook perf. har sandet igjen).

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I3	C-28	P	R1/R2	07.95	Frakturert Proppanter Gruspakket	OR: 265 Sm^3/sd VK: 40 % (fra nB)	Samprod. med Cook. I en RAS operasjon utført i juni-04 ble restriksjoner fjernet, sikkerhetsventilen reparert, scale rensket ut, brønnen PLT logget og gruspakkene gjennom Rannoch og Cook perforert. PLT viste at kun ca. 5% av oljen, men 40% av vannet kommer fra Cook. Planlegger en ny operasjon for å fjerne 'scale', samt ny PLT, 12.07
I4	C-26	P	(R1/R2/R3/ NER)	05.95	Frakturert og gruspakket	Stengt 11.98	Stengt grunnet sandras. Ble tilleggsperforert og produserte bare vann.
I4	C-19	P	(R1/R2/R3/ ER/NER)	12.93 10.99	Konv.	Stengt 07.95 Stengt 11.99	Samprod. med Ness. Ble tilleggsperforert i nB og produserte bare vann. Oljen har blitt drenert sørover. Nedre Brent er plugget av og Ness er tilleggsperforert.
I4	C-33	P	(ER/NER)	04.96	Gruspakket	Stengt 11.99	Samprod. med Ness. Plugg over nB lekker. Sannsynligvis vannproduksjon fra nB
I4	C-23A	P	(NER)	10.96	Gruspakket	Stengt 02.98	Nedre Brent plugget av ifm. tilleggsperforering i Ness. 07/03: Sidestegsboret til Cook
I4	C-23CT2	P	NE-2E	02.07	Konv. (skjerm i Cook)	OR: 195 Sm^3/sd VK: 62% GOF: 105	Samprod.med Cook. 02.07: Tilleggsperforert i nedre Brent etter metningslogg. Antar intet bidrag fra Cook (betydelig høyere PI og reservoartrykk i nedre Brent). 02.07: Stegratetest. VK ikke rateavhengig. MSR begrenset.
I4	C-26AT2	P	ER/NER	04.03	Konv.	OR: 615 Sm^3/sd VK: 56% GOF: 120	TTRD sidesteg, basert på 4D data (øst i segmentet). 02.04: Endret styringskrit. fra MSR til ASR => økt VK. Tilbake til MSR 04.04. 07.07: Strupt. Manglende trykkstøtte => trykkfall => forringet sandstyrke => økt sandproduksjon

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I4	C-25T2	P	NE1, NER (NER2, NER1, ER1)	05.06	Konv (ÅH GP i Statfjord)	OR: 200 Sm^3/sd VK: 70% GOF: 120	Produserte fra Statfjord. 05.06: Tilleggsperforert i nedre Brent 11.06: PLT. Statfjord bidro ikke, og ble plugget av. 02.07: Sandras. Kraftig MSR begrenset siden. 06.07: Nedre perforeringer plugget av. Ingen reduksjon i vann- og sandproduksjon
I5	C-38T2	P	NE	07.99	Åpenhull-skjerm	NB bidrar ikke	Samprod. med øvre Brent. 07.00: PLT viste at NE ikke bidrar. Perforeringene i nB er sannsynligvis sementert.
I5	B-14A	I	R3/R4/ER/ NER	03.91	Konv.	IR: 6000 Sm^3/sd	Rekomplettert 1999. Stengt i perioder ifm. reservoar-boring i C-5A/C5B og frakturering av C-9AT3. Stengt juli–august 2006 på grunn av lekkasje. Injeksjonsventil installert. 10.06: Stengt grunnet lekkasjer (injeksjoneventil + 13 3/8” x 9 5/8” ringrom). 06.07: Injeksjonsrør trukket og sement skviset bak 9 5/8” foringsrør. 08.07: Trykk bygges fremdeles opp i 13 3/8” x 9 5/8” ringrom. Skal lekkasjetestes. Avhengig av hvor mye væske som bløs av, vil B-14A enten rekompletteres (med fravik) eller rebores.
I5	C-10	I	R2/R3/R4/ ER	03.92	Konv.	VI: 7500 Sm^3/sd	VAG-injektor. Fjerning av restriksjon medførte større injeksjonskapasitet fra 1997. Stengt i perioder ifm. reservoarboring i C-5A/C5B og frakturering av C-9AT3. Stengt mars–mai 2007 grunnet lekkasje. Injeksjonsventil installert => injiserer med fravik. Planlagt rekomplettert i august 2007.

4.2.4 Cook formasjonen

4.2.4.1 Generelt

Kommunikasjon
Cook-3 sandene har vesentlig bedre egenskaper enn Cook-2 sandene, hvilket gjør lateral kommunikasjon for Cook bedre enn vertikal kommunikasjon. Ved tilstrekkelig trykkdifferanse mellom sonene kan vertikal kommunikasjon likevel oppstå. Forkastninger kan også bidra til vertikal kommunikasjon. I tilfeller der Cook-2 er trykkavlastet og injeksjon foregår i Cook-3 kan slik vertikal kommunikasjon gi uønsket mobilisering av Cook-3-olje til de heterogene sandene i Cook-2. Til tross for kommunikasjon mellom injeksjonspunkt og produsenter, er 50-100 bar i trykkforskjell mellom injektor og produsent ikke uvanlig i Cook-2. Dette primært som følge av dårlige reservoaregenskaper.

Det komplekse forkastningsmønsteret deler Cook-reservoaret inn i ulike trykkregimer. Kommunikasjon på tvers av trykkregimene kan forekomme over lengre perioder, men områdene er generelt atskilt. H1/H2 anses som ett kommunikasjonsregime og H4/H5 (med usikker kommunikasjon mot H3) som et annet. G-rekken har historisk vært ansett som isolert fra H-rekken, men resultater fra Cook-simuleringsmodell (2006) kan ikke utelukke en viss kommunikasjon mellom segmentrekkene. Segment I1 er også isolert fra resten av Cook-reservoaret, med mulighet for kommunikasjon mot Brent i nordlige deler av segmentet. Resten av segmentene (I2-I5) i fase-2 kommuniserer i ulik grad, mens J-rekken i øst ser ut til å være mer isolert enn tidligere antatt. De to siste år har man observasjoner som antyder kommunikasjon mot Brent i andre segmenter, men det er fremdeles uvisst om dette er lekkasjer langs brønnbaner, langs forkastninger eller sand/sand-kontakt over forkastninger.

Dreneringsmekanismer
I Cook er vanninjeksjon den primære dreneringsmetode. Injeksjon skjer i primært i Cook-2 for å unngå vannoverløp, og pga. reservoaregenskapene fører dette til store trykkgradienter gjennom reservoaret. Shetlandsproblematikken gir injeksjonsrate- og trykkbegrensninger for enkelte injektorer, noe som i stor grad begrenser trykkstøtten til produsentene. Gassinjeksjon er tidligere utprøvd i fase-2, men grunnet gassgjennombrudd i produsenter og lekkasjer i injektorer er det pr dato kun tillatt å injisere vann i fase-2. I fase-1 ble injektoren A-17AT2 konvertert til VAG-injektor i 2002, men gassinjeksjon har til nå ikke vært effektivt som dreneringsmekanisme. Enkelte segment har delvis trykkstøtte fra vannbasseng, men effekten av dette er liten og tidkrevende sammenlignet med injeksjonsstøtte.

Gassinjeksjon
Gassinjeksjon har vært benyttet i Cook i både fase-1 og fase-2. Dette har bidratt til produksjon av oppflanksolje og antagelig opprettet nye flømmingsveier før vanninjeksjon igjen har startet. Gassens høye mobilitet gjør at det kan injiseres større reservoarvolum gass enn vann uten tilsvarende lokal trykkoppbygging i nærbrønnsområdet. Reservoaret skal dermed få bedre og raskere trykkstøtte ved VAG-injeksjon fremfor ren vanninjeksjon. I C-18 ble det injisert store mengder gass, men på grunn av gassgjennombrudd i B-38 og C-40 gikk man tilbake til kun vanninjeksjon. VAG-injektoren A-17AT2 har høyt nærbrønnstrykk, trolig på grunn av sprekker som står åpen mot vannfylt Cook-3, hvilket vanskeliggjør gassinjeksjon.

Tidligere har det også vært benyttet syklisk gassinjeksjon/oljeproduksjon (A-4H, A-40). Begrenset slissetilgang og små gjenværende reserver gjør at syklisk gassinjeksjon/ oljeproduksjon vurderes som fremtidige løsninger til restproduksjon av enkelte områder i Cook.

Samproduksjon og kompletteringsstrategi
Det er i hovedsak to måter produsentene i Cook-reservoaret er boret og komplettert på. Den primære strategien er samproduksjon av Cook-2 og Cook-3 ved hjelp av tilnærmet vertikale, frakturerte brønner. Brønnen perforeres i Cook-2 og sprekken designes for å nå Cook-3. Denne kompletteringsløsningen bedrer drenering av dårlige Cook-2 sander mens Cook-3 bidrar til forsvarlig produksjonsrate. Den sekundære strategien er produksjon fra Cook-2 i lange, horisontale brønner. Dette er lavratebrønner som primært skal øke utvinningen fra Cook-2 og uttaket styres av trykkstøtten til Cook-2. Grunnet tiltagende fløming av reservoarene som følge av vanninjeksjon, vil horisontale brønner være å foretrekke i framtiden.

I GFC-området, samproduserer enkelte brønner fra reservoarene nedre Brent og Cook, hvilket akselererer produksjon av olje fremfor å produsere reservoarene sekvensielt. Da reservoaregenskapene i nedre Brent stort sett er bedre enn egenskapene i Cook, har produksjonen vært dominert av nedre Brent. Samproduksjon har trolig vært hemmende for begge reservoarer, og sekvensiell produksjon er å foretrekke med tanke på optimalisering av utvinnbare reserver. I østlige deler av feltet ligger Statfjord-reservoaret under Cook. Samproduksjon mellom Cook og Statfjord har ikke vært aktuelt på grunn av for stor forskjell i reservoaregenskaper. Begrenset tilgjengelighet til slisser og små gjenværende reserver kan derimot tvinge frem flere samprodusenter mot slutten av feltes levetid.

Kompletteringsløsninger ved bruk av DIACS eller manuelt justerbare ventiler samt flergrensbrønner, vil også bli vurdert i fremtidige brønner for å kombinere flere mål i samme brønn.

Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk
Det er tillatt å produsere med reservoartrykk under metningstrykk i hele Cook-reservoaret. Alternativet til å produsere under metningstrykk ville vært lengre innstenginger av produsenter mens trykkoppbygging ved hjelp av injeksjon pågikk. Grunnet store trykkgradienter, særlig gjennom heterogene Cook-2-sander, ville dette resultert i utsatt produksjon.

Tidligere har det kun vært produsert under metningstrykket i området rundt brønnene C-1, C-28, C-35, C-42T3, C-45 og B-38. Historisk har injektorene C-1 og C-12 bedret trykkforholdet noe i området rundt C-42T3. C-35 fikk trolig også trykkstøtte fra C-18 (tidligere høy GOF stammer trolig fra C-18-gass injeksjon). Grunnet problemer med injektoren C-18 (har stått innestengt siden september 2006) er det nå kun B-38 og C-40 som er i produksjon p.g.a. det lave trykket i I2A/I2B segmentet. C-40 kom på produksjon juli 2007, etter en lengre innestengningsperiode på grunn av en lekkasje i brønnen. I J-rekken produserer brønnen C-45 med reservoartrykk under kokepunktet. Dette ser ut til å fungere bedre enn andre steder i reservoaret da det ikke er initielt vannbasseng i segmentrekken, og brønnen får ikke løfteproblemer til tross for det svært lave reservoartrykket.

Utfordringer
Hovedutfordringen for Cook-reservoaret er tilstrekkelig trykkstøtte til Cook-2-sandene. Injeksjonspunkt øst i fase-2 er begrenset av nærbrønnstrykk for å unngå sprekkdannelse opp i Shetlandsgruppen. Dette reduserer injeksjonen til lave rater, hvilket medfører lave nærbrønnstrykk ved produsentene. Grunnet dårlige reservoaregenskaper dannes dessuten store trykkgradienter mellom injektorer og produsenter. Resultatet er ofte at det dannes sprekker ved injektorene hvor mesteparten av vannet injiseres. Dette medfører også dårligere sveip av reservoaret. Dårlig regularitet for injektorene som følge av lekkasjer forverrer situasjonen.

Store trykkgradienter gir også utfordringer ved planlegging av nye boremål. Shetlandsproblematikken fører til at det trolig må benyttes underbalansert boring for å nå de fleste Cook-mål i GFC-området. For lavrate-produsenter blir dette ekstra kostbart, og tvinger trolig frem flere kombinasjonsløsninger med andre reservoarer i brønnplanleggingsfasen.

En utfordring blir også å finne løsninger som gjør ØOU-mål lønnsomme, og kombinasjon av boremål med både nedre Brent og Statfjord ser ut til å bli stadig viktigere.

4.2.4.2 Cook i Segmentrekke G

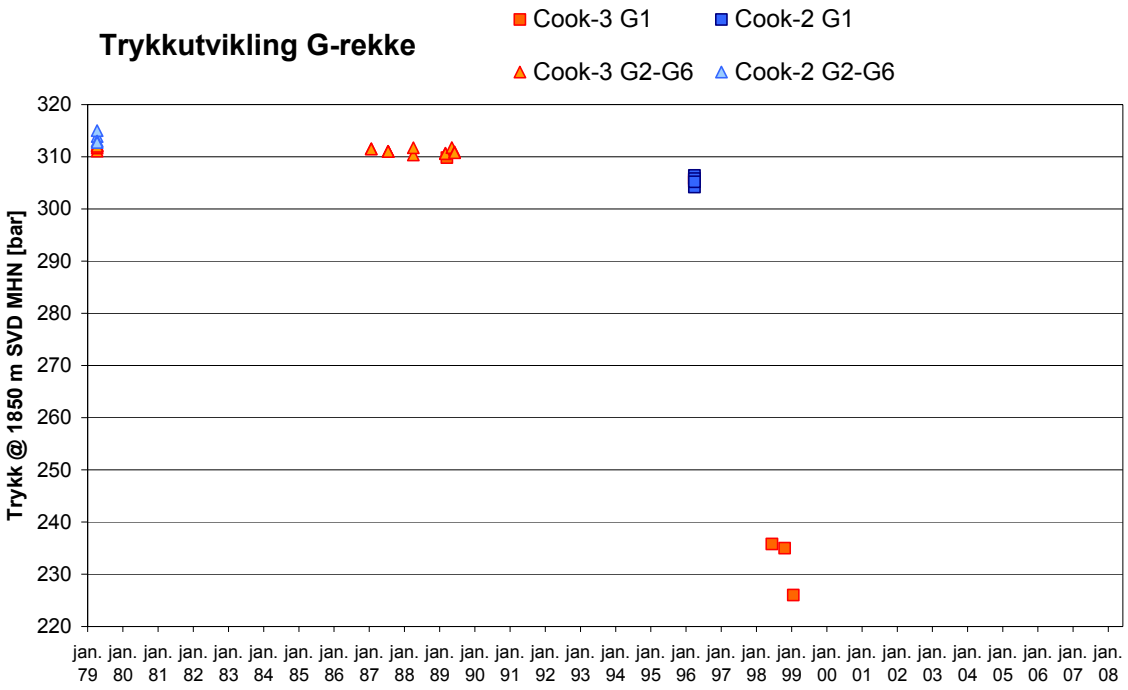
Tabell 4.2.35: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke G.

Segment	STOOIP M Sm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		M Sm³	%	M Sm³	%	P	I
G	2,68	0,30	11	0,60	22	0	0

Status
Status over ressurser, utvinning og framtidige dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.35 og 4.2.36.

I segmentrekke G er det pr dato ingen brønnpunkt for Cook. Tidligere produserte A-44T4 fra segment G1, men brønnen har vært stengt i Cook siden høsten 1999.

Trykkutvikling
Da A-44T4 ble boret til G1 var segmentet trykkavlastet 6 bar fra initielt. Ved produksjonsslutt var reservoartrykket nede i 226 bar @ 1850 m SVD MHN. Etter dette har det ikke vært produksjon eller injeksjon i Cook i området. Segment G1 har trykkstøtte fra vannbasseng. Trykkutvikling for segmentrekke G er vist i figur 4.2.24.



Figur 4.2.24: Trykkutvikling i Cook segmentrekke G.

Videre utvikling

A-44T4 hadde betydelige sandproblemer i Cook og reservoartrykket i området var lavt. Total utvinningsgrad pr. dato er 16 %. Gjenåpning av A-44T4 i Cook ble vurdert, men av tekniske årsaker er dette ikke anbefalt å gjøre. Dagens alternativ er å bore et konvensjonelt sidesteg til målet PACG12 for å optimalisere Cook-3 uttakspunktet. Av økonomiske årsaker bør dette kombineres med et annet mål. Pr. dato planlegges boremålet kombinert med prospektet PACG21, med nedre Brent-målet PAEH13 som tilbakefallslokasjon.

Tabell 4.2.36: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke G.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PACG12	G1	03/09	500	Sidesteg fra A-44T4. Kombineres med PACG21.
PACG21	G2	03/09	Prospekt 250	Usikker OVK. Planlegges kombinert med PACG12 som sidesteg fra A-44T4.

4.2.4.3 Cook i Segmentrekke H

Tabell 4.2.37: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke H.

Segment	STOOIP MSm³	*Utvinning*				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
H1, H2	16,83	5,06	30	6,14	36	3	2

H3, H4, H5	6,36	0,77	12	1.24	19	1	0
Totalt	**23.19**	**5,84**	**25**	**7,39**	**32**	**4**	**2**

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.37 og 4.2.38.

Segment H1 og H2
I segment H1 er det pr dato tre produsenter; A-37, A-40 og A-43, og en VAG-injektor, A-17AT2.

I **A-17AT2** ble det i juli 2004 utført stegratetest, waterflow-log og PLT for å forstå injeksjonsmønsteret i segmentet bedre. Resultatet av dette viste ingen lekkasje langs foringsrør til nedre Brent. I overkant av 40 % av injeksjonsvannet ble injisert i hæl og omlag 50 % av injeksjonsvann ble injisert i tå av brønn. Kun ubetydelige mengder ble injisert i de korte intervallene midt i horisontalpartiet av brønnen. Tå av brønn ble plugget av ved hjelp av en trekkbar plugg i håp om å drenere sørlige deler av H1-segmentet bedre enn tidligere, samt forbedre tykkstøtte til Cook-2 og den lange, horisontale Cook-2-produsenten A-43. Denne strategien har fungert godt og har forbedret sveipen i området. Per dato overinjiseres det i H1, og trykktester indikerer trykk opp mot initielt (310 bar) i de nordlige deler av segmentet.

A-43 har historisk hatt lavt reservoartrykk, og reservoaruttaket har vært redusert på grunn av dette. Injeksjonsrate i A-17AT2 etter pluggsetting var den samme som tidligere, hvilket ga den ønskede bedring av trykkstøtten mot A-43. Utover høsten og vinteren steg oljeraten betydelig i A-43. Sjøvannkuttet gikk også ned, hvilket kan tyde på at injeksjonsvannet drenerer andre områder enn tidligere. Etter et mislykket forsøk på gassinjeksjon i A-17AT2 april-05 ble injektoren stående innstengt noen uker i påvente av vanninjeksjon. Dette resulterte i at raten i A-43 falt raskt. Ved injeksjonsstart steg trykket raskere enn normalt, og ved revisjonsstansen viste nedihullstrykkmåler at reservoartrykket var steget langt over initielt, til over 350 bar @ 1850 m SVD MHN. Dette tyder på at mesteparten av injeksjonsvannet i A-17AT2 injiseres i hælen av brønnen og at dette har generert en sprekk som strekker seg mot A-43. A-17AT2-trykket var også høyt ved revisjonsstansens start, rundt 390 bar @ 1850 m SVD MHN. Etter revisjonsstansen ble A-17AT2 stående innstengt for å prøve å redusere Cook-2-trykket i A-43. Brønnen har de siste to årene hatt en fallende trend i produksjon, fra ca 200 til 50 Sm^3/d olje, med et relativt stabilt vannkutt.

A-37 har i perioder vært kjørt som ASR-kandidat, selv om det primært er scale og ikke sand som produseres. Dette har gitt et positivt resultat for drenering av segmentet og trolig økt både Cook-3 og Cook-2 uttaket. Brønnen vil trolig produsere de resterende Cook-3-reserver fra H1-segmentet. Det er ikke observert noen negativ effekt for A-37 etter pluggsetting i A-17AT2. Cook-3 trykket i A-37 var tilnærmet uforandret i denne perioden. På grunn av god trykkstøtte fra A-17AT2, har brønnen klart å produsere 200-300 Sm^3/d olje i flere år med vannkutt i størrelsesorden 85 %

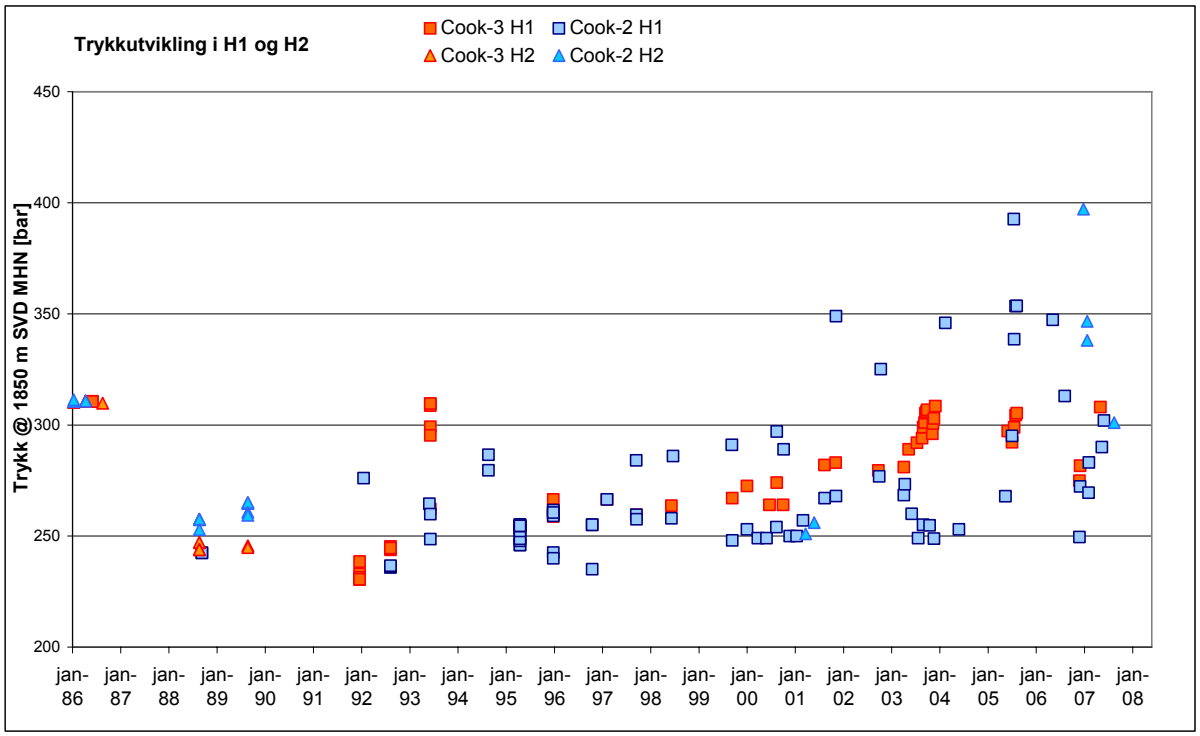
For H2-segmentet og brønnene A-4H, B-10A og B-40 er det ingen endringer siden RSP-04. B-3A startet injeksjon høsten 2006, men er i dag stengt for å unngå å bygge for høyt trykk i H2 segmentet, i påvente av boring av produsenten B-30A i H2.

Segment H3 – H5
Det er ingen endringer i segment H3 siden RSP-04. Det antas at det er produserbare reserver igjen i både Cook-3 og Cook-2. Dersom produksjon gjenopptas vil det være nødvendig med trykkstøtte i området. Injektoren IBCH43 (B-11A) er planlagt boret i H4 segmentet, og skal trykkstøtte B-31AT2 i H4 samt boremålet PBCH33 i H3 segmentet.

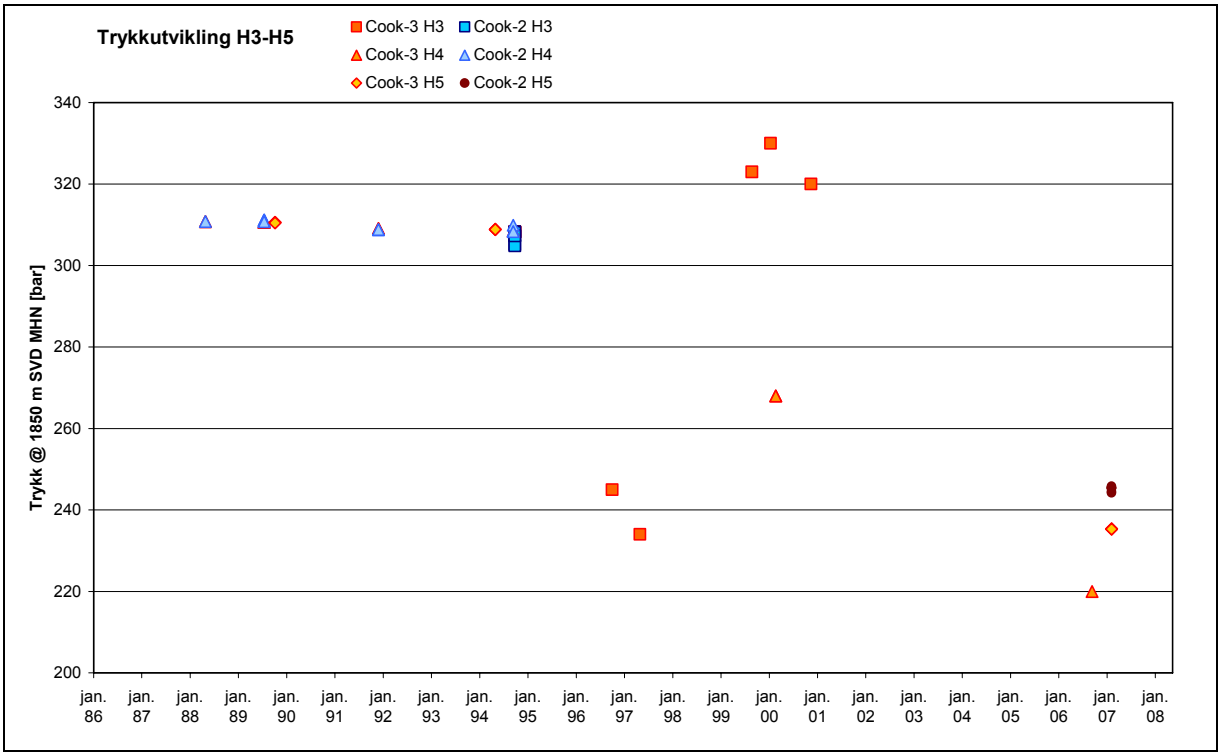
B-31AT2 har historisk produsert betydelig bedre enn forventet, og også siste året har brønnen produsert stabilt med en oljerate på 150-200 Sm^3/d og vannkutt rundt 50 %. Brønnen ble koblet mot flerfasepumpen høsten 2004, hvilket har bedret regulariteten noe. Grunnet manglende trykkstøtte er det til tider vanskelig å holde B-31AT2 på produksjon. Det antas at B-31AT2 vil produsere de siste utvinnbare reserver i segmentene H4 og H5.

Trykkutvikling
Segment H1 og H2
Primær trykkstøtte til H1/H2 de siste år har vært vanninjeksjon i A-17AT2. Etter pluggsetting i A-17AT2 høst-04 ser det ut til at drenering av segmentet har endret seg betydelig, og at sørlige deler av H1 får bedre trykkstøtte enn tidligere. Cook-2 trykket nær A-43 steg til 350 bar @ 1850 m SVD MHN. Cook-3-trykket ved A-37 er høyere enn tidligere, men ikke over initielt (ca. 305 bar@ 1850 m SVD MHN). Mottrykket i reservoaret ved A-17AT2 var i april 2005 så høyt at det ikke var mulig å injisere gass. Per dato er det anslått at reservoartrykket i Cook er like under initielt. Trykkplott er vist i figur 4.2.25. Trykk over initielt (310 bar) i Cook-2 er nærbrønnstrykk rundt injektorene A-17AT2 og B-3A etter ulike innestengningsperioder, og er ikke representativ for det gjennomsnittlige reservoartrykket for segmentene.

Segment H3 – H5
I H3 er det ingen endringer siden RSP-04.
H4 har vannbasseng som eneste trykkstøtte til segmentet. Produksjonserfaring fra B-31AT2 preges av at reservoartrykket er relativt lavt og stadig fallende. Trykkplott er gitt i figur 4.2.26.



Figur 4.2.25 Trykkutvikling i Cook i segmentene H1og H2.



Figur 4.2.26: Trykkutvikling i Cook i segmentene H3 og H4/H5.

Videre utvikling

Segment H1 og H2

I august 2003 ble injektoren **B-3A** boret horisontalt gjennom Cook-2 i segment H2. Brønnen skal trykkstøtte B-30A som er en planlagt produsent i H2. B-3A er konvertert til injektor, etter tidligere å ha produsert fra Tarbert og injisert en kort periode i øvre Brent. B-30A skal drenere Cook-2-reserver og eventuelle gjenværende Cook-3 reserver i H2. Grunnet uventede forkastninger ved boring av B-3A er området retolket. Etter dagens tolkning står **B-10A** i et nedforkastet område mellom H2 og H4, og er planlagt perforert i Cook etter nedre Brent produksjon. Det forventes at det primært er Cook-2-reserver tilgjengelig i dette området. **PACH16** er et ØOU-mål sør for A-43, lokalisert ut fra 4D-seismikk. Metningslogging av A-17AT2 viste dessuten delvis oljefylt Cook-3 i brønnbanen, hvilket styrker ØOU-målet. PACH16 kan trolig kombineres med tilsvarende mål på nedre Brent-nivå.

Segment H3 – H5

I modningsprosessen vår 2007 ble det besluttet å bore en injektor B-11A i H4 segmentet for å trykkstøtte B-31AT2 samt boremålet PBCH33 i H3 segmentet. Det er knyttet en viss usikkerhet til volumene i H3 segmentet, både på Cook og nedre Brent-nivå. PBCH33 vil trolig ikke ha lang levetid uten tilstrekkelig trykkstøtte.

Tabell 4.2.38: Mulige injeksjons- og dreneringspunkt i segmentrekke H.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PACH16	H1	10.11	300 ØOU-mål	4D indikerer gjenværende reserver helt sørøst i segmentet. Kan kombineres med tilsvarende nedre Brent-mål (PARH13)..
PACG12	G1	12.08	500	A-44AY1, gren 1 av 2 grens MLT
PACG21	G2	12.08	250	A-44AY2, gren 2 av 2 grens MLT
PBCH33	H3	11.09	500	Mulig sidesteg fra B-6. Produsent i H3.
PBCH23	H2	10.07	500	Sidesteg fra B-30. Produsent i H2.
IBCH43	H4	03.09		B-11 sidesteg, til å trykkstøtte PBCH33 og B-31AT2
B-10A	H2(/H4)	?	250	Mål i nedforkastet område mellom H2 og H4. Skal perforeres i Cook etter nedre Brent-produksjon

4.2.4.4 Cook i Segmentrekke I, J og K

Fase-2 området, bestående av segmentrekkene I, J og K, er inndelt i flere trykkregimer. Segment I1 er isolert fra resten av I-rekken. Segmentene I2-I4 har grovt sett vært inndelt i tre ulike trykkregimer og har vært behandlet som atskilte produksjonsområder med egne injektorer: B-33 har gitt trykkstøtte i nord-vestre deler, C-12 (tidligere C-1 og C-37) i midtre og C-18 i sør-østre deler av området. Grensene er ikke klare, så da C-12 ble satt på injeksjon ble respons fra denne observert både ved C-1 og B-33. Samtidig er det uklart i hvilken grad C-35 får trykkstøtte fra segmentene I2 eller I3, men produksjonshistorien antyder kommunikasjon i form av mulig gassproduksjon i C-35 etter gassinjeksjonsperiode i C-18 i øst. Observasjoner av utvikling helt øst i J2 tyder på at dette området er relativt godt isolert fra resten av segmentene.

Tabell 4.2.39: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke I, J og K.

Segment	*STOOIP*	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
	MSm³	MSm³	%	MSm³	%	P	I
I1	2,9	0,35	12	0,85	29	0	0
I2 - I5A + J1	28,8	9,82	34	11,22	39	10*)	3**)
J2/J3	2,3	0,41	18	0,45	20	1	0
K	0,2	0,00	0	0	0	0	0
Totalt uten I1	31,3	10,23	33	11,65	37		
Totalt	**34,2**	**10,58**	**31**	**12,50**	**37**		

*) *Inkludert samprodusentene C-22, C-23CT2, C-28 og C-35, hvor Cook-bidraget er lite eller fraværende pr. dato).*
**) *Inkludert de stengte injektorene B-33 og C-18, C-1 er ekskludert da denne er frigitt til Idestegboring*

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.39 og 4.2.40. Status for de ulike trykkregimer er beskrevet under.

Segment I1
Det har ikke vært aktivitet i segmentet det siste året. Seismikk i området antyder nye tolkninger av strukturen, primært i sørlige deler, hvilket påvirker forventede utvinnbare reserver fra segmentet.

Segment I2-I5 og segmentrekke J og K
I segmentene I2 til I5 samt J2 har det vært store endringer de siste årene.

I vestlige deler av Cook-reservoaret i fase-2 ligger produsentene C-22, C-23CT2, C-28 og C-42T3 og C-9AT3. Injektorene i området er B-33 og B-20A.

B-33: Da injektoren C-12 ble ødelagt høsten 2004, ble injeksjonsrate i B-33 økt i forsøk på å kompensere for manglende C-12-injeksjon. Dette fungerte relativt tilfredsstillende i I3A/B, men det er ikke observert god nok økning i trykk nordover mot C-23CT2 eller sørøst til C-42T3. Det siden tidlig 2006 vært mistanker om at B-33 trykkstøtter øvre Brent etter at øvre Brent- injektoren C-31 ble stengt. Til tross for massiv overinjeksjon har avlest trykk i B-33 antydet relativt lavt trykk. I forbindelse med boring av B-20A ble B-33 stengt inn for å stoppe eventuell trykkøkning i området. Det ble da observert momentan respons i C-9AT3, som da kun var åpen i nedre Brent, samt C-28 som trolig også har hoveduttak fra nedre Brent (nedre Brent har også enn injektor stående stengt i dette området). Det fryktes at B-33 har trykkstøttet Brent-reservoarene mer enn Cook de siste årene, hvilket også stemmer bedre overens med de avleste innstengingstrykk i B-33. Brønnen står nå stengt i påvente av lekkasjesøk og rekomplettering.

C-23CT2 har hatt lav regularitet som følge av dårlige trykkforhold og ble koblet mot lavtrykksmanifold (høsten 2004) for å kompensere for manglende trykk. I februar 2007 bestemte man seg for å akselerere produksjonen fra nedre Brent i påvente av gjenopprettet

trykkstøtte til Cook, og grunnet trykk og produktivitet vil ikke Cook-intervallet bidra i denne perioden.

C-22 ble sandvasket og produksjonslogget høsten 2006. Grunnet sand kom man ikke forbi nedre Brent-intervallet, og det antas derfor at Cook ikke bidrar før vi får utført ny sandvask. Resultatet fra PLT medførte reallokering av produksjonssplitt mellom nedre Brent og Cook tilbake til tidlig 2005.

B-20A ble boret våren 2007 og borer gjennom segment H5 på vei til segment I2C. Hovedmålet var å erstatte injektoren C-12 som ble ødelagt høsten 2004. Pr. dato er det ikke observert trykkrespons i produsentene C-9AT3 eller C-42T3, men dette kan skyldes sandproduksjon og avstand.

Injektoren **C-1** har stått innstengt siden våren 2005 grunnet vansker med justering av injeksjonsrater og i påvente av sidestegsboring. Grunnet injeksjonventil installert under nedihulls trykkmåler har det ikke vært mulig å monitorere reservoartrykket i området, med unntaksvis perioder hvor reservoartrykket har falt.

Etter sandras i **C-28** våren 2004, ble fisk mellom Cook og nedre Brent fjernet og Cook-2A reperforert. Produksjonsbidraget ble logget, men viste kun 5-10 % bidrag fra Cook. Dette var trolig underestimert da brønnen ble logget rett etter perforeringsjobben var utført. Brønnen har i perioden fått redusert uttaket kraftig grunnet avleiringer i produksjonsrør, og det er planlagt en kveilerørsoperasjon for å endre dette. Dette vil trolig bedre reservoaruttaket fra Cook.

C-42T3 produserer fremdeles tilnærmet vannfritt. Produsenten hadde god trykkstøtte fra C-12 inntil denne ble ødelagt. Etter dette har man forsøkt å kompensere med C-1/ B-33-injeksjon, men dette fungerte ikke godt nok, særlig ikke etter at C-1 ble stengt i 2005. Trykkstøtte fra erstatningsinjektoren B-20A er enda ikke observert, men erfaringer fra C-12-injeksjon tilsier at det kan ta flere måneder før man ser respons. I mellomtiden er C-42T3 lagt over til lavtrykksproduksjon for å bedre reservoaruttak i påvente av trykkstøtte. Sporadiske observasjoner av sporstoff injisert i C-37 er observert. Dette kan tyde på at det er vannoverløp i Cook-3-sander i området ved C-42T3.

C-9AT3 ble boret sørvest for C-42T3 vår/sommer 2005. Samprodusenten ble satt på produksjon fra begge reservoarsoner primo september -05. I mars-06 ble ble brønnen logget, og hovedbidraget viste seg å være fra Cook. Reservoartrykket var kraftig redusert, da man i perioden ikke hadde injeksjon i nærheten. En plugg ble installert mellom nedre Brent og Cook for å unngå ytterligere trykktap før boringen av B-20A. Denne ble trukket i april-07. Brønnen produserer dessverre større mengder sand, hvilket er begrensende faktor for reservoaruttak. Det er usikkert om sanden kommer fra Cook eller nedre Brent.

Samprodusenten **C-35** var strupet og stengt frem til september 2004 grunnet boring av C-5A/B/BT2 til nedre Brent. Cook-bidraget var tidligere antatt å være lavt eller fraværende, men etter at C-9AT3 var boret og C-35 ble åpnet igjen antyder trykkutvikling i nedre Brent at Cook-bidraget i C-35 må ha vært større enn antatt. Etter 2005 er det antatt at Cook-bidraget likevel ikke er så stort grunnet sand fra nedre Brent, og det er ønskelig å fjerne installert flapper-ventil

for å bedre reservoaruttaket fra Cook. Produksjonslogging av C-35 bør utføres for å få kontroll på bidrag fra de ulike sonene.

Det har vært gjort gjentatte forsøk på å styre **C-18-**injeksjonen til Cook-2 for å hindre vannoverløp i Cook-3. I 2004 ble injektoren perforert i dypere Cook-2-sander og det gamle intervallet ble isolert av. Injeksjonsrate frem til revisjonsstansen i 2006 var generelt under 2000 Sm^3/d grunnet trykkbegrensninger mht. Shetlandsproblematikken – noe lavere enn reservoaruttaket. Etter brønnoperasjonen trykkstøttet C-18 de sørlige deler av reservoaret (segment I2A) i større grad enn før, på bekostning av trykkstøtte mot C-40 i nord (segment I2B). Trykkavlesning av Cook-3 sandene bak foringsrør i C-18 utført i desember 2005 viste full kommunikasjon til de åpne perforeringene, og styringskriteriet mht. trykkbegrensninger er opprettholdt. Etter revisjonsstansen 2006 har injektoren stått innstengt grunnet integritetsproblemer og vil bli stående innstengt til rekomplettering er gjennomført. Dette har klart negative konsekvenser for trykkutviklingen i segmentene I2A/B.

C-40 produserte stabilt med et vannkutt rundt 20-25 % frem til våren 2004. Etter reperforering av C-18 februar-04 økte vannkuttet jevnt mot 76 % i utgangen i 2006. Oljeraten og totalrate har falt den samme periode, trolig som følge av dårlig trykkstøtte og økende fløming av Cook-2. Det er usikkert hvor mye av trykkstøtten fra C-18 som går som vannoverløp i Cook-3. Ut fra oppsprekking av C-40 antas det samtidig at brønnen produserer mest fra Cook-2. Kombinasjonen av disse faktorer gir uønsket dårlig sveip av Cook-2 sandene mellom injektor og produsent. Det kan også medføre at det er gjenværende Cook-3-reserver i nærbrønnsområdet til C-40. Metningslogging med mulig produksjon av Cook-3 er planlagt i 2008.

C-32 produserte med fallende rater frem mot slutten av 2004. I desember 2004 begynte brønnen å produsere store mengder svært finkornet sand, men klarte å opprettholde produksjonen med ca 200 Sm3/d olje utover i 2005. I 2006 ble brønnen stengt i perioder grunnet den massive sandproduksjonen, og siden høsten 2006 har brønnen stått innstengt. B-38 klarte i begynnelsen å kompensere for den tapte oljeproduksjonen, men uten injeksjon til område faller reservoaruttaket med reservoartrykket. C-32 ble stengt med et vannkutt på 15-20 %, og det antas at det er store gjenværende reserver i området. Reboring av brønnen vurderes.

Etter reperforering av C-18 i februar 2004 fikk **B-38** bedre trykkstøtte enn tidligere, trolig på bekostning av trykkstøtten nordover mot C-40. B-38 ble også koblet opp mot flerfasepumpen i 2004, hvilket har gitt betydelig bedre regularitet og mer stabilt reservoaruttak i perioden. Da C-32 ble stengt grunnet sandproblemer så det også ut til at B-38 benyttet energien i reservoaret til å produsere bedre. Det antas at B-38 og C-32 trekker på samme trykkstøtte fra C-18 uten å nødvendigvis trekke på de samme reservene. Økt injeksjon til segmentet vil trolig gi bedre utvinning av området B-38 drenerer, da brønnen fremdeles har lavere reservoartrykk enn ønskelig.

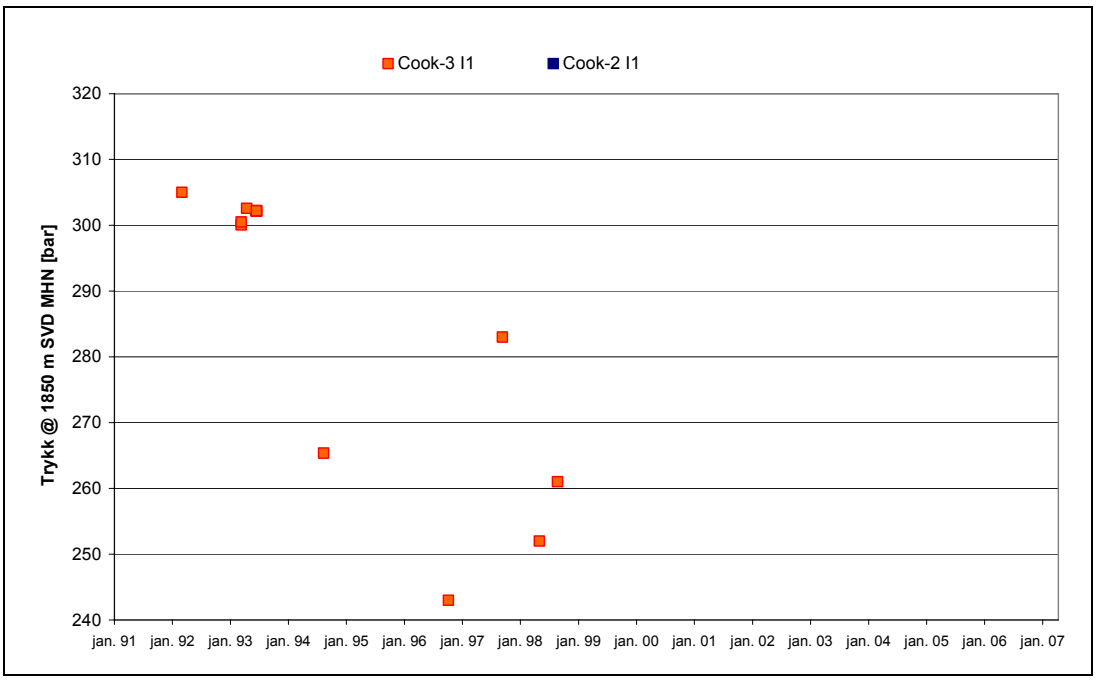
C-41A er boret gjennom Cook like sørøst for injektoren C-18. Medio april 2005 ble brønnen konvertert fra Statfjord-produsent til Cook-produsent grunnet høy vannproduksjon. Brønnen ble ikke stimulert i frykt for vannoverløp grunnet kort avstand til C-18, så C-41A har produsert med lav produktivitet fra Cook-2. Det var ikke observert negativ utvikling for C-32/B-38 etter at C-41A ble satt på produksjon, men etter at C-18 ble stengt inn ble det besluttet å beholde

også C-41A stengt grunnet lav produksjon (15 Sm^3/d olje) og høyt vannkutt (80-90 %). Det er trolig pga. brønnens nærhet til C-18 som gjorde at den vannet ut, kombinert med dårlig sement bak foringsrør. Det er derfor mulig at det fremdeles er Cook-2-reserver sør for C-41A, men grunnet dårlig seismikk og vanskelige trykkforhold er det vanskelig å plassere inn en ny brønn.

C-45 boret til segment J2 i januar-03. Tilstrekkelig trykkstøtte til produsenten har hele tiden vært en utfordring da segmentet tydeligvis kommuniserer dårlig mot C-18, og C-45 har i lengre tid produsert med reservoartrykk under kokepunktstrykket. Brønnen produserer rundt 140 Sm3/d med GOF rundt 300 Sm^3/Sm^3. Dette støtter teorien om at J-rekken kommuniserer svært dårlig med resten av fase-2. Våren 2006 var det derimot to observasjoner av sporstoff fra Statfjord-injektoren C-13 like øst for J-rekken, hvilket skaper usikkerhet om hvorvidt J2-segmentet kommuniserer mot Statfjord. C-45 produserer tilnærmet vannfritt (0-5 %) og eventuell kommunikasjon mot Statfjord kan ikke være spesielt god.

Trykkutvikling
Segment I1

Det er ingen nye observasjoner i segment I1 siden 1998. Trykkutvikling er vist i figur 4.2.27. Da de første produksjonsbrønner ble boret gjennom segmentet var trykkavlastet (initielt trykk påvist av brønn 34/10-15 i 1982). Observert trykkavlasting skyldes muligens kommunikasjon mot Brent i nordlige deler av reservoaret. I2A-segmentet i nedre Brent har trolig samme OVK (påvist ved boring av C-5A høsten 2004) som I1-segmentet i Cook.

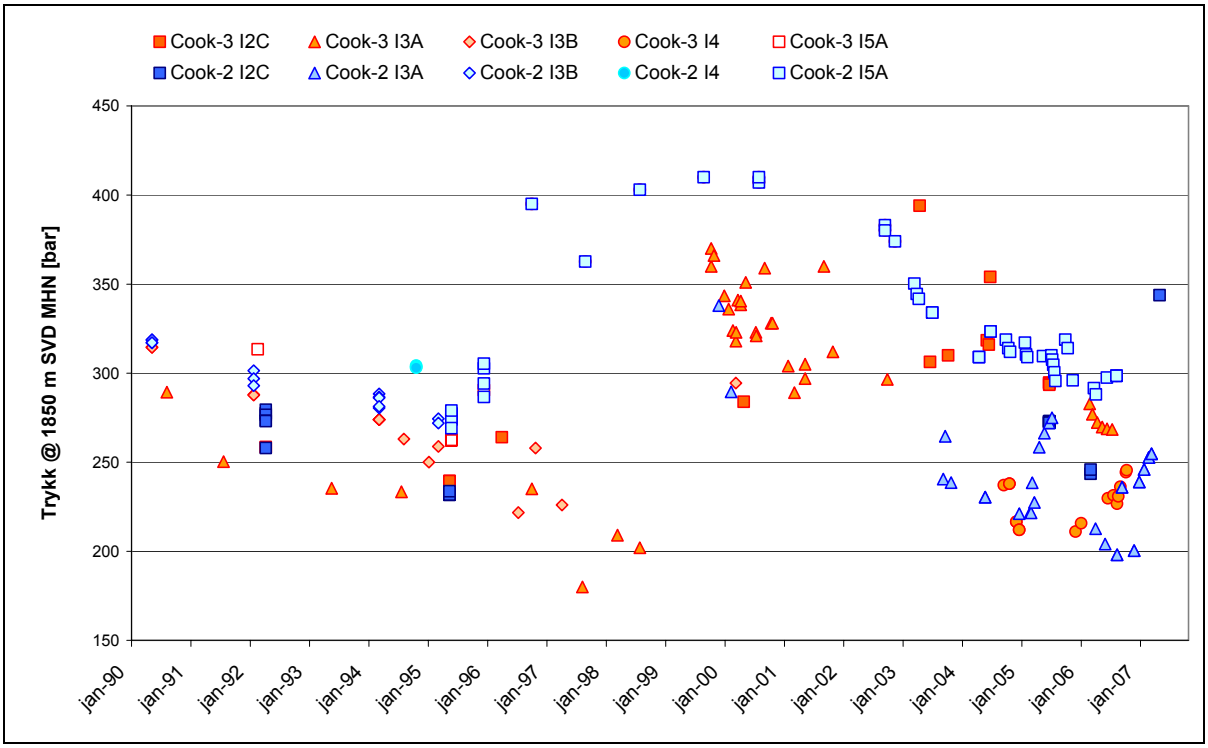


Figur 4.2.27: Trykkutvikling i segment I1. Initielt trykk ble påvist av 34/10-15 i 1982 og viste 312 bar @ 1850 m TVD MSL.

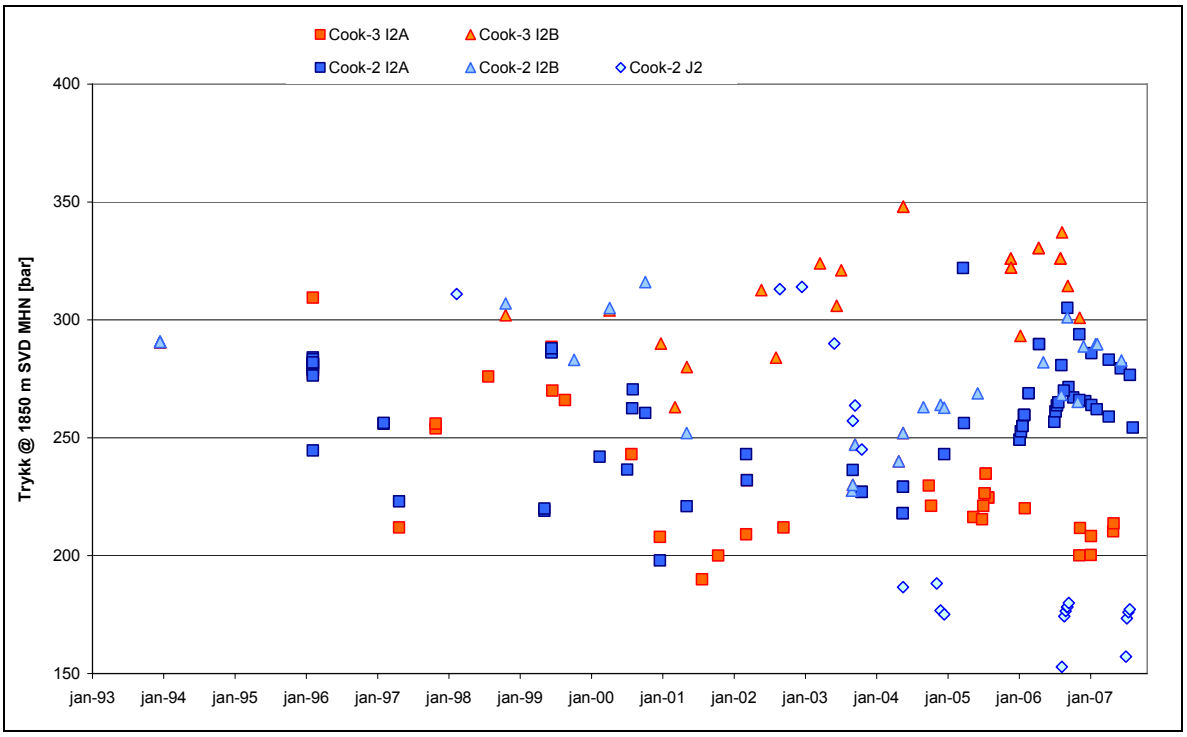
Segment I2-I5 og segmentrekke J og K

Trykkutvikling for vestlige deler av fase-2 er gitt i figur 4.2.28. Trykkdata ved produsentene C-9AT3, C-22 og C-28 fås kun i forbindelse med PLT-testing. Injektorene har generelt høye nærbrønnstrykk og det er store trykkgradienter mellom injektor og produsent. Det var observert relativt god kommunikasjon mellom C-12 og B-33, da disse delvis kunne kompensere hverandres injeksjon når en av dem var innstengt. B-33 klarte likevel ikke å alene øke eller opprettholde trykket øst for C-12. Studier siste tid antyder at B-33 primært trykkstøtter nedre Brent. B-33-trykk siste år er derfor ikke inkludert i trykkplottet.

Trykkutvikling i østlige deler av fase-2 er vist i figur 4.2.29.



Figur 4.2.28: Trykkutvikling i I2C, I3A/B, I4 OG I5A. De høye Cook-2-trykk i I5A er trykk avlest ved injektoren B-33, mens lave Cook-3-trykk i I4 er ved produsenten C-23CT2. Dette understreker de store trykkgradienter man ser mellom injektorer og produsenter. De siste år har trolig B-33 lekket av til nedre Brent. I5A-trykkene etter januar 2003 er derfor muligens ikke representative for Cook, og det er ikke lagt til nye B-33-trykk etter medio 2006 (ÅS-06).



Figur 4.2.29: Trykkutvikling i segment I2A, I2B og J-rekken. De lave trykkene i J2 tyder på at området kommuniserer dårlig med omgivelsene. De høye trykkende i Cook-3 i I2B er ved injektoren C-18, mens trykk ved produsentene ligger rundt 220-260 bar @ 1850 m SVD MHN.

Videre utvikling

Segment I1

De resterende reservene fra segment I1 vil bli drenert med en ny brønn, **PACI13**. Det forventes at mesteparten av reservene ligger igjen i Cook-3 sander, primært i sørlige deler av segmentet. PACI13 planlegges som horisontal Cook-3 produsent, trolig som sidesteg fra A-36A. Vanninjeksjon fra **IBCI12/B-7C** vil være drivmekanisme, og injektoren vil bli boret høsten 2007. **B-25** borer gjennom vannbassenget i nordlige deler av I1-segmentet i Cook og kan konverteres til injektorer etter endt produksjon i nedre Brent.

Segment I2-I5 og segmentrekke J og K

I området I3/I2C er det lokalisert 3 mål. **PCCI36** er planlagt boret til et område rett nordvest og oppflanks for C-28. Boremålet er planlagt som sidesteg fra C-1, kombinert med et nedre Brent-mål (PCRI35). Planen er å samprodusere Cook med nedre Brent for å akselerere Cook-produksjonen. Brønnen er planlagt å bore gjennom Cook-3 til Cook-2, og trolig perforere Cook-2 for å frakturere opp til Cook-3 (som i C-9AT3). Det er primært Cook-3-reserver som skal dreneres (muligens med et lite bidrag fra Cook-2). PCCI36 vil primært få trykkstøtte fra B-20A.

C-28 vurderes reboret til Cook som boremål **PCCI33** for å gjenopprette eller forbedre Cook-uttaket i området. Dette vil trolig også bedre drenering av Cook-2-sandene i området, som ikke dreneres optimalt grunnet vannoverløp i Cook-3. **PCCI37** er et ØOU-mål øst for C-22 og C-26, antatt isolert fra C-22-produksjon. Grunnet små og usikre reserver forsøkes det å kombinere dette med boremål i andre reservoarer.

Ved boring av C-23C/CT2 påtraff C-23C-løpet sander med bedre egenskaper enn i C-23CT2-løpet. Disse løpene har kun kort avstand mellom seg, og det vurderes om C-23C kan ha påtruffet en bedre kanalsand enn C-23CT2. Det vurderes om **C-23CT2** bør fraktureres for å få kontakt med sander med bedre kvalitet som trolig er innenfor sprekkerekkevidde. Dette vil bedre drenering av Cook-3-sander nord i I4-segmentet. Da C-23CT2 er perforert i nedre Brent og Cook mangler trykkstøtte, vil operasjonen ikke bli gjennomført før trykkstøtte er reetablert og nedre Brent isolert.

I segment I5B i nordlige deler av feltet er det lokalisert et prospekt på Cook-nivå, med et mulig boremål **PCCI51.** Grunnet usikker OVK med påfølgende usikkerhet i reserver vurderes målet kombinert med et tilsvarende prospekt i nedre Brent (PCRI52). Det antas at det kun er utvinnbare reserver i Cook-3 da segmentet ligger mye dypere enn omkringliggende segment. C-23CT2 erfaringer tilsier at Cook-3 sandene så langt nord kan være mer heterogene og mindre produktive enn lenger sør på feltet, hvilket også taler for å bore PCCI51 sammen med andre mål.

Da injektoren B-33 fungerer utilfredstillende for Cook, ønsker vi å erstatte denne injektoren med ICCI52. Denne planlegges som injektor litt lengre nord enn B-33. Den skal forbedre trykkstøtte til C-22 og C-23CT2, og eventuelt også trykkstøtte prospektet PCCI51.

C-41A ble perforert i Cook i april 2005, men da brønnen ligger svært nærme C-18 produserte den med stadig økende vannkutt. **C-32** produserte med lavt vannkutt inntil den fikk problemer med lavt trykk og sandproduksjon. Det vurderes reboring av C-32 eventuelt i kombinasjon med å bore sør-østover på flanken, til boremålet **PCCJ11** (**PCCI210)**. Dette vil bedre drenering av Cook-2-sander i området. Området er nylig retolket hvilket må tas hensyn til i videre planlegging av målet.

C-32 ble opprinnelig boret til segment K1. Brønnen ble perforert i Cook og Brent, men på grunn av manglende trykkstøtte og samproduksjon med Brent antas det at minimalt av Cook-reservene er produsert ut. Perforeringene i segment K1 ble plugget av og brønnen omgjort til Cook-produsent i segment I2A. Området ble også rekartlagt i 2005. De gjenværende reservene i segmentet gir grunnlag for et ØOU-mål, (**PCCK12)**.

For å bedre trykkstøtten i I2A/B-området er det ønskelig med et nytt injeksjonspunkt. Dette er planlagt som injeksjonsmålet ICCI211. Et alternativ kan være å konvertere en av de eksisterende produsentene til injeksjon på sikt.

Produksjonserfaring viser at C-45 trenger trykkstøtte. Segment J2 har en relativ flat struktur uten store loftmuligheter, så vanninjeksjon bør være primær injeksjonsstrategi. Injektoren **ICCJ22** er vurdert som horisontal vanninjektor sørover i J2-segmentet mot C-45. Brønnen kan eventuelt produseres fra hælen på sikt. Trykkforholdene i J2 er utfordrende, så det skal vurderes om det er mulig å bore til Cook-1 for så å injisere med så høye rater at det dannes en sprekk opp til Cook-2. Dersom ICCJ22 kun bores til midtre deler av segment J2 vil reserver trolig bli liggende igjen som bakevje i nordlige deler av J2. **PCCJ23** er dermed et mulig ØOU-mål nord i segmentrekken på sikt.

Tabell 4.2.40: Mulige dreneringspunkt i segment I2-I5 og segmentrekke J.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
IBCI12	I1	01.08	-	B-7C
PACI13	I1	05.08	500	A-36A
PCCI36	I3B	02.09	400	C-1A. Mulig isolert område vest for C-28. Produksjon etter nB-produksjon.
ICCI52	I5	05.09	-	Sidesteg fra C-31? Trykkstøtte til C-22, C-23CT2 evt PCCI51
ICCJ22	J2	10.10	-	Trykkstøtte til C-45, evt produksjon før eller etter injeksjon.
ICCI211	I2A	06.11	-	Trykkstøtte til I2A/I2B-segmentene
PCCJ11/ PCCI210	I2A/J1	09.11	200	Sidesteg fra C-41A eller C-32.
PCCI51	I5B		Prospekt	Langt nord; bør kombineres med PCRI52 eller annet mål.
PCCI33	I3A/I2C		ØOU	Gjenværende Cook-2-volum i I3A som følge av vannoverløp? Kan muligens kombineres med nedre Brent-mål. Mulig sidesteg fra C-28.
PCCI37	I3B		ØOU-mål	Område (nord-)øst for C-22 (bakevje), mulig gjenværende reserver.
PCCJ23	J2		ØOU-mål	Mulig mål i nordlig del av J2.
PCCK12	K1		ØOU-mål	Svært lite mål

4.2.4.5 Dreneringspunkt i Cook

Tabell 4.2.41: Historiske og nåværende injeksjons- og dreneringspunkt i segmentrekke G, H, I, J og K.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.08.05	Kommentar
G1	A-44T4	P	(C-2)	03.97	Konv.	Stengt	Naturlig perf., stengt i Cook 08.99
H1	A-35	I	(C-2)	01.92	Frakturert	Stengt	Inj. i Cook til 10.95, nå inj. i nB.
H1	A-17AT2	I	C-2	03.96	Konv.	WIR: 3000-3500 Sm3/d	Horisontal VAG-inj. Rekomp. 2001. Plugget av perf.intervall i tå 08/04.
H1	A-37	P	C-3/ (2)	10.92	Frakturert C-2 GP i C-3	OR: 250 Sm3/d GOF: 90 Sm3/Sm3 VK: 86 %	Tilleggsperf. I C-3 (07.98). GOF høyere etter periode med GI i A-17AT2 og A-4H.
H1	A-40	P	C-2		Frakturert C-2		Skal samprodusere med nB.
H1	A-43	P	C-2	05.95	Konv.	OR:50 Sm3/d GOF: 90 SM3/Sm3 VK: 71 %	Horisontal prod. i C-2. Tilleggsperf. C-2 (04.99).
H2	A-4H	P/I	(C-3/ 2)	P: 12.86 P/I: 01.88	Konv.	Permanent plugget	Syklisk gassinj./prod fra 01.88, stengt 04.97 pga lekkasje

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.08.05	Kommentar
H2	B-3A	I	C-2	I:	Konv.	Stengt grunnet boring av B-30A	Boret som Cook-inj., men påtraff oljefyllt T-1B. Inj. I Ness i periode før Cook. Trolig lekkasje mot Ness.
H3	B-39AT2	I	(C-3/2)	03.99	Åpen hull	Stengt	Cook inj. til 12.99. Sidestegboret til nB.
H3/H4	B-31	P	(C-2/(3))	09.95	Frakturert	Stengt	Konvertert til nB prod. 12.99
H4	B-31AT2	P	C-3	06.01	Åpenhull skjerm	OR: 200 Sm3/d GOF: 80 Sm3/Sm3 VK: 60 %	TTRD-sidesteg fra B-31.
I1	A-40	P/I	(C-2/(3))	P: 08.93 P/I: 06.94	Frakturert	Stengt	Syklisk prod/gassinj. Plugget av i Cook/I1, konv. Til nB prod. 09.98
I2	B-38	P	C-2 (3)	08.98	Frakturert	OR: 260 Sm3/d GOF: 140 Sm3/Sm3 VK: 30 %	Begrenset trykkstøtte fra C-18. Høy GOF pga Pwh rundt Pb
(H5/)I2	B-20A	I	C-2	05.07	Konv.	IR: 1200 Sm3/d	Lavere inj.rate enn forventet, trolig pga. høyt nærbrønnstrykk
I2	C-9AT3	P	C-2/3	P: 09.05	Frakturert	OR: 300 Sm3/d GOF: 110 Sm3/Sm3 VK: 15 %	Usikkert produksjonssplitt (amprod. med nB. Plugg over Cook-intervall i perioden 03.05 til 04.06.
I2	C-12	P/I	C-2	P: 02.96 I: 12.02	Frakturert	Stengt	Samprod. med nB. PLT 07.00 viste null Cook-bidrag, trolig tette perf. Konvertert til injektor H-02. Reperf. i C-2. Plugget og forlatt 02.05.
I2	C-18	P/I	C-2/3	P: 01.97 I: 10.97	Konv.	Stengt pga. integritetsproblem. Skal rekompletteres.	Rekomp. 2001, VAG-inj. Kun vanninj. pga lekkasje. IR begrenset pga oppsprekking til Shetland. Gjentatte forsøk på soneisolasjon, CHDT des.-05 viste full kommunikasjon mellom Cook-3 og Cook-2.
I2	C-28	P	C-2/3	11.96	Frakturert	OR: 15 Sm3/d GOF: 100 Sm3/Sm3 VK: 90 %	Samprod. med nB. Usikkert Cook-bidrag pga scale, muligens tett.
I2	C-32	P	C-2	08.00	Frakturert	Stengt pga sand.	Begrenset trykkstøtte fra C-18. Høy GOF pga Pwh < Pb. Siste OR rundt 200Sm37d, WC ca. 40%

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.08.05	Kommentar
I2	C-35	P	C-2/3	04.97	Frakturert	Trolig ikke bidrag fra Cook pga sand over flapper.	Samprod. m nB. Begrenset trykkstøtte, trolig gass fra C-18.
I2	C-40	P	C-2 (3)	12.98	Frakturert	OR: 50 Sm^3/d GOF: 200 Sm3/Sm3 VK: 75 %	Begrenset trykkstøtte fra C-18. Høy GOF pga Pwh < Pb
I2	(C-41T2) C-41A	P	C-2 (3)	04.05	Konv.	Stengt 09.06.	Trykkstøtte fra C-18. Høy GOF pga Pwh < Pb. Stengt pga manglende C-18-injeksjon.
I3/I5	B-33	I	C-2	07.95	Konv.	Stengt i påvente av reparasjon/tetting av lekkasje	Horisontal inj. i I5. Tidligere høye nærbrønnstrykk. Mye innstengt 2003-2004 pga lekkasje og fisk i brønn. Midlertidig stengt .
I3	C-1	P/I	C-3	P: 01.90 I: 01.00	Konv.	Stengt	Vannet ut 09.99. Konv. til VAG-inj. i Cook. Rekomp. 11.02, lekkasje 04.03. Injeksjon begrenset av Shetland-problematikk. Skal sidestegbores.
I3	C-22	P	C-2/3	04.94	Frakturert	Sandet igjen.	Samprod. m nB. Sandproblemer => trolig ikke Cook-bidrag
I3	C-26	P	(C-2/ (3))	05.95	Frakturert	Stengt	Samprod. nB. Sandet igjen. Lavt trykk. Sidestegboret til nB.
I3	C-42T3	P	C-2	03.00	Frakturert	OR: 230 Sm3/d GOF: 125 Sm3/Sm3 VK: 10 %	Fikk noe trykkstøttet av C-1, og god trykkstøtte fra C-12 da disse injiserte.
I3 (J2)	C-37	I	(C-3)	03.99	Konv.	Stengt fra 12.00	Innstengt pga lekkasje bak casing. Perf. i J2 10.02 => J2-trykk følger I3A-trykk.
I4	C-23A	P	(C-2/ (3))	01.95	Frakturert	Stengt	Plugget av Cook for å prod. Ness. Trolig ikke bidrag fra Cook.
I4	C-23CT2	P	C-3	07.03	Skjerm	Ikke Cook-bidrag pr dato.	TTRD-brønn. Begrenset trykkstøtte, ”lånt” til nedre Brent fra 02.07 i påvente av gjennopprettet Cook-injeksjon.
J2	C-45	P	C-2	02.03	Frakturert	Stengt pga lekkasje i ventiltre.	Høyt trykk ved innboring, trolig ikke kommunikasjon til C-18.

4.2.5 Statfjord formasjon, inkludert Sverdrup og Krans

Tabell 4.2.42: Ressurser, utvinning og antall brønner i Statfjord Fm., inkludert Sverdrup og Krans.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
Statfjord	92,8	51,6	56	55,0	59	9	4

4.2.5.1 Generelt

Kommunikasjon
Statfjord formasjonen er lagdelt, med til dels store trykkbarrierer, både vertikalt og langs forkastninger. Basert på reservoarbeskrivelse og behovet for reservoarstyring er Statfjord formasjonen delt inn i seks produksjonsområder, med varierende kommunikasjon.

Den vertikale kommunikasjonen varierer, og produksjonsegenskapene i Statfjord formasjonen endres med strategrafisk nivå. Egenskapene varierer fra svært bra i øvre Statfjord til relativt dårlig i nedre deler av Statfjord formasjonen.

Forkastningene i Statfjord Fm kan være forseglende i enkelte områder, og fungerer som kommunikasjonsveier i andre. Override er observert i flere tilfeller.

Lunde formasjonen, og Krans og Sverdrup leddene er i hovedsak utviklet i K- og L-rekken, og er i varierende grad i kommunikasjon med Statfjord formasjonen.

Dreneringsmekanisme, samproduksjon og kompletteringsstrategi
Hovedstrategien for drenering og trykkvedlikehold er vanninjeksjon for trykkstøtte og økt sveip. Gassinjeksjon er brukt for å drenere loftsvolum og for å gi bedre trykkstøtte i enkelte segment. Syklisk produksjon og gassinjeksjon («Huff and puff») er blitt brukt i segment I1. Det er kommunikasjon til vannbassenget de fleste steder, selv om innstrømningen er svært treg. Trykkavlasting er brukt i segment med ingen/lav kommunikasjon og mangel på trykkstøtte. Komplettering med DIACS er tatt i bruk i 4 Statfjord brønner. DIACS gir en mulighet til å stenge av soner som produserer vann, og å styre/samprodusere soner med stor forskjell i PI og trykk.

Ulike metoder for å endre retningen på drenering fra injektorer til produsenter blir vurdert. Det er ventet at dette vil øke dreneringsarealet, og redusere den lokale restoljemetningen. Brønn C-47 er planlagt konvertert til injektor når den har produsert ut oljevolumet lokalt rundt den nederste DIACS-sonen. Å konvertere denne til injektor er viktig for å snu dreneringsretningen.

Gassinjeksjon
Pr 01.09.07 er det C-13 og C-21T2 som kan injisere gass i Statfjord Fm. Brønn C-16 kan injisere gass igjen etter at den blir rekomplettert i løpet av høsten 2007. I C-16 justeres mengden med gass ut fra materialbalanse i I1 og respons i C-43T2. Når potensialet for C-16

som «huff&puff-brønn» er ferdig, er tanken at C-16 skal brukes som gassinjektor for å fylle loftsvolumet over C-43T2 med gass.

Det blir vurdert å injisere gass i C-13 igjen for bedre drenering av loftsvolum i K-rekken

Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk
I april 06 ble det søkt om og innvilget en generell tillatelse til å fravike PUD ved å gå under kokepunktet i Statfjord formasjonen, inkl Sverdrup leddet og Krans formasjonen. Hovedstrategien er fortsatt å vedlikeholde trykket i reservoaret ved hjelp av vanninjeksjon. Årsaken til søknaden er observasjoner av at det i enkelte sander, for eksempel kanalsander i Raude, kan være teknisk vanskelig og/eller ikke lønnsomt å trykkvedlikeholde. Det samme gjelder mindre isolerte forkastningssegment. Ved vedlikehold av injektorene kan det også oppstå problemer i kortvarige perioder.

4.2.5.2 Statfjord i Segment H2

Tabell 4.2.43: Ressurser, utvinning og antall brønner i segment H2 i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
H2	1,3	0,19	14	0,19	14	0	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.43.

Videre utvikling
I H2-segmentet har B-40 produsert ca 0.2 MSm^3 olje. H1-segmentet ble vurdert som svært lovende, og letebrønn B-7B ble derfor boret i den nordlige delen av segmentet. Statfjordformasjonen i den nordlige delen av H1-segmentet var helt tørr.

Ny tolkning etter boring av B-7B viser at B-40 står i en utglidningssone mellom segment H2 og I1, og kan ha fått hydrokarboner inn frå øst (Cook/Nedre Brent i I-rekka) eller fra vest. Det er derfor ikke potensial for nye brønner i H1 segmentet. Med dagens tolkning er det heller ikke potensial for flere brønner i H2 segmentet. Ny tolkning av resultater i B-40 og B-40A, retolkning av seismikk i H1, samt migrasjonsstudier kan endre på dette.

4.2.5.3 Statfjord i Segment I1

Tabell 4.2.44 Ressurser, utvinning og antall brønner i segment I1 i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
I1	11,0	5,2	48	6,2	56	1	1

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.44 og 4.2.46.

Statfjordformasjonen i segment I1 representerer et eget produksjonsområde. Geologien er beskrevet i kapittel 3.

Produksjonsområdet har hatt tre produsenter, A-36, C-16 og C-43T2, og tre injektorer, A-41, B-40A og C-16. Siden 2001 er det kun C-16, B-40A og etter hvert C-43T2 som har vært på produksjon og injeksjon. For brønnhistorikk, se kapittel 6. Vanninjeksjon i B-40A og gassinjeksjon i C-16 har gjort det mulig å vedlikeholde trykket i I1 segmentet. DIACS i C-43T2 har bidratt til å maksimalisere uttaket av olje og minimalisere vannproduksjon ved periodevis å stenge DIACS sone 2 (S8-S9) i brønnen.

Sporstoff ble injisert i B-40A i des-01. Sporstoffet er til nå ikke detektert i noen av observasjonsbrønnene, C-16 og C-43T2.

Brønn C-16 har stått stengt siden jun-05 pga problemer med BSV. Brønnen skal rekompletteres høsten 2007, og vil etter det bli brukt som syklisk produsent og gassinjektor.

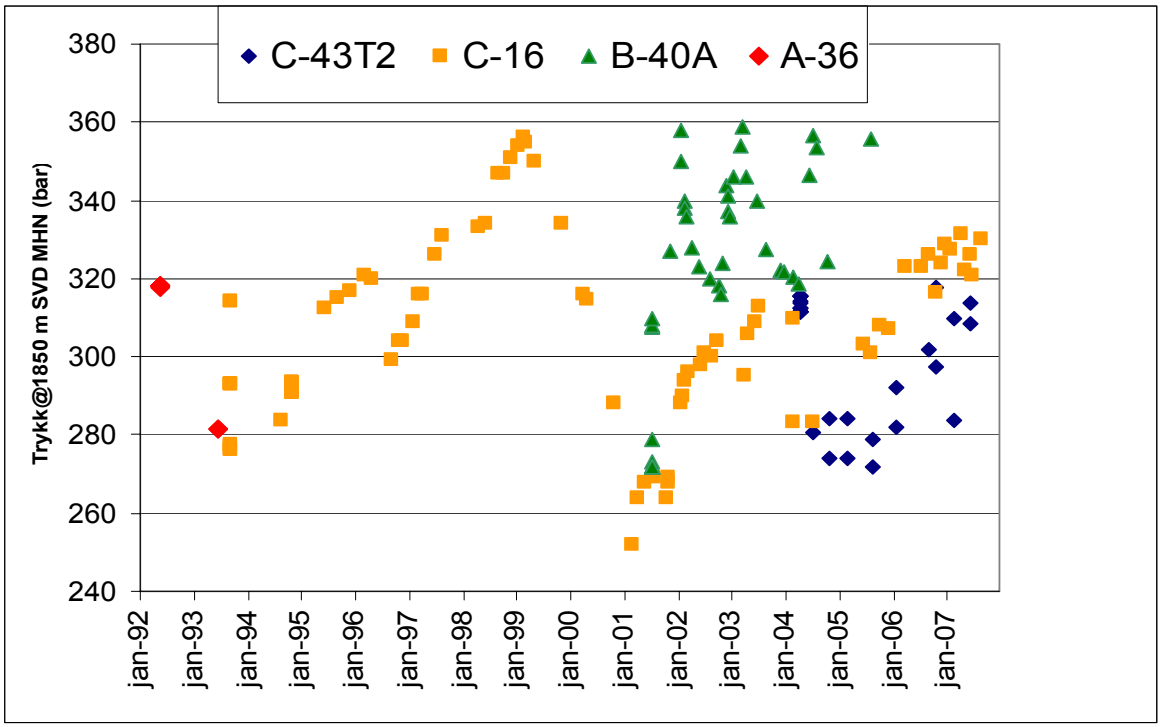
Trykkutvikling og gassinjeksjon
B-40A ser ut for å gi trykkstøtte til C-43T2 som forventet. Den er perforert i nedre deler av Statfjord Fm, i S1-S2. Det er betydelige gradienter i reservoaret mellom injektoren B-40A og C-16, og mellom C-16 og C-43T2.

Det har vært injisert gass i C-16, for å drenere loftsvolum over C-16 («huff&puff»), og for trykkvedlikehold til C-43T2. Dette har også hjulpet på avsetning av gass ved stans ved Kårstø anlegget. Når C-16 kom tilbake på produksjon i feb-05 etter en periode med gassinjeksjon, produserte brønnen nesten bare vann og gass. Etter siste gassinjeksjonsperiode i jun-05 ble C-16 stengt pga BSV problemer. Injisert totalvolum er vist i tabellen 4.2.45. Det er tilbakeprodusert rundt 30 % av den injiserte gassen. C-16 er planlagt rekomplettert for å drenere restvolum rundt C-16, men i hovedsak for å drenere loftsvolum over C-43T2 ved å fylle dette volumet med gass.

Tabell 4.2.45: Gassinjeksjon i I1.

År	Gass injisert i C-16 [MSm^3]	Gass tilbakeprodusert i C-16* [MSm^3]
2002	12	3
2003	28	4
2004	16,3	17,1
2005	30,4	0,1
2006	-	-
2007	-	-
Sum	86,7	24,2

* Grovt anslag, usikkerhet i løsnings GOF gir store usikkerheter. Ikke observert forhøyet GOF i C-43T2.



Figur 4.2.30: Trykkutvikling i Statfjordformasjonen i segment I1.

Videre utvikling

Ca 48 % av de kartlagte reservene i segment I1 segmentet er produsert. Det er forventet at de øvre sonene (S8-S11) vil bli drenert tilfredsstillende av C-16 og C-43T2 ved å injisere vann i B-40A, gass i C-16 og regulere DIACS-ventilene i C-43T2. De er ventet at det ligger ufløммet olje i de nedre og midtre Statfjord mellom C-16 og C-43T2. Det er derfor lagt et boremål mellom C-16 og C-43T2 som skal produsere disse restreservene.

Tabell 4.2.46: Mulige dreneringspunkt i segment I1 i Statfjord Fm.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCSI15	I1	2012	400	Nedre og midtre Statfjord

4.2.5.4 Statfjord i Segment Il og J-rekken

Tabell 4.2.47: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment I2 og J-rekken i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
I2A + J1 + J2	12,3	9,0	74	9,2	75	1	1
J3	8,2	4,8	58	4,8	58	0	0
Sum	20,5	13,8	67	13,9	68	1	1

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabell 4.2.47.

J3 – området nord for injektoren
Området nord for injektor C-21T2 er utviklet med én produsent, C-25T2. Brønnen ble stengt i Statfjord i nov-06. C-25T2 produserte ca 90 Sm^3/d med et vannkutt på 93 % da brønnen i mai-06 ble tilleggsperforert i Rannoch Fm. Brønnen samproduserte frem til november samme år, da det ble satt en plugg over Statfjord Fm. En PLT i november-06 viste at hovedbidraget kom fra Rannoch, sannsynligvis på grunn av dårlig trykkstøtte/tette perforeringer i Statfjord Fm.

I 2003 ble det boret en ny brønn helt nord i segment J3, C-23B. Brønnen var planlagt som en produsent som skulle produsere bakevje-volumer nord for C-25T2, siden C-25T2 hadde fått trykkstøtte fra sør. Resultatene fra boring av C-23B viste fullstendig flømming av området nord for C-25T2, og brønnen ble plugget tilbake.

C-25T2 har drenert 58 % av STOOIP i segment J3. For å øke utvinningsgraden ytterligere i segmentet må ulike metoder for økt utvinning vurderes. En stor utfordring ligger i å få tilstrekkelig økonomi til å etablere et nytt dreneringspunkt nord for injektoren C-21T2.

I2 og J2 – området sør for injektoren
Området har vært drenert av fire brønner, C-41T2, C-41A og B-25 i I2A- og C-18 i J2-segmentet. B-25 produserer fortsatt med rundt 93 % vannkutt, fra sone S10-S11 sør i I2A-segmentet. C-18 og C-41T2 produserte i toppen av strukturen, hovedsakelig fra S10-S11, lenger nord i området. C-41A produserte i starten reserver i S5 i et annet trykkregime, rett ved siden av C-41T2. Brønnen ble perforert i S10 og S11 i okt-04, omtrent i samme soner som C-41T2, men vannet hurtig ut og ble plugget i Statfjord i apr-05.

C-21T2 er fortsatt den eneste injektoren. Den hadde en lengre periode med nedstenging i 2005, noe som medførte store problemer med vedlikehold av trykk i segmentet. B-25 fikk derfor økt vannkutt, og så stor sandproduksjon at den ble stengt. Når C-21T2 var tilbake på injeksjon mai-05 produserte B-25 100 % vann i 2-3 måneder før oljeraten kom tilbake. Periodevis gassinjeksjon i C-21T2 har gitt svært positiv økning i oljeproduksjon i B-25. Erfaringsmessig har det vært gunstig å injisere gass i C-21T2 når oljeproduksjonen i B-25 har falt. Dette har løftet oljeraten i B-25 opp igjen, sist periode med gassinjeksjon i juni-07 løftet oljeraten i B-25

fra under 50 Sm^3/d til over 400 Sm^3/d. Det er usikkert hvor gassinjeksjonen i C-21T2 drenerer oljen som B-25 produserer, og det er derfor stor usikkerhet i gjenværende reserver i B-25.

Sammen med C-18 og C-41T2/C-41A har B-25 drenert 74 % av STOOIP i I2, J1 og J2.

Sporstoff er blitt injisert i C-21T2 i mai 2004 og november 2006. Sporstoff injisert i mai 2004 ble observert i september 2007 i B-25; over tre år etter. Sporstoff injisert i november 2006 er enda ikke observert i B-25.

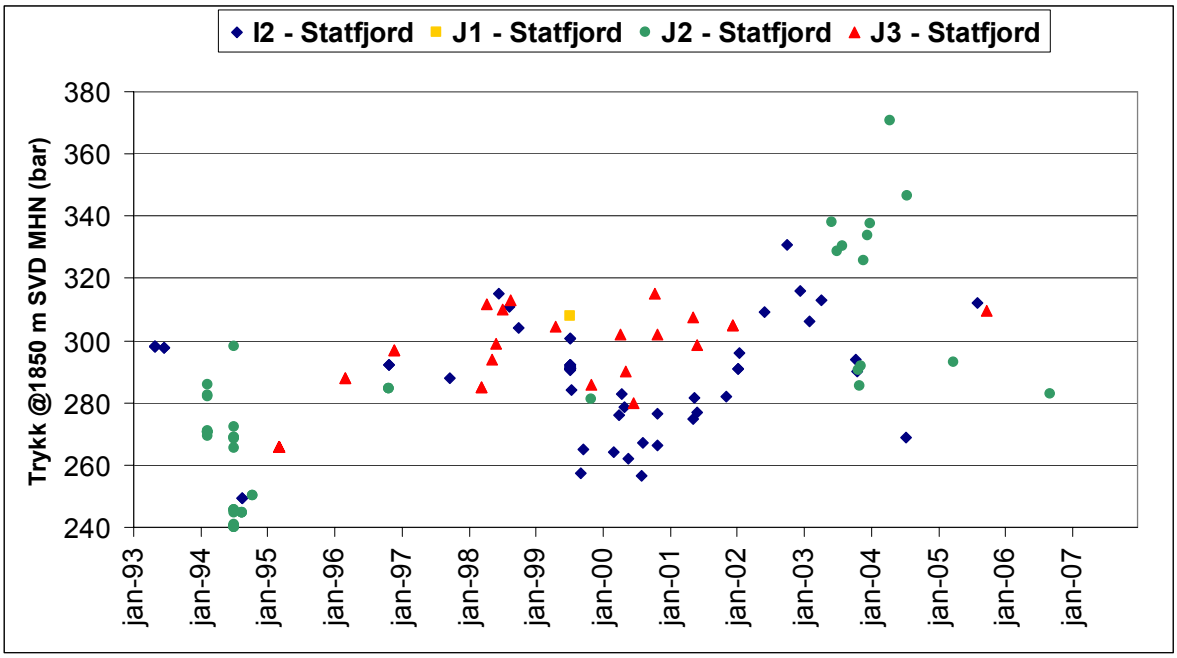
Gassinjeksjon
C-21T2 er den gassinjektoren der vi ser best respons på gassinjeksjonen. B-25 er kritisk avhengig av gassinjeksjon i C-21T2 med jevne mellomrom. Gassinjeksjon i C-21T2 øker oljeproduksjonen i B-25, og gir også bedre trykkstøtte enn vanninjeksjon på grunn av trykkbegrensningen til injektoren.

Tabell 4.2.48: Gassinjeksjon/tilbakeproduksjon av fri gass i I2 & J-rekka i Statfjord Fm.

År	Gass injisert i C-21T2 [MSm^3]	Gass tilbakeprodusert* [MSm^3]
1996	55	0
1997	387	30
1998	0	77
1999	0	16
2000	243	90
2001	19	82
2002	31	41
2003	0	32
2004	0	29
2005	152	24
2006	42	58
2007	79	76
Sum	1008	555

* Grovt anslag, usikkerhet i løsnings GOF gir store usikkerheter

Trykkutvikling
Området er helt avhengig av trykkstøtte fra C-21T2. Når C-21T2 trykkstøttet både C-25T2 og B-25, var gassinjeksjon i C-21T2 nødvendig for å gi tilstrekkelig trykkstøtte i segmentet. Etter C-25T2 ble plugget i Statfjord er det lettere for C-21T2 å opprettholde trykket. Gassinjeksjon i C-21T2 er likevel gunstig for oljeproduksjonen i B-25. Frem til dags dato har trykket i segmentet ligget godt over kokepunktet på 222 bar.



Figur 4.2.31: Trykkutvikling for segment I2A og segmentrekke J i Statfjord Fm.

Videre utvikling

Det er planlagt å fortsette med periodevis vanninjeksjon og gassinjeksjon for å gi trykkstøtte til B-25. Når verdien av den økte oljeproduksjonen i B-25 ikke lenger forsvarer gassinjeksjon i C-21T2 vil B-25 dø.

Det er ikke lokalisert konkrete boremål i I2/J-segmentet. Statfjord formasjonen går generelt over i en IOR-fase der ulike metoder for økt utvinning må undersøkes. Mulige dreneringspunkter på østsiden av segmentet kan eksistere.

4.2.5.5 Statfjord i Segment I4

Tabell 4.2.49: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment I4 i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
I4B	1,2	0,4	37	0,4	37	0	0

Status

Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellen 4.2.49. Brønn C-19 ble plugget over Statfjord og overlatt til Brent i nov-99. Med den nye geomodellen, er utvinningsgraden redusert fra 64 til 37 %, et rimelig tall med tanke på liten trykkstøtte. Endringene i geomodellen skyldes hovedsakelig forandringer i den petrofysiske modellen. Restreservene er likevel av en slik størrelse at mulighetene for et lite boremål bør vurderes.

Trykkutvikling
C-19 produserte med liten trykkstøtte, frem til det ble startet gassinjeksjon i brønnen i august 1997. Brønnen har til tross for dette ligget godt over kokepunktstrykket på 240 bar. Ca 20 mill Sm^3 av injeksjonsgassen er ikke tilbakeprodusert.

For trykkutvikling for segment I4, se Figur 4.2.31.

4.2.5.6 Statfjord i Segment KI

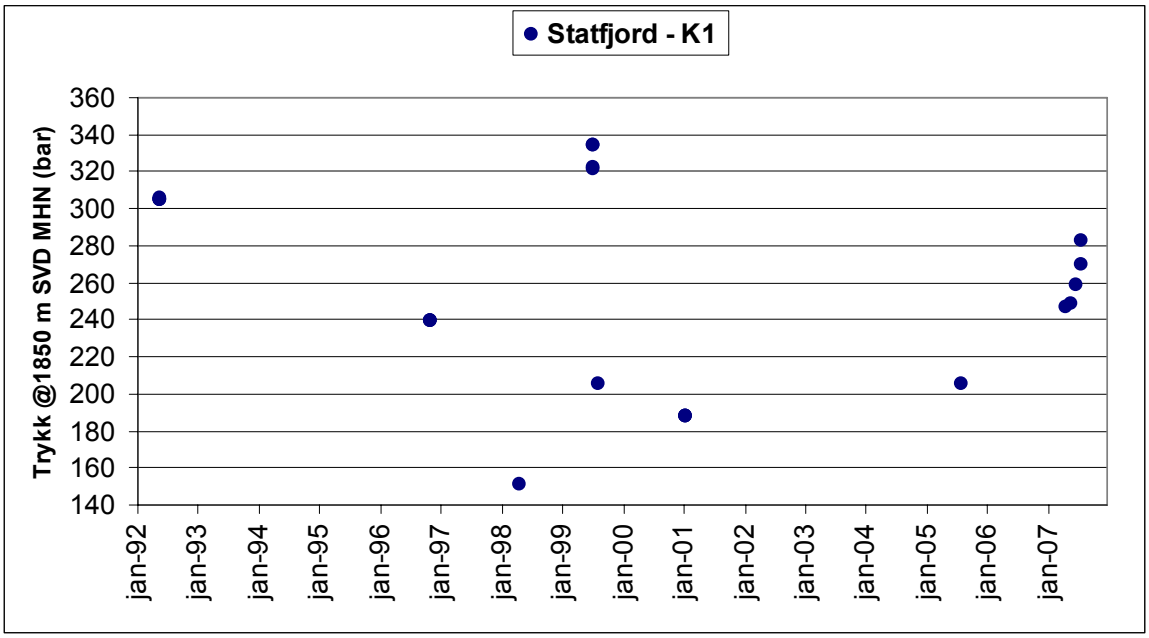
Tabell 4.2.50: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment K1 i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
K1	3,1	0,7	22	1,2	38	0	1*

*Injektor i Krans i som trykkstøtter segment K1 i Statfjord.

Status og trykkutvikling
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.50 og 4.2.51.

Segment K1 er skilt ut som et eget produksjonsområde fordi kommunikasjonen mot resten av K-rekken er dårlig. Brønn A-36 ble boret inn i segmentet i 1992 og påviste olje ned til ca. 2053 m SVD MHN, men med sander som var tildels vannfylt opp til 2037 m SVD MHN. Den eneste produsenten i segment K1 er C-20A. I perioden apr-06 til jan-07 ble det boret en letebrønn fra C-20A, som et MLT sidesteg. Brønnen ble i mar-07 komplettert med en 3 soners DIACS. Sone 1 styrer produksjon fra C-20AY1 (gamle C-20A) og sone 2 styrer injeksjon i Krans i C-20AY2. Sone 3 styrer produksjonen fra et intervall i C-20AY2 som er i nedre deler av Statfjord Fm, i et lite utglidningssegment. Før C-20A ble sidestegsboret ble det utført en scalebehandling av brønnen for å øke PI'en. Siste test i apr-06 viste en rate på 110 Sm^3/d med et vannkutt på 66 %. C-20A har de siste årene slitt med svært lavt brønnhodetrykk på grunn av mangel på trykkstøtte, og «dødd» med jevne mellomrom. Etter at vi fikk C-20AY2 på injeksjon i Krans, stiger trykket. Se figur 4.2.32. Etter komplettering av C-20AY1/Y2, ble det i apr-07 forsøkt å produsere fra C-20AY1, men brønnen var helt tett. Det antas at problemet er kompletteringsvæske/drepevæsker som ble brukt i forbindelse med MLT sidesteget og kompletteringsjobben.
Til tross for manglende trykkstøtte, indikerer ionedata at brønnen har produsert sjøvann.



Figur 4.2.32: Trykkutvikling for segment K1 i Statfjord Fm.

Videre utvikling

I løpet av høsten 2007 vil det bli gjort et nytt forsøk på å få C-20AY1 i produksjon, etter at trykket har økt betydelig pga vanninjeksjon i Krans.

Det er planlagt en ny produsent nord i segment K1, PCSK13. Boremålet er planlagt boret fra brønn C-14, og skal rebore C-14 sin lokasjon i segment K2 og fortsette inn i K1. Brønnen er planlagt komplettert med 2 soners DIACS, for å kunne produsere segment K1 og K2 samtidig. Det antas at PCSK13 vil få trykkstøtte fra C-20AY2, som injiserer i Krans.

Tabell 4.2.51: Mulige dreneringspunkt i segment K1.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCSK13	K1	2010	400	Kvalifiseringsfase

4.2.5.7 Statfjord i segmentrekke K og L

Tabell 4.2.52: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke K og L i Statfjord Fm., inkl Krans og Sverdrup.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
K2*	12,7	5,1	40	5,8	45	2	0
K3*	35,8	21,3	60	22,2	62	3	1
L *	8,8	4,8	54	5,3	60	2	0
Sum	57,3	31,2	54	33,2	58	7	1

*inkludert Krans og Sverdrup

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.52 og 4.2.54.

Statfjord Fm i segmentrekke K og L har vært i produksjon siden apr-90. Pr september 2007 produserer C-34A fra Statfjord Fm. i segment K3. I tillegg produserer C-2 og C-6 fra Sverdrup i samme segment. I øst produserer C-29 fra Statfjord Fm. i segment L1 og C-7 fra Krans i segment L2. I sør, i segment K2, er det to produsenter, C-14 i Statfjord Fm og C-24T2 i Krans.

Injektorene er plassert på midten; C-4, C-13 og C-39. Injektor C-4 har stått stengt siden okt-04 på grunn av en lekkasje. Et forsøk på rekomplettering i sept-05 var mislykket, og brønnen blir i løpet av høsten 2007 permanent plugget og forlatt. Injektor C-39 har stått stengt siden okt-06 på grunn av en lekkasje, og vil bli rekomplettert i løpet av høsten 2007. Injektor C-13 var også stengt en periode høsten 2005 på grunn av rekomplettering.

Krans er observert i følgende brønner på østsiden av Gullfaks Hovedfelt: C-2, C-7, C-14, C-24T2, C-29, C-32, C-39, C-20T5 og letebrønnene 34/10-11 og 34/10-14.

Produksjonen i K-rekka var tidligere preget av brønner med høye rater og høy vannfraksjon i de øvre sonene, og lave rater med dårligere trykkstøtte i S1-S2. De siste årene har produksjonen frå segment K3 gått kraftig ned, og segmentet ser ut for å være godt drenert i de øverste sonene.

K2 – området sør for injektorene
Brønn C-14 var den første produsenten i Statfjord Fm i segment K2, og kom på produksjon i des-92. Brønnen var opprinnelig perforert og gruspakket i sonene S3, S5, S6, S7, S9 og S10, og produserte de første årene med rater på rundt 1500 - 2000 Sm^3/d. I nov-97 ble det satt en plugg over S6 for å redusere vannproduksjonen, etter at brønnen plutselig produserte bare vann i aug-97. Brønnen kom tilbake på produksjon med en noe redusert oljerate. I jan-01 ble det satt en ny plugg, over S7, etter at brønnen igjen produserte bare vann. Vannproduksjonen kommer fra en vannførende sone under S7, som har høyere trykk enn sonene over. Nye plugger ble satt

i jul-03 (i S9) og jun-04 (over S9), når brønnen igjen produserte bare vann. Etter at den siste pluggen ble satt i jun-04, har C-24T2 hatt en jevn produksjon på rundt 200 Sm^3/d. Trykkdata indikerer at pluggen lekker litt.

Brønn C-24T2 kom på produksjon i segment K2 i feb-95, og produserte frem til jul-98 fra sone S5 og S9. I jul-98 ble brønnen perforert i S10, og produserte i starten med rater på rundt 2000 Sm^3/d. På grunn av dårlig trykkstøtte var raten nede i rundt 100 Sm^3/d i 2004. En ASR test (akseptabel sandrate) i nov-04 økte oljeraten til ca 270 Sm^3/d. Effekten var dessverre kortvarig, og brønnen døde etter få dager pga lavt trykk. I påvente av betre trykkstøtte med injeksjon i DIACS sone 3 i C-47 (sone S3), ble det i 2005 besluttet å sette en trekkbar plugg over Statfjord Fm. Brønnen ble deretter perforert i 2 soner i Krans, og kom på produksjon i Krans i segment K2 i feb-05. Brønnen startet med en rate på ca 270 Sm^3/d, men fikk raskt et økende vannkutt og redusert oljerate. Totalt har C-24T2 produsert ca 0,04 M Sm^3 fra Krans i K2, og produserer nå med en oljerate på ca 30 Sm^3/d.

K3 – området nord for injektorene
Helt nord i segment K3 var C-34A opprinnelig perforert i sonene S3-S6, og kom i produksjon i sept-96. En metningslogg i okt-03 viste at C-34A var flømmet i sone S10. Basert på metningsloggen ble sonene S6 og S7 perforert i jan-04. Metningsloggen viste også delvis flømming i sander i S7 og S9. Basert på metningsloggen er det grunn til å tro at området rett nord for C-34A er produsert. I jun-06 ble det satt en plugg over S6-S7 og perforert i et nytt intervall i S7. Når S7 vannet ut, ble det satt en ny plugg og perforert i en sand i S9 i jan-07. Nå produserer C-34A under 100 Sm^3/d fra S9, og det vurderes når en skal perforere et nytt intervall grunnere i S9. Til slutt vil en forsøke å perforere et intervall i Sverdrup i C-34A.

Produsent C-8 nord i K3 ble stengt i feb-07, da brønnen vannet ut.

C-2 og C-6 er perforert i Sverdrup leddet. Basert på tilgjengelige volumer i Sverdrup, er det rimelig å anta at brønnene produserer olje fra Statfjord.

I perioden nov-05 til mar-06 ble C-47 boret til segment K2 og K3 i Statfjord Fm. Primærmålet til brønnen var produksjon fra sone S1-S2 på østflanken av K2 segmentet. Sekundærmålene var produksjon av loftsolje fra sone S10 i en liten horst på Topp Statfjord, produsere restolje fra sone S3-S9 i et delvis vannflømmet område i K3 segmentet og om mulig produksjon fra Krans over BCU. C-47 ble boret inn i Statfjord Fm, øst for injektor C-13 i K3 segmentet som planlagt. Sonene S1-S2 ble påtruffet 40 m dypere enn forventet pga en uventet forkastning. Sonene S10 i segment K3 og S3 i K2 var olje fylte, mens en fant delvis flømming i sonene S3-S9 i K2 og K3. Basert på loggeresultatene, ble brønnen komplettert slik at den kan brukes både som produsent og vanninjektor. Brønnen ble komplettert med 3 soners DIACS, og ventilene er plassert som følger:

DIACS ventil #1: Krans og S10 i segment K3. 80-90 % oljemetning på logg.
DIACS ventil #2: S3-S9 i segment K2/K3. 40-50 % oljemetning på logg.
DIACS ventil #3: S3 i segment K2. 70-90 % oljemetning på logg.

Resultatene fra produksjon av C-47 var skuffende. DIACS sone 1 og 2 ble testet i mai-06 og produserte nesten bare vann. Nye tester av sone 1 i nov-06, med injektor C-13 stengt, viste fortsatt bare vann. Pga sandproduksjon fikk en ikke testen sone 1 slik en ønsket. DIACS sone 3

er ikke opprensket og testet, fordi den nederste DIACS pakningen ikke er satt. I løpet av okt-07 vil en forsøke å sette pakningen på ny.

L1 og L2 – området nordøst for injektorene
Segment L1 er utviklet med en injektor, C-39 og en produsent, C-29, i Statfjord Fm. I tillegg produserer C-7 fra Krans i segment L2. C-7 har siden mar-93 produsert ca 3,7 M Sm^3 fra Krans, og produserer fortsatt med en rate på ca 250 Sm^3/d.

Det er ikke injisert gass i C-4 eller C-13 siden 2004. Etter at C-13 ble rekomplettert i okt-05 ble brønnen igjen godkjent for gassinjeksjon. Det er tilbakeprodusert rundt 50 % av injisert volum, men noe av dette er sannsynligvis kokegass. Se underliggende tabell 4.2.53.

Tabell 4.2.53: Gassinjeksjon/tilbakeproduksjon av fri gass i segmentrekke K&L i Statfjord Fm.

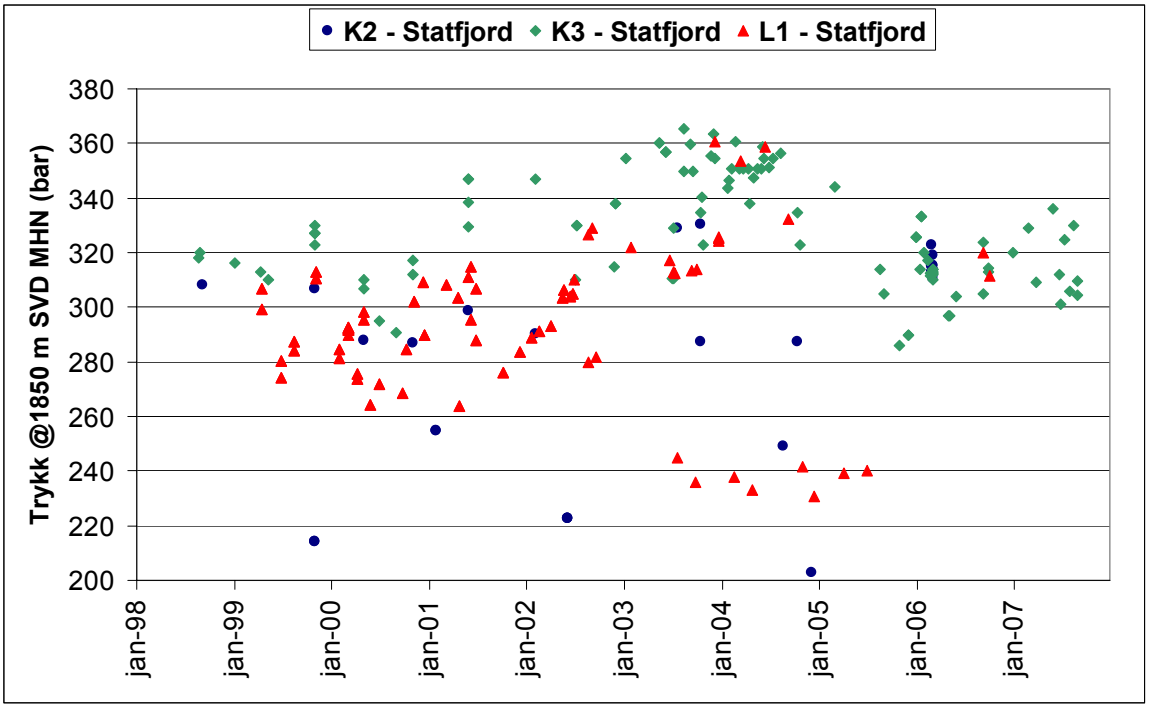
År	Gass injisert i C-4 & C-13 [MSm^3]	Gass tilbakeprodusert* [MSm^3]	Gass injektor
1995	18	0	C-4
1996	447	6	C-4 & C-13
1997	19	60	C-13
1998	68	26	C-13
1999	0	9	Ikke GI
2000	109	31	C-13
2001	11	22	C-13
2002	1	34	C-13
2003	0	24	Ikke GI
2004	0	64	Ikke GI
2005	0	26	Ikke GI
2006	0	16	Ikke GI
2007	0	15	Ikke GI
Sum	673	333	

* Grovt anslag, usikkerhet i løsnings GOF gir store usikkerheter

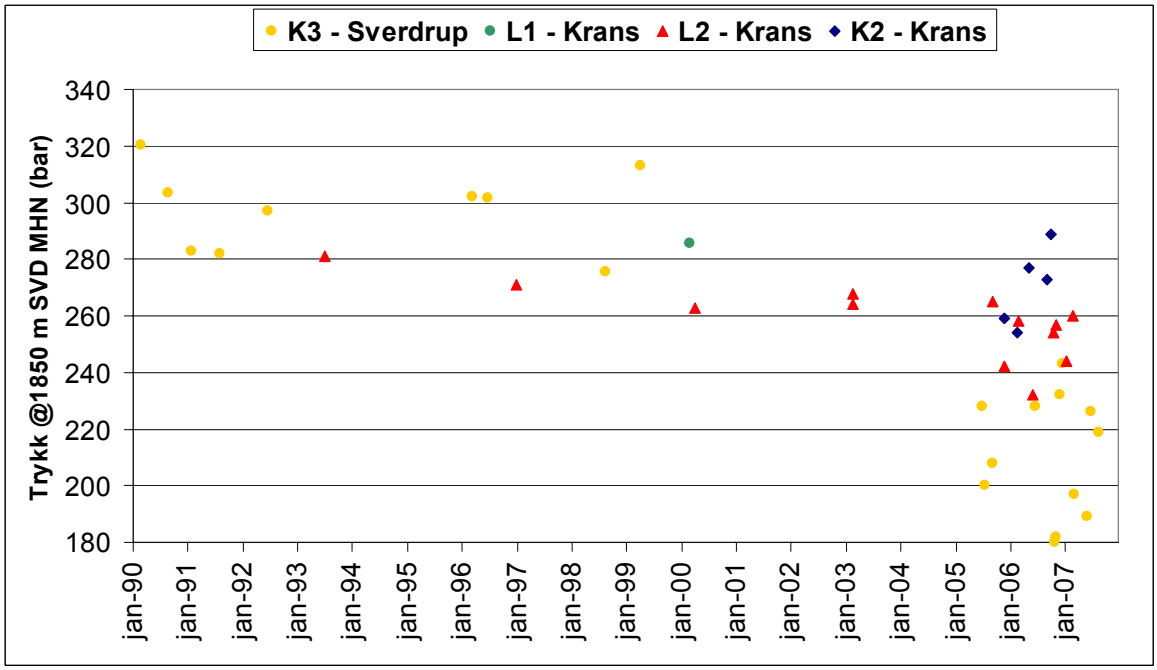
Injisert sporstoff i C-4 i -99 er sett i C-2 og C-6 i Sverdrup og i alle observasjonsbrønnene i Statfjord. Den nye injeksjonen i C-13 i mars 2003 er observert i C-6 i desember 2005, og i C-2 i januar 2007. Sporstoff fra C-13 er også observert i C-45 (Cook) og i C-25T2 i Nedre Brent. Den første sporstoffinjeksjonen i C-13 i februar 1999 er kun observert i C-29, gjennombrudd i mars 2000. Det er gjort to sporstoffinjeksjoner i C-39 (oktober 2000 i Lunde og august 2002). Gjennombrudd observert i C-7 i Krans, og i C-29 og C-34A i Statfjord Fm. I tillegg er gjennombrudd observert i B-38, C-32, C-41A; alle i Cook Fm.

Trykkutvikling
I perioden okt-04 til mai-06 var trykket i segment K2, K3 og L1 synkende. Årsaken var tekniske problem med injektorene C-13 og C-4 i 2004/2005. I tillegg var C-13 stengt i perioden jan- mai 2006 pga boring av C-47. Mangelen på trykkstøtte medførte at produsentene C-6 i Sverdrup og C-8 i Statfjord Fm døde. I tillegg ble flere produsenter strupt pga sandproduksjon. C-6 kom tilbake på produksjon i nov-06. Etter at C-13 kom tilbake på injeksjon, har trykket i området vært stigende.

I L-rekken prøvde en å kompensere med lengre injeksjonsperioder i C-39, frem til brønnen fikk en lekkasje i okt-06.



Figur 4.2.33: Trykkutvikling i segment K2/K3 & segmentrekke L i Statfjord Fm.



Figur 4.2.34: Trykkutvikling i segment K2/K3 & segmentrekke L i Sverdrup og Krans.
*Trykkene etter 2005 i Sverdrup og Krans i L-rekka baserer seg på brønnhodetrykk, og har en stor usikkerhet.

Videre utvikling
Restoljen i K og L rekka var antatt å ligge i nedre deler av Statfjord Fm, på flankene og i enkelte tynne, udrenerte sander med dårligere produksjonsegenskaper. Resultatene fra C-47 endret på denne oppfatningen. C-47 viste generelt høyere restoljemetning enn forventet i Statfjord Fm. En del arbeid gjenstår i forståelsen av produksjonstestene i C-47, og om restoljemetningen er representativ for K-rekken. Nedre Statfjord i C-47 er tolket som en overgangssone, men uten drivverdige oljevolum. Resulatene i C-47 endrer derfor ikke boremålet PCSK38.

PCSK38 er planlagt å gjennombore området hvor vi har sterk fløming i de midtre og øvre delene av Statfjord Fm. Observasjonene gjennom hele pakken vil bidra med verdifull informasjon om fordeling av restoljemetning.

C-47 er planlagt konvertert til vanninjektor sør i K2 segmentet. Dette vil være et gunstig injeksjonspunkt for å snu sveipet og redusere restoljemetningen.

K og L rekken er i stor grad fløm met i Statfjord Fm., og ulike metoder for økt oljeutvinning blir vurdert.

Det er planlagt et kransmål oppflanks C-7 for å drenere loftsvolum. Dette er planlagt kombinert med Lunde i L2 segmentet.

Tabell 4.2.54: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke K og L i Krans/Statfjord Fm.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCSK38	K3	2010	400	Modningsfasen. Sidesteg fra C-8. Produksjon fra S1-S2 på topp struktur, sørøst for C-2.
PCSK39	K3	2012	400	Idèfase. Flankebrønn, sørøst i segmentet.
PCKK31	K3	2009	300	Kransmål. Kvalifiseringsfasen.

4.2.5.8 Statfjord i segmentrekke M

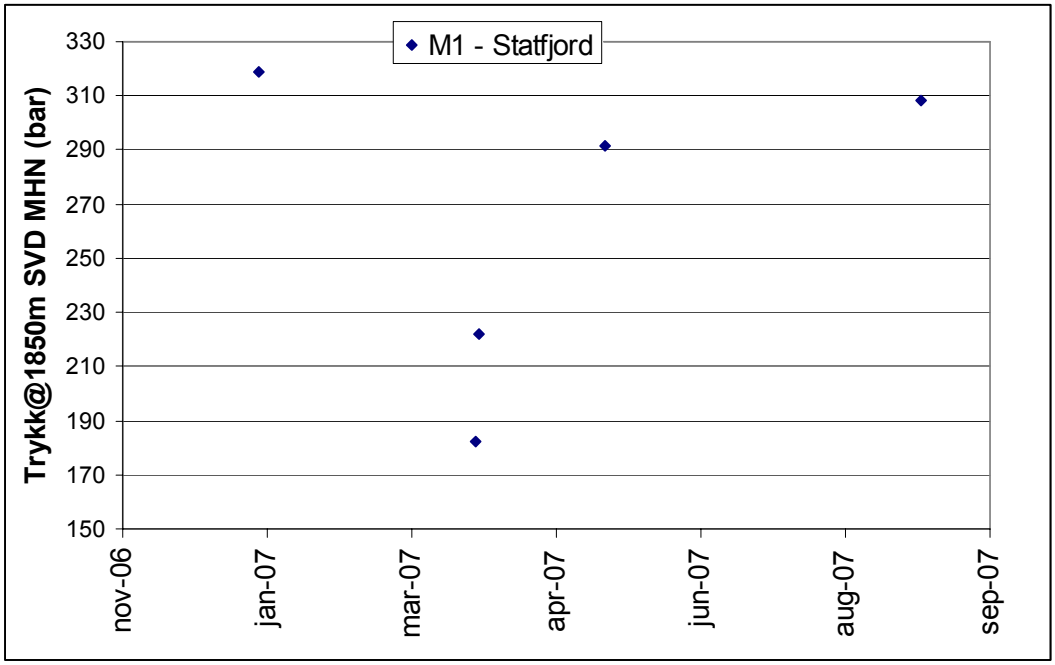
Tabell 4.2.55: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke M i Statfjord Fm.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.07.07		Endelig		Pr. 01.07.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
M1	0,002	0,0007	28	0,0007	28	1	0

Status
Brønn C-20AY2 ble satt i produksjon fra nedre deler av Statfjord Fm i segment M1 i mars 2007. Segmentet er et lite, isolert utglidningssegment. Brønnen produserte totalt 667 Sm3, og

døde etter få dager på grunn av lavt trykk. Etter at brønnen ble stengt har trykket gradvis økt, se figur 4.2.35.

Trykkutvikling



Figur 4.2.35: Trykkutvikling i segment M1 i Statfjord Fm.

Videre utvikling

Det er ikke potensiale for et nytt boremål i segment M1 i Statfjord Fm. I Krans er det et boremål i segment M2. Brønn C-34 gjorde et funn i segment M2 i Krans før den ble plugget tilbake og boret C-34A til Statfjord Fm i segment K3.

Tabell 4.2.56: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke M i Krans/Statfjord Fm.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCKM22	M2	2012		Idéfase

4.2.5.9 Dreneringspunkt i Statfjord

Tabell 4.2.57: Historiske og nåværende produsenter og injektorer i Statfjord Fm.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
H2	B-40	P	(S1-S2) (S10-S11)	11.98	Konv.	Stengt	Plugget 03.01

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
I1	A-41	I	(S2-S9)	03.94	Konv.	Stengt	Plugget 05.99
I1	B-40A	I	S1-S3	09.01	Konv.	VIR: 600 Sm3/D	
I1	A-36	P	(S11)	07.92	Konv.	Stengt	Plugget 05.94
I1	C-16	P P P/I	(S3-S4) S5-S11	10.93 01.97 02.02	GP	Stengt	Plugg i S5 jan-97. Konvertert til produsent alter. gassinjektor feb-02. Stengt pga problem med BSV, rekomplettering høst-07.
I1	C-43T2	P	S8-S11	05.04	Skjerm/ DIACS	OR: 240 Sm3/D VK: 43%	
J2	C-21T2	I	S2-S10	07.94	Konv.	VIR: 6500 Sm3/d	VAG fra 12.96. Ren vanninjektor fra 2002. VAG igjen fra apr-05 (rekompl.)
J2	C-18	P	(S10-S11)	03.94	Åpenh. Skjerm	Stengt	Plugget i Statfjord jan-97
I2	B-25	P	S10-S11	05.93	Konv.	OR: 410 Sm3/D VK: 93 %	
I2	C-41T2	P	(S5, S8, S10-S11)	02.00	Konv	Stengt	Perf. i S10-S11 jan-02. Plugget feb-03.
I2	C-41A	P P	(S5) (S9-S10)	04.03 10.04	Konv	Stengt	Plugg over S5, perf. i S9-S10 Plugget i Statfjord apr-05
J3	C-25T2	P	(S10) (S11) Rannoch	03.95 12.01 05.06	Åpenh. GP	Stengt	Plugg over S10 des-01. Perforert i Rannoch mai-06 Plugg over Statfjord i nov-06
I4B	C-19	P	(S10-S11)	12.93	Konv.	Stengt	Plugget 11.99
K1	C-20A C-20AY1 C-20AY2	P P I/P	S9-S10 S9-S10 Krans/S2	07.96 03.07 03.07	Åpenh. Skjerm Skjerm/DIACS NP/DIACS	VIR: 600 Sm3/D	Stengt i perioder pga lavt trykk. Stengt mai-06 for MLT-sidesteg. Komplettert med 3 soners DIACS.
K2	C-4	I	(S1-S10)	02.91	Konv.	Stengt	VAG fra 12.95 – 08.96. Fra 2002 ikke gass pga lekkasje. Stengt okt-04 pga lekkasje, permanent P&A.
K2	C-14	P	(S3-S6) (S9) S10	12.92	GP	OR: 160 Sm3/D VK: 80 %	Plugg over S6 11.97 Plugg over S7 jan-01. Plugg i S9 jul-03. Plugg over S9 apr-04.

Segment	Brønn	P/I	Perf. sone	Start P/I	Kom-plettering	Status pr. 01.09.07	Kommentar
K2	C-24T2	P P P	(S5 & S9) (S10) Krans	02.95 07.98 02.05	Konv.	OR: 30 Sm3/D VK: 87 %	Perf. og frak. av S5 & S9 Plugg over S9, perf. i S10 Plugg over Stfj, perf. i Krans
K3	C-13	I	S1-S2	07.92	Konv.	VIR: 0 Sm3/D	VAG fra 02.96. Fra feb-02 ikke gassinj. pga lekkasje. VAG igjen fra aug-05 (rekompl.) Periodevis stengt pga pumpejobb i C-47.
K3 K2/K3 K2	C-47	P/I P/I ?	Krans, S10 S8, S6, S5 (S3)	04.06 04.06	NP/DIACS	Stengt Stengt Ikke opprens ket	DIACS sone 1 DIACS sone 2 DIACS sone 3
K3	C-6	P	(S3-S7) Sverdrup	04.91 03.96	Konv. Konv.	OR: 80 Sm3/D VK: 68 %	Stengt i Statfjord mar-96
K3	C-2	P	(S2-S10) Sverdrup	04.90 04.99	Konv. /GP Konv.	OR: 190 Sm3/D VK: 70 %	Stengt i Statfjord des-97
K3	C-8	P	(S3-S8) S9-S10	08.91	Konv. /GP	Stengt	Plugg i S9 jul-99 Stengt siden feb-07, utvanna.
K3	C-34A	P	(S3-S6) S3-S7 S7 S9	09.96 01.04 06.06 01.07	Konv. /GP NP NP NP	OR: 80 Sm3/D VK: 88 %	Saltløser for å fjerne scale mai-00 og feb-01. Perforert i S6 og S7 jan-04. Plugg og perf. i S7 jun-06. Plugg over S7, perf i S9 jan-07.
L1	C-29	P	(Lunde) (S1&S3, S5-S6, Lunde) S5-S6	11.95 05.99 02.02	Konv Konv/ Diacs Konv/ Diacs	OR: 150 Sm3/D VK: 76 %	Lunde i nedre deler. Samproduksjon m/Lunde. Lunde utilgjengelig fra feb-02. Produserer nå bare fra øvre sleeve, sone S5-S6.
L1	C-39	I P I S3-S4	(Lunde D1) (Lunde C) S3-S4 S3-S4	06.00 09.00 03.01 06.02	Konv.	Stengt	Testprod/inj djupt i Lunde. Injeksjon i Lunde for å trykkstøtte C-29. Plugg over Lunde mar-01, perf. i Statfjord som produsent. Konv. til injektor jun-02. Stengt nov-06, rekompletteres høst-07
L2	C-7	I P P	(Lunde) (Lunde) Krans	10.91 07.92 03.93	Konv.		Trykkstøttet indirekte Statfjord. Prod. fra øvre Lunde.

4.2.6 Lunde

I 2006 ble det gjennomført et Lunde-prosjekt, der hensikten var å avklare produksjonspotensialet til Lundeformasjonen på Gullfaks hovedfelt og i hvilken grad formasjonen kan bidra til 400 MSm^3 ambisjonen.

Det skulle etableres et referansedokument som dokumenterer utviklingen av Lundeformasjonen og synliggjøre aktiviteter gjennom tidene. Konkretisering av mulige fokusområder samt anbefalinger og strategier for det videre arbeid skulle også belyses. I den forbindelse har en samlet sammen og foretatt en kritisk gjennomgang av all tilgjengelig informasjon.

Rapporten heter «Gullfaks Hovedfelt Lundeformasjonen – Utvikling og produksjonspotensiale, 2006».

De mest interessante Lundeområdene befinner seg i segment L2 hvor C-29 og C-39 er plassert, i tillegg til prospekter langs nordflanken av Gullfaks. Geologien er beskrevet i kapittel 3.5.5.

4.2.6.1 Generelt

Kommunikasjon
Som det fremgår av kapittel 3 er ressursene i Lunde delt i to, Lunde-TK (Lunde i Trykk Kommunikasjon) og Lunde-iTK (Lunde ikke i Trykk Kommunikasjon). Lunde-TK ligger strategrafisk grunnest og har påvist trykkommunikasjon med Statfjord i K-rekken. Det er særlig stor grad av kommunikasjon mellom Lunde og Statfjordformasjonen langs ”aksene” C-8/C-7 og C-13/C-29. Mulig tilsvarende kommunikasjon mellom C-21T2 og olje påvist i Lunde i letebrønn 11 (og muligens letebrønn 13).

Lunde-iTK ligger dypere (Lunde-C.1 til Lunde-E) og kommunikasjon til Statfjordformasjonen i K-rekken er ikke påvist.

Det er varierende kommunikasjon mellom de enkelte sandene i Lundeformasjonen. Det er påvist at det er kommunikasjon internt i Lundeformasjonen mellom C-29 og C-39, og sannsynligvis også mellom C-7 og C-29.
Et skuffende fellestrekk for andre Lundetester (for eksemplet de dype delene av C-29, C-39, C-46) viser at det ikke er god trykkommunikasjon til omverdenen.

Dreneringsmekanisme
På grunn av den dårlige kommunikasjonen til omverdenen tar drenering av Lunde lang tid. For å sikre god utvinning, må Lundeintervallene periodevis stenges inn slik at den indirekte trykkstøtten får tid til å virke og energien i nærbrønnsområdet bygges opp. Brønnene bør da utstyres med smartbrønnløsninger (for eksempel DIACS) for å muliggjøre sonevis innstrømningskontroll og overvåkning. Alternerende gassinjeksjon og tilbakeproduksjon («huff and puff») bør vurderes. Det kan være en fordel å bore høyavviks- eller horisontalbrønner gjennom Lundeformasjonen for å penetrere flest mulig sandige kanaler.

Samproduksjon og kompletteringsstrategi
Ved hjelp av samproduksjon kan enkelte Lunde sander produsere samtidig med Statfjord i perioder. Det krever innstegningsperioder med trykkoppbygging Lunde.
Det er erfart noe sandproduksjon fra Lundeformasjonen, som er en utfordring med hensyn til kompletteringsstrategi.

Gassinjeksjon
Per dato har vi ingen injeksjon i Lunde.

Produksjon med reservoartrykk under metningstrykk
Det var gitt tillatelse til produksjon under metningstrykk for Lunde. Dette vil være aktuelt også i fremtiden.

Utfordringer
Den største utfordringen er per i dag er å få Lunde i produksjon igjen. Usikkerheten rundt reserveberegningen og forholdsvis lave produksjonsrater sett over tid stiller store krav til brønnplanleggingen.

4.2.6.2 Lunde i Segmentrekke L

Tabell 4.2.58: Ressurser, utvinning og antall brønner i segmentrekke L.

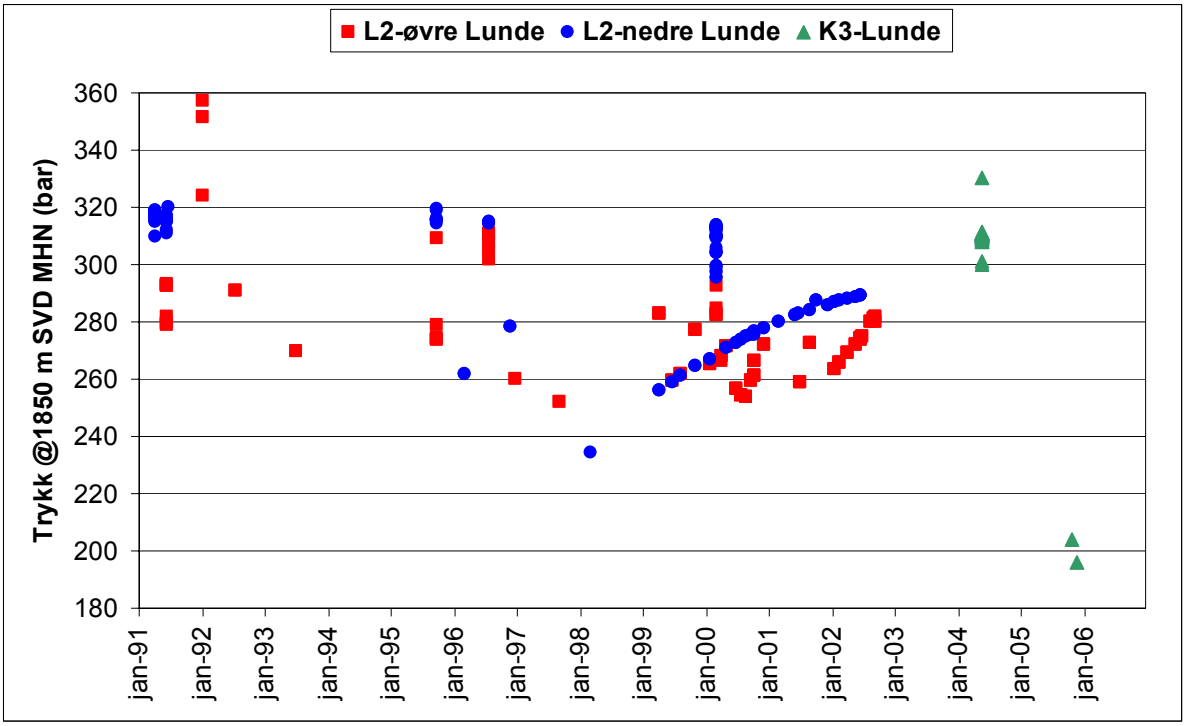
Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
L2	3,4	1,0	29	1,37	40		
SUM	3,4	1,0	29	1,37	40	0	0

Status
Status over ressurser, utvinning og dreneringspunkt er oppsummert i tabellene 4.2.58 og 4.2.59.

C-29 har produsert ca. 0,42 Sm^3 olje fra Lundeformasjonen. Det antas at vanninjeksjon i C-7 har fortrengt olje frå segment L2. Anslaget er usikkert og tall mellom 0,7 og 0,6 MSm^3 brukes. Ved beregning av gjenværende reserver i segment L2 er det antatt at totalt ca. 1 MSm^3 er produsert fra L2 segmentet.

C-29 er stengt i Lunde på grunn av tett komplettering.

Trykkutvikling
Det er ikke lengre tilgjengelig trykkmåler i C-29. For en tidligere observert trykkutvikling se RSP03. Ut fra væske og trykkdata er det grunn til å tro at vi har en rekke VOK i Lunde. I dagens trykkplott er det brukt kun 1 for hver brønn. Det er derfor større usikkerhetsspenn på dette enn normalt for figuren. C-46 er lagt inn i plottet med observert gradient på 0.11 bar/m. Det er i ett forsøk på å kompensere fordi brønnen ligger 8-900 meter dypere enn datumdyp på 1850 meter SVD MHN.



Figur 4.2.36: Lunde: Trykkutvikling for segmentrekken L og K3.

Videre utvikling

For å kompensere for problemene i C-29, og få utvunnet formasjonen, planlegger en et nytt boremål nord i segment L2 (PCLL23). Per dato er den kombinert med et Kransmål PCKK31. PCLL23 skal først og fremst drenere de øverste sandene, men kan på sikt også være et utgangspunkt for brønner ned i de andre sandene i Lunde. Boremålet ligger inne på boreplanen ultimo 2009.

Tabell 4.2.59: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken L.

Brønnmål	Segment	P/I start	Startrate Sm³/d	Kommentar
PCLL23	L2	2010	300	Mulig kombinasjon med PCKK31

4.2.6.3 Lunde i Segmentrekke K

Tabell 4.2.60: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke K.

Segment	STOOIP MSm³	Utvinning				Aktive brønnpunkt	
		Pr. 01.08.07		Endelig		Pr. 01.08.07	
		MSm³	%	MSm³	%	P	I
K3	1.0*	0,014	1	0,040	4*	0	0

* Inkluderer ikke volumer i ressursklasse 5 i segmentrekke K. For høyere ressursklasser se kapittel 8.

Status
I 34/10-48S, nå kalt C-46, er det påvist hydrokarbonførende Lundesander. Reservoarkvaliteten er bedre enn gjennomsnittlige Lundeparametre, men likevel ikke fullt så god som de beste sandene i C-29 og C-7. Det ble tatt ut 14000 Sm3 olje uten vannkutt under testproduksjon, som for øvrig viser at det er begrenset trykkstøtte. Testtolkning indikerer at brønnen kommuniserer med et volum i størrelsesorden 0,25 – 0,45 MSm^3. Etter testproduksjonen i Lunde er brønnen satt i produksjon i Gimle.

Trykkutvikling
Se figur 4.2.36.

Videre utvikling
Lunde i C-46 er komplettert med en «slidning sleeve» og det er mulig i åpne sonen igjen. Dette må skje etter at C-46 er ferdig produsert i Gimle, som er langt frem i tid.

4.2.6.4 Dreneringspunkt i Lunde

Tabell 4.2.61: Lunde: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segmentrekke L og K.

Segment	Brønn	P/I	Perf.sone	Start P/I	Komplet-tering	Status pr. 01.08.04	Kommentar
L1	C-29	P	(Lunde) (S2-S6 Lunde) S5-S6	11.95 05.99 02.02	Konv Konv/ Scrams Konv/ Scrams	 Stengt i Lunde	Lunde i nedre deler Samproduksjon m/Lunde Lunde utilgjengelig fra feb02. Produserer nå bare fra øvre sleeve
L1	C-39	I P I	(Lunde D1) (Lunde C) S3-S4	06.00 09.00 03.01 06.02	Konv.	 VIR: 900Sm^3/D	Testprod/inj djupt i Lunde Injeksjon i Lunde for å trykkstøtte C-29. Plugg over Lunde 03.01, perf i Statfjord, produsent Konv. til injektor jun-02.
L2	C-7	P I P P	(Lunde) (Lunde) (Lunde) Krans, Krans	06.91 10.91 07.92 03.93	Konv.	 Stengt i Lunde	Testprod. I Lunde Trykkstøttet indirekte Stfj. Prod fra øvre Lunde Statfjord/K3 produseres via Krans
K2	C-14	P	S10-S3 (Lunde)	10.92 11.93 12.93	Konv/GP	 Stengt i Lunde	Testprodusert i Statfjord Testperforert i Lunde sammen med Statfjord Med plugg + sand.
K3	34/10-48S / C-46	P	Lunde	06.04	sliding sleeve	Stengt i Lunde.	Produserer nå fra Gimle. Mulig å produsere Lunde etter det.

4.3 Reservoarstyring på Gullfaks Satellittfeltene

4.3.1 Gullfaks Sør Brent

Pr. 1.september 2007 er det seks brønner som produserer fra Gullfaks Sør Brent mot GFA. Fra D-rammen gjelder det brønnene D-1HT3, D-2HT2, D-3CH og D-4H som produserer fra segment 13C, F-3H som produserer fra segment 12A og plattformbrønnen A-47T2 som produserer fra segment 14D. D-4H er periodevis stengt pga høyt gass/olje-forhold.

A-47T2 var innestengt fra mai-05 pga. lavt trykk, men ble tilleggsperforert i Ness for å øke brønnhodetrykket. Brønnen kom i gang igjen, men går fortsatt med lavt brønnhodetrykk.

I tillegg er begge gassinjektorene (E-2H og E-4BH) som gir trykkstøtte til 13C-segmentet i drift. Injektoren E-4BH ble boret som sidesteg våren 2006 fra E-4AHT2 pga. dårlig injektivitet.

Det er 8 brønner som produserer fra Gullfaks Sør Brent mot GFC. M-3CHT2 er gassprodusent i segment 14A, M-1AH og M-4AHT2 produserer fra nedre Brent i segment 14D og M-2H produserer fra Tarbert i samme segment. M-1AH og M-4AHT2 ble tillegsperforert våren 2007 for å øke produksjonen, men ble stengt i august 2007 for å gi plass til Rimfaks Brent brønnen N-3. De fire L-brønnene er gassprodusenter i segment 13A/B.

Tabell 4.3.1: Oversikt over produksjonsbrønner på GF Sør Brent pr. sept 2005.

Plattform	Brønn	Oppstart	Prod-intervall	Komplettering	Status pr. 01.09.07
GFA	D-4H	18.03.99	Ness-2/E	Perf. liner	
GFA	D-2HT2	08.10.99	Ness-2 / E/R	Åpenhulls skjerm/ Perf. Liner	
GFA	D-3AHT2	25.01.00	(Ness-2/E/R, tåen) + (Ness-3/R, helen	Perf. Liner + Perf. liner	Stengt for boring av sidesteg 02.01.02
GFA	D-3BH	06.02.02 .	Nedre Brent	Perf. liner	Har aldri produsert
GFA	D-3CH	01.06.05	Ness-2AB/E/R	Preboret liner	
GFA	F-3H	27.08.00	Brent	Perf. liner	
GFA	A-47T2	03.07.01	Etive/Ness	Perf. liner	
GFA	D-1HT3	31.08.01	Tarbert-1/Ness-3	Perf. liner	
GFC	L-1AHT2	21.09.01	Brent	GP Åpenhulls skjerm	
GFC	L-2HT2	17.09.01	Brent	GP Åpenhulls skjerm	
GFC	L-3HT2	20.09.01	Tarbert	GP Åpenhulls skjerm	
GFC	L-4AH	18.09.01	Brent	GP Åpenhulls skjerm	
GFC	M-1AH	03.11.01	Nedre Brent	Åpenhulls skjerm	
GFC	M-4AHT2	27.09.2002	Nedre Brent	Åpenhulls skjerm	Stengt juli/aug 2007
GFC	M-2H	30.03.2003	Tarbert	Åpenhulls skjerm	Stengt juli/aug 2007
GFC	M-3CHT2	21.03.2004	Tarbert/Ness-3	Åpenhulls skjerm	

Gullfaks Sør Brent har den største hydrokarbonakkumulasjonen av reservoarene på Gullfaks Satellitter. Reservoaret inneholder olje lokalisert i tildels tynne soner, med en stor overliggende kondensatholdig gasskappe. Reservoarkvaliteten er svært variabel. Vertikale og horisontale barrierer gir opphav til et komplekst system av fluidkontakter, der gass/olje kontaktene (GOK) og olje/vann kontaktene (OVK) varierer betydelig mellom de forskjellige segmentene og formasjonene. Informasjon som er fremkommet i.f.m. boring og logging av nye brønner indikerer at fluidkontaktbildet er mer komplekst enn beskrevet i PUD.

Segment 13C

Det er påvist trykkommunikasjon mellom alle brønnene internt i 13C-segmentet. Kommunikasjonen er lagvis, med klare stratigrafiske trykkforskjeller. Ness-2 kommuniserer over hele området, det samme gjør nedre Brent. Det ble påvist et trykksprang på i overkant av 10 bar internt i Etiveformasjonen under logging av D-3 BH, uten at man hadde gjennomboret noen forkastning som var påviselig fra logginformasjon eller seismikk. Dette var også tilfellet

ved trykklogging i D-3CH. Produksjonstester av D-2HT2 juni 2003 gir et reservoartrykk på ca. 360 bar i Nedre Brent, som er det samme som under intervensjonen september 2000. Ved boring av D-3CH (mai-05) var Etive-trykket 330-340 bar. Den delvise trykkstøtten i nedre Brent skyldes sannsynligvis krysstrøm i D-4 H fra Ness-2 til Etive, i tillegg til den gassinjeksjonsmengden som går i Nedre Brent. Det er også mulig med tilsig fra andre segmenter. Det var flere sander som hadde overraskende lavt trykk ved logging av D-3CH, bl.a. Tarbert-3 og Tarbert-1C. Ingen av produsentene i 13C produserer fra disse sonene, men depleteringen var på hhv. 115 og 114 bar. Dette tyder på kommunikasjon mot gassprodusentene i 13 A segmentet.

I D-1 HT3 ble det logget ulike kontaktsystemer i Tarbert-1 og i Tarbert 2/3. Observasjonen indikerer at Tarbert-2/3 kan utgjøre et gass-vannsystem i 13C-segmentet. Ness-2/3 og Ness-1/Etive/Rannoch utgjør også ulike væskesystemer i dette segmentet.

Reservoarkvaliteten i 13C-segmentet er svært variabel. Ut i fra logger og produksjonsoppførsel er det området i vest (D-2HT2) som har de beste egenskapene. Den horisontale permeabiliteten i Etiveformasjonen er på 500 mD (aritmetisk midlet loggpermeabilitet) i D-2-området, mens den er en størrelsesorden mindre i brønnene øst i segmentet.

Segment 13A/B
MDT-trykk målt i L-brønnene før brønnene ble satt i produksjon, viste at det er en viss kommunikasjon mellom 13A- og 13C-segmentet, og mellom 13B- og 13C-segmentet (mest sannsynlig via 13A-segmentet). På det tidspunktet den siste L-brønnen ble trykklogget (mai 2001) hadde det kun vært produksjon fra 13C- og 12A-segmentet. 12A-segmentet regnes imidlertid som isolert fra resten av Brent-reservoaret, slik at trykkavlastningen av 13A/B alene kan tilskrives produksjon fra 13C-segmentet. L-2-lokasjonen (nord i segment 13A) ble logget to ganger med 14 måneders mellomrom, og de samme sandene (Ness-2/3) som viste 2-3 bar trykkavlastning ved første måling (feb. 00), viste ved siste måling (apr. 01) en ytterligere trykkavlastning på 3-4 bar. I tillegg viste Tarbert tegn til trykkavlastning på 1-2 bar ved siste logging. L-3HT2 (logget okt. 00) og L-1 H (mars 00) lokalisert henholdsvis vest og sør i segment 13A, viste ikke tegn til trykkavlastning. I L-1AH i segment 13B ble det målt en trykkavlastning på 1-3 bar i Ness-1/2/3. Produksjonserfaringen fra L-3HT2 viser imidlertid klart at brønnen kommuniserer med de andre brønnene i segmentet, da nedihullstrykket faller i perioder når brønnen står innestengt. Det er ikke påvist trykkommunikasjon mot nabosegmentene i vest (se under 14A/D).

13A- og 13B-segmentet har trolig sammenfallende væskekontakter med 13C-segmentet. Segmentene ligger så grunt at de i all hovedsak inneholder gass.

I 13A-segmentet er det L-2-lokasjonen som har de beste reservoaregenskapene (horisontal permeabilitet), etterfulgt av L-4AH og L-3H (kun Tarbert). Reservoaregenskapene er gjennomgående bedre enn i nabosegmentet 13C i nord. Brønnresultat og et uventet høyt trykkfall fra produksjonen i L-brønnene, viste større forkastningstetthet enn opprinnelig antatt.

Segment 13D
Det er kun boret en brønn i 13D-segmentet, gassinjektoren E-4H. Boreresultatet viste at brønnen er plassert i et område med mange mindre forkastninger som ikke var synlige på

seismikken. Etter kortvarig injeksjon ble det klart at brønnene ikke kommuniserer med andre brønner. Det er usikkert om E-4-området er typisk for 13D-segmentet.

I3D-segmentet har trolig sammenfallende kontakter med 13A/B/C-segmentene. Gassgradienten sammenfaller med 13C-segmentet og 13A/B segmentene.

E-4H er svært forkastet. Øvre del av Tarbert er forkastet, og de beste sandene i Ness-3/2 mangler. Etive i brønnen er god, og Rannoch-2/3 er noe tynnere enn i letebrønn –33, men reservoarkvaliteten er omtrent den samme.

Segment 12A
Observasjoner fra MDT-målinger i F-3H som ligger i 12A-segmentet, indikerer at det ikke er kommunikasjon mellom flere av sandene i brønnen. Trykkforskjellene mellom F-3H og D-3H (påviste 12A-segmentet) i samme segment, indikerer også redusert horisontal kommunikasjon. Segment 12A utgjør mest sannsynlig et isolert segment, noe produksjonserfaringen fra F-3H støtter.

GOK er satt felles for alle formasjoner i segmentet, mens øvre og nedre Brent (inkludert nedre del av Ness-1) har forskjellig OVK.

Med unntak av atskillig bedre sandutvikling i Ness-1A, ser reservoarkvaliteten ut til å være noe dårligere i D-3H enn i letebrønn –33, særlig gjelder dette Tarbert og Rannoch.

Segment 14D
Trykklogging i piloten M-1H i januar 2001 viste hovedsakelig initielle trykk i hele Brent. En antar derfor ingen kommunikasjon over den store nord-sør-forkastningen mot segment 13C. I piloten M-4H viste MDT-målinger i august 2002 initielt trykk for sandene i øvre Brent, mens det ble målt trykkavlastning i Etive og Rannoch, som følge av produksjon fra nedre Brent i M-1AH. Etter tillegsperforering av A-47T2 i ble det målt trykkdepletering i Ness hvor det tidligere ikke er produsert fra. Kommunikasjon ned til M-brønnene er derfor sannsynlig. En viss kommunikasjon mellom 14D- og 13A-segmentet kan ikke utelukkes. MDT-målinger i M-2H februar 2003 viste initielle trykk i Tarbert.

I 14D-segmentet opereres det med fire ulike kontaktsystemer: for Tarbert, Ness-3, Ness-2 og nedre Brent (inkludert N-1). Piloten M-4H bekreftet tidligere antatte væskesystemer og –kontakter i 14D-segmentet, innenfor gjeldende usikkerhet.

Pr. i dag produseres det fra Tarbert (M-2H) og nedre Brent i 14D-segmentet. Midlere horisontal permeabilitet (aritmetisk middel) i Etiveformasjonen i M-1H er på 141 mD.

Segment 14A
MDT-trykk i pilotene M-3H/AH i aug./sep. 2001 viste initielt trykk i hydrokarbonsonen, mens det ble målt ca. 5 bar høyere trykk i vannsonen enn i letebrønn -36 i nabosegmentet 14D. På det tidspunktet M-3H/AH ble logget, hadde det i segment 14D kun vært produksjon fra A-47 i et par måneder, og produksjonen fra L-brønnene i segment 13A og segment 13B var ikke startet opp. En kan derfor ikke, på bakgrunn av disse trykkmålingene, si sikkert om det er kommunikasjon mellom segmentene 14A og 14D og segmentene 14A og 13A/B.

M-3H/AH viste et annet kontaktsystem enn i 14D-segmentet, med en gass-ned-til- og vann-opp-til-situasjon. Det er usikkert hvorvidt det finnes en tynn oljekolonne i segment 14A.

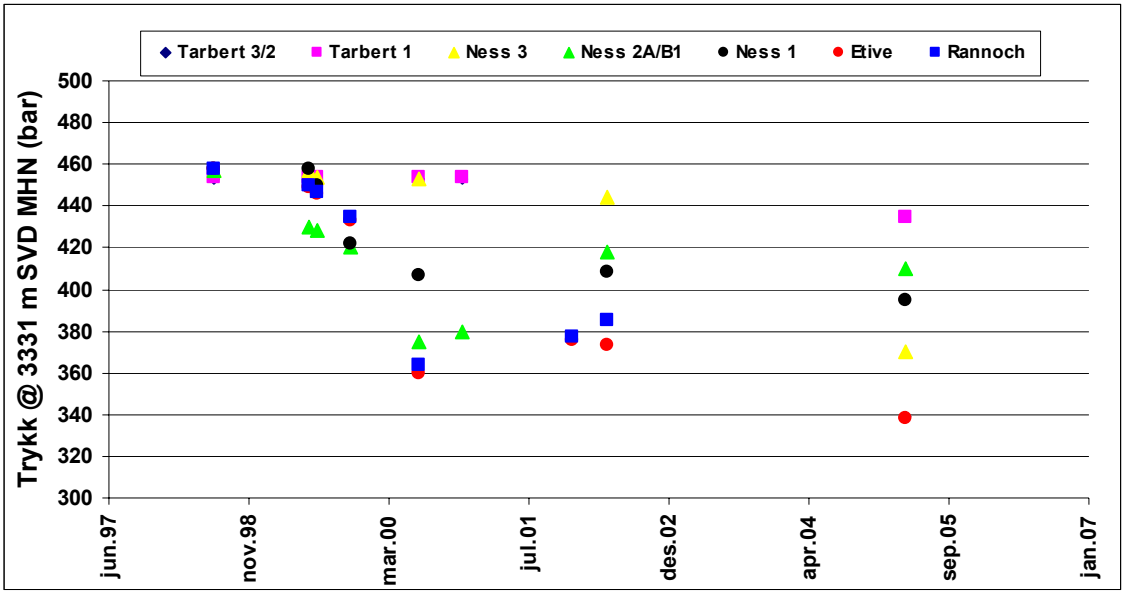
Fra loggdata ser ikke reservoarkvaliteten ut til å skille seg vesentlig fra nabosegmentet 14D i nord.

Segment 14C
Segment 14C skulle etter planen påvises av M-4H (pilot), men forkastningen som definerer skillet mellom 14A- og 14C-segmentet ble ikke gjennomboret fordi Brent ser ut til å ligge noe dypere enn tidligere antatt. Mulige tilstedeværende ressurser i segment 14C er derfor redusert.

Segment 15B
Segment-15B blir sett på som isolert fra nabosegmentene.

Letebrønn –21 i 15B-segmentet påviste kun hydrokarboner (gass) i Tarbert. Det antas imidlertid et felles gass-vannsystem for hele Brent. Siden 15B ligger inntil den store hovedforkastningen mellom Gullfaks og Gullfaks Sør, vil reservoarforholdene i 15B være usikre.

Trykkutvikling



Figur 4.3.1: Trykkutvikling (MDT trykk) for 13C segmentet.

I figur 4.3.1 er trykk for segment 13C plottet. Det kan være vanskelig å se trender på trykk da det i flere soner er målt høyere trykk på sene tidspunkter enn tidligere. Dette indikerer at det må være interne trykkbarrierer i segmentet. I tillegg påvirkes trykket i segmentet av gassinjeksjon.

Videre utvikling
Segment 13C

På riggplanen for 2008/2009 ligger det inne muligheter for 1-2 brønnintervensjoner/sidesteg, og her er D-4H eller D-1HT3 kandidater. Målet er å få redusert gassproduksjonen i disse brønnene..
En del av gassreservene i 13C-segmentet produseres med D-brønnene slik de står i dag, men det er trolig nødvendig å foreta brønninngrep for å få ut de resterende gassreservene når injeksjonen avsluttes i 2009.

Segment 12A
Etter den vellykkete intervensjonen i 2005, er F-3H igjen kommet i produksjon etter å ha stått innestengt i flere år som følge av voksproblemer. Denne brønnen planlegges også å kunne produsere ut gasskappen lenger ut i tid (2010).

Segment 14D
Etter hvert planlegges det at A-47T2, sammen med M-2H skal drenere olje fra Tarbert i 14D-segmentet. Det bør vurderes å perforere A-47T2 i gasskappen i 2008. Brønn M-1AH i nedre Brent i 14D-segmentet planlegges med et liv nr. 2 (2008/2009) som skal drenere gass fra Ness i samme segment (plugg og perforering i gasskappen).

Segment 14A
Gassprodusenten M-3CHT2 skal drenere gass fra øvre Brent i 14A-segmentet. Segmentet er delt av en øst-vest forkastning, og dersom M-3CHT2 ikke drenerer området nord for denne forkastningen er det mulig å sidebore brønnen i 2009.

Segment 15B
Gassreservene i 15B-segmentet planlegges produsert fra brønnen A-15A som bores fra GFA i 2009/2010.

Segment 13A/B
I dagens planer for L-brønnene ligger det ikke inne noen fremtidige sidesteg. Simuleringer indikerer at brønnene, slik de står i dag, kommuniserer med et gassvolum som stemmer godt med det som ligger inne i den nye geo-modellen for 13A- og 13B-segmentet.

Segment 13D
Det planlegges å sidebore D-4 H til 13D-segmentet for produksjon av gass etter at brønnen har produsert ferdig i 13C.

Segment 15A/10AB (prospekter)
Letebrønner/piloter til prospektene 15A og 10AB ligger ikke inne i dagens basisplaner. Segmentene antas å være isolerte. Eventuell boring til disse segmentene kan derfor gjøres senere, dersom det kan forsvares økonomisk.

4.3.2 Gullfaks Sør Statfjord

Gullfaks Sør Statfjord produserer på trykkavlastning/gassinjeksjon med 4 produsenter pr. september 2007.

Tabell 4.3.2: Produksjonsbrønner på Gullfaks Sør Statfjord pr. sept.. 2007

Brønn	Oppstart	Prod-intervall	Komplettering	Status pr.01.09
G-2HT3 (G-2 Y1H)	13.04.99 10.09.03	Na Na/Ei/Raude	Perf. Liner Tilleggsperf	
F-4AHT3	30.04.99 27.10.03	Na Na/Ei/Raude	Perf. Liner Tilleggs perf	
G-3HT2	06.07.01	Na/Ei	Skjerm	Stengt
G –1 H	06.02.04	Na/Ei/Raude	DIACS. Forboret liner	Periodevis stengt, pga samproduksojn med F-3H
G -2 Y2H	26.07.04	Na/Ei/Raude	MLT med DIACS. Forboret liner	
F-2 YH	25.11.05	Na/Ei/Raude	MLT med DIACS. Forboret liner	

Alle produsentene er horisontale og er plassert 20-30 m over OVK. I desember 2006 ble den første gass injektoren satt på injeksjon, E-1YH. Injektoren var planlagt som en grenbrønn, med hydraulisk styring av hver gren og nedihullsventiler for styring av 2 soner i det ene løpet. Maskineringsfeil av DIACS-ventilene gjorde at brønnen ikke ble komplettert med DIACS. Dette førte til at vi heller ikke fikk rensket opp E-1Y1H løpet, og kun deler av E-1Y3H løpet. Injektoren gir i dag kun trykkstøtte i Nansen og Eiriksson 3. For Statfjordformasjonen med høy STOOIP, lavt dreneringsareal og lang produksjonstid er flergrensbrønner i kombinasjon med sonekontroll valgt som dreneringsstrategi.

Reservoarbeskrivelse og trykkutvikling
Produksjon fra Gullfaks Sør Statfjord har vært begrenset av dårlig reservoarkommunikasjon og gasskapasitetsbegrensninger. I dag har GF Sør Statfjord 6 produsenter, hvorav 2 er komplettert som smarte grenbrønner (G-2YH og F-2YH), en smart brønn (G-1 H), i tillegg til gassinjektor. Vi anser smartbrønnteknologi som en forsikring for å kunne optimalisere produksjon, pga ulike produksjonsegenskaper fra de forskjellige brønnene. Med DIACS kan vi unngå at for eksempel en av grenene gasser ut hele brønnen, og i tillegg gi oss en mulighet for å få mer informasjon om reservoaret.

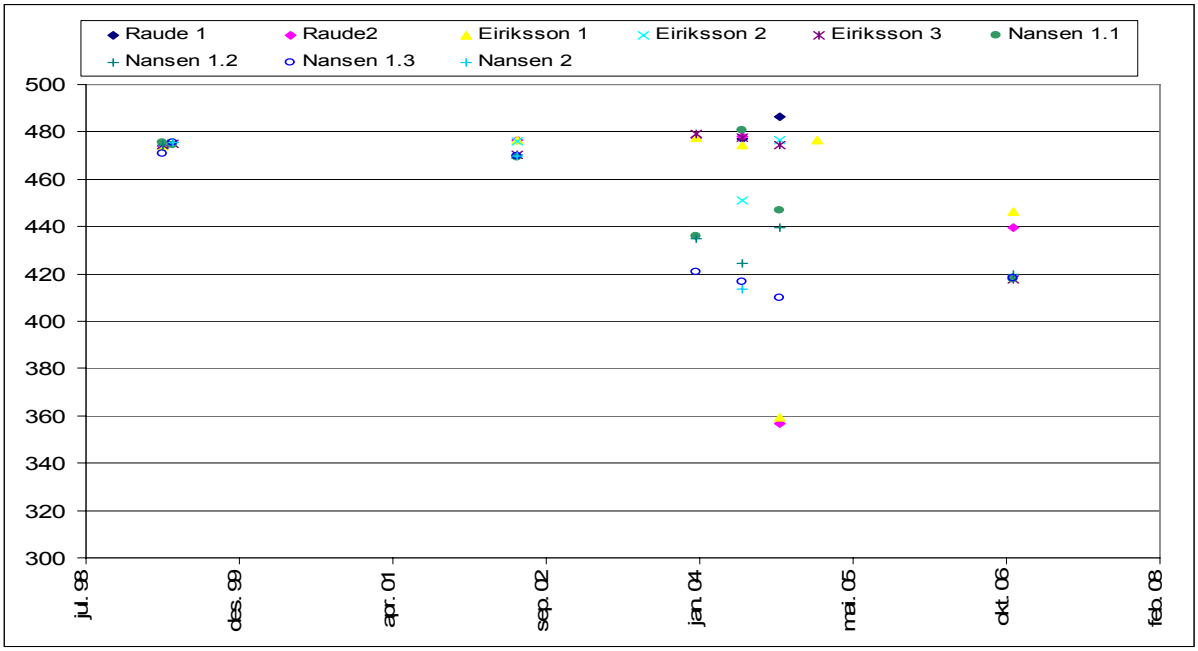
Gassinjektoren E-1YH ble boret i 2006 til segmentene A4 og A5**.** Brønnen ble boret som en togrensbrønn. På grunn av forsinkelser med komplettering ble det baryttutfelling og problemer å få rensket opp brønnen. Brønnen injiserer i dag kun i E-1Y3H, i Nansen og Eiriksson 3. 3. juli 2007 ble det injisert tracer i brønnen for å øke forståelsen av det dynamiske bildet.

Produksjonshistorien tilsier at reservoaregenskapene er langt dårligere enn antatt i PUD. Totalt sett betyr dette at dreneringsvolumene rundt produsentene blir sterkt begrenset, og at produksjonspotensialet blir tilsvarende redusert. Produksjonsdata og trykkdata fra de nye brønnene ser ut til å samsvare bra med eksisterende reservoarforståelse.

Produksjonsdata viser at Øvre Statfjord (Nansen 1) har god lateral utstrekning og brønnene kommuniserer med hverandre gjennom gasskappen. E-1YH verifiserte at det er kommunikasjon mellom A5- og A4-segmentet i Nansen og Eiriksson 3. Dette er sander som i stor grad påvirkes av det volumet som blir produsert totalt på feltet, i tillegg til nærbrønnsområdet. I Nansen 2 observerer vi lavere trykk enn i resten av Nansen-sandene. Vi antar dette er fordi Nansen 2 er en dårligere sand enn Nansen 1 og at trykket derfor ikke bygger seg opp like raskt. Ved innesteging ser vi en forholdsvis rask trykkoppbygning og Nansen forventes å være ca 60-70 bar depletert.

I Nedre Statfjord har vi varierende trykk i ulike sander. Sandene har ikke den laterale utstrekningen som Nansen-sandene, og trolig ikke kommunikasjon med gasskappen. I F-2 YH ble det i 2005 målt sander som var 125 bar depleterte i Raude 2. Dette skyldes produksjon av Raude-2 intervallet i F-4AHT3, som ligger 300-400 m lengre sør enn F-2 Y2H. Raude 1 har liten utstrekning og her har vi bare målt initielle trykk. I E-Y3H (08.2006) observerte vi tilnærmet initielle trykk i Raude 2 i A5 segmentet til tross for at brønnen ligger under 100 m fra F-4AHT3. I E-1Y1H observerte vi Raude-sander som var depletert med mellom 77 til 115 bar.

Fra sandene i Eriksson 1 er det større usikkerhet m.h.p utstrekningen. I F-2 YH (10.2004) ble det målt depleterte sander på 118 bar, og i E-1Y3H ble det målt depleterte sander på 165 bar (08.2006), som tyder på at produsentene drar på de samme volumene i A5-segmentet. Hvorvidt de nordligste brønnene påvirker de sørligste er relativt usikkert, men vi antar begrenset kommunikasjon videre sørover. I E-1Y2H i A4-segmentet ble det målt en depletering i Eiriksson på 27-30 bar i A4-segmentet. Eriksson 2 er en sand med lav permeabilitet og mye skifter som helt tydelig begrenser kommunikasjonen.



Figur 4.3.2: Trykkutvikling i GFS Statfjord. RFT trykk tatt under boring av de ulike brønnene

Videre utvikling
Ny geologisk facies modell ble ferdigstilt august/september 2007. Basert på denne modellen er det bygget ny simuleringsmodell som skal historietilpasses i løpet av høsten 2007 og brukes til å øke forståelsen av det dynamiske bildet.

Videre i planene for reservoaret ligger det inne en 6. produsent trolig med borestart i november 2008. Lokasjon for denne er under utarbeidelse.

I øvrige ressursklasser ligger det inne en ny oljeprodusent (res. kl. 4A) og 3 sidesteg (res. kl. 7A). I tillegg er det muligheter for ytterligere en injektor ved behov.

4.3.3 Rimfaks Brent

Gassinjektoren J-1H ble reperforert i Tarbert 4.12.2005. Denne injiserer gass i nedre Brent og trykkstøtter O5 segmentet. I 2007 har det blitt boret 3 nye brønner i forbindelse med SRI-prosjektet (utbygging av Skinfaks og Rimfaks IOR). 2 av brønnene (N-3AH og N-4H) er boret i O5 segmentet, mens den tredje brønnen (N-5H) går gjennom O3, O4 og O2.

Pr. 09.2007 er det 7 produksjonsbrønner og 4 gassinjeksjonsbrønner i Rimfaks Brent. I-2H, I-4H, N-3AH og N-4H produserer fra segment O5, I-1AH fra segment O2 (og O1), I-3H fra segment O4 og O3 og N-5H som produserer fra segment O3, O4 og O2. I-3H er SCRAMS-komplettert, men utstyret fungerer ikke pr. i dag, og alle ventilene antas å stå fullt åpen. N-4H og N-5H er komplettert med DIACS-ventiler som fungerer per i dag. Se Tabell 4.3.3 for produksjonsbrønner på Rimfaks Brent pr. sept. 2007

Injektorene J-3H og J-1H gir trykkstøtte i O5, og J-2HT3 i O2. J-5AH gir trykkstøtte i O3 og O4. Reservoaret er planlagt utvunnet ved tilnærmet fullt trykkvedlikehold frem til oktober 2013 (tidspunkt kan endres), da starter Rimfaks Brent senfase (ligger i ressursklasse 4). På dette tidspunktet stoppes gassinjeksjonen og 2-3 av produsentene sidestegsbores/tilleggsperforeres for å øke gassproduksjonen. Gassen går da til salg. I perioden med trykkvedlikehold injiseres gass tilført fra Gullveig, Gullfaks Sør og Gullfaks hovedfelt i tillegg til produsert Rimfaks Brent-gass. Trykkvedlikehold ved gassinjeksjon medfører at gass fortrenger kondensatrik reservoargass og olje ned mot produsentene, og forhindrer at kondensat felles ut fra reservoargassen. I praksis har tilgjengelig gassvolum for injeksjon vært mindre enn volumet nødvendig for å gi trykkvedlikehold. Rimfaks Brent-reservoaret er derfor allerede under noe trykkavlastning.

Alle produksjonsbrønnene ligger tilnærmet horisontalt i reservoaret, i stratigrafisk fallretning. Dette antas å gi den høyeste utvinningsgraden. Brønnene er plassert 15-25 meter over olje-/vannkontakten.

Tabell 4.3.3: Produksjonsbrønner på Rimfaks Brent pr sept. 2007

Brønn	Oppstart	Prod. Intervall	Komplettering	PI beregnet/målt (Sm³/d/bar)
I-4H	10.06.2000	Tarbert + Ness 3	Åpenhulls skjerm	720
I-2H	07.07.2000	Ness 2 + Etive/Rann.	Åpenhulls skjerm	750
I-1AH	14.12.2000	Tarbert	Åpenhulls skjerm	190
I-3H	18.07.2001 05.09.2002	Tarbert (O4) SCRAMS Tarbert (O3), T,N,nBrent (O4)	Overbalansert perf i 7" liner	190 1000 /135
N-3AH	27.01.2007	Tarbert + Ness	Åpenhulls skjerm	500
N-5H	28.05.2007	Sone 1: T (O3) Sone 2: N (O3) + N (O4) Sone 3: T,N,E (O2)	Åpenhulls skjerm med DIACS ventiler, 3 soner	Sone 1: 650 Sone 2: 650 Sone 3: 350
N-4H	30.06.2007	Tarbert + Ness + Etive/Rannoch	Åpenhulls skjerm med DIACS ventiler, 3 soner	Sone 1: 750 Sone 2: 200 Sone 3: 320

Reservoarbeskrivelse og trykkutvikling
Områder med påviste ressurser i Rimfaks Brent omfatter segmentene O1, O2, O3, O4 og O5. Utviklingen av Rimfaks Brent innebærer produksjon av olje fra en omlag 74 meter tykk oljekolonne og assosiert kondensat fra overliggende gasskappe. I sentrale og i nordlige deler av Rimfaks (segment O4 og O5) opptrer hydrokarbonførende sander i både øvre og nedre Brent. Strukturen ligger dypere mot sør, slik at i segmentene O1, O2 og O3 er kun øvre Brent hydrokarbonførende.

Formasjonstrykkdata fra Rimfaks Brent foreligger fra 12 brønner (letebrønn 17 og 38S, J-1H, I-4H, J-2HT3, J-5AH, J-3H, I-1AH, I-3H, N-3AH, N-5H og N-4H). I-4H ble trykklogget 18.01.2000 og J-2HT3 12.05.2000. Etter produksjonsstart i Rimfaks Brent har vi trykkdata fra permanente nedihulltrykkmålere i brønnene og fra formasjonstrykklogging i injektoren J-3H (05.08.2000), samt produsentene I-1AH (01.12.00) og I-3H (25.01.2001). Det er i tillegg utført trykktest for I-3H (17.12.2002). Det er installert trykkmålere i de ulike DIACS sonene for brønnene boret i 2007 slik at trykk under produksjon kan bli monitorert.

Formasjonstrykkdataene indikerer at Rimfaks Brent-reservoaret ikke var trykkavlastet før produksjonsstart. De gir indikasjoner på at Rimfaks Brent opptrer som ett fluidsystem, dvs. som et isolert reservoar med selvstendig(e) vannbasseng, men med forkastninger som opptrer som interne trykkbarrierer innenfor produksjonshistorisk tid. Det forekommer enkelte brønnvise avvik i trykkdataene, men disse er innenfor usikkerheten i målingene.

Trykkinformasjon foreligger fra samtlige segmenter etter produksjonsstart (med unntak av O1), i form av formasjonstrykkmålinger og trykk fra bunnhulls- og brønnhodemålere. Trykkdataene viser at forkastninger i større eller mindre grad opptrer som laterale trykkbarrierer, mens skifer opptrer som vertikale trykkbarrierer i reservoaret.

Segment O5
I segment O5 viste formasjonstrykkdataene i gassinjektoren J-3H at det er god kommunikasjon mellom denne og produsentene I-4H og I-2H. Dataene viste også at det opptrer vertikale

trykkbarrierer i øvre Brent (i Tarbert 2B og mellom Tarbert og Ness). Den laterale kommunikasjonen mellom produsenter og injektorer bekreftes av trykkdata fra produksjon/injeksjon. Trykktestene som ble tatt under boring av N-3AH (nord i O5) viser at det er noen sander som hadde bortimot initielle trykk (Tarbert 2A og Ness 3A).

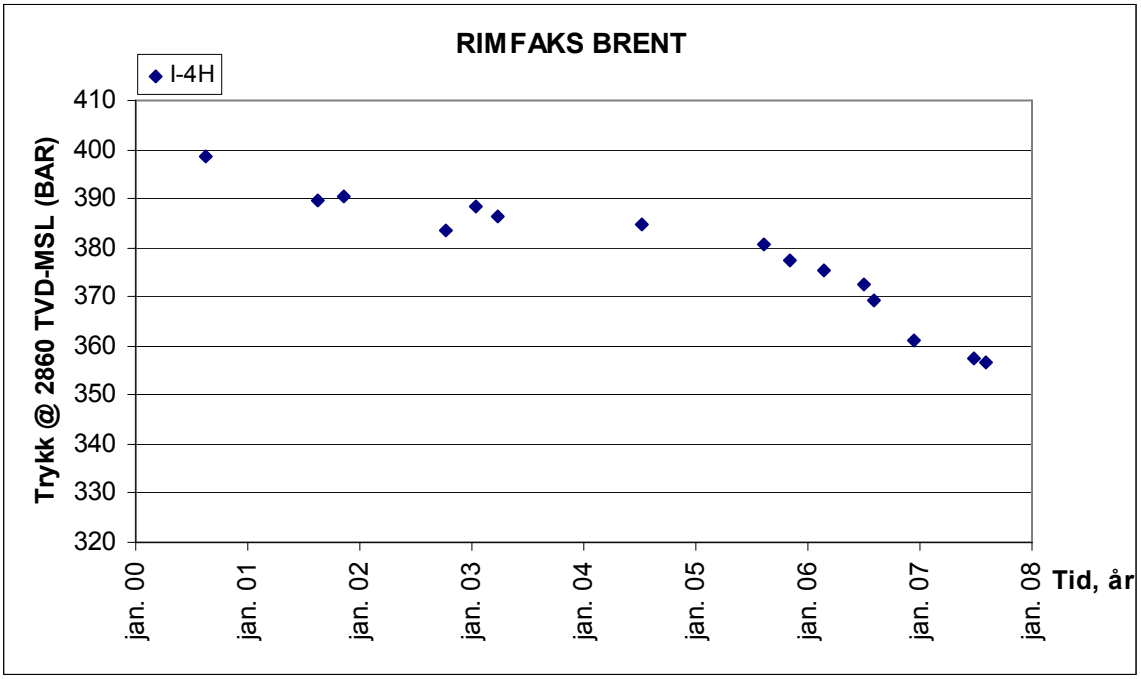
Segment O2 (og O1)
Produsenten I-1AH og gassinjektoren J-2HT3 viser god kommunikasjon. Initielle formasjonstrykkdata fra I-1AH viste ingen trykkavlastning sfa. produksjonen i segment O5. Trykkutviklingen etter oppstart av I-1AH, før injeksjonsstart i J-2HT3, indikerte dessuten at disse brønnene kommuniserer mot et volum av segmentets størrelse.

N-5H er boret inn fra O3 segmentet over i O2. Trykktestene som ble tatt under boring viser høyere trykk i Ness og Tarbert enn de samme sandene i de øvrige segmentene. Dette viser at Ness og Tarbert ikke har god kommunikasjon over forkastningen til O3 eller O4.

Segment O4 og O3
Brønn I-3H ble boret inn i Tarbert i O3 og i Tarbert, Ness og Rannoch i O4 i januar 2001. Pga. en tidligere ikke kartlagt forkastning i O4, ble Ness 1 og Etive ikke gjennomboret. Formasjonstrykkdata fra O3 indikerer at segmentet er tilnærmet isolert. I segment O4 opptrer en tidligere ikke kartlagt forkastning som deler O4 i en østlig og vestlig del. Trykkpunktene i Ness, vest for forkastningen, indikerer at den er forseglende.

Brønn I-3H ble satt i drift i Tarbert i segment O4 i juli 2001. Produksjonserfaring viser at produksjonsintervallet, som var trykkavlastet ca. 10 bar, i praksis mottar liten injeksjonsstøtte fra nabosegmentet i nord, O5.

Trykktestene som ble tatt under boring av N-5H viser at Ness i O3 har blitt depletert etter oppstart av I-3H. Dette indikerer kommunikasjon mellom brønnene og at de sannsynligvis trekker på samme volumer.



Figur 4.3.3: Shut-in trykk for Rimfaks Brent skissert med brønn I-4H

Det er tatt utgangspunkt i avlesing av trykk i nedihulls-trykkmålere under innstengningsperioder i brønner der det finnes operative trykkmålere (I-2H og I-4H). I figuren over er avlesningene fra I-4H presentert, som samsvarte med trykkdataene fra I-2H. Avlest trykk er regnet til datum trykk (2860 TVD-MSL). Trykkplottet viser at reservoartrykket har falt betraktelig fra juni 2006 til juni 2007. Det er tatt ut større volum enn det som er blitt injisert.

Fluidkontakter
Gass/olje- og olje/vann-kontakter antas uniforme over hele Rimfaks Brent-reservoaret og fremgår av tabell 3.22.3.1.1. Data fra J-2HT3 i segment O2 er i hovedsak benyttet for GOK- og OVK-bestemmelsen. Petrofysisk tolkning for I-1AH ga imidlertid indikasjoner på en dypere GOK. Ulik GOK for disse brønnene bekreftes ikke av produksjonserfaring, da trykkommunikasjonen mellom brønnene er svært god.

Videre utvikling
De tre brønnene som ble boret i 2007 har økt brønntettheten for Rimfaks Brent og vil føre til økt utvinningsgrad for reservoaret. Som videre utvikling er tiltak for senfasen (etter gassnedblåsing) under bearbeidelse. I forbindelse med gassnedblåsingen så kan det bli aktuelt å plugge tilbake I-2 og I-4 og tilleggsperforere disse i gasskappen. Det vurderes også et sidesteg for N-4H i gasskappen.

4.3.4 Rimfaks Statfjord

Rimfaks Statfjord ble satt på produksjon feb-99 med brønnen H-2AH, etterfulgt av H-1AH i mai-99. I august 2003 ble Nansen-leddet i H-1AH tilbakeplugget og brønnen tilleggsperforert i Eiriksson. H-3HT3 ble startet sept-99 og H-4H i april-02.

Dreneringen av Rimfaks Statfjord skjer ved gassinjeksjon som drivmekanisme. I de første årene var det reinjeksjon som var dreneringsstrategien. De senere årene har reservoaret blitt produsert med trykkvedlikehold i reservoaret som dreneringsstrategi. Gassinjeksjonen foregår nå kun (fra des. 2005) gjennom gassinjektor J-4H i P3 - segmentet, mens det den første tiden ble injisert fra gassinjektor J-1H, som ligger i oljesonen i overgangen mellom P2- og P3 – segmentet. J-1H er nå plugget og injiserer i Rimfaks Brent.

Tabell 4.3.4: Produksjonsbrønner på Rimfaks Statfjord pr. sept. 2007

Brønn	Oppstart	Prod.intervall	Komplettering	Plmålt (Sm3/d/bar)
H-2AH	07.02.1999	Na/Ei-2	Perf. liner	115
H-1AH	17.05.1999 og fra 25.08.2003	Na/Ei-2 Ei-2	Åpenh.skjerm Nat-perf. (CT)	350 800
H-3HT3	20.09.1999	Na/Ei-2 + nedre Statfjord	Åpenh.skjerm + perf.liner	145
H-4H	16.04.2002	Eiriksson + Raude-2A/B	Åpenh.skjerm	400

Status for Rimfaks Statfjord brønnene viser at minste avstand til opprinnelig OVK er som vist i tabell 4.3.5.

Tabell 4.3.5: Avstand til olje/vann-kontakt (OVK) for RF Statfjordbrønner

Brønn	Minste avstand til OVK
H-1AH	14,2
H-2AH	10,5
H-3HT3	10
H-4H	15

Vannbassenget er lite aktivt.

Status pr. 01.09.2007
Alle brønnene produserer bortsett fra H-2AH som ble stengt i desember 2005 grunnet skade på tubing. Den er fortsatt nede, men det er håp om at denne brønnen kommer opp igjen i starten av 2009. J-4H injiserer mindre enn planlagt (nå ca. 1,5 MSm^3/dag) grunnet injeksjonskapasitet.

Reservoarbeskrivelse og trykkutviling
Rimfaks Statfjord reservoaret omfatter en oljesone initielt på opptil 106 meter og en gasskappe på toppen av strukturen (påvist av H-2H). Reservoaret består av to segmenter, P2 og P3, med samme kontaktsystem i begge segmentene. Segmentet i sør, P2, er imidlertid nedforkastet i forhold til hovedsegmentet P3.

Reservoarkvaliteten er svært god, spesielt i øvre Statfjord. Eirikson-1 i nedre Statfjord har også gode egenskaper. I tillegg viste øverste deler av Raude en god sandutvikling i H-4H. Øvre og nedre Statfjord er atskilt av et tykt skiferlag, og det er også andre trykk-barrierer vertikalt i reservoaret. Ut fra MDT-målinger under boring av nye brønner er det noe informasjon tilgjengelig om disse barrierene.

Kommunikasjonen lateralt i reservoaret er god. Trykkmålinger tatt under boring av H-1H/H-1AH i det nedforkastede segmentet i sør, viste trykkavlastning som følge av produksjon i ca. 2 mnd. fra hovedsegmentet (H-2AH). Dette viser at det er kommunikasjon over forkastningen som skiller hovedsegmentet fra det sørlige segmentet. Tilsvarende trykkmålinger tatt etter boring av produsenten H-3T3H i hovedsegmentet, viser at kommunikasjonen nordover også er god i øvre Statfjord. Nedre Statfjord hadde nær initielt trykk. Dette bekrefter den gode laterale kommunikasjonen i øvre Statfjord, men viser dårlig vertikal kommunikasjon. Et passivt åpent trykkutjevningsrør mellom øvre- og nedre Statfjord plassert i piloten til H-2, fungerer sannsynligvis dårlig.

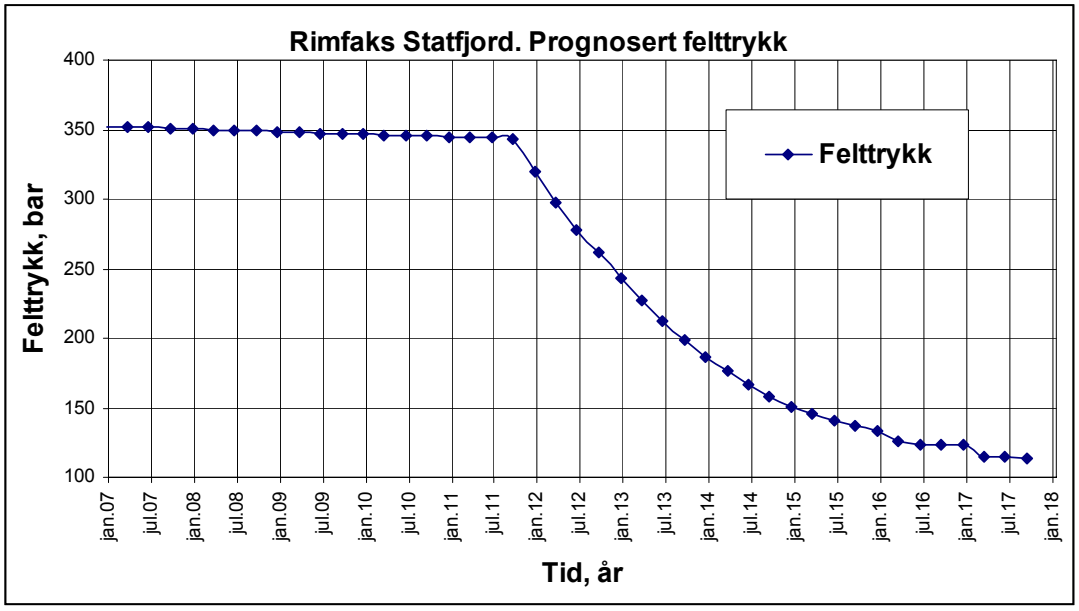
Gassinjektoren J-1H ga god trykkstøtte til Nansen, dårligere i Eirikson-2B/A, som ved logging av J-4H viste opptil 10 bar lavere trykk enn Nansen. Nedre Statfjord hadde imidlertid ingen trykkstøtte før injektorskiftet til J-4H i okt-01, og Eirikson-1B/A viste da også en depletering på oppimot 70-80 bar under logging av J-4H. Trykket i Eiriksson–1B hadde økt over 10 bar i perioden fra J-4H ble startet opp til H-4H ble trykklogget 2 mnd. senere.

Antagelsen fra PUD om at reservoaret er godt konsolidert har vist seg å ikke holde. Sandkontrolltiltak er nødvendig for produsentene, spesielt med tanke på produksjon ved trykkavlastning. Nå er imidlertid strategien trykkvedlikehold i reservoaret inntil nedblåsing noe som reduserer faren for sandproblemer.

Videre utvikling
Alle slissene på H-rammen er nå benyttet. Reservoaret produserer godt, usikkerheten ligger hovedsakelig i utviklingen av gassproduksjonen. Med 4 produsenter tilgjenglig (når H-2AH åpnes igjen) er fleksibiliteten imidlertid stor med tanke på å optimalisere oljeproduksjon og samtidig få minst mulig gass- og vannproduksjon.

Nedblåsing av gasskappen planlegges å utføres i oktober 2011. En mulig utsettelse avhenger av økonomisk levetiden til plattformen. Nedblåsingen forventes å skje ved produksjon fra sidestegsboring av produsentene H-3 (pluss muligens H-4).

Siden produksjonsstrømingsrøret og produksjonschoken på toppside er kapasitetsstyrende (pga. høy gassproduksjon) blir mye av utfordringen for Rimfaks Statfjord å samkjøre brønnene optimalt på rammen.



Figur 4.3.4: Prognosert felttrykk for Rimfaks Statfjord. Stans gassinjeksjon 1. okt.. 2011.

4.3.5 Gullveig Brent

Gullveig Brent produseres på trykkavlastning med to brønner. K-2AH er plassert grunt på strukturen og produserer fra Ness-3 sandene. K-4H ligger noe dypere på strukturen og produserer fra Tarbert-1/2/3

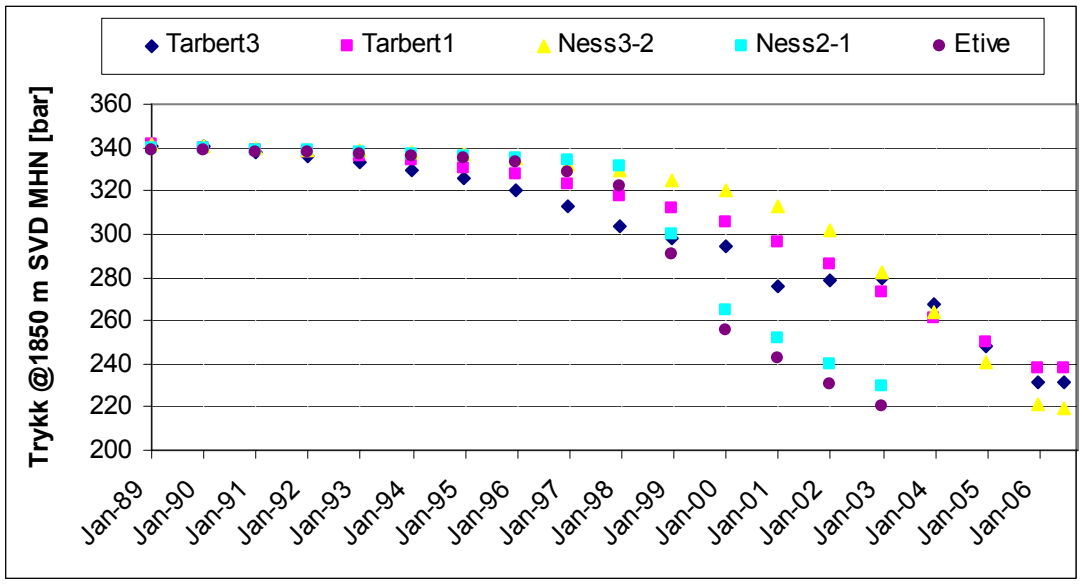
Tabell 4.3.6: Produksjonsbrønner på Gullveig Brent pr sep. 2007

Brønn	Oppstart	Prod.intervall	Komplettering	Plmålt (Sm3/d/bar)	Status p.r 01.09
K-2AH	10.10.1998 og fra 28.07.2003	Ness-2/E/R Ness-3A/B/C/D	GP åpenh.skjerm Nat. perforering	330 300	Stengt Åpen
K-4H	06.04.2000	Tarbert-1/2/3	Åpenh.skjerm	830	Åpen

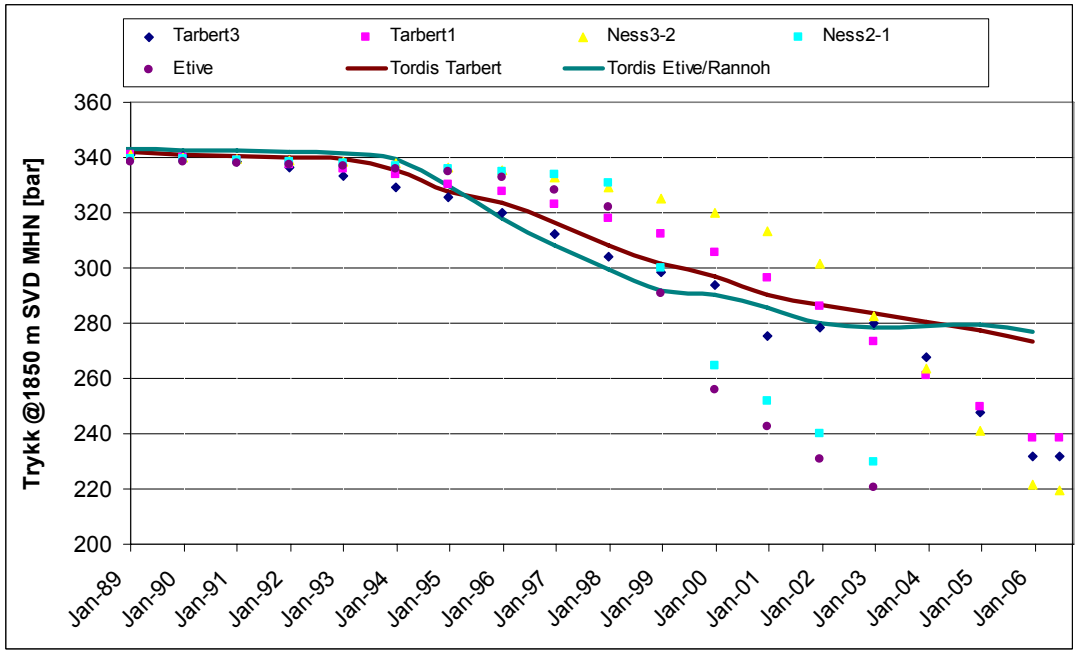
Reservoarbeskrivelse og trykkutvikling
Etter at Tordis startet produksjon i 1994 ble trykket i Gullveig dratt ned regionalt gjennom vannbassenget langs β-ryggen og i Betadalen. RFT-målinger ifm boring av K-2H og K-4H viser at trykkene sammenfaller med regionale trykktrender.

I perioden 1998 – 2003 har K-2AH produsert fra Nedre Brent og trykkavlastet dette reservoaret betydelig (se figur 4.3.5) Det er sannsynlig at barrierer for strømning i vannsonen gir en begrensning av dreneringsområdet i Nedre Brent. Større trykkfall kan skyldes dårligere strømningsegenskaper mot dyp, noe som gjør at vannbassenget reagerer sent for å etterfylle uttaket. Dette ble historietilpasset i Tordis områdemodell beskrevet i kapittel 4.4.12. En måtte konstruere en delvis isolert «boks» for å kunne representere det observerte trykkfallet. Det er ikke observert noen forkastninger på seismikk over området. Regionalt trykk fra Tordis er plottet sammen med Øvre og Nedre Brent på figur 4.3.6. Trykkutviklingen har samme tendens i Øvre Brent, hvor trykket i Tarbert er lavere enn regionale trykk. I simuleringsmodellen er det laget barriere med redusert transmissibilitet i retning mot Gulltopp (nord for Gullveig) for å kunne representere observert trykkfall i Tarbert. RFT-trykk på Skinfaks (sør for Gullveig i N4 blokk) viser samme trykk i Ness 3 som en har observert i Tarbert på Gullveig (nedihullstrykkmåler i K-4H). Kommunikasjon mot Skinfaks virker å være mer åpen (Tarbert er mindre depletert enn Ness på Skinfaks).

Produksjon fra Gullveig og Skinfaks vil påvirke hverandre kanskje mer enn trykk regionalt. Dette bør en være oppmerksom på når en vurderer ulike tiltak i disse reservoarene. Gulltopp følger mest sannsynlig ikke det store trykkfallet som en har observert på Gullveig.



Figur 4.3.5: Historisk trykk representert i hydrokarbon porevolum sonen på Gullveig for 5 utvalgte reservoar og trykksoner.



Figur 4.3.6: Gullveig for 5 utvalgte reservoar og trykksoner sammenlignet med Tordis reservoartrykk.

Videre utvikling

Trykkprognosene regionalt viser at en kan forvente et trykkfall på 15 bar i Nedre Brent i perioden 2008 – 2013 og opp til 25 bar i Øvre Brent for samme periode, ref. Tordis områdemodell kapittel 4.4.14. Dette er basert på prognoser av reservoaruttak oppgitt for felter i området (Tordis, Vigdis, GF E og D-blokk, Gulltopp, Skinfaks, Alun og Epidot) fra våren 2007, forutsatt at det ikke startes injeksjon i området.

Simuleringsstudiet og økonomiske betraktninger utført høst 2006 viste at det er lønnsomt å gjøre følgende tiltak på Gullveig:

- Tilleggsperforere Tarbert i K-2AH etter at K-4H produksjon i Tarbert er ferdig
- Sidestegsbore K-2H eller K-4H til Nedre Brent og perforere Ness og Rannoch (Etive er fløммet)
- La produksjon fra K-rammen trykkes opp vha flerfasepumpe på GFA for å kunne produsere med 35 bar lavere brønnhodetrykk.

Det er nylig utført områdestudie for Gullveig hvor en har studert videre utvikling for K-rammen. Da er de overnevnte tiltak inkludert, samt prospekter som O7A, O6A, N6B, Gullveig Statfjord, Alun og Epidot. Anbefalingene fra dette studiet er beskrevet i kapittel 9. Lavtrykksproduksjon for K-rammen ved å koble Gullveig mot flerfasepumpe på GFA blir det ikke rom for i TA 2008. Det betyr at forventet levetid for K-2AH er i begynnelsen av 2008 mens K-4H vil mest sannsynlig produsere ut 2008. Gjenværende produksjon fra disse to brønnene er ca. 0,22 MSm^3/d olje og 0,12 GSm^3/d gass. Forutsatt at Gulltopp blir produsert fra A-37C så vil neste tiltak med K-4H brønnen være et sidesteg til Gullveig Statfjord reservoaret i 2010, med salg av gass fra oktober 2010. K-2H vil da perforeres i Tarbert ca. i 2012, hvor en da forventer at Gullveig Statfjord trykk er redusert og disse kan samprodusere. Et sidesteg til Nedre Brent på Gullveig vil måtte vente til etter Gullveig Statfjord produksjon, forventet til å bli i begynnelsen av 2016.

4.3.6 Gulltopp

PUD utviklingsplan
Gulltopp er planlagt utvunnet med en plattformbrønn (A-32CT4) fra Gullfaks A-plattformen. Hovedformålet for brønnen er oljeproduksjon fra Tarbert-formasjonen, som inneholder ca. 80 % av tilstedeværende volumer i Gulltopp. Et senere sidesteg til Ness-formasjonen vil bidra til totalutvinningen.

Brønnen er planlagt komplettert med gassløft som er nødvendig når vannkuttet har nådd 30-40 %, prognosert til å skje etter 3-4 års produksjon. Ved gjennomboring av reservoaret er trykket i Tarbert-formasjonen prognosert å ha falt ca. 70 bar fra initielt trykk som følge av produksjon hovedsakelig fra Tordis, Gullveig og Gullfaks Vest. Det forventes i årene fremover økt uttak fra Tordis og Gullfaks Satelitter som vil være med på å redusere trykket på Gulltopp ytterligere. Dette har gjort at en på nytt ønsker å se på effekten av injeksjon i Vestlig Provins.

Brønnen er planlagt som horisontal i reservoarseksjonen ved et dyp på 2450 m SVD MHN. Pga. forskjellig trykk i Tabert og Ness, og på grunn av forskjellige olje/vann-kontakter, var det planlagt å unngå å åpne Ness-formasjonen for produksjon initielt. Dette for å redusere faren for tidlig vanngjennombrudd. Brønnbanen til A-32 CT4 er siden blitt ytterligere hevet (grunnere) for å unngå mesteparten av Ness og eventuelle problemer relatert til kullhorisontene.

Brønnens 8½" x 9" seksjon ble boret til 9337 m MD. Her ble det trukket ut på grunn av pack-off tendenser og et plutselig trykktap på 80 bar. På grunn av at BHA og 319 m drillpipe var mistet i hullet ble det satt en sementplugg og laget en ny brønnbane. På vei inn i hullet

med 8 ½" x 9 ½" BHA for å bore inn i reservoaret sviktet Eatonbremsen på plattformen. Grunnet utbedringsarbeid på riggen ble videre boring av A-32 CT4 planlagt i begynnelsen av 2007. I januar 2007 oppstod det imidlertid brann i transformator rom D11 på GFA og en ønsket ikke å starte videre boring på Gulltopp før skadene på dette var utbedret.

De undergrunnstekniske studier som er utført for Gulltopp er dokumentert i ref.[2]. Det ble søkt om PUD-fritak for Gulltopp (ref.[3]), noe som ble gitt av myndighetene i januar-04 (ref.[4]). Det er senere gjort en justering av petrofysisk tolking (vannmetning) som førte til en 14 % nedjustering av tilstedeværende olje. Dette ligger til grunn for økonomien i boreanbefalingen (ref.[5]), der også brønnbanen er modifisert.

Status:
Sidesteget A-32 CT4 som en nå skal begynne å bore er planlagt som et 2370 m. langt 2 seksjons sidesteg som skal bores til 10010 m MD. En holder per. 5. sept. 2007 på med RAS operasjoner i brønnen før en skal starte på boring av 8½'' seksjonen i slutten av september. Planlagt produksjonsstart Gulltopp er januar 2007 med planlagt startrate på 2500 Sm^3/Sd.

4.3.7 Skinfaks Brent

Brønninformasjon og dreneringsmekanisme
Som beskrevet i PUD[6,7] var Skinfaks Brent planlagt med en pilotbrønn og tre produksjonsbrønner. Målet for piloten, N-3 H, var å bestemme kontaktene i øvre Brent i N4-segmentet, samt å bore prospektet i nedre Brent i samme segment. Informasjon fra piloten var nødvendig for å kunne optimalisere produksjonsbrønnen, N-2 AH, som er planlagt å drenere fra segmentene N4 og N5. Segmentene N2 og N3 var planlagt drenert med en multilateral brønn, N-1 Y1H/Y2H. Dette ble forkastet og to enkelt brønner ble valgt i stedet; N-2 H til N2 segmentet og N-1/H til N3 segmentet. Planen er da at N-2 H skal sidestegsbores i ca 2016 til N4 og N5 segmentet. N-2 H ble ferdig boret som en horisontal brønn med en horisontalseksjon på ca 900 meter i August-07, der kun Tarbert var olje-/gass-fyllt. Prospektet i Nedre Brent ble gjennomboret i hælen, men med unntak av gass i Ness 1B/C var det vannfyllt.
N-1 H til N3-segmentet er boret på to ulike horisontale nivåer. Et nivå i Ness 3D (2750 m TVD MSL) og et nivå i Tarbert 2B1-3C (2757 m TVD MSL). N-1 H ble før boring hevet 10 m i Tarbert, og ligger nå på teoretisk GOK. N-1 H ble ferdigboret 7.oktober 2007.
Produksjonsbrønnen, N-5 AH, planlegges å drenere det sørlige segmentet N1 som et sidesteg fra Rimfaks-brønnen N-5 H i år 2012.
Produksjonsbrønnene på Skinfaks var planlagt plassert horisontalt 10 til 25 meter under gass/olje-kontakten og å penetrere flest mulig reservoar-sander for å opprettholde trykkstøtte fra gasskappen og samtidig forhindre tidlig vanngjennombrudd. Etter boring ligger nå N-1 H

[2] "Development Study Gulltopp Brent, BoV/BoG Reference Documentation, November 2003"
[3] " SØKNAD OM FRITAK FOR PUD FOR FOREKOMST "GULLTOPP" PÅVIST MED LETEBRØNN 34/10-47/47ST2", brev fra Statoil til OED av 24.11.2003.
[4] "Søknad om fritak for Plan for utbygging og drift (PUD) for Gulltopp", brev fra OED pr. 16.01.2004.
[5] "Recommendation to Drill PATN71, 34/10-A-32C, Gullfaks", rapport LET BEV DRB 040016R av 23.04.2004.
[6] Plan for utbygging og drift for Skinfaks og endret plan for utbygging og drift for Rimfaks, SRI-RA-00037, desember 2004.
[7] PDO, Skinfaks/Rimfaks IOR, Reference Document, Development Study for Skinfaks Brent – Reservoir Technology, SRI-RA-00045, desember 2004.

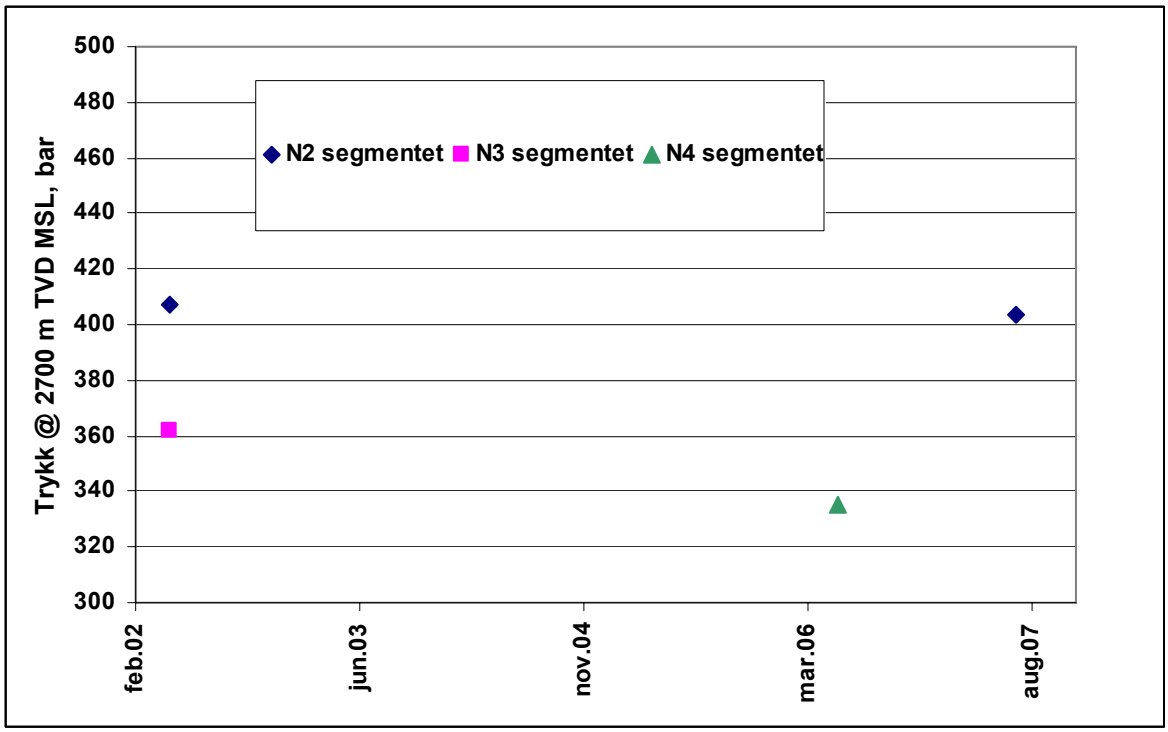
og N-2 H nærmere gasskappen enn planlagt. Dette har å gjøre med at kontaktene var usikre (spesielt i N2 segmentet), og at N-1 H ble hevet 10 m. Nedihulls sonekontrollutstyr DIACS (Downhole Instrumentation and Control System) vil bli installert i brønnene for å få bedre forståelse av og kontroll over innstrømmingen av vann, olje og gass til brønnen.

Tabell 4.3.7.: Planlagte produksjonsbrønner på Skinfaks Brent pr. september. 2007

Brønn	Oppstart	Produksjonsintervall	Komplettering
N-1 H	06.10.2007	Tarbert & Ness 3D	DIACS, gassløft
N-2 H	03.09.2007	Tarbert	DIACS, gassløft
N-2 AH	01.01.2016	Tarbert & Ness 3D	DIACS, gassløft
N-5 AH	01.01.2012	Tarbert & Ness 3D	DIACS

Reservoarbeskrivelse og trykkutvikling

MDT-trykkene fra letebrønnene 33/12-8S og 33/12-8A fra 2002 viste 8-39 bar trykkfall i N3-segmentet og 5-11 bar trykkfall i N2-segmentet. Piloten N-3H viste et trykkfall på 19-77 bar i N4 segmentet i juni 2006. Trykkfallet i de nordlige segmentene (N3, N4 og N5) er en følge av produksjon fra omkringliggende felt (Tordis, Gullveig etc.) Tordis har siden 1994 fått støtte fra vannbassenget som Skinfaks også kommuniserer med. Likevel forventes det å være god trykkstøtte fra det store vannbassenget for Skinfaks. Det forventes også at det er god trykkstøtte fra vannbassenget i sør som gir støtte til N1- og N2-segmentene. Nye trykkmålinger i N2 segmentet under boring viste trykkfall på 5-15 bar, dvs omtrent det samme som i 2002. Dette viser at vannbassenget utenfor N2 ikke kommuniserer så godt nordover. Dreneringsstrategien er naturlig trykkavlastning med trykkstøtte fra underliggende vannbasseng og gassekspansjon fra gasskappen. I tillegg, vil gassløft bli installert i de to nordlige brønnene (N-2H/AH og N-1 H). Ettersom reservoartrykket faller og vannkuttet i brønnene øker, sikrer gassløft en lengre produksjonsperiode. Det er vurdert til ikke å være økonomisk og forlenge gassløftsystemet til satellitten i sør (segment N1).



Figur 4.3.7: MDT trykk for segment N2, N3 og N4 på Skinfaks

Videre utvikling
Pr. september 2007 er N-3H og N-2H ferdigstill og N-1H er under boring. Prognosert produksjonstart for N-1H er 1. Desember.

4.4 Simuleringsmodeller

4.4.1 Gullfaks HF Brent fullfeltsmodell

En fullfeltsmodell for Brent er bygget og historietilpasset opp til høsten 2006. Det eksisterer både en svartoljemodell og en komposisjonell modelll, men det er den komposisjonelle modellen som brukes til prediksjonskjøringer. Denne modellen blir brukt ifm Gullfaks Ambisjon Prosjekt (GAP) og GF mot 2030 vurderinger. I tillegg blir segmentmodeller klippet ut fra fullfelsmodellen og brukt til ulike spesialstudier.

Den eksisterende Brent-modellen har feil fordeling av reserver mellom ulike områder av feltet, og stemmer dårlig overens med enkelte observasjonene og nye brønner som er boret siste årene. Høsten 2006 ble det derfor startet arbeid med å bygge en ny Brent fullfeltsmodell som skal brukes sammen med 4D-seismikk og annen datainnsamling i arbeidet med å identifisere nye boremål, samt å verifisere identifiserte boremål. Det blir sett på hva som kan gjøres for å få en ny eller oppdatert Brent fullfeltsmodell. Parallellt med bygging av ny G&G-modell (Ref 3.5.1) er reservoardata gjennomgått og kvalitetskontrollert. Det er også bygget en forenklet fullfeltsmodell for å kunne beskrive de største usikkerhetene på et tidlig tidspunkt.

4.4.2 Gullfaks HF Cook

Høsten 2006 ble den geologiske modellen som danner grunnlaget for den nye simuleringsmodellen for Cook ferdigstilt. Den geologiske modellen ble oppskalert til fullfelts simuleringsmodell og kvalitetssikret i januar 2007. Fullfeltsmodellen ble deretter besluttet splittet opp i tre del modeller basert på kommunikasjonsstudier med fullfeltsmodellen; Fase-1 modellen dekker G og H rekken, Fase-2 modellen dekker segmentrekke I og J bortsett fra segment I1, som det er laget en egen segmentmodell for.
Fase-1 modellen og I1 modellen er inne i sluttfasen og antas ferdig historietilpasset i løpet av høsten 2007. For Fase-2 modellen startet historietilpassingen noe senere (juni 2007), og modellen er derfor ikke kommet like langt i historietilpassingsprosessen. Det antas at denne modellen er ferdigstilt innen januar 2008. De viktigste tilpassningsparametrene i alle tre modellene er vertikal transmissibilitet, transmissibilitet over forkastninger og produksjonsfordeling mellom de ulike lagene i de frakturerte brønnene.

Formålet med modellene er å øke forståelsen av det dynamiske bildet og til bruk for reserveestimering og brønnprognoser. Det forventes at denne modellen skal erstatte de gamle modellene som inneholder store usikkerheter, og som ikke har vært vedlikeholdt de senere årene.

4.4.3 Gullfaks HF Statfjord

En egen modell over I1 segmentet er oppdatert og historietilpasset. Modellen har svakheter og det er derfor anbefalt å bygge en ny geologisk modell av I1-segmentet, og deretter en ny simuleringsmodell. En ny geologisk modell bør inkludere lufttolkning slik at sonering og laghelling blir korrekt. Den eksisterende modellen er ikke dyp nok til at den dekker B-40A som er injektoren i segmentet. I tillegg er det mange kollapsede celler i modellen.

Høsten 2003 ble modellbygging av en ny geologisk modell for Statfjordformasjonen startet i Irap RMS v7. På grunn av tekniske problemer ble strukturmodellen først ferdig sommeren-04. S1 og S2 ble facies modellert høsten 04. Den petrofysiske modellen ble fullført sommeren 05. En simuleringsmodell i Statfjord med fokus på K- og L-rekken, samt I2A og J-rekken er bygd. Sverdrup på østsiden av GF HF er inkludert i modellen. Krans og Lunde er inkludert i form av grove volumer for å få bedre materialbalanse og muligheter for væskestrøm. Vannvolumer i fra vest siden er inkludert i form av oppblåste volum eller numeriske aquiferer. Per september 2007 historietilpasses modellen. Forkastninger gir store utfordringer, sommeren 07 ble ca 10 nye forkastninger tilpasset inn i simuleringsmodellen. Modellen forventes ferdig historie tilpasset vinteren 08.

På sikt bør det bygges en ny geologisk modell hvor Krans og Sverdrup er inkludert som grunnlag for ny simuleringsmodell. Alle lagene bør være facies modellert. Struktur modellen bør være redigerbar i større grad slik at ny brønninformasjon lettere bygges inn enn i dagens modell.

4.4.4 Gullfaks Sør Brent

Ny reservoarsimuleringsmodell ble laget høsten 2002, og erstatter den gamle modellen der blokkene har vist seg å være for grove. Modellen er basert på ny geologisk modell for Gullfaks Sør Brent, som ble ferdigstilt våren/sommeren 2002.

Modellen er en «black oil» modell med gass løst i oljen (Rs) og olje løst i gassen (Rv). Blokkene i simuleringsmodellen er fra 50x50 til 70x70 meter horisontalt og 5-10 meter vertikalt. Modellen har 33 lag, og segmentene har opptil 100 000 aktive gridblokker. Flux-opsjonen brukes for å kjøre enkeltsegmenter slik at kjøretiden reduseres. Den er aldri blitt kjørt som en fullfeltsmodell. Nye PVT-data, relativ permeabilitet, kapillærtrykk, vannmetning, barrierer, etc. er lagt inn i modellen.

Historiske produksjonsdata fra produksjonsstart i mars 1999 og frem til jan 2007 er lagt inn i modellen ved hjelp av programpakken Schedule. Segmentene 13A/B og 14A/D ble historietilpasset vinteren/våren 2007. Tilpasningen for 13 A/B er fortsatt god og men 14AD er god for M-brønnene, men ikke tilstrekkelig god for A-47. 13C/D er ikke oppdatert siden 2005 og må historietilpasses til nye produksjons- og trykkdata. Modellen for 13C segmentet viser for høyt trykk i omtrent alle lag i forhold til trykkpunkter logget i brønn D-3CH i mai-05. Modell for 12A segmentet med brønn F-3 ble historietilpasset sommer 2007 og modellen viser tilfredsstillende match.

Simuleringsmodellen er et verktøy som nå brukes for å vurdere brønntiltak og videre dreneringsstrategi, samt danner grunnlag for å estimere utvinnbare reserver.

MBAL
Materialbalanseverktøyet MBAL («Black Oil») er tatt i bruk for flere brønner i Gullfaks Sør Brent. Det er foreløpig gode erfaringer med bruken av MBAL, spesielt for L-brønnene. Det er veldig bra samsvar med historietilpasningen i MBAL og Eclipse for L-brønnene. MBAL er et godt støtteverktøy for gassbrønner ved siden av Eclipse.

4.4.5 Gullfaks Sør Statfjord

Ny geologisk modell, bygget i RMS var ferdigstilt august 2007. Basert på denne geologiske modellen er ny simulerings modell under bygging og vil bli historietilpasset høsten 2007. Formålet med modellen er å øke forståelsen av det dynamiske bildet og til bruk for reserve-estimering og brønn prognoser. Det forventes at denne modellen skal erstatte de gamle modellene som inneholder store strukturelle usikkerheter.

4.4.6 Rimfaks Brent

Basert på nyere geologisk, strukturell og petrofysisk tolkning av Rimfaks Brent reservoaret er det bygget en geologisk modell (Irap RMS) i 2001/2002. Med utgangspunkt i denne er det bygget en ny komposisjonell (Eclipse 300) reservoarsimuleringsmodell. Modellen ble bygget i løpet av 2002. Denne modellen er benyttet til all prognoserapportering i RSP05. Reservoarmodellen har en finhet på 54x90x26 grid blokker, hvor omlag 86800 er aktive gridblokker. Celletykkelsen varierer lateralt mellom 0,05 m til 33 meter. Reservoaret består av i alt 26 soner, med 9 soner i Tarbert, 12 soner i Ness, 1 sone i Etive, 3 soner i Rannoch, og 1 sone i Broom formasjonen. Rimfaks Brent har en rimelig stor utbredelse på ca. 4 km ganger 8 km, mens hydrokarbonsonen har en utbredelse på om lag 2 km ganger 8 km.

Reservoarfluiden er modellert som 6 pseudokomponenter. Det er ikke gjort noen nyere PVT-arbeid etter PUD-fasen (1995), og derfor er modellen basert på samme PVT input som den gamle modellen.

Det er gjort en jobb for å historietilpasse modellen våren 2007. Et nytt scheduleprosjekt med historie frem til og med mai 2007 er laget. Under historietilpassningen er modellen konvertert til en Black-Oil modell for å spare simuleringstid ved bruk av MEPO som assistert historetilpassning. Det antas at en ny historietilpasset modell vil være klar høsten 2007.

4.4.7 Rimfaks Cook

Det er laget en 3D geo-modell og en 3D Eclipse numerisk simuleringsmodell for Rimfaks Cook som en del av en hovedoppgave ved Høyskolen i Rogaland våren 2002 (H. F. Veland). Det ble gjort en reservoarteknisk studie av utvinningen. Studiet ble rapportert til partnere og myndigheter i papirformat januar 2003. Rapporten ble lagt på LicWeb i uke 37, 2004.

4.4.8 Rimfaks Statfjord

En oppdatert Eclipse 100 modell ble etablert våren 2003. Modellen er basert på en revidert geologisk modell fra 2002 hvor det er tatt hensyn til data samlet inn under boring av alle produsenter og injektorer i Rimfaks Statfjord. Den nye Eclipse-100 modellen erstatter den tidligere modellen som var fra før 1998. Det eksisterer også en modell som ble brukt for PUD i 1995.

Den nye modellen består av 26 lag og har ca. 50 000 aktive blokker – noe som er en dobling av antallet sammenlignet med modellen fra 1998. Modellen ble initialisert i løpet av høsten 2002. Med utgangspunkt i data fra nye brønner (siden sist modell ble bygget) ble PVT-data, relativ permeabilitet, kapillærtrykk, vertikale barrierer, etc. oppdatert.. Nye PVT-data som er framkommet fra analyser av prøver fra H-2H, er lagt inn i modellen. Det gir en noe mer kondensatrik gass enn tidligere, og det er også lagt inn en gradient mot dyp for kokepunktstrykket.

Ny historietilpasning fram til mai-06 har blitt utført i perioden 2006/2007 vha. MEPO. Før ny tilpasningen fant sted ble kapillartrykkskurvene korrekt implementert i modellen samt at relativ permeabilitetskurvene har blitt gjort globale. MEPO-tilfellene som ga best tilpasning til allokerte data var HM11_8 og HM12_2. De viktigste usikkerhetsparameterne som ble justert i MEPO var: Permeabilitet, porevolum (og dermed tilstedeværende hydrokarbonmengde), transmissibilitet i z-retning, forkastningstransmissibiliteter, Corey-eksponent på vannrelperm-kurvene, antall aktive blokker i vannbassenget, WPIMULT for brønnconnections. Det ble matchet mot feltvann-, feltolje- og feltgassrater samt MDT-trykk implementert som blokktrykk. God match ble oppnådd på feltnivå mens avvikene på brønnivå var større.

De historietilpassede modellene er blitt brukt til å kjøre sensistiviteter for fremtidig reservoaroppførsel (både black-oil og komposisjonelle modeller). Alle prediksjoner er basert på trykkvedlikehold i reservoaret inntil nedblåsing starter. Nedblåsningen av gasskappen på Rimfaks Statfjord er planlagt 1. okt. 2011. Det er derfor kjørt sensitiviteter på olje- og gassproduksjon samt utført økonomisk analyse for å finne optimalt tidspunkt for stans gassinjeksjon. Disse resultatene viser at tidlig nedblåsning av gasskappen er å foretrekke hvis kun nåverdi legges til grunn.

Brønn H-2AH er den eldste produsenten i reservoaret og ble stengt inne i desember -05 grunnet skader på en sikkerhetsventil. Denne brønnen settes i produksjon igjen så raskt som mulig da oljeproduksjonen fra denne brønnen var betydelig. Det er videre bare en aktiv injektor i Rimfaks Statfjord (J-4H) nå da injektoren J-1H ble plugget og overført til Rimfaks Brent i desember-05. På grunn av begrenset mengde injeksjonsgass virker det som Rimfaks Statfjord nå vil gå inn i periode med underinjeksjon av gass, noe som medfører et synkende reservoartrykk. Simuleringer indikerer at dette muligens ikke vil ha betydelige konsekvenser på kort sikt mht. oljeproduksjonen, men at oljereservene sannsynligvis vil gå betydelig ned på lang sikt (total oljeproduksjonen fram til feltet blir stengt ned).

4.4.9 Skinfaks Brent

Våren 2003 ble det bygget en Eclipse 100 simuleringsmodell for Skinfaks Brent-segmentene N1, N2, N3, N4 og N5. Denne er beskrevet i PUD fagbindet for reservoarteknikk for Skinfaks Brent (PDO, Skinfaks/Rimfaks IOR, Reference Document, Development Study for Skinfaks Brent – Reservoir Technology, December 2004, SRI-RA-00045). Formålet med simuleringsmodellen var å estimere utvinnbare reserver, optimalisere brønnbaner for hvert segment og evaluere forskjellige dreneringsstrategier.

Simuleringsmodellen har blokkstørrelser på 65 m x 65 m i hydrokarbonsonen og 45 lag, som er det samme som i den geologiske modellen. Den inneholder totalt 100 856 aktive blokker.

Simuleringsmodellen ble tilpasset de målte MDT-trykkene fra brønnene 33/12-8S og 33/12-8A fra 2002 som viste 8-39 bar trykkfall i N3-segmentet. Det ble antatt initielt trykk i N2-segmentet (senere er dette estimert til 5-11 bar). Trykkfallet i de nordlige segmentene (N3, N4 og N5) ble modellert ved bruk av numeriske aquifere som ble tilpasset det regionale trykkfallet langs Betaryggen som følge av produksjon fra andre felt i området.

Simuleringsmodellen ble modifisert og historietilpasset igjen våren 2007. MDT-trykk fra N-3H ble tilpasset i tillegg til de overnevnte trykkene. Modelljusteringene besto i utelatelse av N1- og N2A-segmentene for å redusere regnetiden (Det er tidligere laget en egen simuleringsmodell for N1-segmentet). Volumene i N2A er for små til at det er aktuelt å bore til dette segmentet. Det antas ikke å være trykkommunikasjon mellom N2 og N1). Vannbasseng og modellering av kommunikasjon er omdefinert slik at også N2-segmentet ble modellert vha. numerisk aquifer og tilpasset det regionale trykkfallet langs Betaryggen. En ekstra aquifer ble koblet til nord for N5-segmentet for å representere trykkreduksjonen i Gullveig og MDT-trykk fra N-3H. Et nytt Schedule-prosjekt med oppdaterte data ble laget og historietilpasningen ble utført vha. MEPO3.
MDT-trykk fra N-2H, samlet inn 21.07.2007, samsvarer bra med modellen.

Skinfaks er nå i boreafasen og simuleringsmodellen brukes aktivt til videre optimalisering av brønnbanene.

4.4.10 Gullveig Brent

Tidligere simuleringsarbeid er beskrevet i RSP-03 samt rapporten «Gullveig Brent Reservoarstudie» fra april 2003.

Det ble foretatt en oppdatering av modellen våren 2004, der de viktigste punktene er listet under:

- Overgang fra E100 (Black oil) till E300 (komposisjonell modell)
- Betydelig økning i lateral kommunikasjon (permx), fremst i Tarbert3/2B
- Separat likevektsregion i Ness3/2C. Samme PVT som i Tarbert men forskjellig kontakt.
- Justering av vertikale barrierer. (Ikke kommunikasjon mellom T1A og N3D samt mellom T2B og T2A).

- Oppdatering av brønnplassering
- Marginal økning av vannbassengstørrelse.

I løpet av 2006 ble Gullveig Brent modellen på ny historietilpasset. E100 modellen ble igjen tatt i bruk først og fremst fordi det ikke er gassinjeksjon på Gullveig Brent, samt at produksjonsdataene på GFA ikke måles på komponent nivå. Videre er E100 betydelig raskere enn E300 modellen og egner seg derfor bedre til assistert historietilpasning.

Arbeidet har bestått i kvalitetsjekk av inngangsdata:

- Produksjonsdata
- Trykkdata (reservoartrykk og RFT data)
- PVT data (oppsett for MEPO).

Endringer i modellen for å oppnå økt hastighet:

- Redusert antall gridblokker i vannsonen
- Vannbasseng modellering endret – GPMAINT
- Færre brønner i modellen, delt inn i trykksoner
- Optimalisert tuning kort.

Modellen er som nevnt delt inn i 5 trykksoner (Tarbert 3, Tarbert 1-2, Ness 3-2, Ness2-1, Etive/Rannoch). Hver av disse sonene har fått tildelt ett GPMAINT brønnpar (injektor og produsent), som tilpasser historisk reservoartrykk i hydrokarbon porevolum sonen på Gullveig. I tillegg er det laget et mindre vannbasseng. Denne avbalanserer raske trykkfall for å unngå oscillering av trykk i modellen.

Det ble tidlig i modellarbeidet indikert at volumet i Nedre Brent burde økes. Det er derfor med stor sannsynlighet kommunikasjon med Øvre Brent fra prospekt O7A inn mot Nedre Brent på Gullveig over hovedforkastningen. Det ble derfor inkludert et tilleggsvolum i forkastningsområdet i modellen som representerer dette volumet fra Øvre Brent.

Historietilpasningen ble gjennomført vha MEPO hvor en definerer usikre parametere i ett søkerom. De parametere i modellen som ble definert som usikre er:

- Vann-oljekontakt
- Gass-oljekontakt
- Permeabilitet
- Vertikal transmissibilitet
- Brønn produktivitet.

Data som ble matchet i modellen er:

- RFT trykk (34/10-37 og 37 A i 1995, K2AH i 1998 og K4H i 2000)
- Reservoartrykk utvikling for de 5 trykksonene (initielt en iterasjonsprosess ved hjelp av RFT data, og strømmende trykkdata. MEPO genererte profilene for å få trykk match med RFT).

Senere har en benyttet områdemodell (VP-III) som input av historisk reservoartykk, hvor en har historietilpasset regionale trykk. I tillegg er prognoserte reservoartrykk fra områdemodellen brukt som input til Øvre og Nedre Brent.

- Produksjonsdata (olje, vann og gass)
- K-2AH i Nedre Brent 1998 – 2003
- K-2AH reperf. I Øvre Brent 2003 – jul 2006
- K-4H Øvre Brent - 2000 -> jul 2006
- Strømmende brønntrykk
- K-2AH brønnhode trykk
- K-4H bunnhullstrykk (DHPG)

Historietilpasningen har 1-2 bar avvik i forhold til RFT-data. Tilpasningen av produserte data viste god match for K-4H og K-2AH Nedre Brent. For «K-2H reperf» i Øvre Brent, er modellen ikke god nok. Her er det gass som produseres som forlenger levetiden på brønnen. Denne gassen kan ikke komme fra gasskappe i Ness 3. Det er derfor svært sannsynlig at gassen produseres fra Tarbert ved større trykkfall (som skaper trykkforskjell mellom Ness 3 og Tarbert 1).

Her er det to muligheter:

- Lekkasje bak sement opp mot som Tarbert
- Vertikal barriere som åpner seg ved en visst trykkforskjell.

Ved videre arbeid for prognosering av K-2AH i Ness 3 kan en tilpasse dette i modellen.

Hovedresultatene for å kunne nå en god historietilpasning har vært:

- Inndeling av Brent i 5 trykksoner som nevnt
- Regionale trykktrender matcher ikke lokale trykkfall på Gullveig
- Input til modellen er områdemodell ift. reservoartrykkprognoser
- Olje/vann-kontakten i Ness 3 synes å være grunnere enn Tarbert
- Ca. 2590 TVD MSL sammenlignet med 2622 m TVD MSL i Tarbert.

I Nedre Brent synes olje/vann-kontakten å være dypere enn Tarbert i området 2630-2650 mTVD MSL. Dette gir et større tilstedeværende volum som kan komme fra O7A. Hvis dette er tilfelle vil en oppnå god tilpasning av modellen med grunnere olje/vann kontakt. Tilstedeværende volum på Gullveig ser ut til å kunne være høyere enn tidligere antatt (NB. Dette er resultater fra simulering og ikke offisielle tall)

4.4.11 Gullveig Statfjord

I løpet av høsten og vinteren 2003/2004 ble det etablert en Eclipse 100 simuleringsmodell for gassreservoaret Gullveig Statfjord. Det er en enkel modell delt opp i to segmenter, hovedsegmentet i vest og et nedforkastet segment i øst. Kommunikasjonen over denne forkastningen er en av de viktigste usikkerhetene i modellen. Andre usikkerheter av betydning er:

- Tilstedeværende ressurser (usikkerhet i GIIP på grunn gasseffekt)
- Størrelse og utbredelse av vannbasseng

- Permeabilitet i vannsonen
- PVT beskrivelse (MDT-prøve feilet).

I basecase scenariet; Ved å bore et sidesteg fra K-2AH i 2013, regner man med en risket (P50) utvinningsgrad på 60 % for gass og 57 % for kondensat.

Det er skrevet en rapport som i detalj beskriver simuleringsarbeidet på Gullveig Statfjord; «Reservoarteknisk simuleringsstudie av Gullveig Statfjord-formasjonen september 2004» (Dok nr. TO GF-04 00027). I tillegg finnes det detaljert informasjon på følgende Arena-database: UPN TO GF RU SAT under 3.1 Gullveig Statfjord.

Det er blitt utført et reservoarteknisk studie av Gullveig Statfjord i 2006. Inngangsdata som løftekurver for brønn og rør til GFA er gjennomgått og funnet ok. Det er simulert effekter av en del variabler:

- PVT formulering (Pi = 424 bar, Pd = 308 vs 365 bar)
- Transmissibilitet over forkastning mellom øst og vest
- Størrelse og utbredelse av vannbasseng
- Residuell gassmetning
- Permeabilitetsgradienter mot dyp i vannsonen
- Horisontale barrierer
- Mottakstrykk på GFA.

Disse usikkerhetene er sett i sammenheng med ulike brønnløsninger:

- En vertikal brønn i vest (som i 2004 studiet over)
- To vertikale brønner, en i vestlig og en i østlig segment.
- To vertikale brønner som over, der en forbores og produserer en periode, før den stenges og da åpnes brønn to i østlig segment.

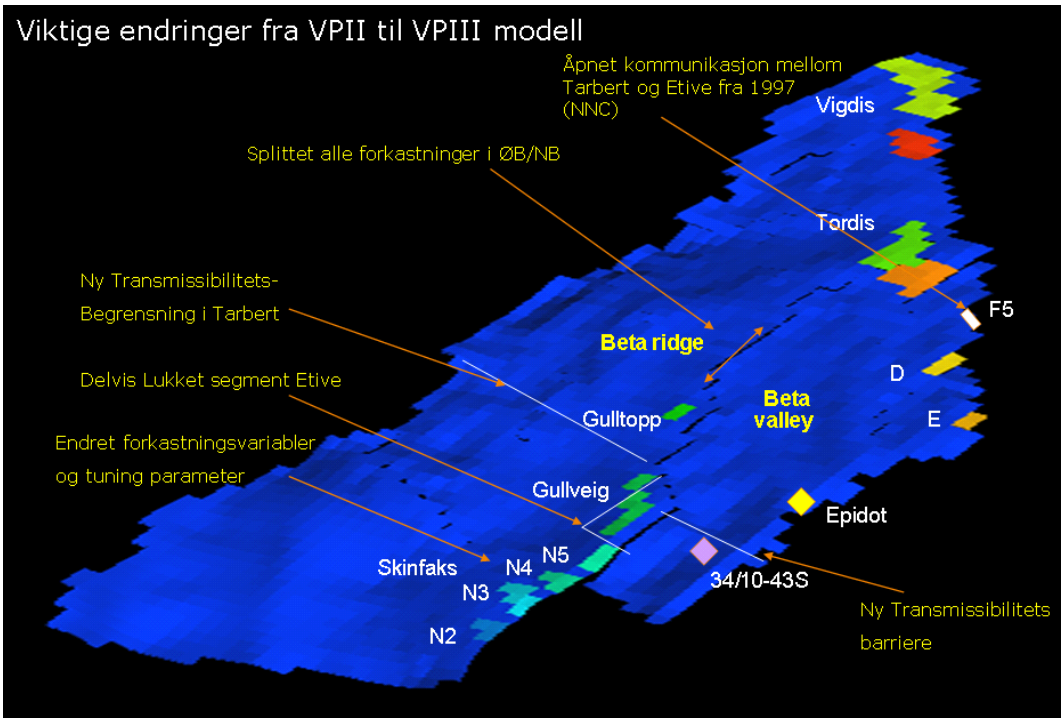
Konlusjoner fra simuleringstudiet er:

- Gassutvinning øker med ca. 3 %, med kun en brønn i østlig segment sammenlignet med en brønn i vestlig segment
- Trykkdata fra den første brønnen kan gi opplysning om forkastningens egenskaper, som betyr at brønn to kan vurderes forutsatt at ikke østlig segment dreneres (Ps. Dette tiltaket vil da konkurrere med tilleggsperforering i Tarbert som nevnt i det foregående kapittel).
- Det optimale var å åpne brønn nummer to ca. 1.5 år etter den første brønnen startet produksjon
- Med lukket forkastning så blir utvinningen redusert med ca. 40 % sammenlignet med åpen forkastning
- Reduksjon av vannproduksjon er ikke mulig ved selektiv komplettering eller komplettering kun i øverste reservoarsand
- Duggpunktet avgjør i stor grad utvinningen av gass relativ til olje, sammen med trykkstøtten i reservoaret. Det anbefales å benytte mindre forventning til trykkstøtte sammenlignet med 2004 studiet. Dette gjør at reservoartrykket faller raskere, en går gjennom duggpunktet raskere og en vil produsere mer gass og noe mindre olje.

Forventet tilfelle etter 4 års produksjon fra studiet er en utvinning på 3.0 GSm^3/d gass og 0.68 MSm^3/d olje.

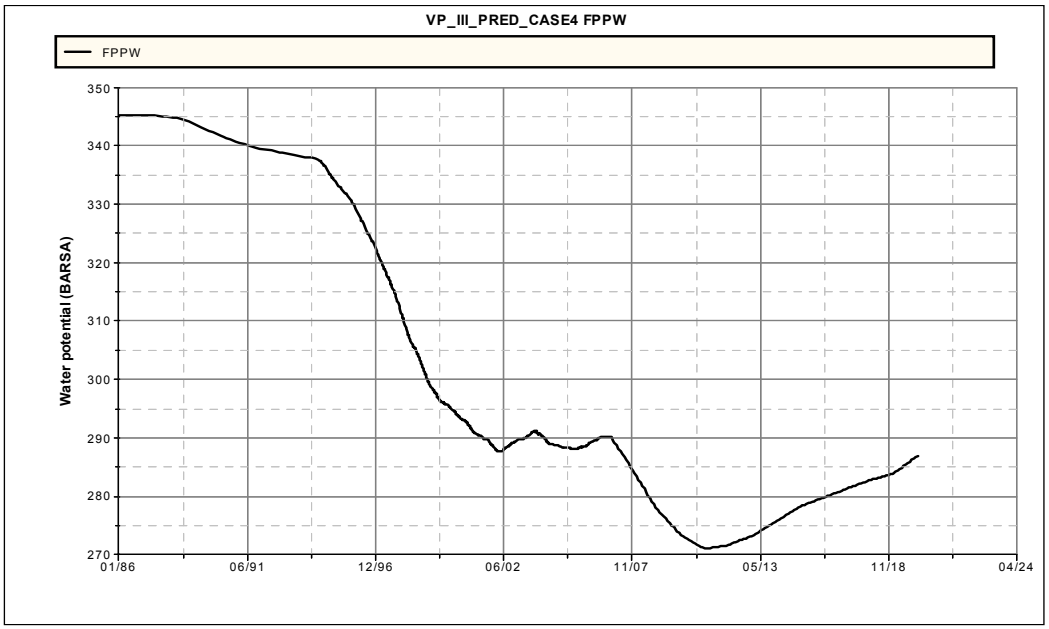
4.4.12 «Tordis Områdemodell»

En regional reservoarsimuleringsmodell (Eclipse) over Brent reservoaret i vestlig provins, ble sommeren 2003 etablert for de områdene som er antatt å kommunisere. Modellen dekker Gullfaks Vest, Tordis, Gulltopp, Gullveig, Vigdis, nordlig del av Skinfaks (N3, N4 og N5) og Epidot. Modellen er en enfase vannmodell med gridblokker på 500 x 500 m horisontalt. Vertikalt er modellen delt i fem lag Tarbert, Ness3, Ness2, Ness1 og Etive/Rannoch. Det er tidligere konkludert med at Øvre Brent i Vestlig Provins er i kommunikasjon med Øvre Brent fra Gullfaks. Kommunikasjonsveien er usikker, men det kan synes som F5 blokk driver trykket i D, og E blokk samt Tordis. Modellen har historiske data fra brønner i regionen fra 1987. Den benyttes til å studere trykkutviklingen i Vestlig Provins som funksjon av reservoaruttak. Trykkprognoser fra områdemodellen er underlag for reservoartrykk i simuleringsmodellene for Gullveig, Skinfaks og Epidot. Modellen ble historietilpasset i 2006/2007. Historiske data ble gjennomgått, og modellen ble oppdatert med trykk og produksjon for perioden 2004 – juni 2006. Uten større tilpasninger var observert og simulert trykk for Øvre Brent samsvarende. For perioden 1998 og senere så en et større avvik i Nedre Brent, hvor modellen manglet energi (20-30 bar) i forhold til observerte trykk. Det var lite trykkdata i Nedre Brent for denne perioden ved historietilpasningen i 2003/2004. Ved å åpne kommunikasjon fra Øvre Brent HF mot Nedre Brent vestlig provins, så fikk en god overenstemmelse i forhold til historiske trykk. Nedre Brent er svært mektig i F-blokk området som gjør denne kommunikasjonen sannsynlig. I tillegg ble det gjort lokale tilpasninger i forkastningsområder for reservoarene Gulltopp, Gullveig og O6B (se fig. 4.4.1)



Figur 4.4.1: Tilpasninger i oppdatert områdemodell (VP-III).

Netto væske og gass uttak (produksjon – injeksjon) fra Vestlig Provins har frem til og med juni 2006 vært rundt 60 MRm3. Dette har ført til et gjennomsnittlig trykkfall i Vestlig Provins på rundt 60 bar. Trykkfallet i Øvre Brent har vært større enn i Nedre Brent. Trykket i Vestlig provins stabiliserte seg i perioden fra 2001 til 2006 men er antatt å falle ytterligere 20 bar de neste årene, i hovedsak som følge økt produksjon på Tordis, Gullfaks Vest og Gullfaks Satellitter.



Figur 4.4.2: «Reservoar trykk» for Vestlig Provins @2222m.

På bakgrunn av forventet trykkfall i Brent, og de konsekvenser dette kan ha for borbarhet og reserver i området, har en satt igang et studie i forhold til økt injeksjon i området. Effektene av injeksjon med hensyn på trykk er så langt studert ved hjelp av områdemodellen.

4.5 Sporstoffinjeksjon på Gullfaksfeltet

Et sporstoff er en radioaktiv eller kjemisk substans som blir tilført en injektor. Sporstoffet kan være i gassform eller løst i vann, alt etter om det injiseres i en gass- eller vanninjektor. Formålet med sporstoffinjisering er reservoarovervåking og bedre kunnskap om flømmingsmønster og -veier mellom segmenter. Oppdatert tabeller over injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet er gitt i tabellene 4.5.1-6. Prøvetaking av gass og produsert vann blir utført for å observere tilbakeproduksjon av sporstoff. Dette skjer i henhold til et fastlagt program som blir endret ved behov.

I løpet av høsten 2004 og våren 2005 ble det gjort et arbeid på å forbedre prøvetakings- og lagringsprosessen. Prøver sendes nå direkte til IFE og lagres i ett år fr de sendes til permanent lagring hos RESLAB.

Alle sporstoffdata oppdateres ukentlig av IFE (IFE database) og overføres til DBR, som er vår offisielle tracer database.

DSS 2003 - Dynamic Surveillance System 2003 – er et Landmark verktøy som gir grafisk interface for å evaluere forskjellig data og er Statoils offisielle visualiseringsverktøy for produksjonsdata inkludert sporstoffdata. Det er en stor fordel å se produksjonsrater av vann og sjøvann sammen med sporstoffdata. Det er fortsatt noe arbeid som må gjøres for optimalisering av verktøyet DSS, og det har dessverre oppdaget noe feil i plottene. Derfor anbefaler vi at dataene som plottes fra DSS alltid kontrolleres med tabellene i DBR.

Tabell 4.5.1 Injiserte sporstoff og resultat er av injeksjonene på GF-feltet - øvre Brent

Øvre Brent vanntracer

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjo brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
B-36AT2	E/H4		10.10.1997	4-FBA	200 kg		se Nedre Brent							
C-17	T.N	H6	23.07.1999	2,6-DFBA	145 kg	50	C-15C	T	I5	09.09.2004	1875	2340	1,2	1,7
						50	B-26AT5	T	H5	13.02.2006	2397	2640	1,1	0,06
						50	C-23A	N	I4	(10.09.2000)		2570		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-3, B-3A, B-4A, B-5AT3, B-15AT4, B-20 B-26AT5, B-28, B-30, B-4A, C-3, C-15AT2, C23														
B-18	T.N	H6	24.07.1999	2-FBA	145		B-3A	T.N	H5	24.03.2004	1705	3260	1,9	0,2
							B-34	T	H2	07.04.2004	1719	3740	2,2	0,8
							B-26AT5	T	H5	07.07.2005	2175	1900	0,9	0,3
							B-1BT4	T	H4	16.03.2005	2062	3080	1,5	0,2
							B-23	T.N	H4	16.02.2006	2399	3360	1,4	
							B-28	T.N	H6	(30.08.2000)		800		
							C-15AT2	T.N	I5	(13.08.2000)		1680		
							B-4A	T	H2	(16.01.2007)		4540		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-3, B-4A, B-5AT3, B-15AT4, B-20, B-30, B-41, C-3, C-23A, C-27, C-33														
B-22A	T.N	G5	13.12.2001	3,4-DFBA	95 kg		B-9	T.N	G5	12.02.2002	61	240	3,9	3,6
							B-9A	N	G5	02.07.2004	932	1170	1,3	0,5
							B-21B	T	G4	19.01.2005	1133	760	0,7	0,1
							B-24	RN.NE	G5	(15.01.2007)		1190		
							B-34	T	H2	(16.01.2007)		1260		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-6A, A-31, A-33, A-39A, B-1BT4, B-4A, B-23, B-27AT2, B-37														
B-16	T	F5	10.03.2003	2,6-DFBA	310 kg		B-13AT2	T	F5	03.07.2006	1211	1080	0,9	
							B-21B	T	G4	(16.01.07)		2120		
							B-27AT2	T	G6	(16.01.07)		2080		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-16, A-21A, A-23, B-13AT2, B-21B, B-27AT2														

Tabell 4.5.2. Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på GF-feltet - nedre Brent vannsporstoff

Nedre Brent vannsporstoff

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segme	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
A-5H (I)	RN	H1	15.04.1987	HTO	15 000	5	A-2AH	RN	H1	19.03.1988	339	320	0,94	Se A-5(II)
							A-1H	RN	H1	16.10.1988	550	720	1,31	Se A-5(II)
							A-17 (II)	RN	H1	se A-5H(II)		580		Se A-5(II)
							A-13	RN	G1	10.09.1989	879	1480	1,68	-
							A-21	TA	F5	22.09.1989	891	1680	1,89	-
							A-3H	RN	H2	22.10.1989	921	840	0,91	Se A-5(II)
							A-39A	RN	H1	se A-5H(II)		600		Se A-5(II)
							A-35	RN	H1	se A-5H(II)		1000		Se A-5(II)
							A-14	RA	G3	24.06.1989	801		0,00	-
							B-4			16.07.1990	1188	1600	1,35	
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-8R, A-10, A-28, B-2, B-5, B-6, B-7							
A-5H (II)	RN	H1	16.08.1988	HTO	5000	5								
							A-2AH	RN	H1	se A-5H(I)		320		13,8
							A-1H	RN		se A-5H(I)		720		4,3
							A-17 (II)	RN		22.06.1989	310	580	1,87	4
							A-13	RN		se A-5H(I)		1480		-
							A-21	TA		se A-5H(I)		1680		-
							A-3H	RN		se A-5H(I)		840		0,2
							A-28			16.08.90				
							A-39A	RN		20.12.1993	1952	600	0,31	sjekk
							A-35	RN		05.02.1996	2729	1000	0,37	sjekk
							B-4			16.07.1990	699	1600	2,29	
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-8R, A-10, A-28, B-2, B-5, B-6, B-7							
A-12	RN	H2	16.08.1988	$NaS(^{14}C)$	15	0,01								
							A-3H	RN	H2	11.10.89	421	700	1,66	6,5
							A-14	RN	G3	09.11.89	450	640	1,42	0,2
							B-4	RN	H2	02.01.90	504	960	1,90	2,6
							A-1H	RN	H1	12.03.90	573	1240	2,16	0,2
							B-7	RN	H2	22.03.90	583	1160	1,99	1,6
							A-2AH	RN	H1	08.05.90	630	1560	2,48	-
							B-2	RN	H4	09.06.90	662	2040	3,08	0,3
							B-5	RN	H5	17.07.90	700	2880	4,11	0,1
							A-31	NE	G4	16.07.91	1064	240	0,23	For få verdier
							A-21	TA	F5	30.07.91	1078	1300	1,21	For få verdier
							B-21	RN	G4	15.05.92	1368	600	0,44	For få verdier
							B-11	RN	H5	16.05.92	1369	3520	2,57	0,03
							A-33	NE, TA	H2	22.07.93	1801	480	0,27	For få verdier
							A-34A	RN	H2	08.07.97	3248	1000	0,31	0,5
							A-23	TA	G4	27.10.97	3359	760	0,23	For få verdier
							A-6A	NE	H2	29.04.01	4639	800	0,17	0,6

Nedre Brent vannsporstoff, forts

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segme	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
							A-28			(16.08.1990)				
							B-6	RN	H2	(18.03.1989)		640		
							A-39A	RN	H1	(16.06.1996)		1520		
							A-35	RN	H1	(21.08.1996)		2320		
							B-10A	RN	H4	(03.03.1994)		1560		
							B-19A	RN	H4	(30.07.1997)		2220		
							B-20	NE,TA	H5	(09.04.1997)				
							B-24	RN	G5	(16.01.98)				
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-13											
A-11	RN	G3	31.07.1990	HTO	7500	5								
							A-19	NE	G2	12.09.90	43	360	8,37	0,01
							A-10	RN	G2	19.12.90	141	720	5,11	30
							A-13	RN	G1	17.01.91	170	1280	7,53	0,2
							A-22	NE, TA	G1	15.02.93	930	900	0,97	< 0,1
							A-14	RA	G3	28.05.94	1397	1080	0,77	0,3
							A-31	NE	G4	(16.07.1991)		1640		
							A-26	NE	G2	(14.02.1992)		600		
							A-29	TA	F3	(22.02.1992)		1640		
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-32, B-13,B-2, B-19A, B-20, B-21, B-24,											
A-11	RN	G3	22.02.1991	$Na(^{36}Cl)$	0,74 GBq	7-10								
							A-10	RN	G2	16.04.91	53	720	13,58	15
							A-14	RA	G3	29.04.91	66	1080	16,36	< 0,1
							A-13	RN	G1	30.09.91	220	1280	5,82	For få verdier
							A-5H	RN, NE						
									H1	14.06.92	478			For få verdier
							A-22	NE, TA	G1	17.08.95	1637	900	0,55	For få verdier
							A-19	NE	G2	(25.03.1991)		360		
							A-31	NE	G4	(08.02.95)		1640		
							A-35	RN	H1	(19.03.97)				
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-32, B-2, B-13, B-19A, B-20, B-21, B-24											
A-38	RN	H1	28.08.1996	NaSCN	675 kg	3000	A-5H	RN, NE						
									H1	14.09.1996	17	160	9,41	0,03
							A-35	RN	H1	04.12.1997	463	880	1,90	12,6
							A-39A	RN	H1	16.12.1998	840	620	0,74	9,8
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-10A, A-13, A-34A											
B-8	RN	H5	29.08.1996	NaSCN	1350 kg	3000	B-20	NE, TA						
									H5	18.12.2002	2302	280	0,12	0,3
							B-19A	RN	H4	21.01.2001	1606	1840	1,15	7,2
							B-10A	RN	H4	10.04.2001	1685	2480	1,47	6,2
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-2, B-11, B-23, B-25, B-27, B-30, B-41A, B-5AT3											

Nedre Brent vannsporstoff, forts

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segme	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
A-12(II)	RN	H2	09.09.1996	HTO	1850	1,5								
							A-6A	NE	H2	29.04.2001	1693	800	0,47	0,6
							A-34A	RN	H2	23.02.2003	2358	1000	0,42	4
							A-14	RN, E	G3			640		
							B-5AT3	NE	I3					
							B-23	NE, TA	H4			1680	#DIV/0!	
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-18R, A-33, A-35, A-39A, B-2, B-5AT3, B-7											
B-14A	RN	I5	17.04.1997	Na(^{36}Cl)	0,75	1-10								
							B-5AT3	NE	I3	15.12.1998	607	1160	1,91	3,2
							B-32	RN, NE	I2C	18.12.1998	610	2900	4,75	0,9
							C-12	RN, C	I2C	06.01.1999	629	2420	3,85	11,7
							C-35	RN, C	I2A	24.03.1999	706	3280	4,65	0,1
							C-11	RN	I3	02.10.1999	898	1820	2,03	0,6
							C-28	RN, C	I3	08.02.2004	2488	2360	0,95	0,6
							C-22	RN, C	I3	02.07.2004	2633	1500	0,57	0,1
							C-26AT2	RN	I4	06.06.2005	2972	1720	0,58	0,06
							C-15AT2	TA	I5	(30.01.98)		600		
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-39B, C-5BT2, C-9AT3, C-12,C-23CT2, C-25T2, C-26, C-30,											
C-10	RN	I5	18.04.1997	4-FBA	145 kg	50	C-33	RN, NE	I4	18.07.1997	91	1480	16,26	0,4
							C-11	RN	I3	30.01.1998	287	2260	7,87	0,07
							C-15AT2	TA	I5	23.02.1998	311	1200	3,86	0,3
							B-5AT3	NE	I3	04.05.1998	381	1880	4,93	0,4
							B-32	RN, NE	I2C	18.12.1998	609	3360	5,52	0,02
							C-28	RN, C	I3	29.06.2000	1168	2760	2,36	0,6
							C-26AT2	RN	I4	21.04.2004	2560	1960	0,77	1,7
							B-11	RN	H5	(26.03.98)		1500		
							C-35	RN, C	I2A	(12.10.99)		3700		
							C-22	RN, C	I3	(22.11.99)		1820		
							C-12	RN, C	I2C	(10.08.2000)		2860		
			Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-39B, C-5BT2, C-9AT3,,C-23CT2, C-25T2, C-26, C-30,											
B-36AT2	RN	H4	10.10.1997	4-FBA	200 kg	50	B-10A	RN	H4	09.03.1998	150	1200	8,00	1,2
							B-24	RN	G5	06.04.1998	178	720	4,04	0,6
							B-23	NE, TA	H4	08.05.1998	210	1040	4,95	0,3
							A-34A	RN	H2	28.07.1998	291	1160	3,99	0,3
							B-7	RN	H2	19.11.2001	1501	980	0,65	0,3

Nedre Brent vannsporstoff, forts

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segme	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
							A-6A	NE, TA	H2	13.01.2004	2286	1320	0,58	0,5
							B-19A	RN	H4	15.04.2005	2744	1200	0,44	< 0,1
							B-11	RN	H5	(26.03.98)		2120		
							B-4A	TA	H2	(29.09.00)		1360		
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:										
A-12(III)	RN	H2	27.08.2001	TFBA	130 kg	50	B-4A	TA	H2	24.10.2001	58	960	16,55	7
							A-33	NE, TA	H2	20.04.2002	236	480	2,03	28
							B-6	TA	H2	14.01.2004	870	640	0,74	10
							A-34A	RN	H2	(14.07.04		1000		
							B-23	NE, TA	H4	(17.04.04)		1640		
							B-34	NE, TA	H2	(15.04.05)		8400		
							A-6A	NE, TA	H2	(18.10.05)		800		
							B-19A	RN	H4	(07.07.05)		1840		
							B-10A	RN	H4	(10.01.07)				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-10A, A-14, A-31,A-39A, B-1BT2,										
A-35	RN	H1	08.03.2003	2-FBA	150 kg	50	A-39A	RN	H1	13.01.2004	311	760	2,44	0,7
							A-10A	RN, E	G2	09.02.2005	704	600	0,85	0,2
							B-37	NE, TA	H1	29.09.2006	1301	1640	1,26	
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-13, A-34A, A-44T4										
A-41B(I)	RN	I1	27.01.2005	4-FBA	10 kg	50	A-36	RN	I1	25.06.2005	149	380	2,55	
							B-39B			(10.04.06)				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-40, B-7A, B-25, C-43T2										
A-41B(II)	RN	I1	01.06.2006	4-FBA	20 kg	50	A-36	RN	I1	10.11.2006	162	380	2,35	
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-40, B-7A, B-25, C-43T2										
A-41B	RN	I1	01.01.2006	d-c5 acid	10 kg					Ikke gj.brudd				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-36										
B-40A	R	I2	15.08.2006	IFE-WT9	200 kg	50				Ikke gj.brudd				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: C-43T2										
B-36AT2	RN	H4	28.06.2007	IFE-WT-9	280 kg	50				Ikke gj.brudd				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:										
B-8	RN/NE	H5	26.06.2007	IFE-WT-10	280 kg					Ikke gj.brudd				
					Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:										

Tabell 4.5.3. Injiserte sporstoff og resultat av injeksjoner på Gullfaksfeltet - vannsporstoff Statfjordformasjonen.

Statfjord formasjon - vannsporstoff

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasj brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
C-4 (I)	S/K3	K3	09.04.1992	NaS(14C)N	7,5 GBq									
			09.04.1992				C-6	ST	K3	26.10.1992	200	1150	5,8	9,0
			09.04.1992				C-14	ST	K3	23.11.1993	593	1000	1,7	0,3
			09.04.1992				C-7	KR	L2	13.10.1995	1282	2300	1,8	1,7
			09.04.1992				C-8	ST	K3	06.11.1998	se C-4(II)	2150		
			09.04.1992				C-29	ST/LU	L1	08.10.1999	se C-4(II)	1850		
			09.04.1992				C-34A	ST	K3	21.01.1999	se C-4(II)	2400		
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: Ingen							
C-7	L/L1	L1	09.04.1992	HTO	1000 GBq		C-8	ST	K3	03.06.1992	55	1000	18,2	25,0
			09.04.1992				C-7	KR	L2	12.07.1992	94	450	4,8	27,0
			09.04.1992				C-6	ST	K3	26.10.1992	200	1350	6,8	2,0
			09.04.1992				C-14	ST	K3	18.09.1993	527	3550	6,7	< 0,1
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: ingen							
C-4 (II)	S/K3		01.02.1999	NaS(^{14}C)N	50 GBq		C-24T2	ST	K2	18.07.2000	533	650	1,2	16,8
			01.02.1999				C-14	ST	K3	18.02.2001	748	1000	1,3	5,0
			01.02.1999				C-2	SV	K3	05.07.2003	1615	1550	1,0	1,5
			01.02.1999				C-6	SV	K3	07.07.2003	1617	1150	0,7	0,2
			01.02.1999				C-29	ST/LU	L1	09.04.2004	1894	1850	1,0	0,3
			01.02.1999				C-8	SV	K3	07.09.2004	2045	2150	1,1	1,0
			01.02.1999				C-7	KR	L2	12.10.2004	2080	2300	1,1	0,6
			01.02.1999				C-34A	ST	K3	23.05.2005	2303	2400	1,0	0,1
			01.02.1999				C-39	ST	L1	20.10.2001	992	800	0,8	< 0,1
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: Ingen							
C-13 (I)	S/K3		02.02.1999	NaSCN	2000 kg		C-29			03.03.2000	395	1700	4,3	
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: C-2, C-7, C-8, C-14, C-20A, C-24T2, C-25T2, C-29, C-34A,							
C-39(I)	Lunde/L1		03.10.2000	Na(^{36}Cl)	0,318 GBq		C-39	ST						
									L1	19.03.2001	167	250	1,5	70,0
			03.10.2000				C-7	KR	L2	(06.07.03)		1100		
			03.10.2000				C-29	ST	L1	(05.02.01)		700		
			03.10.2000				B-38	CO	I2A	(10.05.06)		3400		
			03.10.2000				C-32	CO	I2A	(16.07.05)		3150		
			03.10.2000				C-41A	CO	I2A	(09.12.03)		2400		
			03.10.2000				C-34A	ST	K3	(13.12.03)		1600		
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:B-25, C-2, C-6, C-14, C-20A							

Statfjord formasjon - vannsporstoff, forts

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasj brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
B-40A	S/I1		13.12.2001	2-FBA	85 kg					Ikke gjennombrudd				
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-25, C-20A, C-41A, C-43T3							
C-39(II)	S/L1		23.08.2002	2,6-DFBA	50 kg									
			23.08.2002				C-29	ST	L1	19.07.2004	696	700	1,0	5,0
							C-32	CO	I2A	(04.07.2004)		3150		
			23.08.2002				B-38	CO	I2A	(10.04.2006)		3400		
			23.08.2002				C-41A	CO	I2A	(02.06.05)		2400		
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:B-7A, B-25,B-38,C-2, C-6, C-7,C-14,C-20A,C-24T2,C-34A,C-40, C-47							
C-13(II)	S/K3		11.03.2003	4-FBA	150 kg		C-6	SV	K3	19.12.2005	1014	1000	1,0	< 0.1
			11.03.2003				C-45	CO	J2	22.05.2006	1168	950	0,8	
			11.03.2003				C-2	SV	K3	15.01.2007	1406	1300	0,9	
			11.03.2003				C-25T2	RN	I4	03.02.2007	1425	2650	1,9	
			11.03.2003				C-47			(10.05.06)		400		
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:B-38, C-7, C-8, C-14, C-20A, C-24T2,C-29, C-34A C-40, C-41A, C-41T2,							
C-21T2	S/J2		20.05.2004	2,4,5-TFBA	150 kg		B-39B	RN	I1	06.06.2006	747	2700	3,6	
			20.05.2004				B-25	ST	I2	01.09.2007	1199	2500	2,1	1,3
			20.05.2004				B-7A	RN	I1	(02.06.06)		3000		
							A-36	RN	I1	(22.02.05)		3800		
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: A-40, C-14, C-16, C-25T2, C-32, C-34A, C-41A,C-8							
C-21T2	S/J2		09.11.2006	IFE-WT10	175 kg					Ikke gjennombrudd				
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: C-8							

Tabell 4.5.4. Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet - vannsporstoff Cook formasjonen

Cook formasjonen

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hastig-het (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
B-33	Cook-2	I3B/I5A	22.08.2000	HTO	2000	1,5	C-22	RN, CO	I3B	(07.02.02)		760		
							B-32	TN, NE		(09.05.07)		300		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-25, C-22, C-23CT2, C-25T2, C-35, C-42T3, C-26AT2, B-5AT3														
C-37	Cook-2	I3A	03.10.2000	NaS(^{14}C)N	150	0,01	C-42T3	CO	I3A	(06.01.01)		1660		
							C-40	CO	I2B	(07.08.06)		445		
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:C-22, C-25T2,C-28,C-35,C-9AT3														
C-18	Cook-3	I2B	14.12.2001	3,4-DFBA	75	50	C-41A	CO	I2A	13.06.2005	1277	435	0,34	For få verdier
						RN, NE	C-32	CO	I2A	09.10.2005	1395	1030	0,74	For få verdier
							C-40	CO	I2B	01.12.2005	1448	970	0,67	0,2
							B-38	CO	I2A	14.03.2006	1551	1360	0,88	0,01
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: C-35, C-42T3, C-45														
C-12	Cook-2/3	I2C	24.11.2003	2,4,5-TFBA	50	50	C-42T3	CO						
									I3A	08.02.2004	76	675	8,88	0,08
							C-28	RN, CO	I2C	16.12.2005	753	540	0,72	1,2
							C-9AT3	RN, CO	I2C	16.04.2007	1239	620	0,50	For få verdier
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-38, C-22, C-23CT2, C-35														
B-20A	Cook-2	I2C	27.06.2007	IFE-WT-9	245	50				Ikke gj.brudd				
Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: B-38, C-22, C-23CT2, C-35														

Tabell 4.5.5. Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet - nedre Brent gassporstoff

Nedre Brent gassporstoff

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.
Bakgrunn: fra reinjisert sporstoff som følger injeksjonsgassen

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjons-brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hast. (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
A-11	RN	G3	21.03.1991	PMCP	10 kg	0,015								
							A-19	NE	G2	04.05.91	44	330	7,50	7
							A-10	RN	G2	02.04.92	378	720	1,90	77
							A-13	RN	G1	07.09.92	536	1300	2,43	12
							A-14	RN	G3	15.12.94	1365	1080	0,79	2
							A-5H	NE	H1	27.01.95	1408	1000	0,71	1
							A-31	NE, TA	G4	-		1560		
							A-32B	TA	F4/F5	bakgrunn?		1040		
						Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:A-15,A-16, A-18R, A-22, A-23, A-27, A-28, A-30, A-33								
A-11	RN	G3	27.08.1991	PMCH	30 kg	0,015	A-19	NE	G2	26.09.1991	30	330	11,00	3
							A-10	RN	G2	22.03.1992	208	720	3,46	6
							A-13	RN	G1	07.09.92	377	1300	3,45	22
							A-14	RN	G3	15.12.94	1206	1080	0,90	2
							A-5H	NE	H1	27.01.95	1249	1000	0,80	1
							A-31	NE, TA	G4	-		1560		
							A-32	TA	F4/F5	bakgrunn?		1040		
						Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:A-15,A-16, A-18R, A-22, A-23, A-27, A-28, A-30, A-33								
A-12	RN	H2	02.03.1993	PDMCB	10 kg	0,015	A-3H	NE	H2	19.05.93	78	700	8,97	4
							A-34A	RN	H2	17.07.93	137	1000	7,30	17
						Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:A-15, A-16, A-18R,A-23,A-31,A-33, A-39A, A-5H								
A-12	RN	H2	27.05.1993	PMCH	30 kg	0,015	A-3H	NE	H2	06.09.93	102	700	6,86	2
							A-34A	RN	H2	21.08.93	86	1000	11,63	
						Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:A-15, A-16, A-18R,A-23,A-31,A-33, A-39A, A-5H								

Tabell 4.5.6 Injiserte sporstoff og resultat er av injeksjonene på GF-feltet - øvre Brent gassporstoff

Øvre Brent gassporstoff

Krav til påvist gjennombrudd: Minst to påfølgende verdier høyere enn deteksjonsgrensen. Mulig gjennonbrudd (gjennombruddstid gitt i parantes): kun én verdi eller sporadiske verdier.
Bakgrunn: fra reinjisert sporstoff som følger injeksjonsgassen

Brønn	Sone	Segment	Tracer injisert	Type tracer	Mengde GBq/kg	Detelsjons grense (Bq/l, ng/l)	Observasjon brønn	Sone	Segment	Påvist gj.brudd [1] (Dato)	Antall dager	Korteste distanse fra inj. (m)	Estimert min. hast. (m/d)	% tilbake-produsert sporstoff
A-27A	T	F4	13.09.1995	PDMCH	30 kg	0,025	A-18R	T	G3	07.02.1996	147	1320	9,0	2
			13.09.1995				A-28	T	F4	15.11.1996	429	920	2,1	1
			13.09.1995				A-21	T	F5	(13.11.95)		1760		
							A-5H	NE	H1	Bakgrunn?				
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd:A-15, A-16A, A-23, A-31							
A-22	T.N	G1	28.11.1995	SF6	50 kg	0,013	A-15	T.N	G1	24.06.1996	209	720	3,4	57
			28.11.1995				A-32B			17.11.1998	1085			< 0,1
							A-18R	T	G3	Bakgrunn ?				
							A-28	T	F4	Bakgrunn ?				
							A-5H	NE	H1	Bakgrunn?				
							Observasjonsbrønner uten gjennombruddA-16A, A-23, A-31, A-33							
A-19AT3	N	G2	23.11.1998	CH_3T	925 GBq	0,0025	A-26	N	G3	23.05.1999	181	490	2,7	5
			23.11.1998				A-7A	N.R	G1	15.06.1999	204	380	1,9	5
			23.11.1998				A-15	T.N	G1	29.10.1999	340	1150	3,4	1
			23.11.1998				B-37	N	H1	27.05.2000	551	1300	2,4	3
			23.11.1998				A-14	N.NE	G3	26.06.2000	581	1170	2,0	< 0,1
							Observasjonsbrønner uten gjennombrudd: ingen							

4.6 Referanser, figurer og tabeller

4.6.1 Referanser

1. Gullfaks volumrapport, 1999
2. Gullfaks Hovedfelt Lundeformasjonen – Utvikling og produksjonspotensiale, 2006
3. Development Study Gulltopp Brent, Bo V/BoG Reference Documentation, November 2003
4. Søknad om fritak for PUD for forekomst Gulltopp, brev fra OED pr. 16.01.2004
5. Søknad om fritak for Plan for utbygging drift (PUD) for Gulltopp, brev fra OED pr. 16.01.2004
6. Recommendation to Drill PATN71, 34/10-A-32C, Gullfaks, rapport LET BEV DRB 04016R av 23.04.2004
7. Plan for utbygging og drift Skinfaks og endret plan for utbygging og drift for Rimfaks, SRI-RA-00037,desember 2004
8. PDO, Skinfaks/Rimfaks og endret plan for utbygging og drift for Rimfaks, SRI-RA-00037, desember 2004
9. Gullveig Brent Reservoarstudie, april 2003
10. Reservoarteknisk simuleringsstudie av Gullveig Statfjord-formasjonen, september 2004 (Dok nr. TO GF-04 00027).

4.6.2 Figurer

Figur 4.2.1: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen i segmentrekke D
Figur 4.2.2. Trykkutvikling i Krans i segment D2 og D3
Figur 4.2.3: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke E
Figur 4.2.4: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke F
Figur 4.2.5: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke G
Figur 4.2.6.: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke H
Figur 4.2.7: Trykkutvikling for Tarbertformasjonen, segmentrekke I
Figur 4.2.8: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke D
Figur 4.2.9: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke E
Figur 4.2.10: Trykkutvikling for Nessformasjonen, segmentrekke F
Figur 4.2.11: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke G
Figur 4.2.12: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke G
Figur 4.2.13: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke H
Figur 4.2.14: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke H
Figur 4.2.15: Trykkutvikling for Ness-3, segmentrekke I.
Figur 4.2.16: Trykkutvikling for Ness-2, segmentrekke I
Figur 4.2.17: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene G1, G2 og G3
Figur 4.2.18: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene G4, G5, G6 og G7
Figur 4.2.19: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene H1 og H2.
Figur 4.2.20: Trykkutvikling for nedre Brent segmentene H4, H5 og H6.
Figur 4.2.21: Trykkutvikling for nedre Brent segment I1.

Figur 4.2.22: Trykkutvikling for nedre Brent segment I2.
Figur 4.2.23: Trykkutvikling for nedre Brent, segmentene I3, I4 og I5
Figur 4.2.24: Trykkutvikling i Cook segmentrekke G
Figur 4.2.25 Trykkutvikling i Cook i segmentene H1og H2.
Figur 4.2.26: Trykkutvikling i Cook i segmentene H3 og H4/H5
Figur 4.2.27: Trykkutvikling i segment I1.
Figur 4.2.28: Trykkutvikling i I2C, I3A/B, I4 OG I5A
Figur 4.2.29: Trykkutvikling i segment I2A, I2B og J-rekken
Figur 4.2.30: Trykkutvikling i Statfjordformasjonen i segment I1
Figur 4.2.31: Trykkutvikling for segment I2A og segmentrekke J i Statfjord Fm
Figur 4.2.32: Trykkutvikling for segment K1 i Statfjord Fm.
Figur 4.2.33: Trykkutvikling i segment K2/K3 & segmentrekke L i Statfjord Fm
Figur 4.2.34: Trykkutvikling i segment K2/K3 & segmentrekke L i Sverdrup og Krans
Figur 4.2.35: Trykkutvikling i segment M1 i Statfjord Fm
Figur 4.2.36: Lunde: Trykkutvikling for segmentrekken L og K3
Figur 4.3.1: MDT trykk for 13C segmentet
Figur 4.3.2: Trykkutvikling i GFS Statfjord
Figur 4.3.3: Shut-in trykk for Rimfaks Brent skissert med brønn I-4H
Figur 4.3.4: Prognosert felttrykk for Rimfaks Statfjord. Stans gassinjeksjon 1. okt.. 2011
Figur 4.3.5: Historisk trykk representert i hydrokarbon porevolum sonen på Gullveig
Figur 4.3.6: Gullveig for 5 utvalgte reservoar og trykksoner
Figur 4.3.7: MDT trykk for segment N2, N3 og N4 på Skinfaks
Figur 4.4.1: Tilpasninger i oppdatert områdemodell (VP-III)
Figur 4.4.2: «Reservoartrykk» for Vestlig Provins @2222m

4.6.3 Tabeller

Tabell 4.2.1: Ressurser, utvinning og antall brønner i Tarbert i segmentrekke D
Tabell 4.2.2: Ressurser, utvinning og antall brønner i Krans i segmentrekke D
Tabell 4.2.3: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken D
Tabell 4.2.4: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke E
Tabell 4.2.5: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke E
Tabell 4.2.6: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke F
Tabell 4.2.7: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke F
Tabell 4.2.8: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke G
Tabell 4.2.9: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke G
Tabell 4.2.10: Tarbert: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke H
Tabell 4.2.11: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke H
Tabell 4.2.12 Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke I
Tabell 4.2.13: Tarbert; Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I
Tabell 4.2.14: Tarbert: Historiske og nåværende dreneringspkt i segm.rekke D, E, F, G, H og I.
Tabell 4.2.15: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke D
Tabell 4.2.16: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene D.
Tabell 4.2.17: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke E
Tabell 4.2.18: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene E.
Tabell 4.2.19: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke F

Tabell 4.2.20: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene F
Tabell 4.2.21: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke G
Tabell 4.2.22: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene G
Tabell 4.2.23: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke H.
Tabell 4.2.24: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene H
Tabell 4.2.25: Ressurser, reserver og utvinningsgrader segmentrekke I
Tabell 4.2.26: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I.
Tabell 4.2.27: Ness: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segm.rekke D, E, F, G, H og I
Tabell 4.2.28: Ressurser, utvinning og antall brønner i segmentrekke G
Tabell 4.2.29: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken G
Tabell 4.2.30: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke H
Tabell 4.2.31: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke H
Tabell 4.2.32: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke I og U
Tabell 4.2.33: Mulige dreneringspunkt i segmentrekkene I
Tabell 4.2.34: Nedre Brent: Historiske og nåværende dreneringspkt i segm.rekke G, H, I og U
Tabell 4.2.35: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke G
Tabell 4.2.36: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke G
Tabell 4.2.37: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke H
Tabell 4.2.38: Mulige injeksjons- og dreneringspunkt i segmentrekke H
Tabell 4.2.39: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke I, J og K
Tabell 4.2.40: Mulige dreneringspunkt i segment I2-I5 og segmentrekke J
Tabell 4.2.41: Historiske og nåværende injeksjons- og dreneringspkt i segm.rekke G, H, I, J og K
Tabell 4.2.42: Ressurser, utvinning og antall brønner i Statfjord Fm., inkl. Sverdrup og Krans
Tabell 4.2.43: Ressurser, utvinning og antall brønner i segment H2 i Statfjord Fm
Tabell 4.2.44 Ressurser, utvinning og antall brønner i segment I1 i Statfjord Fm
Tabell 4.2.45: Gassinjeksjon i I1.
Tabell 4.2.46: Mulige dreneringspunkt i segment I1 i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.47: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment I2 og J-rekken i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.48: Gassinjeksjon/tilbakeproduksjon av fri gass i I2 & J-rekka i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.49: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment I4 i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.50: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segment K1 i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.51: Mulige dreneringspunkt i segment K1.
Tabell 4.2.52: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke K og L i Statfjord Fm., inkl Krans og Sverdrup.
Tabell 4.2.53: Gassinjeksjon/tilbakeproduksjon av fri gass i segmentrekke K&L i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.54: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke K og L i Krans/Statfjord Fm.
Tabell 4.2.55: Ressurser, reserver og utvinningsgrader i segmentrekke M i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.56: Mulige dreneringspunkt i segmentrekke M i Krans/Statfjord Fm.
Tabell 4.2.57: Historiske og nåværende produsenter og injektorer i Statfjord Fm.
Tabell 4.2.58: Ressurser, utvinning og antall brønner i segmentrekke L.
Tabell 4.2.59: Mulige dreneringspunkt i segmentrekken L.
Tabell 4.2.60: Ressurser, utvinning og antall brønner segmentrekke K.
Tabell 4.2.61: Lunde: Historiske og nåværende dreneringspunkt i segmentrekke L og K.
Tabell 4.3.1: Oversikt over produksjonsbrønner på GF Sør Brent pr. sept 2005.
Tabell 4.3.2: Produksjonsbrønner på Gullfaks Sør Statfjord pr. sept.. 2007
Tabell 4.3.3: Produksjonsbrønner på Rimfaks Brent pr sept. 2007
Tabell 4.3.4: Produksjonsbrønner på Rimfaks Statfjord pr. sept. 2007

Tabell 4.3.5: Avstand til olje/vann-kontakt (OVK) for RF Statfjordbrønner
Tabell 4.3.6: Produksjonsbrønner på Gullveig Brent pr sep. 2007
Tabell 4.3.7.: Planlagte produksjonsbrønner på Skinfaks Brent pr. september. 2007
Tabell 4.5.1: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – Øvre Brent
Tabell 4.5.2: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – Nedre Brent vannsporstoff
Tabell 4.5.3: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – vannsporstoff Statfjordformasjonen
Tabell 4.5.4: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – vannsporstoff Cookformasjonen
Tabell 4.5.5: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – gassporstoff Nedre Brent
Tabell 4.5.6: Injiserte sporstoff og resultater av injeksjonene på Gullfaksfeltet – gassporstoff Øvre Brent

4.7 Fløммingskart

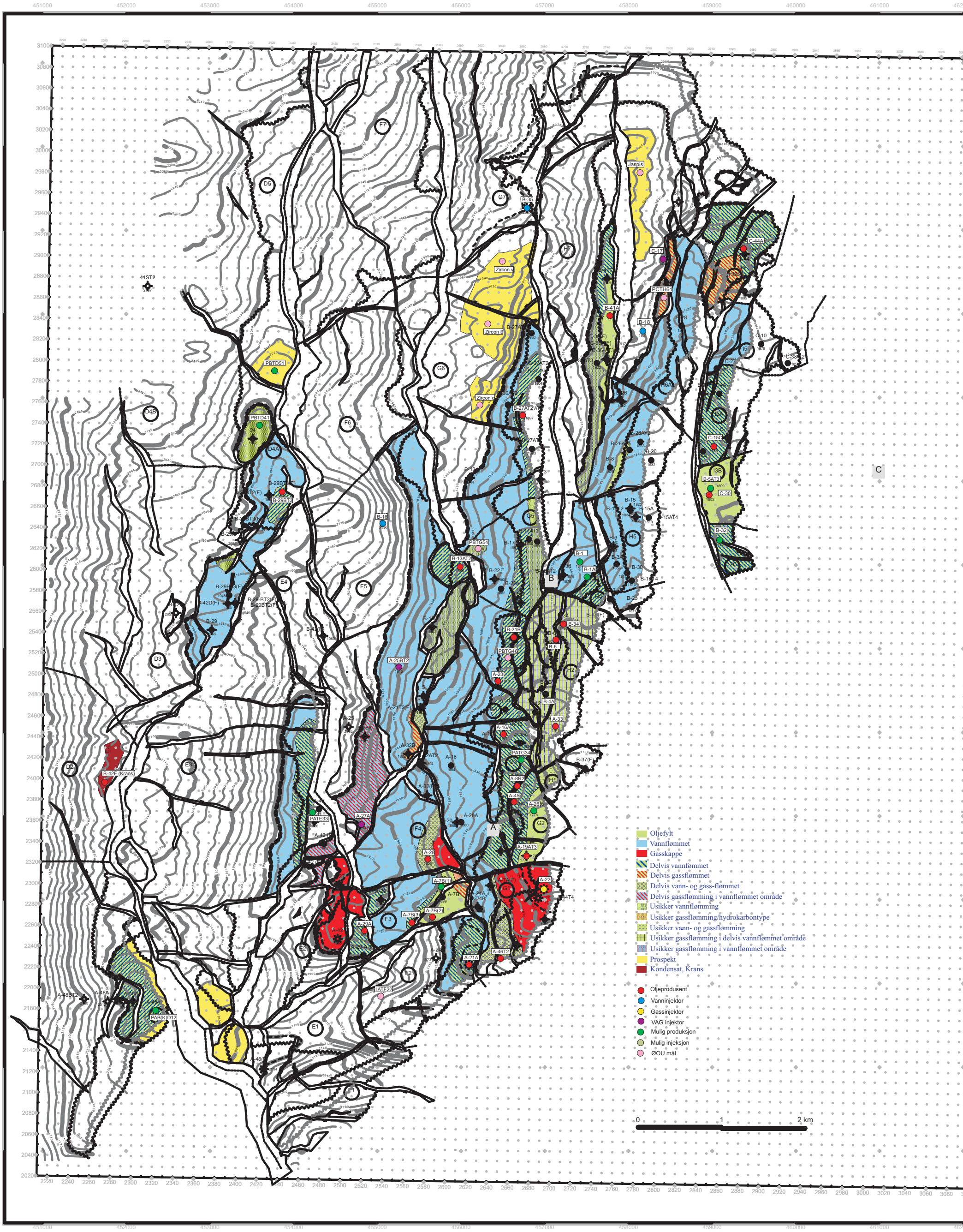
Fløммingskartene er basert på 4D-resultater, brønnobservasjoner, annen datainnsamling og generell oppfatning av strømningsmønsteret i reservoaret. Kartene gir en oversikt over fløммingsgrad i reservoaret, og er inndelt i følgende områder:

- Vann- /gassfløммet
- Ufløммet (< 20 % vann- /gassfløммet)
- Delvis fløммet (> 20 % fløммet)
- Usikker fløммingsgrad.

Vedlegg

Vedlegg 4.7.1. Vann- og gassfløмming i Tarbert-3.
Vedlegg 4.7.2. Vann- og gassfløмming i Tarbert-1.
Vedlegg 4.7.3. Vann- og gassfløмming i Ness-3.
Vedlegg 4.7.4. Vann- og gassfløмming i Ness-2.
Vedlegg 4.7.5. Vann- og gassfløмming i øvre NER.
Vedlegg 4.7.6. Vann- og gassfløмming i nedre NER.
Vedlegg 4.7.7. Vann- og gassfløмming i Cook.
Vedlegg 4.7.8. Vann- og gassfløмming i Statfjord (S2).
Vedlegg 4.7.9. Vann- og gassfløмming i Statfjord (S3-S11).
Vedlegg 4.7.10. Vann- og gassfløмming i Lunde

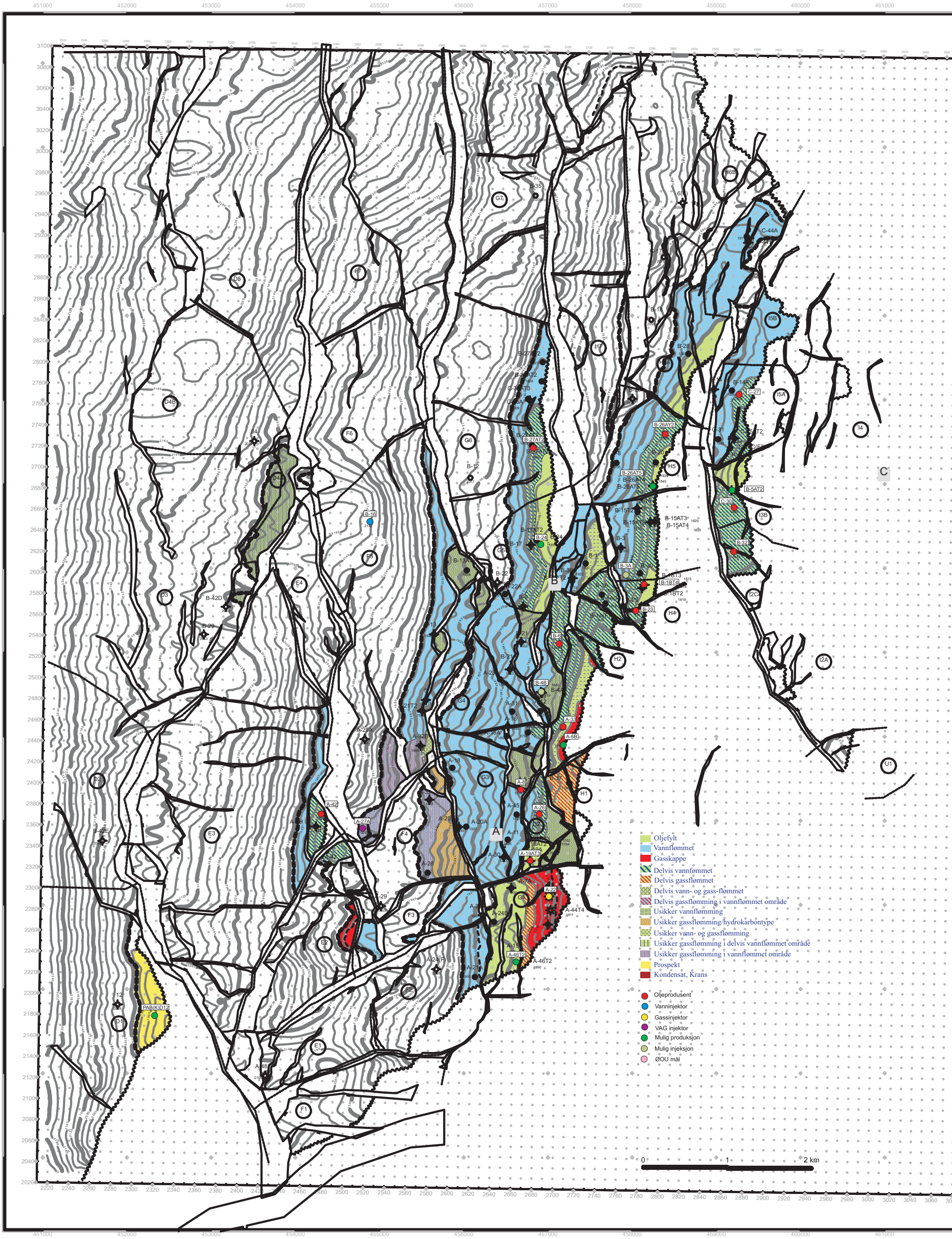
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i Tarbert-3/2
Topp Tarbert dybdekart



Vedlegg 4.7.1.

StatoilHydro

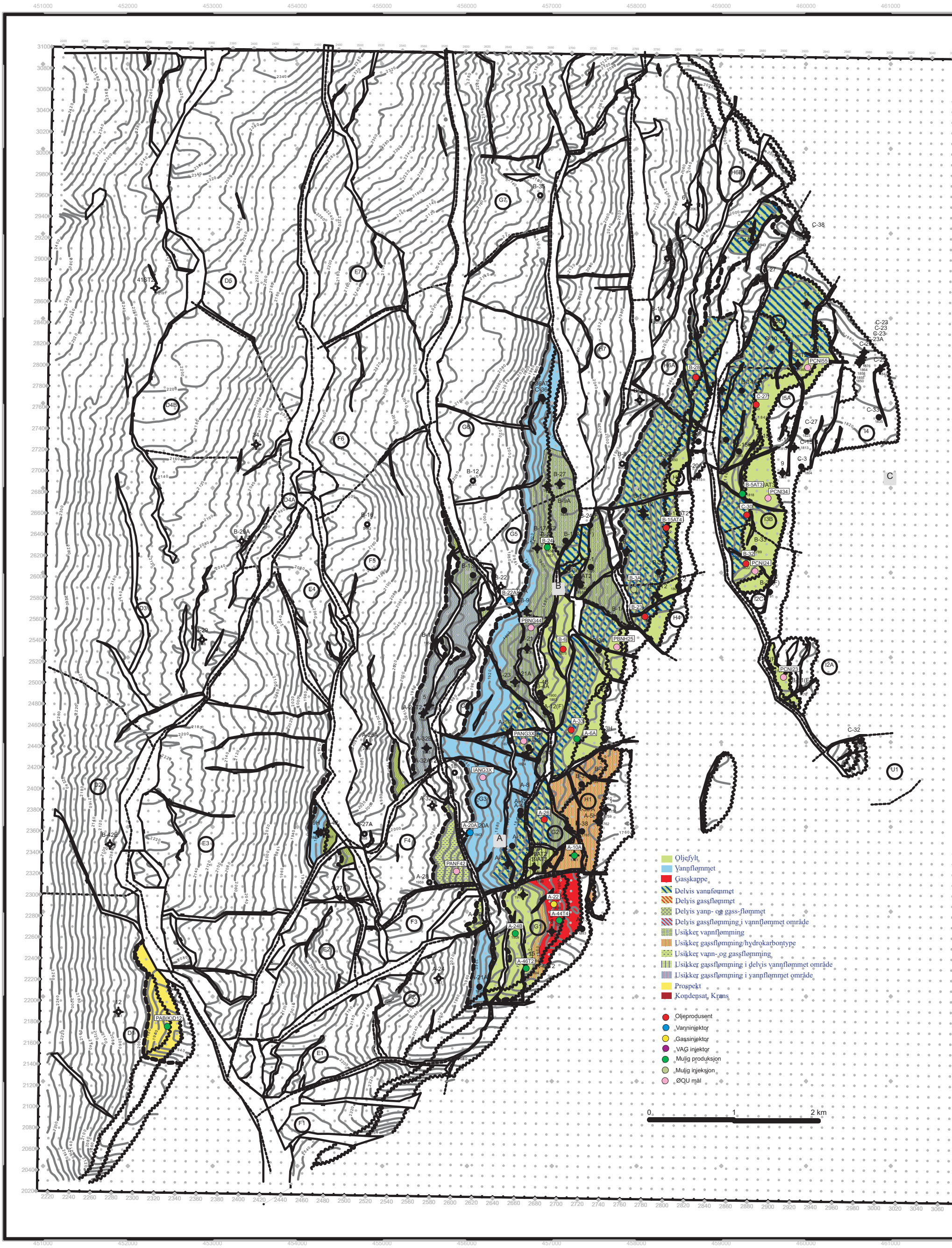
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i Tarbert-1
Topp Tarbert-1 dybdekart



Vedlegg 4.7.2.

StatoilHydro

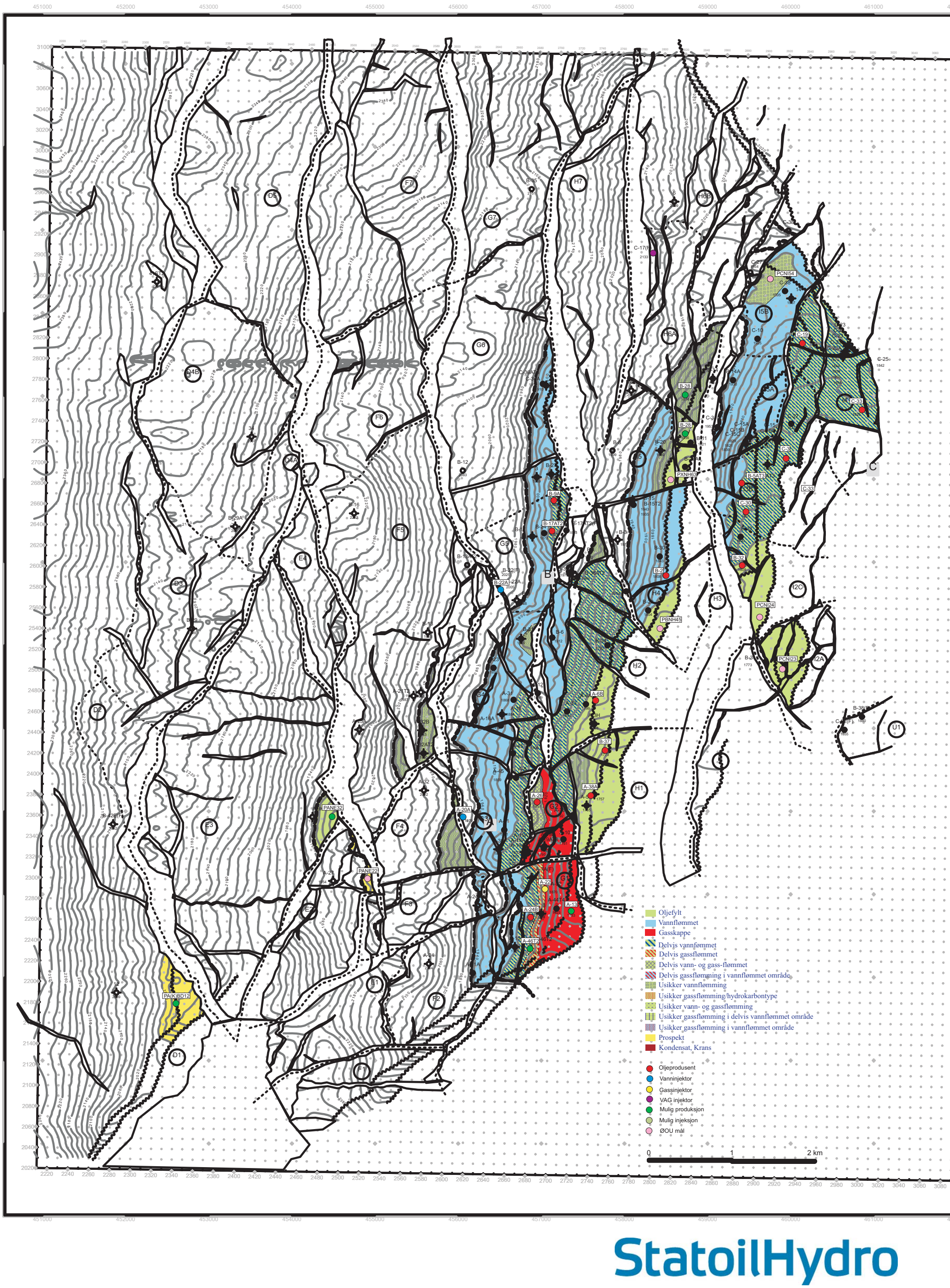
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i Ness-3
Topp Ness dybdekart



Vedlegg 4.7.3.

StatoilHydro

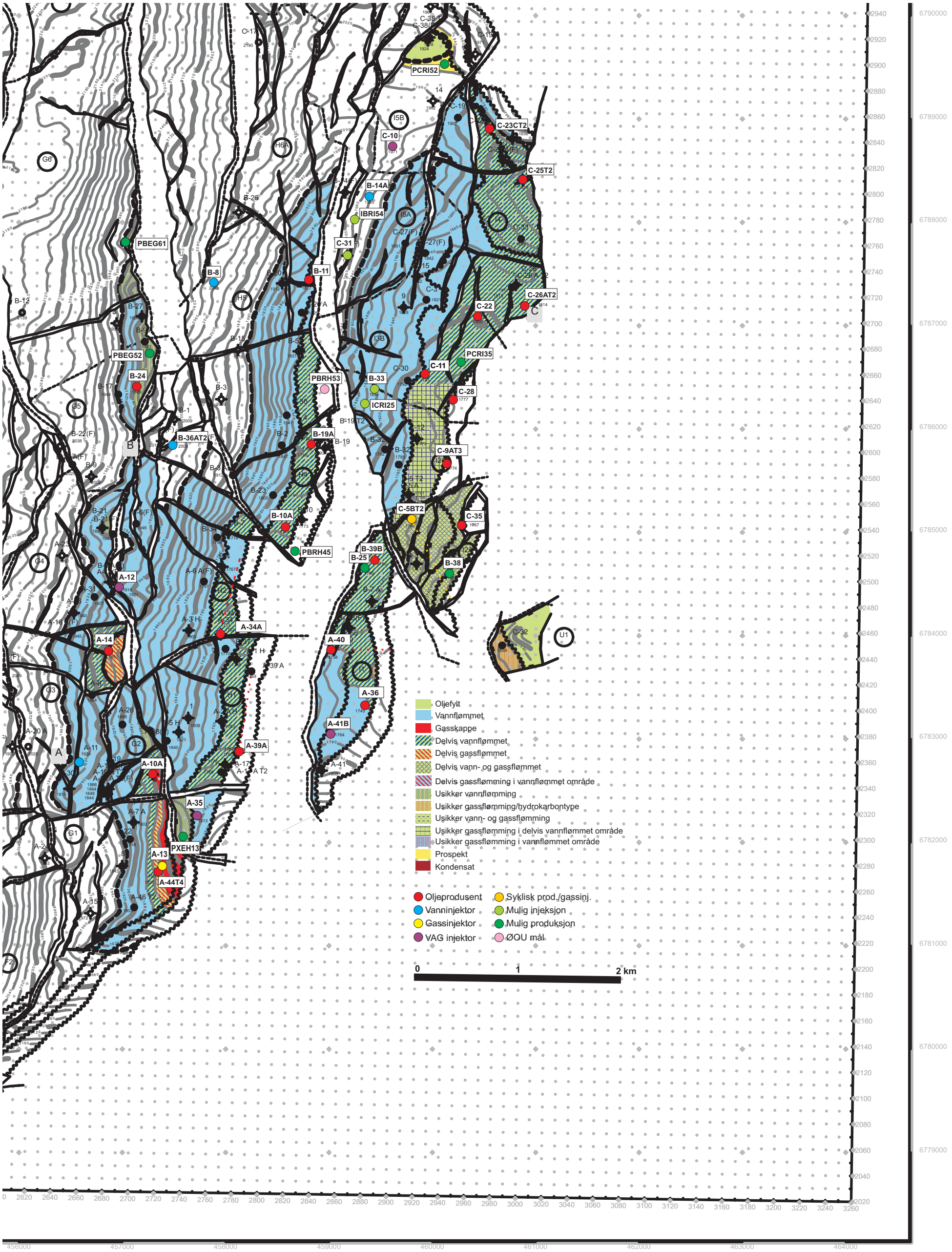
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i Ness-2
Topp Ness-2 dybdekart



Vedlegg 4.7.4.

StatoilHydro

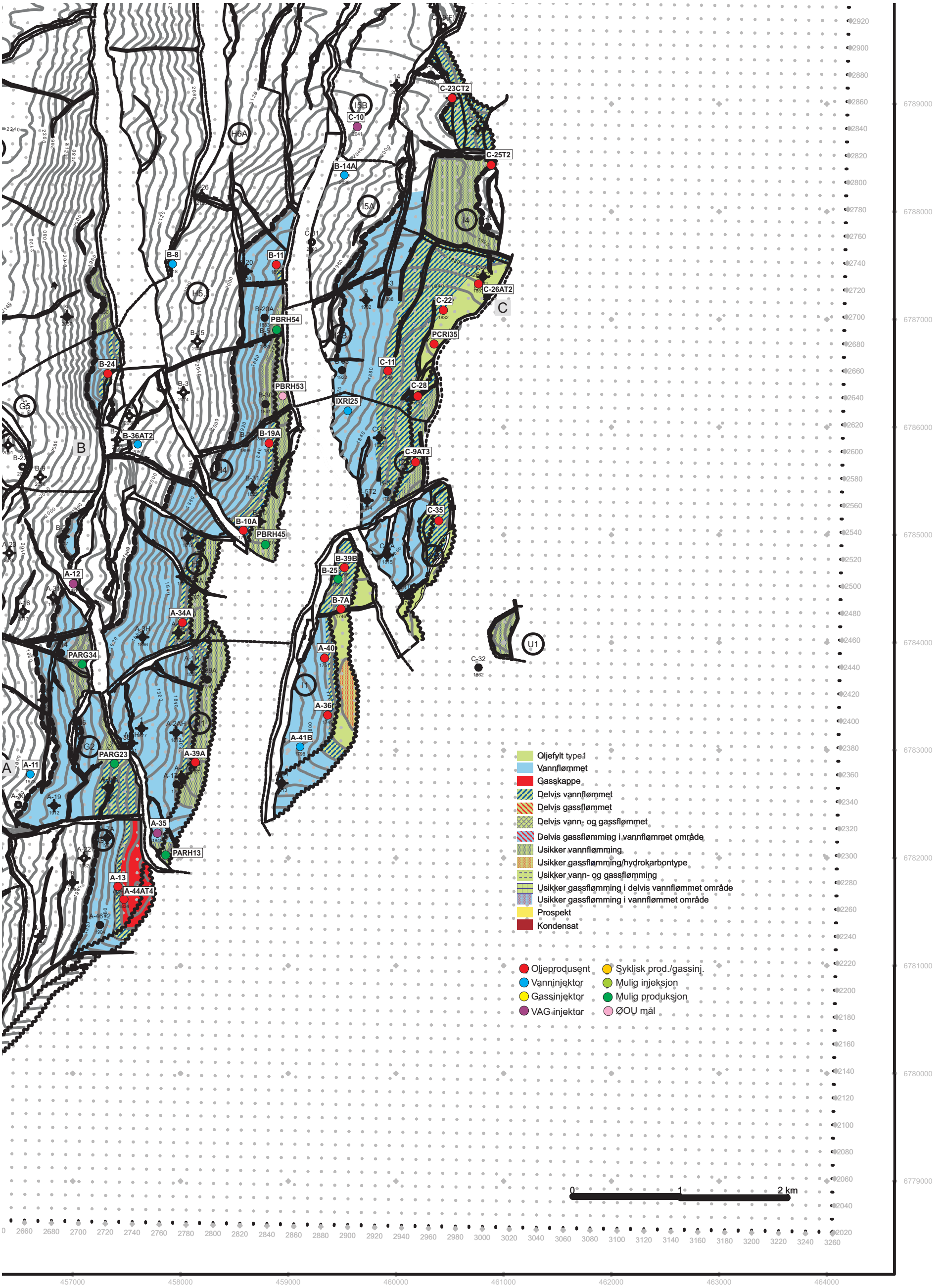
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i øvre NER
Topp Ness-1 dybdekart



Vedlegg 4.7.5.

StatoilHydro

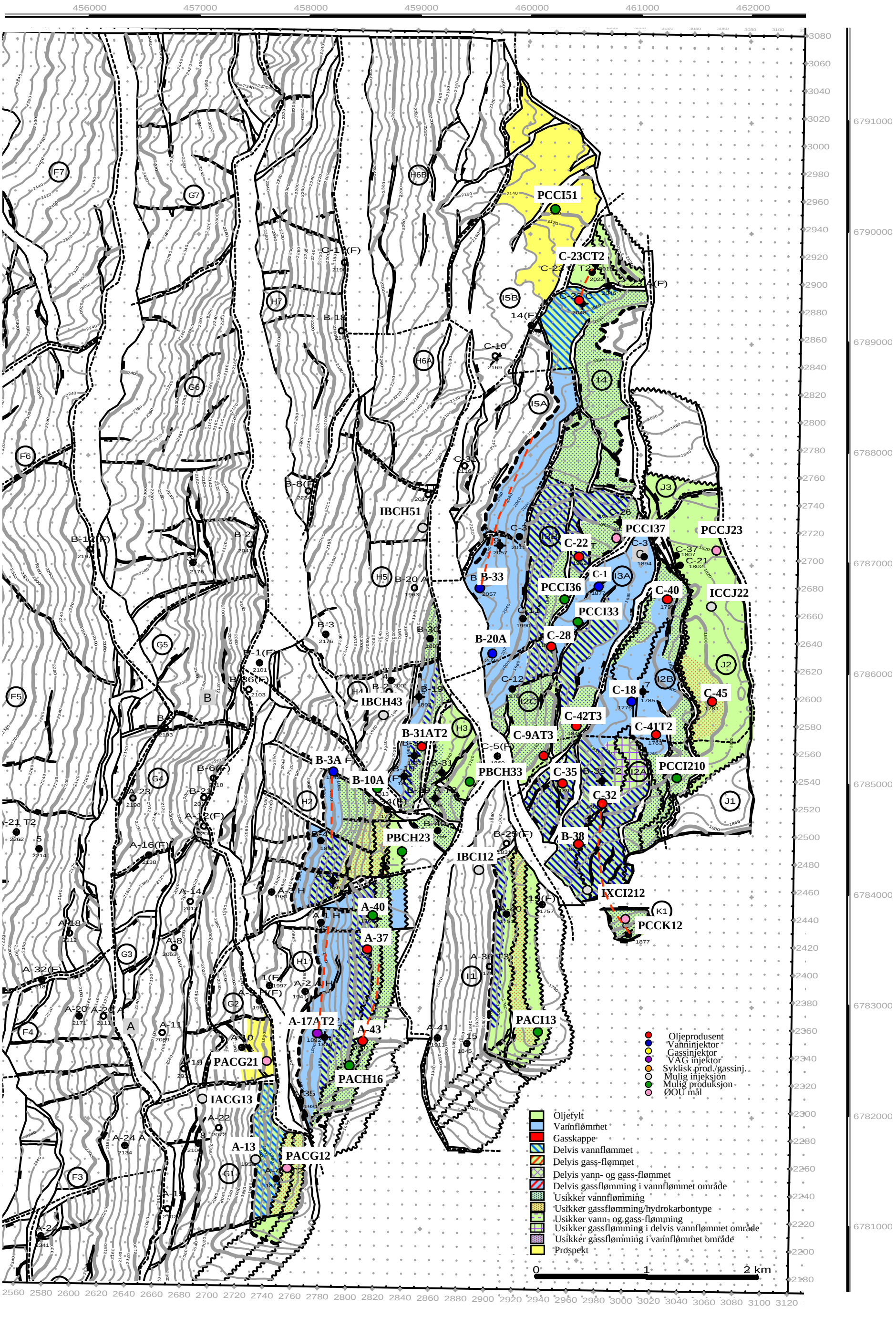
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i nedre NER
Topp R3 dybdekart



Vedlegg 4.7.6.

StatoilHydro

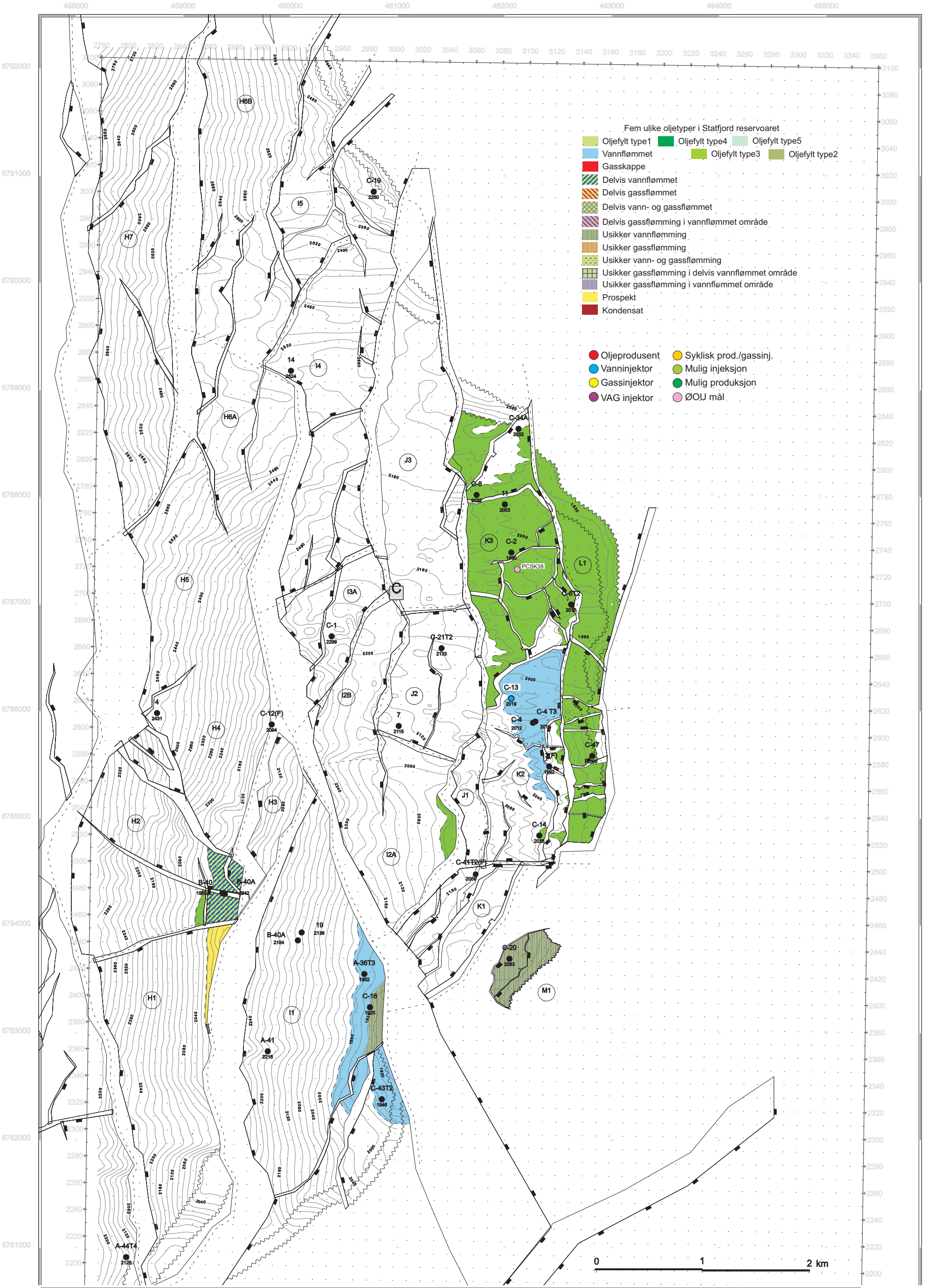
34/10 Gullfaks
Vann og gassflømming i Cook
Topp Cook dybdestruktur



Vedlegg 4.7.7.

StatoilHydro

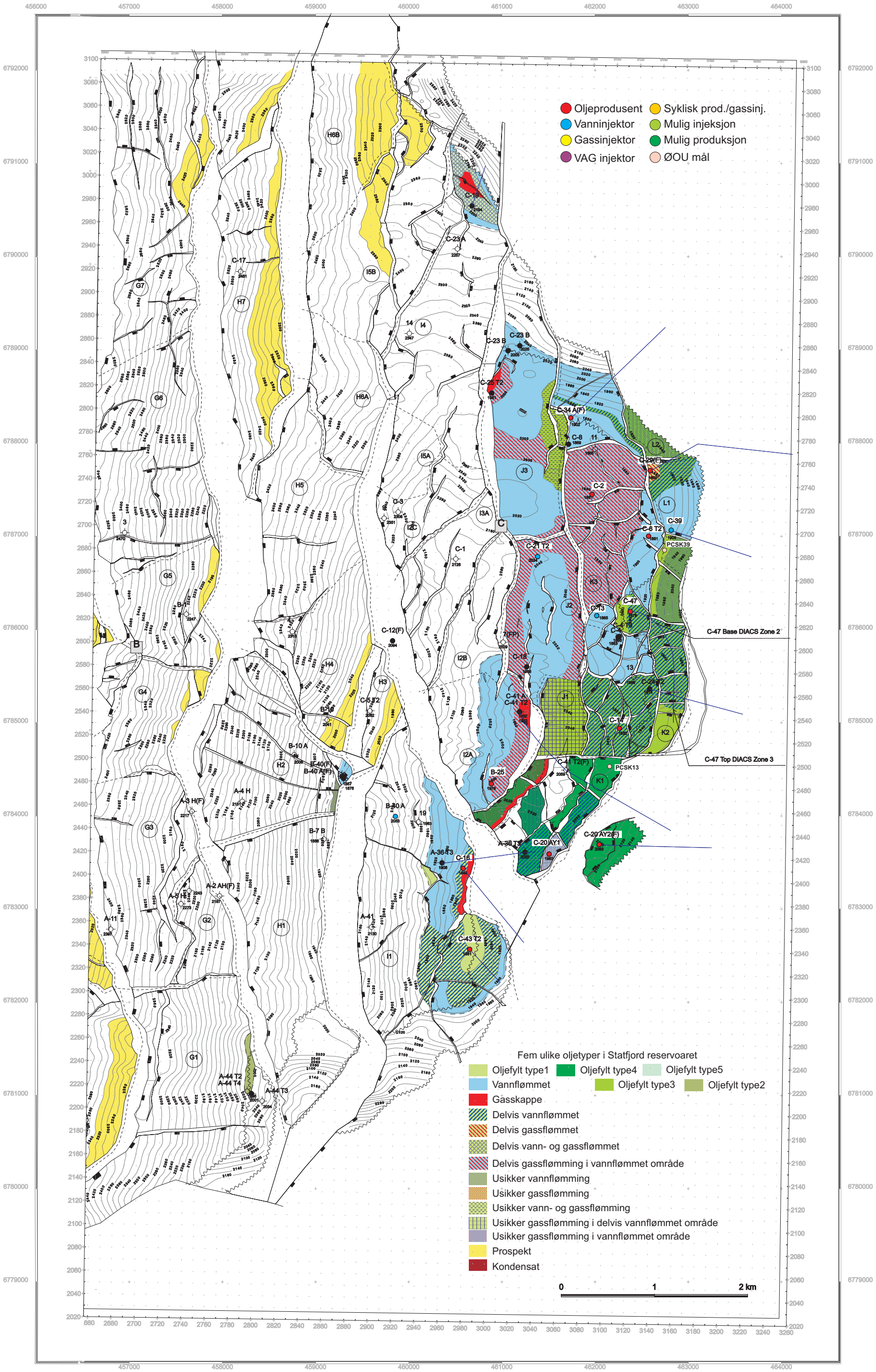
34/10 Gullfaks
Vann- og gassflømming på Statfjordformasjonen (S2)



Vedlegg 4.7.8.

StatoilHydro

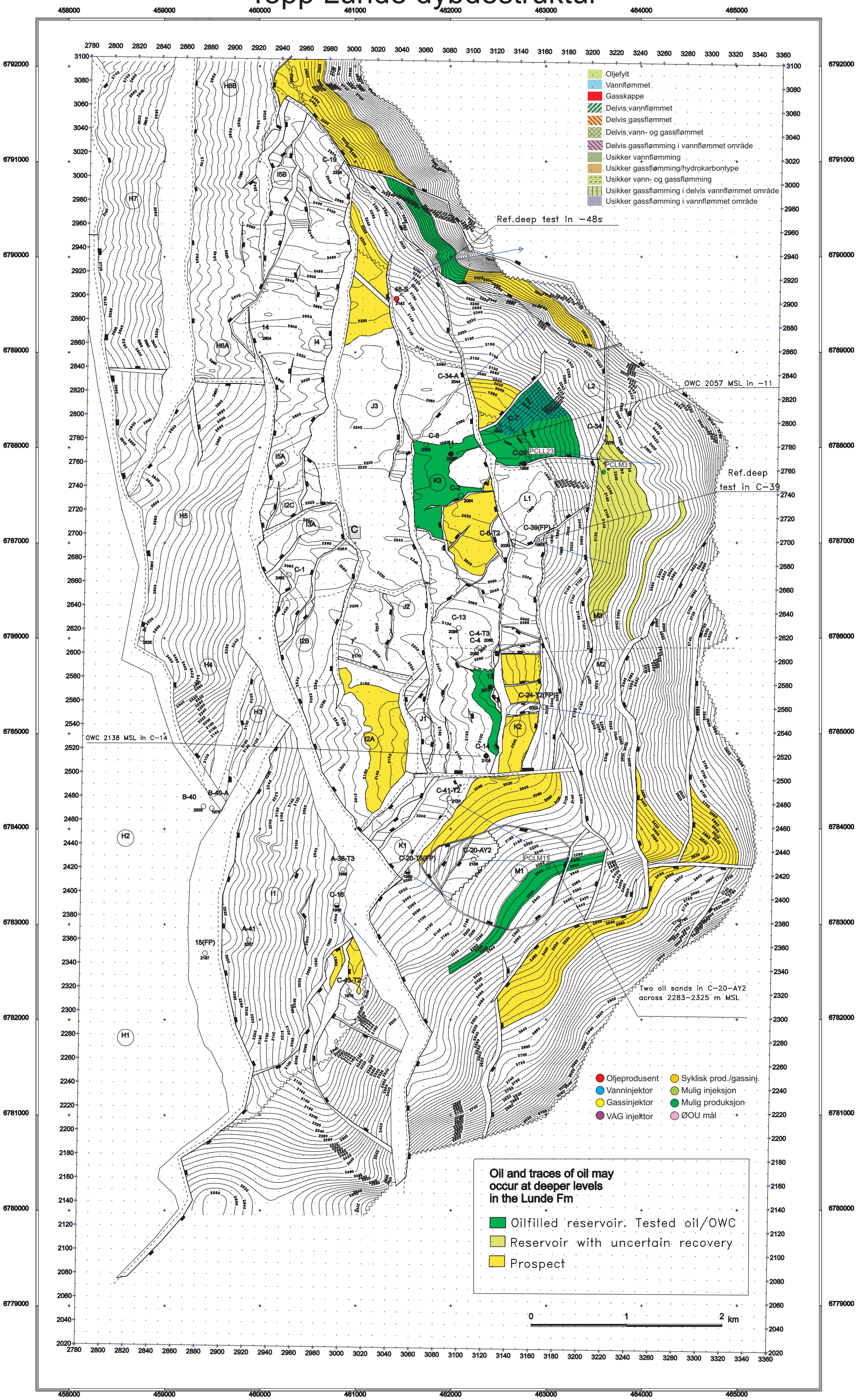
34/10 Gullfaks
Vann- og gassflømming på Statfjordformasjonen (S3-S11)
Topp Statfjord dybde struktur



Vedlegg 4.7.9.

StatoilHydro

34/10 Gullfaks
Vann- og gassflømming i Lundeformasjonen
Topp Lunde dybdestruktur



Vedlegg 4.7.10.

StatoilHydro

5.1 Innledning 2

5.2 Datainnsamling 2
5.2.1 Testseparator 2
5.2.2 Trykk-/temperatursensorer 2
5.2.3 Flerfasemålere 7
5.2.4 Produksjonslogging 7

5.3 Brønntesting og allokering 7
5.3.1 Enkeltbrønner 7
5.3.2 Deduksjonstesting 8
5.3.3 P&I plan 8
5.3.4 Allokering 8

5.4 Produksjonsstyring GF HF 10
5.4.1 Generelt 10
5.4.2 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Tarbert 11
5.4.3 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Ness 11
5.4.4 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Nedre Brent 12
5.4.5 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Cook 13
5.4.6 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Statfjord 13
5.4.7 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Lunde 13
5.4.8 Smarte brønner 14
5.4.9 Produksjon med nærbunnstrykk under metningstrykk 14
5.4.10 Lavtrykksproduksjon 15
5.4.11 ASR-brønner 15
5.4.12 Begrensninger knyttet til prosesskapasitet 16
5.4.13 Hydrater 16

5.5 Produksjonsstyring GF SAT 16
5.5.1 Generelt 16
5.5.2 Kompletteringsløsninger 16
5.5.3 Produksjonserfaring 18
5.5.4 Rammestyring 22
5.5.5 Smarte brønner 23
5.5.6 Sandkontroll 23
5.5.7 Voks 24
5.5.8 Hydrater 24
5.5.9 Gass Olje Forhold (GOF) 24
5.5.10 Prosessbegrensninger 24

5.1 Innledning

I dette kapittelet er det gitt en kort oppsummering av produksjonsstyring på Gullfaksfeltet og hvordan datainnsamling benyttes til produksjonsstyring og allokering.

Det er så gitt en beskrivelse av produksjonsstyringen og de viktigste produksjonsmessige utfordringene for hovedfeltet (GF HF) og Gullfaks satellitter (GF SAT).

5.2 Datainnsamling

5.2.1 Testseparator

For GF SAT er det ikke installert eget fiskalt målesystem. Testseparator danner derfor basis i målesystemet og all målt produksjon sammenlignes/ kalibreres mot testedata.

På GFA er det installert en felles testseparator for testing av brønner på hovedfeltet og satellittene. Det etableres derfor ukentlig en testeliste som skal sørge for korrekt prioritering av brønntester. Gjennomføring av denne listen følges opp av RESU sokkelingeniør på feltet.

På GFB er det installert en testseparator for testing av brønner på hovedfeltet. Siden ingen satellittbrønner er koblet opp mot GFB, er testsekvensen for hver brønn hyppigere på GFB enn GFA.

På GFC finnes det en HP/LP og en HP testseparator. Frekvensen av testing på GF SAT Fase 2 brønnene er lav fordi disse i stor grad er rene gassprodusenter og fordi testing av brønnene krever omlegging av brønner til en egen 8" testelinje fra havbunnsrammen. Dette gjør at tilgangen til testseparator er høy for GF HF-brønner og det er derfor ikke behov for en felles testeliste på GFC.

5.2.2 Trykk-/temperatursensorer

Trykk- og temperaturmålere er installert på brønnhodet både oppstrøms- og nedstrøms-strupeventilen på satellittbrønner. Disse målerne gir verdifull informasjon om endringer i produksjonssammensetning fra enkeltbrønner i tillegg til å gi gode indikasjoner på rate.

Det er også installert nedihulls trykk- og temperatursensorer på de fleste brønnene på GF SAT og i overkant av halvparten av brønnene på GF HF. I tillegg til å gi informasjon om brønnoppførsel og endring av produksjonssammensetning vil disse også kunne gi viktig informasjon om reservoarutviklingen. Disse målerne er også et godt hjelpemiddel for kjøring av Prosper-simuleringer.

Det har vist seg at nedihullsmålerne som er installert ofte har en begrenset levetid. En oversikt over status på nedihullsmålerne på hhv. GF HF og GF SAT er gitt i tabell 5.2.1/5.2.2/5.2.3/5.2.4 (pr. 31.07.2007).

Tabell 5.2.1: Oversikt over nedihullsmålere GF HF

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Sviktdato	Dager i drift
21A	4165.73	1887.39	17.02.2000		2724
A06B	1779.65	1551.78	28.02.2007		154
A08	1710.45	1614.25	25.05.1998	28.11.1999	553
A11	1445.79	1434.64	23.07.2002		1835
A12	2336.79	1731.35	25.05.1998	08.07.2000	776
A14	2002.35	1681.70	07.09.2005		693
A17	1927.08	1454.62	23.07.1998	25.11.2003	1951
A20	1544.20	1478.83	13.08.2001		2179
A21	2515.39	1806.98	25.05.1998	13.03.2000	659
A22	1974.59	1720.59	04.01.2007		209
A24	2081.10	1813.47	25.05.1998		3355
A25	2179.64	1518.74	31.07.1998		3289
A27	2392.87	1637.08	24.01.2006	21.03.2006	56
A28	2071.45	1791.41	02.06.1998		3347
A29A	2144.37	1573.63	07.12.2003		1333
A32	1425.39	1224.77	11.06.1998	16.11.2003	1985
A33	2217.14	1736.12	12.06.1998	21.12.2006	3114
A35	2244.23	1718.48	14.06.2007		48
A37	3017.77	1722.16	21.04.1997		3754
A39	2399.79	1667.97	08.06.1998		3341
A40	3140.70	1792.59	06.07.1998		3314
A42	2361.73	1649.14	18.05.1998		3362
A43	3204.73	1874.89	18.05.1998		3362
A44	2216.65	1846.68	18.05.1998	28.12.1998	225
A45	1864.01	1790.24	06.06.1998	24.12.2005	4392
A46	3453.77	1963.03	18.05.2000		2631
A48	4425.01	1964.16	17.07.2002		1841
A7A	3035.31	1955.10	19.05.1998	03.11.1998	168
A7B	2196.82	1844.83	16.04.2005		837

Tabell 5.2.2: Oversikt over nedihullsmålere GFB

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Sviktdato	Dager i drift
B01	1625.82	1590.91	04.01.2003	26.01.2005	754
B03	1734.62	1586.82	02.09.2003		1429
B04	2267.05	1583.82	23.06.1999		2961
B05	3117.68	1882.12	21.06.1996	12.07.1996	22
B06	1969.33	1766.19	23.04.1997		3752
B07	2086.02	1681.18	20.12.2002		1685
B08	2245.91	1735.47	25.11.1998		3171
B09	1646.20	1557.73	12.08.2003		1450
B10	2280.61	1570.77	24.06.1996	15.09.2004	3006

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Sviktdato	Dager i drift
B13	2219.32	1563.38	28.06.1996	16.12.2003	2728
B15	2079.51	1634.44	05.05.2003	09.10.2003	2714
B16	2993.82	1997.15	07.12.1998		3159
B20	2620.18	1820.40	16.01.1998	03.09.2003	2057
B20A	2445.17	1728.37	21.04.2007		102
B25	3387.02	1798.14	11.08.1996	07.12.2002	2310
B26	2523.24	1647.15	26.08.2004	30.08.2004	5
B27A	2168.27	1711.87	30.06.2004		1127
B28	3336.71	1893.69	03.07.1996	05.03.1997	246
B29	4757.51	2001.69	24.06.1996	01.12.1998	897
B30	2158.03	1864.53	25.06.1996		4054
B31	2175.18	1615.97	04.07.1996	30.06.1998	724
B32	3087.08	1842.82	20.04.2002		1929
B33	3176.95	1811.25	24.06.1996		4055
B34	1767.63	1681.29	25.06.1996		4054
B37	3159.59	1805.62	02.04.1997		3773
B38	3843.66	1794.72	13.12.1997		3518
B39	2739.34	1719.23	02.08.2003		1460
B40	3254.30	1810.13	29.10.1998	26.06.2001	972
B41	4174.83	1963.73	11.12.2000		2424
B42	5211.98	1966.85	26.02.2002		1982
B5A	3117.68	1882.12	24.12.1996		3872

Tabell 5.2.3: Oversikt over nedihullsmålere GFC

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Sviktdato	Dager i drift
C01	1478.50	1429.72	19.10.1996		3938
C03	2123.81	1682.39	11.09.1995		4342
C04	4425.01	1988.54	11.09.1998	20.09.2005	2567
C05	2651.49	1605.89	16.09.1998		3241
C09	2482.51	1625.52	28.07.2005		734
C11	2288.92	1738.06	15.08.1995	03.02.1997	539
C13	2258.76	1732.34	17.10.2005	Present	653
C16	4419.06	1854.77	03.06.1998		3346
C18	2392.64	1756.84	25.03.2001		2320
C19	2757.96	1909.85	15.07.2002		1690
C20	3854.75	1858.37	29.03.2007	Present	125
C20	4867.97	2108.45	29.03.2007	Present	125
C20	4976.53	2158.74	29.03.2007	Present	125
C21	1983.66	1919.59	02.06.2005		790
C22	1837.51	1722.93	16.09.1998		3241
C23	2538.44	1905.62	15.09.1998		3242
C24	2397.56	1625.29	20.11.1998		3176
C25	2318.76	1871.28	25.08.1995	10.10.2001	2239
C26	1609.76	1565.70	16.10.1997		3576
C27	2262.10	1866.88	07.08.1995	23.05.1996	291
C28	2000.59	1560.95	16.09.1998		3241
C29	2647.26	1899.14	14.04.1999	N/A	
C29	3034.65	2023.38	14.04.1999	N/A	

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Sviktdato	Dager i drift
C29	3150.23	2056.82	14.04.1999	N/A	
C29	3299.85	2106.03	14.04.1999	N/A	
C32	3195.88	1866.27	08.05.2001		2276
C33	1709.19	1571.35	14.09.1998		3243
C34	1810.57	1571.20	12.09.1998		3245
C35	3110.52	1749.77	19.09.1998		3238
C36	4431.00	1981.90	14.09.1998	16.01.2006	2682
C37	1662.36	1516.16	25.12.1998		3141
C38	2733.38	1887.60	27.06.1999		2957
C39	2810.88	1902.48	30.03.2000	21.04.2007	2578
C40	1960.80	1793.95	01.12.1998		3165
C41	2693.33	1819.49	26.08.1999		2897
C42	2596.40	1599.07	15.01.2000		2755
C43	5278.31	1811.57	16.04.2004		1202
C44	3804.48	1917.94	13.03.2001		2332
C45	2425.25	1673.90	29.01.2003		1645
C46	5133.03	2883.16	17.02.2005		895
C46	5284.74	2887.50	17.02.2005		895
C47	2288.30	1679.66	04.05.2006		454
C47	2877.91	1944.34	04.05.2006		454
C47	3035.28	2000.74	04.05.2006		454
C47	3229.80	2065.47	04.05.2006		454

Tabell 5.2.4: Oversikt over nedihullsmålere GF SAT

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Svikt dato	Dager i drift
D-1 H T3	3250.0	3031.0	01.09.2001	14.04.2002	226
D-2 H T2	3515.3	3139.1	08.10.1999	05.12.1999	59
D-3 AH T2	34500	32629	28.01.2000	19.04.2001	449
D-3 BH	29070	28130	04.02.2002		1038
D-3CH	39500	34020	30.05.2005	03.10.2005	127
sone 1 (ann)	39890	34140	30.05.2005	03.10.2005	127
sone 2 (ann)	39890	34140	30.05.2005	03.10.2005	127
D-4 H	32220	30374	18.03.1999	29.11.2001	998
E-1H				14.1.12006	39035
E-2 H	N/A	N/A	27.10.2000	16.10.2000	0
E-4 H	32873	27993	10.01.2000	03.02.2000	240
E-4 AH T2/E-4BH	29840	25910	25.05.2002		1909
F-2YH	32580	30010	22.11.2004	12.02.2005	83
Y1	33230	30460	22.11.2004	12.02.2005	83
Y2	33230	30460	22.11.2004	12.02.2005	83
F-3 H	39529	28918	26.08.2000	26.10.2001	456
F-4 AH T3	19671	18365	29.04.1999	07.07.2004	1896

Brønn	Dyp, m MD RKB	Dyp, m TVD RKB	Oppstartsdato	Svikt dato	Dager i drift
G-1H	35384	31270	07.02.2004	26.10.2004	262
Sone 1(ann)	36868	32177	07.02.2004	26.10.2004	262
Sone 2 (tub)	36868	32177	0702.2004	07.02.2004	0
G-2 H T3	N/A	N/A	13.04.1999		
G-2 YH	28930	27610	26.07.2004	30.09.2006	800
Y1	28930	27610	26.07.2004	30.09.2006	800
Y2	31150	29370	26.07.2004	30.09.2006	800
G-3 H T2	38806	32262	07.07.2001	08.12.2004	1252
H-1 AH	33228	28479	15.05.1999	18.04.2006	2530
H-2 AH	33590	27360	07.02.1999	20.04.1999	73
H-3 H T3	34579	29606	20.09.1999	26.07.2002	1040
H-4 H	32480	29880	16.04.2002	07.02.2007	1864
I-1 AH	42230	27910	14.12.2000	04.01.2001	21
I-2 H	27180	25360	07.07.2000		2595
I-3 H					
I-4 H	37910	26980	10.06.2000		2633
J-1 H	20499	19043	19.11.1998		3290
J-2 H T3	41721	27021	12.11.2000		2467
J-3 H	26153	24412	06.11.2000		2474
J-4 H	34850	27060	14.10.2001	19.03.2004	888
J-5 H	34510	25770	08.01.2003		1683
K-2 AH	27923	23261	29.09.1998	16.10.1998	30
K-4 H	27391	24256	06.04.2000	11.12.2006	2440
L-1 AH T2	34040	28240	21.09.2001		2257
L-2 H T2	34814	27977	17.09.2001	11.06.2002	418
L-3 H T2	30060	29350	20.09.2001	23.06.2007	2238
L-4 AH	29020	27510	18.09.2001	16.12.2006	2033
M-1 AH	29890	29820	03.11.2001	10.06.2002	221
M-2 AH	34250	30750	30.03.2003	25.06.2006	1185
M-3 CH T2	41435	29264	21.03.2004	22.03.2004	1
M-4 H	31380	29890	27.09.2003		1836
N-3AH	27892	25921	27.01.2007		208
N-5H			28.05.2007		
Sone 1	34232	28850	28.05.2007		104
Sone 2	37665	28921	28.05.2007	03.05.2007	0
Sone 3	41850	28921	28.05.2007	03.05.2007	0
N-4H			30.06.2007		
Sone 1	33679	28784	30.06.2007		50
Sone 2	39919	28944	30.06.2007		50
Sone 3	44588	28944	30.06.2007		50

5.2.3 Flerfasemålere

På GF SAT mot GFA er det installert flerfasemålere (FFM) på alle produksjonsrørledningene i tillegg til to flerfasemålere oppstrøms testseparator. I tillegg er det installert en marinisert FFM på brønnhodet på I-3H.

Flerfasemålernes oppgave er å kontinuerlig overvåke produksjonen for Gullfaks Satellitter Fase 1 for å oppfylle myndighetenes krav til forenklet måling. Per i dag er ikke FFM kvalifisert for denne oppgaven. Etter flere år med kontinuerlig arbeid for å forbedre flerfasemålerne på GF SAT har man nå besluttet installasjon av nye målere for å få gode nok resultater til allokering. Det er ikke besluttet når nye flerfasemålere vil bli installert på GF SAT.

På GFC er det installert flerfasemålere ifbm. utbyggingen av SRI. Det finnes en flerfasemåler på 8"-testelinje (N-linjen), samt subsea flerfasemålere på hver brønn. Det er fra tidligere installert en egen 1.trinns separator for GF SAT, slik at man har kontinuerlig måling av totalproduksjonen. I forbindelse med SRI-utbyggingen ble målingene fra denne separatoren oppgradert slik at måleusikkerheten er blitt bedre

5.2.4 Produksjonslogging

På GF HF blir brønnene som oftest produksjonslogget forut for soneisolering av gamle perforeringsintervall og tilleggsperforering. Produksjonsloggeverktøyet består vanligvis av sonder for logging av metninger bak foringsrøret (RST) og strømningsprofiler (PLT) langs brønnbanen. I produksjonsbrønner som produserer fra mer enn et enkeltstående reservoar blir brønnene tentativt produksjonslogget minst en gang annet hvert år på grunn av krav til reservoarstyring.

Det er ikke gjennomført eller planlagt initiell produksjonslogging med bruk av PLT i noen GF SAT brønner. Det er heller ikke planlagt rutinemessig logging av brønnene med bruk av brønnintervensjoner for overvåkningsformål. Produksjonslogging er først aktuelt når brønnratene avviker sterkt fra initielle forhold, enten som følge av massivt gjennombrudd av gass eller vann, eller på grunn av andre forhold.

Det er høye kostnader knyttet til produksjonslogging fra flyterigg, og antall PLT'er som gjennomføres på GF SAT er derfor begrenset. Det er ikke gjennomført PLT på GF SAT i 2006/2007, og det er heller ikke planlagt PLT på GF SAT i nær fremtid.

5.3 Brønntesting og allokering

5.3.1 Enkeltbrønner

På GF HF blir brønnene forsøkt testet så ofte som mulig. Testefrekvensen blir hovedsakelig styrt av tilgang på testseparator og spesielle krav til testing av noen brønner som er styrt av sandproduksjon (MSR/ASR-brønner), som fordrer oftere testing på grunn av muligheter for økte rater. Ved alarm på "sandetektorer" legges brønnene mot test for å kvantifisere

sandmengde og eventuelt justere brønnen til akseptable mengder. For å optimalisere oljeproduksjonspotensiale i forbindelse med gassinjeksjon/VAG må tilhørende produsenter testes ofte.

Fordi satellittproduksjonen innebærer at flere brønner rutes inn mot en felles rørledning er man i stor grad avhengig av å stenge ned andre brønner for å gjennomføre testing av enkeltbrønner på GF SAT. Frekvensen på enkeltbrønntesting er derfor varierende, og testingen gjennomføres først og fremst dersom man har store endringer i brønnoppførsel eller andre forhold som begrenser tapet ved nedstegning av brønner (prosessbegrensninger, vedlikehold eller lignende).

5.3.2 Deduksjonstesting

Den mest vanlig metoden å teste GF SAT brønner er deduksjonstesting. Deduksjonstesting innebærer at en eller flere brønner på en felles rørledning stenges ned slik at endring i produksjonsraten kan benyttes til å beregne produksjon fra den/de brønnene som er stengt ned. Metoden krever at driftsbetingelsene er de samme for produserende brønner under testingen. Deduksjonstesting blir derfor ofte en tidkrevende operasjon.

5.3.3 P&I plan

Det utarbeides en månedlig P&I plan for hele Gullfaksfeltet. P&I planen danner grunnlaget for produksjonsstyringen og inneholder bl.a. følgende informasjon:

- Brønnpotensialet for enkeltbrønner basert på brønntester
- Planlagt nedetid
- Mål for produksjon og injeksjon på feltet
- Prioritering av brønner i forbindelse med nedstengninger etc.
- Styringskriterier for enkeltbrønner og for feltet.

5.3.4 Allokering

Et overordnet mål i produksjonsstyringen er å allokere daglige olje-gass- og vannrater til enkeltbrønner og reservoar. Oppfølging av rateutviklingen for enkeltbrønner vil, sammenstilt med trykkdata i brønnene, gi mulighet til å følge opp eventuelle endringer i brønnene, flømmingsmønster i reservoaret, og kommunikasjon mellom enkeltbrønner.

Hovedkomponentene i ratemåling, allokering og rapportering er:

- Testseparator
- Måleinstrumenter (FFM, trykk/temp, åpning på strupeventil, mm)
- KOS - datamaskinen
- IMS
- IDUN (så langt ikke i bruk)
- Prosty.

Figur 5.3.1 gir en skjematisk fremstilling av samspillet mellom disse komponentene

En kort beskrivelse av de forskjellige komponentene i systemet følger:

Måleinstrumenter installert forskjellige steder i produksjonssystemet genererer datagrunnlaget for ratemåling, allokering og rapportering. Typiske datatyper som benyttes er FFM-data, trykk- og tempdata, PVT-data, strupeventilposisjon m.m.

KOS-datamaskinen beregner hovedsaklig rater fra FFM basert på en gitt PVT beskrivelse og målt trykk/temperatur.

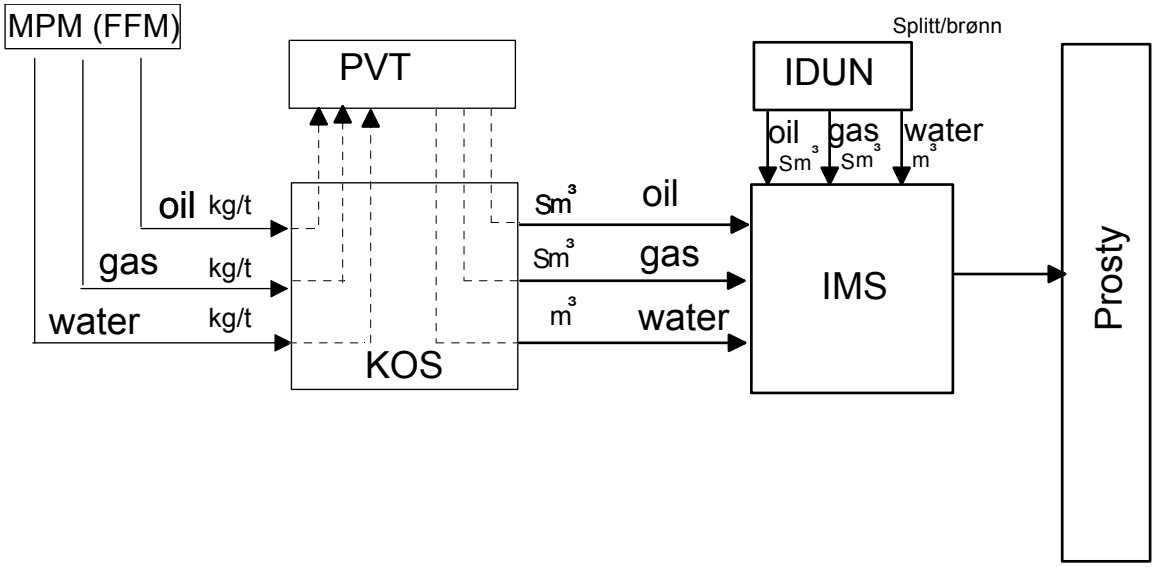
IMS (Information Management System) er en midlertidig database som har som hovedoppgave å formidle data. IMS mottar nærmest kontinuerlig informasjon fra de forskjellige måleinstrumentene. IMS formidler data til Prosty og beregningssystemet IDUN (så langt ikke i bruk). Nødvendige beregninger basert på rådata fra måleutstyr eller perifere systemer utføres før data legges klare til overføring i tabeller i en Oracle database. Se beskrivelse av IDUN og Prosty for informasjon IMS-data som benyttes.

Flowmanager er en videreutvikling av IDUN, som er beskrevet i tidligere RSP utgaver. Flowmanager benytter rater, trykk og temperaturer til å fordele produksjonen fra GF SAT rørledninger til enkeltbrønner. Programmet henter real-time data fra IMS og leverer beregnede rater tilbake til Prosty for allokering. Så langt benyttes Flowmanager til å fordele injeksjonsgass til E- og J-rammen, men det jobbes med å få implementert programmet også for alle produsenter på GF SAT

Prosty er en database for lagring av produksjonsdata. Produksjonsallokeringen utføres også der Prosty henter data fra IMS Oracle-databasen gjennom en generell, konfigurerbar overføringsmodul. Det eksisterer også standard rapporteringsmuligheter i Prosty Måledata og bearbeidede data fra de forskjellige systemene overføres til Prosty via IMS-systemet.

Følgende data blir lagt til rette for Prosty vha IMS-systemet:

- Måledata fra flerfasemålere på strømningsrør og havbunnsbrønner
- Teoretisk produksjon per brønn basert på siste brønntest
- Halvtimes og døgndata for strømningsrør og havbunnsbrønner (både produksjon og injeksjon). Verdier som inngår her er trykk, temperatur, strupeventilposisjoner og sanddetektorverdier
- Samplingsdata fra testseparator.



Figur 5.3.1: Dataflyt for ratemåling, allokering og rapportering

5.4 Produksjonsstyring GF HF

5.4.1 Generelt

GF HF består av reservoar som i produksjonsstyringssammenheng skiller seg vesentlig fra tilsvarende reservoar på GF SAT. Dette skyldes hovedsakelig at GF HF ligger strukturelt mye grunnere - med de reservoartekniske implikasjoner det medfører. Høyt poretrykk med påfølgende lavere effektivspenninger og svært høy porøsitet i reservoaret bidrar til særdeles ukonsoliderte reservoar. En relativt komplisert geologi bidrar dessuten til utfordringer i forbindelse med kartleggingen av flømmingsmønsteret sentralt på feltet, hvor mesteparten av gjenværende reserver er plassert. Estimat av gjenværende reserver spiller derfor nå, 21 år etter produksjonsstart på GF HF, en stadig viktigere rolle i forbindelse med valg av optimale kompletteringer. Dyre, men faglige riktige løsninger - isolert sett ut i fra et sandkontrolltiltak - representerer derfor nødvendigvis ikke lenger det optimale valget. Implementeringen av «Sandhåndteringsprosjektet» på alle tre plattformene på GF HF understøtter valget av naturlig komplettering som primær løsning for fremtidige intervensjoner og nye brønner. Fokus på loggtolkning og selektiv perforering (naturlig komplettering) har derfor fått en ny renessanse og representerer i dag en vanlig kompletteringsmetode. Sandkontroll blir fremdeles installert der dette anses som nødvendig for å få en akseptabel produksjonsrate. Dette gjelder primært i Øvre Brent.

5.4.2 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Tarbert

Et viktig moment ved utvikling av Tarbert-reservoaret har vært å sikre høyt rate-potensiale ved optimal bruk av sandkontroll. Gruspakkede brønner vil kunne tåle store væskeuttak selv etter vanngjennombrudd, og ideelt sett vil drenering fra oljesonene opprettholdes. Intern gruspakking har oftest blitt valgt som metode for sandkontroll på grunn av krav til sonekontroll. De senere årene er det observert redusert produktivitet etter hvert som vannkuttet øker, sannsynligvis primært som følge av dannelse av scale i nærbrønnområdet/ skjermintervallet. Flere av gruspakkene installert inne i foringsrør har således plugget seg og siden kollapset på grunn av for stort trykkfall over skjermen. Åpenhullskjermer er de siste årene blitt installert i en del brønner (A-7B, B-17AT2, B-26AY2). «Swell packers» er brukt som soneisolering der dette har vært påkrevd. Også for noen av disse brønnene er det registrert redusert produktivitet. Åpenhullsskjermer bør derfor installeres i partikkelfri væske. I noen brønner hvor både sandkontroll og sekvensiell produksjon er påkrevd er det installert «res punch» skjermer.

De fleste Tarbert-brønnene har også andre deler av Brent i brønnbanen, som enten blir produsert individuelt (sekvensiell komplettering) eller ved samproduksjon. Ved samtidig produksjon eller injeksjon i flere reservoar må permeabilitetskontraster og trykkfordeling vurderes nøye ved valg av kompletteringsløsning. Tarbert, og da spesielt Tarbert-2/3, kan lett dominere væskestrømmen på bekostning av reservoar med lavere permeabilitet og dårligere trykkstøtte (Tarbert-1 og Ness).

Tarbert, spesielt Tarbert-2/3, har meget gode egenskaper og dermed høy produktivitet. I naturlig perforerte Tarbert-brønner har maksimal sandfri rate gått kraftig ned etter vanngjennombrudd. Soner der vannet går, bidrar relativt sett med mer væske på bekostning av de andre sonene, slik at den effektive dreneringen av disse forverres.

Erfaring viser at samtidig injeksjon i flere soner fungerer bedre enn samproduksjon. Trykkstøtten sprer seg over flere reservoarsander og antallet injektorer er redusert i forhold til opprinnelige planer.

5.4.3 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Ness

Samtidig produksjon eller injeksjon med Ness og Tarbert eller Ness og nedre Brent ble gjort i en rekke produsenter og injektorer. Erfaringene med samproduksjon er delte. Noen steder fungerer det bra, mens andre steder dominerer enkelte gode sander på bekostning av dårligere sander. Derfor må permeabilitetskontraster og trykkfordeling vurderes nøye ved valg av kompletteringsløsning. Generelt sett dominerer ofte Tarbert over Ness, mens Ness dominerer over Rannoch. Internt i Ness dominerer ofte Ness-2C. Det er spesielt vanskelig å få noe ut av Ness-3A/B/C når disse kombineres med bedre Ness-sander. Samtidig injeksjon ser som oftest ut til å fungere godt. Trykkstøtten sprer seg over flere reservoarenheter, men det finnes også eksempler på at dedikert injeksjon er nødvendig for å få trykkstøtte til den sanden en ønsker.

For å sikre god drenering av hver sand og unngå kompliserte brønntiltak i horisontalbrønner, har brønnene i mange tilfeller blitt stegvis komplettert fra bunn brønn (tåen) og opp mot hælen. Kompletteringsløsningen har i hovedsak vært gruspakking av intervaller i 50 - 100 meters

lengde. Dette gir mulighet for sekvensiell tilbakeplugging ved utvanning, og dermed best dreneringsmessig resultat. Det er også tatt i bruk åpenhulls gruspakker i Ness. De siste årene har den vanligste kompletteringsmetoden vært åpenhullskjermer med «swellpakninger» og «respunch» skjermer (A-24B, A-38A, B-17AT2, B-26AY2).
Selektiv perforering uten sandkontroll blir benyttet i økende grad pga forhold diskutert i avsnitt 5.4.1.

5.4.4 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Nedre Brent

Utfordringene i forbindelse med produksjon fra nedre Brent (Etive- og Rannoch-formasjonene) har vært knyttet til overløp av vann i den overliggende høy-permeable Etive-formasjonen. Nedre Brent produsentene ble til å begynne med naturlig komplettert i Rannoch vha. selektiv perforering av soner med relativ stor sandstyrke. Alle disse brønnene ble raskt styrt av maksimal sand-fri rate (MSR). MSR varierte fra brønn til brønn, avhengig av forhold som effektivspenninger i formasjonen (strukturelt nivå), lengde på perforeringsintervall og sist, men ikke minst, vanngjennombrudd. Nedre Brent produsentene ble deretter forsøkt gruspakket. Disse brønnene fikk raskt betydelige problemer med redusert produktivitet (PI) over tid, på grunn av plugging i nærbrønnsområdet. Den viktigste årsaken til dette antas å være plugging av finpartikler på grunn av høyt innhold av mobil kaolinitt i Rannoch formasjonen. Injeksjon av resinbelagt sand for sandkontroll i gamle produsenter (A-13 og B-7) ble også forsøkt med varierende resultat.

De siste 15 årene har frakturering med resinbelagte proppanter overtatt som viktigste kompletteringsmetode i nedre Brent. Den proppantfylte sprekken, som blir indusert i de dypere stratigrafisk og mer konsoliderte sonene i Rannoch, kommuniserer med grunnere stratigrafiske lag. slik at hele nedre Brent pakken bidrar til produksjonen. Denne IVFC (Indirect Vertical Fracture Completion) metoden, som først og fremst fungerer som en sandkontrollmetode, bidrar også til stimulert og dermed økt produksjon fra nedre Rannoch. Produksjon fra de frakturerte brønnene har historisk sett vært belemret med tilbakeproduksjon av proppanter. Operative tiltak samt introduksjon av nye stimuleringsvæsker med lav ph og resiner designet for lav-temperatur reservoar har mer eller mindre satt en stopper for dette problemet.

Frakturering med etterfølgende gruspakking har også vært forsøkt (C-26 og C-28). Kompletteringsmetoden må alt i alt betegnes som vellykket, selv om både C-26 og C-28 fikk betydelig redusert PI etter vanngjennombrudd, trolig grunnet plugging av gruspakken.

I vest har to brønner nord i G-rekken samprodusert med øvre Brent (B-21 og B-27). Produksjonen var dominert av øvre Brent, og utvinningen fra nedre Brent ble lav. Fremtidige brønner som penetrerer øvre og nedre Brent, vil følgelig bli produsert sekvensielt.

I den østlige delen av nedre Brent (segmentrekke I) er 4 brønner samprodusenter med Cook (C-9A, C-22, C-28 og C-35). Her er det historisk sett nedre Brent som har dominert produksjonen pga problemer med trykkvedlikehold og følgelig lavere reservoartrykk i Cook.

5.4.5 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Cook

Cook-reservoaret er i hovedsak blitt boret og komplettert på to måter. Den primære strategien er samproduksjon av Cook-2 og Cook-3 ved hjelp av tilnærmet vertikale, frakturerte brønner. Brønnen perforeres i Cook-2 med lav permeabilitet/produktivitet og sprekken designes for å nå Cook-3 som har høy porøsitet og permeabilitet. Denne IVFC (Indirect Vertical Fracture Stimulation) metoden stimulerer Cook-2 produksjon og Cook-3 vil bidra til en balansert og økonomisk forsvarlig produksjonsrate. Kompletteringen bidrar også til at en unngår installeringer av dyrt og sårbart sandkontrollutstyr for produksjon av Cook-3. Tilbakeproduksjon av proppanter har i noen tilfeller begrenset produksjonsraten.
Den sekundære strategien er produksjon fra Cook-2 i lange, horisontale brønner. Dette er lavratebrønner som har primær oppgave å øke utvinningen fra Cook-2 og uttaket styres av trykkstøtten til Cook-2.

Nedre Brent reservoaret ligger geografisk over Cook i vestlige deler av feltet. For å akselerere produksjon fra reservoarene har dette resultert i samproduserende brønner. Da reservoaregenskapene i nedre Brent stort sett er bedre enn egenskapene i Cook, har produksjonen vært dominert av nedre Brent. Samproduksjon har trolig vært hemmende for utviklingen av Cook-reservoaret, og sekvensiell produksjon er å foretrekke.

I østlige deler av feltet ligger Statfjord-reservoaret under Cook. Samproduksjon mellom Cook og Statfjord har ikke vært aktuelt på grunn av for stor forskjell i reservoaregenskaper. Begrenset tilgjengelighet til slisser og små gjenværende reserver kan derimot føre til flere samprodusenter mot slutten av feltes levetid.

5.4.6 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Statfjord

Produksjonsegenskapene i Statfjord formasjonen varierer veldig med stratigrafisk nivå. Egenskapene varierer fra veldig bra i toppen til relativt dårlig i nedre del. Kompletteringsløsningene er derfor vanligvis forskjellige for øvre og nedre del. Produksjon med en høy rate fra de gode sandene i øvre Statfjord krever som regel sandkontroll. På Gullfaks er det både installert innvendige gruspakker og skjermer i Statfjord-produsentene. I nedre del av formasjonen er produksjonsratene såpass lave og sandstyrken så stor at naturlig perforering er tilstrekkelig. Naturlig perforering bidrar også til at det er relativt kurant å plugge av vann fra de nederste sonene.

I Statfjordformasjonen er tre såkalt «smarte brønner», komplettert - hvorav kompletteringsløsningen i den ene (C-29) ikke fungerer lenger. Se mer under avsnitt 5.4.8.

5.4.7 Produksjonsegenskaper og kompletteringsstrategi – Lunde

Produksjonsegenskapene varierer internt i Lundeformasjonen . Trykkommunikasjonen i Lunde er derfor til dels svært varierende.

Pr. dato er det ingen produksjons- eller injeksjonsbrønner i Lunde.

5.4.8 Smarte brønner

I brønnene C-29, C-43T2 og C-47 (letebrønn) er det installert nedihullsutstyr som gjør dem såkalt «smarte».

I 1999 ble det installert SCRAMS med fire uavhengige soner i C-29 - to soner i Lunde og to i Statfjord. Etter relativt kort tid (2-3 år) ble det problemer med å manipulere ventilene knyttet til de nederste sonene. Etter 2002 har det ikke vært mulig å bevege noen av ventilene, og brønnen produserer pr. dato kun fra den øvre sonen (øvre Statfjord). Opprinnelig var det installert nedihulls-trykkmålere i hver av de fire sonene, som skulle gi data til overflaten via elektriske ledninger. Ventilene («sleevene») skulle opereres via hydrauliske linjer fra overflaten. Etter en tid antas det at avleiringer og sand førte til at sleevene «grodde igjen» da det ble ikke mulig å operere dem. Det ble også etter hvert problemer med elektrisk og hydraulisk kontakt til de fire sonene. Pr. dato er det ingen elektrisk eller hydraulisk kontakt med de tre nederste, og kun elektrisk kontakt til trykkmåler i den øverste sonen.

I C-43T2 ble det i forbindelse med initiell komplettering primo 2004 installert såkalt DIACS. Produksjonsbidraget fra to ulike soner styres via to ventiler. Hittil har dette fungert etter hensikten, og ventilene har vært operert flere ganger uten problemer. Brønnen produserer per dato i underkant av 300 Sm^3/d olje, med ett vannkutt på ca. 40%. Etter vanngjennombrudd i mars 2005 har det vært en betydelig reduksjon i produktiviteten. Ventilene vil bli beveget med jevne mellomrom (2-3 måneders intervaller) for bla. å forebygge «gjengroing» på grunn av utvikling av scale i brønnen.

C-47 ble komplettert med 3 DIACS-soner medio 2006. Sone 1 og 2 produserte kun injeksjonsvann. Vanninjektoren C-13 kommuniserte bedre enn forventet med sone 1 og 2. Den nederste sonen har en foreløpig ikke fått tilgang til på grunn av lekkasje på isolasjonspakning mellom de to nederste sonene. DIACS-ventilene har imidlertid fungert tilfredsstillende. Videre strategi er å få satt pakning mellom de to nederste sonene, og deretter få satt brønnen på produksjon fra sone 3. På sikt blir brønnen konvertert til vanninjektor i K2-segmentet.

I 2 av de siste brønnene som er kommet i produksjon (A-38A og B-26AY2) er også kompletteringen slik at brønnene kan karakteriseres som «smarte». Det er installert åpenhulls skjermer i brønnene med dyser som kan justeres. Antall dyser og dyseåpning bestemmes like før installasjon av kompletteringen og baseres på data som trykk og permeabilitet innhentet fra forutgående logging av brønnen. «res flow» skjermer skal gi et jevnt innstrømningsprofil over hele produksjonsintervallet. Logging i etterkant vil eventuelt kunne påvise dette.

5.4.9 Produksjon med nærbunnstrykk under metningstrykk

Siden 1997 har det vært tillatt å produsere med nærbrønntrykk under metningstrykket på Gullfaksfeltet. Erfaring fra produksjon med nærbrønnstrykk under metningstrykk har generelt vært positive. Det har bidratt til akselerert produksjon fra de aktuelle brønnene. Det er heller ikke påvist bi-effekter i form av redusert produktivitet, akkumulering av frigjort gass i reservoaret eller forhold som kan ha negativ innflytelse på produksjon eller reservoarutnyttelse.

Men i enkelte gruspakkede brønner i Ness har en tidligere sett tilløp til plugging på grunn av karbonatutfelling. Disse problemene ble forsøkt løst ved hjelp av syrebehandling, men som regel oppnådde en bare kortvarig gevinst.

5.4.10 Lavtrykksproduksjon

På GFA og GFB har enkelte brønner produsert med lavt trykk via flerfasepumpe, ref tabell 5.4.1. Hvilke brønner som til en hver tid har vært koblet opp mot pumpene på GFA har blant annet vært avhengig av prosesskapasiteten.

I april 2007 ble prosesstrykket på GFB senket til i underkant av 40 bar, flerfasepumpen er imidlertid fremdeles i drift i «ekstrem» brønner som har dårlig trykkstøtte (B-31 og B-38 produserer for tiden via flerfasepumpen), da mottrykket kan senkes ytterligere 10 bar vha. flerfasepumpen.

Tabell 5.4.1: Brønner på GFA og GFB som har produsert mot flerfasepumpene siste 2 år

Brønn	Oppstart	Frakoblet siste gang
A-8R2	07.04.2000	05.02.2006
A-23	12.01.2000	Oppkoblet
A-33	21.09.2000	Oppkoblet
B-2	11.11.1999	Oppkoblet
B-38	27.01.2004	Oppkoblet
B-31	10.12.2004	Oppkoblet

På GFC produseres noen av brønnene mot lavtrykks-produksjonsmanifold. Denne leder strømmen forbi 1.trinns-separator og inn på 2.trinns-separator. Brønnene som er rutet inn mot lavtrykksmanifold kan ha så lavt mottrykk som 20 bar.

5.4.11 ASR-brønner

Akseptabel sandrate (ASR) i stedet for maks sandfri rate (MSR) innebærer at en tillater høyere sandproduksjon enn tradisjonelt i brønner der erosjonsfaren er neglisjerbar. Ved ASR tillater en inntil 15 (5-15) gram sand i timen registrert i sandfellen, mens ved MSR tillates bare 2 (1-3) gram sand pr. time. Dette følges opp med overvåkning av erosjonsutviklingen vha beregninger og inspeksjon. Plattformenes prosessanlegg har gjennomgått en robustgjøring for å kunne håndtere de økte sandmengdene. På GFA og GFB er alle brønner (hvor ASR er hensiktsmessig) definerte som ASR brønner. På GFC har en hatt større utfordringer med sandproduksjon. Derfor har en begrenset antall ASR brønner til 4. Det er i tillegg installert sanddetektorer på brønnene som kvalitativt brukes som alarmsystem i forbindelse med økt sandproduksjon. Det er imidlertid sandfellen som brukes kvantitativt for å justere brønnene optimalt.

5.4.12 Begrensninger knyttet til prosesskapasitet

GF HF er i utgangspunktet «brønnstyrt» og det er begrensninger i forhold til hvor mye brønnene klarer å levere som begrenser produksjonen.
Daglig produksjon på GF HF blir imidlertid i noen tilfeller affektert av begrensninger i produksjonsanleggene på de tre plattformene.

På GFA er brønner strupt/stengt grunnet høy H2S produksjon (A-10A, A-34A).

Vannbehandlingskapasiteten på GFB er nylig oppgradert fra ca. 40,000 m^3/d til 50,000 m^3/d . GFB kan nå levere både gass og olje til både GFA og GFC. Driftsforstyrrelser medfører imidlertid at B-42 (brønnen med høyest GOF) noen ganger blir strupt/stengt.

5.4.13 Hydrater

Kombinasjonen av fritt vann, gass og relativt høyt trykk/lav temperatur kan føre til dannelse av hydrater. På Gullfaks hovedfelt har det vært flere hendelser med dannelse av hydratplugger i brønner, spesielt i VAG brønner og brønner med høy gassproduksjon.

5.5 Produksjonsstyring GF SAT

5.5.1 Generelt

Resultater fra opprenskning og testing av nye brønner og ikke minst produksjonserfaring, har gitt resultater som kontinuerlig er benyttet for forbedring og anvendelse av nye kompletteringsmetoder på GF SAT. En av utfordringene har vært å finne løsninger som er tilpasset de operasjonelle begrensninger som er gitt ved bruk av flyterigg.

Produksjonsstyringen på GF SAT er i stor grad påvirket av at man har flere brønner som produserer mot en rørledning. Begrenset mulighet for optimalisering av enkeltbrønner - og i noen tilfeller begrensninger i produksjonssystemet (først og fremst i rørledninger og strupeventiler) - skaper derfor ekstraordinære utfordringer i forbindelse med produksjonsstyring. Utover dette er produksjonen bestemt av reservoarbetingelser (ref. kap. 4), og i liten grad av produksjonsmessige forhold som sand, avleiringer etc. Det som så langt har påvirket produksjonen fra GF SAT, foruten reservoarbetingelser og systembegrensninger, er gass, voks og hydrater.

5.5.2 Kompletteringsløsninger

For en komplett oversikt over valgte kompletteringsløsninger på GF SAT brønner vises det til tabell 6.3.4.1 i kapittel 6.

En kort oversikt over valgte kompletteringsløsninger er gitt nedenfor.

Overbalanse perforering
De første oljeprodusentene på GF SAT (med unntak av K-2AH) ble komplettert med liner som ble perforert i overbalanse. Fordi det ble vurdert et visst potensiale for sandproduksjon ble perforeringene utført retningsorientert. Produksjonserfaring fra brønner med overbalanse perforering tyder på at produktiviteten er redusert som følge av perforeringen, og man gikk derfor bort fra denne løsningen. Følgende brønner er komplettert med liner og overbalanse perforering: H-2AH (1999), D-4H (1999), G-2HT (1999), F-4AHT3(1999).

Skjermer satt i oljebasert slam
De neste brønnene ble komplettert med åpenhulls skjermer som ble kjørt i oljebasert slam. Målt produktivitet på disse brønnene er vurdert å være lavere enn forventet ut fra loggdata og sammenlignbare brønner. Følgende brønner er komplettert med åpenhulls skjerm i oljebasert slam: H-1AH (1999), H-3HT3 (1999) og D-2HT2 (1999).

Skjermer satt i brine
Som følge av de dårlige resultatene med brønner komplettert med skjerm i oljebasert slam gikk man over til å sette skjermene i brine. Denne sandkontrollmetoden har så langt gitt de beste resultatene mht. produktivitet. Følgende brønner er komplettert med skjermer satt i brine: K-4H (2000), I-4H (2000), I-2H (2000), I-2H (2000), I-1AH(2000), G-3HT2 (2001), M-1AH (2001), H-4H (2002), M-4AHT2 (2002), M-2H (2003).

Underbalanse perforering
Alle injektorene på GF SAT er perforert med liner perforert i underbalanse. Følgende injektorer er komplettert: J-1H (1998), E-4H (1999), E-2H (2000), J-2HT3 (2001), J-3H (2000), J-4H (2001), E-4AHT2 , J-5AH, E-4BH (2006) og E-1YH (2006). I tillegg er et fåtall produsenter komplettert på denne måten: A-47T2 (2001), D-1HT2 (2001), D-3BH.

Åpenhulls skjermer med gruspakke
De fleste gassprodusenter på GF SAT er komplettert med åpenhulls, gruspakkede skjermer. Følgende gassprodusenter har denne kompletteringsløsningen: L-2 HT2, L-3HT2, L-4AH, L-3HT2, L-1AHT2 (alle i 2001).

Preboret liner
Potensialet for sandproduksjon på GF SAT er nedvurdert det siste året fordi man så langt ikke har hatt problemer med sand, selv når reservoartrykket er depletert til nivå som langt overskrider teoretisk grense for sandfri produksjon. Det er derfor besluttet å benytte en løsning med preboret liner i brønner hvor man har store operasjonelle fordeler ved en slik løsning fremfor kjøring av skjermer. Preboret liner er så langt installert på G-1H (2004), G-2YH (2004), F-2YH (2004) og D-3CH (2005).

Skjermer satt i low-solid oljebasert slam
Pga. boretekniske årsaker har man de siste årene gått bort fra å bore med vannbasert slam på GF SAT. Dette kompliserer løsningen med å kjøre skjermer i brine, og som et kompromiss er det derfor valgt å kjøre skjermer i low-solid oljebasert slam for å begrense muligheten for plugging av skjermene. Denne metoden ble benyttet på M-3CHT2 (2004) og på Skinfaks/Rimfaks IOR brønnene, N-2H, N-3H, N-4H, N-5H (2007). På disse brønnene ble det i tillegg besluttet å gå over til low-solid slam basert på cesium-format som begrenser

partikkelmengden til et minimum. Resultatet etter oppstarten av disse brønnene har vært svært bra.

5.5.3 Produksjonserfaring

5.5.3.1 Gullveig Brent

For eldre produksjonshistorikk, se tidligere reservoarstyringsplaner for Gullfaks Satellitter.

Det er ikke boret nye brønner i Gullveig i 2005/2006, og det er heller ikke gjennomført brønntiltak i eksisterende brønner.

Grunnet høyt vannkutt og lavt brønnhodetrykk i K-2AH, som skapte store samkjøringsproblemer med K-4H, ble en intervensjon utført sommeren 2003. Man plugget vekk nedre Brent og perforerte i Ness3D-Ness3A.

Etter intervensjonen ble det mulig å øke produksjonsraten fra K-4H. Det ble observert vanngjennombrudd i september 2004 og oljeraten sank jevnt fra ca 1500 Sm^3/d til ca 900 Sm^3/d med vannkutt rundt 40% i desember 2005. Samkjøringsproblemer med K-2AH førte til at K-4H i desember 2005 måtte strupes tilbake til rundt 500 Sm^3/d. Brønnen har frem til i dag produsert med svakt avtagende oljerate fra 500 til 300 Sm^3/d, stabil GOF på 400 og vannkutt økende fra 40% til 60%. Det lave væskeuttaket har ført til at reservoartrykket i Tarbert har steget siden sommeren 2006 fra 290 til 298bar @2511mTVD-RKB. Dette tyder på god kommunikasjon med omliggende vannbasseng.

Etter intervensjonen i 2003 produserte K-2AH med GOF rundt 1300, men allerede et par måneder etter oppstart avtar GOF. I løpet av første halvår 2005 stabiliserte GOF for K-2AH seg på rundt 900 Sm^3/Sm^3. Oljeraten har siden våren 2005 ligget på ca. 250-300 Sm^3/d, mens vannkuttet har økt fra 25% til 80% i samme tidsrom. Brønnhodetrykket har sunket jevnt fra 170 til 95 bar og er nå kritisk lavt. Dette fører til begrensninger i differensialtrykk i K-røret til GFA og dermed en begrensning i produksjon fra K-4H som er strupet tilbake pga dette. Innen kort tid vil K-2AH stenges ned til fordel for økt produksjonsrate i K-4H.

5.5.3.2 Rimfaks Statfjord

For tidligere produksjonshistorie for Rimfaks Statfjord vises det til tidligere utgaver av Reservoarstyringsplanen for Gullfaks Satellitter.

Det er pr. august 2007 kun 3 av H-brønnene som produserer. H-2AH ble stengt i november 2005 pga BSV-problemer.

I mai/juni 2006 ble det gjort et mislykket forsøk på å montere en insert-BSV i H-2AH. Det var ikke mulig å komme ned på grunn av «bukling» i tubing (dette har mest sannsynlig skjedd under komplettering). Brønnen står nå stengt i påvente av en rekomplettering (planlagt 2008/9).

Det er ikke boret nye brønner i Rimfaks Statfjord i 2006/7.

De to siste årene har en sett en stigende GOF i alle brønnene mens oljeraten reduseres gradvis. H-brønnene produseres nå med trykkvedlikehold og er derfor avhengig av injeksjonen i J-4H. Vannkuttet i brønnene har økt gjennom 2006/7.

H-rammen produserer pr. august 2007 ca. 750 Sm^3/d med en GOF på ca 2700 Sm^3/Sm^3. Vannkuttet er på 30 - 40 %. Den beste produsenten er H-3T3H med en oljerate på ca. 300 Sm^3/d. Startraten for H-2AH, dersom den blir rekomplettert, er anslått til 500 Sm^3/d.

5.5.3.3 Rimfaks Brent

For tidligere produksjonshistorie for Rimfaks Brent vises det til Reservoarstyringsplanen for Gullfaks Satellitter 2005.

Det er ikke boret nye brønner i Rimfaks Brent i 2005/2006. J-1H Stafjord gassinjektor ble konvertert til en Brent gassinjektor i desember 2005 med en lett brønnintervensjon (første på GF SAT). Dette gir mer støtte til O5 segmentet før boring av SRI brønner som begynte i 2007.

Selv om O5 segmentet har fått mer gass, falt trykket i 2006 på grunn av økt gasseksport (økt behov og problemer på GFC) og lav regularitet på M-35 kompressor sammen med høy fokus på økt oljeproduksjon. Fordeling av gass mellom Rimfaks Statfjord og Brent ble også forandret for å injisere mer gass i Rimfaks Brent for å minimalisere trykktap.

I-rammen produserer pr. juli 2007 ca. 2400 Sm^3/d med en GOF på 2800 Sm^3/Sm^3. Vannkuttet er på 21 %.

Produksjon til GFC
I forbindelse med SRI prosjektet er det blitt boret 3 nye brønner til Rimfaks Brent (Rimfaks IOR). N-3AH ble startet opp i januar 2007. Brønnen kom inn som forventet med bra PI (> 500) og forventet oljerate på 1500 Sm3/d. Et vanngjennombrudd etter 3 dager var derimot ikke forventet. Vannkuttet steg opp mot 50 % etter 3 måneder hvor det flatet ut og stabiliserte seg. Brønnen produserte i juni 2007 mellom 800 og 900 Sm^3/d med et vannkutt på 50%. GOF er ca. 1250 Sm^3/Sm^3.

I slutten av mai 2007 ble N-5H startet opp. Dette er en «diacs» brønn med 3 soner. Brønnen ble startet opp med alle sonene åpne og lagt på en oljerate på 1750 Sm^3/d, 400 i GOF og 0 % vannkutt. I juli 2007 har oljeraten sunket til 1300 Sm^3/d og GOF har økt til 900 Sm^3/Sm^3. Brønnen er fortsatt vannfri.

I juli 2007 startet den siste Rimfaks-brønnen opp, N-4H. Dette er også en «diacs» brønn med 3 soner. Her ble kun den nederste sonen startet opp fordi de to øverste sonene fikk gassgjennombrudd allerede under opprensking. Oppstartsrate var 1600 Sm^3/d, 250 i GOF og brønnen er vannfri.

Etter at N-4H er satt i produksjon deler de 3 Rimfaks IOR-brønnene linje med M-2H og M-3CHT2 bort til GFC. I forbindelse med økt væskerate inn i produksjonsseparator VA07 har

dette medført problemer i form av væskemedrivning i gassen og påfølgende tripping på gass siden. Dette medfører at N-3AH og N-4H er redusert for å begrense væskemengden inn på VA07. Reduksjonen i oljerate er hhv. 200 og 300 Sm³/d fra N-3AH og N-4H.

5.5.3.4 Gullfaks Sør Statfjord

For produksjonshistorikk før juli 2005, se reservoarstyringsplan for Gullfaks Satellitter 2005.

F-4AHT3 kom inn i 1999 med tilnærmet initiell GOF og høyere oljerate etter tilleggsperforering av nedre Statfjord sander, men dro raskt inn gass og hadde en økende GOF utvikling til dagens nivå som er ca. 1300 Sm^3/Sm^3. F-4AHT2 ble kjørt med trykkfall nedihulls frem til desember 2003, men ble så redusert for å stabilisere bunnhullstrykket. Oljeraten har vært minkende til 300 Sm^3/d, på nivå med raten før tilleggsperforeringene i 2003. Vannkuttet fra oppstart har variert fra 0 % og til dagens nivå som er 7 %. Midlere reservoartrykk i brønnen ble redusert til rundt 400 bar frem til 2004 og har frem til juni 2005 holdt seg mellom 380 og 400 bar. Beregnet bunnhullstrykk i dag er mellom 285 – 310 bar.

G-1H kom i februar 2004 inn med en initiell rate på 500 Sm^3/d og initiell GOF. Etter en steg-rate test i april 2004 ble det observert gassgjennombrudd, og GOF utviklingen har vært økende til 1400 Sm^3/Sm^3 pr. juni 2005. Oljeraten har gradvis sunket til ca. 200 Sm^3/d og vannkuttet har økt til 10-15 %. Brønnen døde på grunn av lavt reservoartrykk og mulig plugging av Diacs-ventilene november 2005. Brønnen ble pumpet full med metanol og holdt stengt frem til mars 2006. Brønnen ble da startet opp og produserte frem til august 2006. Samme prosedyre med metanol ble igjen utført og brønnen ble startet opp igjen mars 2007. Brønnen produserte denne gangen frem til juni/juli 2007. Brønnen døde denne gangen i forbindelse med en NAS, det var ikke mulig å starte opp brønnen etter nedstengningen. Brønnen står i dag stengt for trykkoppbygging. Brønnen har produsert med en oljerate på ca 150 Sm³/d i periodene den har vært i produksjon.

G-2YH (tidligere G-2HT3 + nytt sidesteg), første MLT brønn på GF SAT, ble startet opp i juli 2004 med en oljerate på 1000 Sm^3/d, initiell GOF og 2 - 3 % vann. Frem til september 2004 ble trykket dratt ned til ca. 400 bar og brønnen produserte med stabilt trykk frem til desember 2005. Oljeraten har fra 2005 og til i dag falt fra ca. 600 Sm³/d og til ca 440 Sm³/d, vannkuttet har gradvis økt til ca 20 %, mens GOF har økt til ca 950Sm³/Sm³.

F-2YH kom på produksjon i november 2004 med en initell vannfri rate på 1500 Sm^3/d og initiell GOF. Trykkfallet var imidlertid veldig høyt og raten sank raskt ned 200 Sm^3/d i løpet av 3 måneder. Vannkuttet var da på 10 % mens GOF fortsatt var initiell. En stegratetest i april 2005 viste at trykket i sone 1 var falt til 370 bar mens sone 2 hadde et trykk på 410 bar. Produktivitetsindeksen i sone 1 og sone 2 var henholdsvis 55 $Sm^3/d/bar$ og 15 $Sm^3/d/bar$. Simuleringer viste at det i denne situasjonen krysstrømte fra sone 2 til sone 1 under produksjon. Som konsekvens av dette ble sone 2 stengt og sone 1 satt i produksjon alene. Sone 1 produserte fra april 2005 med en oljerate på ca. 400 Sm^3/d, initiell GOF og stigende vannkutt til rundt 45 %.
Fra oktober 2005 ble sone 1 stengt på grunn av lavt reservoartrykk og sone 2 ble åpnet og produserte alene med en oljerate på ca 400Sm³/d, GOF på ca 190 Sm³/Sm³ og 0 % WC. I januar 2006 blir sone 2 stengt på grunn v lavt reservoartrykk og sone 1 åpnet for produksjon. I

løpet av februar 2006 antas det at begge løpene har likt reservoartrykk og sone 2 blir åpnet for samproduksjon med sone 1. Brønnen har siden det produsert med en oljerate på mellom 350 – 400 Sm³/d, med stigende GOF til 500 Sm³/Sm³ og økende vannkutt til 38 %.

E-1Y3H er en gassinjektor som ble planlagt og boret som en to-grens brønn for å trykkstøtte F-2YH, F-4AHT3 og G-2YH. Brønnen skulle injisere på begge sider av forkastningen mellom A4 og A5-segmentet. Problemer før oppstarten gjorde at brønnen ble stående lenge og barytt startet å felle ut i brønnen. Denne baryttutfellingen gjorde at løp Y1 ble plugget og kun Y3 løpet ble rensket opp. Brønnen injiserer derfor kun i segment A5. Gassinjeksjonsraten er i dag 0,8 – 1 MSm³/d. Brønnen ble satt på injeksjon i årsskiftet 2006/2007, men det er ennå ikke sett noen effekt av injeksjonsgassen. Det er injisert sporstoff i brønnen og det blir tatt månedlige prøver.

5.5.3.5 Gullfaks Sør Brent

For tidligere produksjonshistorikk, se reservoarstyringsplan for Gullfaks Satelliter Oktober 2005

Produksjon til GFA
For D-rammen som produserer fra C-segmentet har økningen i GOF som startet i 2003 fortsatt også i 2006 og 2007, samtidig som oljeraten har falt.

D-4H står nå permanent stengt på grunn av massivt gassgjennombrudd og resirkulering av gass fra injektoren E-2H. I forbindelse med boring av injektoren E-4BH ble E-2H injeksjonen stengt, noe som førte til at reservoartrykket i Ness-2B falt fra 370 bar til 330 bar. Etter at D-4H ble stengt har reservoartrykket i Ness-2 sett ut til å stabilisere seg.

Etter oppstarten av nedre Brent injektoren E-4BH i mai 2006 ble D-3CH (DIACS brønn) primært produsert fra Etive/Rannoch med noe trykkstøtte fra gassen i Ness-2. Oljeraten var da 400 Sm^3/d med en GOF på rundt 1000 Sm^3/ Sm^3. Allerede i februar 2007 ble det observert gassgjennombrudd også i Etive, og brønnen går nå med en oljerate på 250 Sm^3/d og GOF på 3800 Sm^3 / Sm^3.

Total rate fra D-rammen per august 2007 er ca 700 Sm^3/d olje og 3,1 mill. Sm^3/d gass. Tilgjengeligheten på gass til injeksjon i E-4BH og E-2H for å opprettholde reservoartrykket samt å holde tilbake GOF-utviklingen i brønnene er styrende for uttaket fra D-rammen.

A-47T2 døde etter en nedstegning i april 2005, og brønnen ble tilleggsperforert i Ness-3 i september 2005 og i februar 2006. Etter tilleggsperforeringene har brønnen gått stabilt med en oljerate på 100-200 Sm^3/d og med økende GOF til ca. 2000 Sm^3 / Sm^3 pr. august 2007.

F-3H ble startet opp igjen i 2005 etter å ha vært stengt i ca 2 år på grunn av voksproblemer. Brønnen ble tilleggsperforert i juni 2005, formålet med denne perforeringen er å perforere nærmere gasskappen og få fri gass inn i brønnen, samt å øke produktiviteten. Intervensjonen var vellykket, og brønnen ble lagt på en driftsrate ca 450 Sm3/ oljerate. GOF ca 500 Sm3/Sm3 og WC ca 7 %. Brønnen produserer i dag med et brønnhodetrykk på ca 95 – 100 bar, og er vanskelig å få i gang etter nedstengninger. F-3H og G-1H produseres alterene sammen med

F-2YH. F-3H produserer med en oljerate på 100 -150 Sm³/d, GOF på ca 1500 Sm³/Sm³ og 0 % i vannkutt.

Produksjon til GFC
De fire L-produsentene produserer på L-linjen og reguleres av gasseksport-omineringene. Alle L-brønnene ble testet i november 2006. Testen viste at brønnene bare har mindre forskjeller i produksjonsrate og GOF.

M-brønnene ble startet opp i perioden november 2001 til mars 2004. Samtlige brønner var opprinnelig oljeprodusenter men fikk raskt gassgjennombrudd. Det er ingen trykkstøtte i området. Før oppstart av siste brønn, M-3CHT2 i mars 2004 gikk M-4AHT2 stort sett alene på N-linjen, mens M-1AH og M-2H ble samkjørt på M-linjen. Årsaken til dette var at M-4AHT2 hadde lavere GOF/reservoartrykk og dermed lavere brønnhodetrykk. I 2004 fikk også M-4AHT2 økt GOF, og har siden samprodusert med M-1AH, mens M-3CHT2 og M-2H har gått sammen på den andre linjen.

Frem til 2007 har reservoartrykket i M-1AH og M-4AHT2 sunket ned mot 200 bar, mens PI i M-1AH er rundt 20 Sm³/d/bar og M-4AHT2 har bare 3 Sm³/d/bar. Reservoartrykket i M-2H og M-3CHT2 var ved testing i november 2006 henholdsvis 350 bar og 265 bar, mens PI var henholdsvis 27 og 150 Sm³/d/bar. Denne kombinasjonen gir brønnhodetrykk slik at brønnene kan samkjøres.

I januar 2007 kom den første SRI brønnen i produksjon og i juli 2007 produserer 3 av SRI-brønnene (Rimfaks IOR) i M-linjen sammen med M-2H og M-3CHT2. Trykkmessig går dette fint, men kapasiteten på linjen er nådd, samt at det er problemer i produksjonsseparator VA07 med væskekapasitet. M-1AH og M-4AHT2 produserer i juli 2007 alene i N-linjen. Når de to siste SRI brønnene (Skinfaks) skal i produksjon må disse vike og vil sannsynligvis stå innstengt i uoverskuelig fremtid.

Det ble i mai 2007 utført tilleggsperforeringer i M-1AH og M-4AHT2 i et forsøk på å øke PI og brønnhodetrykk for å muliggjøre samprodusering med andre brønner. Tester etter operasjon viste at M-1AH produserer det samme som før operasjon og ved samme WHP. M-4AHT2 hadde en økt oljerate på ca. 100 Sm³/d og en nedgang i GOF. WHP er omtrent det samme som før.

5.5.4 Rammestyring

En av de største utfordringene ved produksjonsstyring av satellittbrønner hvor flere brønner rutes mot en felles rørledning, er styringen av bidrag fra enkeltbrønner i totalproduksjonen. Brønner som produserer mot samme rørledning kan ha veldig ulike egenskaper, som brønnhodetrykk, gass-/oljeforhold, produktivitet osv, og det er ofte vanskelig å optimalisere enkeltbrønner fordi det går på bekostning av produksjon fra andre brønner på rørledningen.

På Gullfaks Sør Statfjord (F og G-rammen) og Fase 2 mot GFC er det lagt inn fleksibilitet som gjør det mulig å velge mellom flere rørledninger når brønnene skal samkjøres, mens brønnene på Rimfaks og Gullveig ikke har denne fleksibiliteten. I tillegg er det produksjons-

begrensninger i rørledningene og strupeventilene fra Gullveig og Rimfaks som gjør situasjonen enda vanskeligere.

I prinsippet gjennomføres rammestyringen på GF SAT ved at trykkforskjeller og bidrag fra enkeltbrønner justeres med strupeventiler på brønnhodet, mens totalraten fra rørledningen justeres med topside strupeventil.

5.5.5 Smarte brønner

For å øke produksjonen fra nye brønner på GF SAT er det besluttet å benytte såkalt «smart-brønn» teknologi. Dette er teknologi som gjør det mulig å monitorere og justere produksjonen fra enkeltsoner og/eller flere grener i brønnen. Følgende brønner har «smart-brønn» teknologi på GF SAT (DIACS):

Tabell 5.5.1: Oversikt over «smarte brønner» på GF SAT

Brønn	Type	Formål	Status
I-3H	SCRAMS	Sonekontroll	Feil i kontrollsystem, fungerer ikke
G-1H	Schlumberger	Sonekontroll	DIACS fungerer, men har mistet trykk og temperatur målinger i brønnen
G-2YH	Schlumberger	Kontroll av grener	DIACS fungerer, men lekkasje i kryss mellom løpene gjør at det ikke er mulig med individuell kontroll av grenene
F-2YH	Schlumberger	Kontroll av grener	DIACS fungerer, men har mistet trykk og temperatur målinger i brønnen
D-3CH	Schlumberger	Sonekontroll	Lekkasje over en av DIACS ventilene
N-3H	Baker	Sonekontroll	DIACS fungerer
N-5H	Baker	Sonekontroll	DIACS fungerer
N-4H	Baker	Sonekontroll	DIACS fungerer
N-2H	Baker	Sonekontroll	Ikke startet opp pr. august 2007

5.5.6 Sandkontroll

Det har så langt ikke vært større problemer knyttet til sandproduksjon fra GF SAT brønner. Det har kun vært registrert sand i korte perioder i enkelte brønner.

Det er installert akustisk sanddetektor på alle produksjonsbrønnene i tillegg til topside på alle rørledningene. På GF SAT Fase 2 er det også installert (Corrocean) erosjonsprober med signaloverføring. Sanddetektorene var opprinnelig satt opp til å rapportere et estimat for mengde produsert sand, men stor usikkerhet forbundet med konverteringen av råsignalet (fra millivolt til gram sand per sekund) har ført til at sanddetektorene nå bare presenterer råsignalet og dermed fungerer som sandindikatorer i stedet for sandmålere.

Brønnene på GF SAT er tidligere komplettert enten med retningsorientert perforering eller sandskjermer. Gassprodusentene er komplettert med skjermer og gruspakke. De siste brønnene er imidlertid komplettert med kombinasjoner av sandskjermer og preboret liner fordi produksjonserfaringen så langt har gjort at man har redusert sannsynligheten for sandproduksjon.

5.5.7 Voks

Oljen som produseres fra Gullfaks Sør er voksholdig, og voks vil kunne felles ut dersom temperaturen blir lav. F-3H har i perioder produsert med lavt trykk og lav temperatur, og det har i perioder vært registrert trykkoppbygging i rørledninger på grunn av voksutfellinger fra denne brønnen. F-3H har derfor vært stengt ned i perioder på grunn av samkjøringsproblemer med andre brønner og potensialet for voksutfelling dersom brønnen produserer alene.

Etter tilleggsperforering og ny oppstart av F-3H i 2003 har det ikke vært observert voksutfelling fra GF SAT brønner.

5.5.8 Hydrater

Hydrater i produksjonsrør og kjemikalielinjer er et gjentagende problem på GF SAT. Det er spesielt linjene for injisering av avleiringshemmer og avblødning av ringrom som har hatt langvarige hydrater, men det er også flere ganger registrert hydrater i produksjonsrør mellom brønn og produserende rørledning (sannsynligvis i nærheten av subsea strupeventil). Disse har som regel oppstått ved oppstart etter lengre nedstegninger av brønner.

Hydrater i produksjonsrøret har blitt fjernet ved injeksjon av metanol på brønnhodet samt sekvensiell trykkoppbygging/trykkavlastning av området. Dette har påvirket regulariteten på brønner (forsinket oppstart), men har så langt ikke ført til lengre nedetider.

5.5.9 Gass Olje Forhold (GOF)

GF SAT olje brønner produserer i stor grad med høyt Gass-Olje-Forhold (GOF). Initiell gass varierer fra 170-500 Sm3/Sm3, men de fleste brønnene har etter kort tid også trukket inn fri gass, slik at de produserer med GOF opp mot 4000 Sm3/Sm3. GFA har begrenset gassbehandlingskapasitet, i tillegg til at det også i 2006/2007 har vært redusert kapasitet av ulike årsaker. Dette fører til at GF SAT brønner har måtte stenges ned på grunn av prosessbegrensninger. I 2006/2007 har dette først og fremst påvirket produksjonen fra H-brønner og D-brønner.

5.5.10 Prosessbegrensninger

I tillegg til perioder med gassbegrensninger på GFA (som er beskrevet i kap.5.5.9) ble det i forbindelse med oppstart av 3. SRI-brønn til GFC sommeren 2007, oppdaget problemer med 1.trinns separator (VA07). Økt væskerate inn på 1.trinns separator medførte væskemedrivning i gassen og påfølgende tripping på gassiden. Dette gjør at N-3AH og N-4H pr. august 2007 er redusert for å begrense væskemengden inn på VA07. Det er satt i gang et prosjekt for å vurdere tiltak, og tidspunkt for når VA07 er i normal drift igjen er så langt uavklart.

Kombinasjonen av høy GOF og lavt trykk har ført til at produksjonen fra Gullfaks Sør Statfjord mot GFA og Gullfaks Sør Brent mot GFC har vært strupt på grunn av begrenset kapasitet i rørledninger og topside strupeventiler.

6.1 Innledning 2

6.2 Gullfaks hovedfelt 2
6.2.1 Strategi og bakgrunn 2
6.2.2 Boreplan HF 4
6.2.3 Brønnaktivitet 8
6.2.4 Slissedisponering 11

6.3 Gullfaks Satellitter 15
6.3.1 Strategi og bakgrunn 15
6.3.2 Boreaktivitet 15
6.3.3 Brønnaktivitet 16
6.3.4 Slissedisponering 19
6.3.5 Oversikt over ferdigstilte brønner, brønner i drift og fremtidige brønner/sidesteg 23

6.4 Brønnhistorie GF SAT og GF HF 26
6.4.1 Brønnhistorie GF SAT 26
6.4.2 GF HF 32

6.5 Referanser, figurer og tabeller 59
6.5.1 Referanser 59
6.5.2 Tabeller 59
6.5.3 Figurer 59

6.1 Innledning

Hensikten med dette kapittelet er å:

- Gi en oversikt over planer for boring av nye brønner og brønntiltak på hovedfeltet.
- Gi en oversikt over planlagt arbeidsprogram innen boring/komplettering og brønnarbeid på Gullfaks Satellitter.
- Arbeidsprogrammet er grunnlag for budsjettinnspill. Dette kapitlet (med unntak av fig. 6.3.2) omhandler bare basisaktiviteter, dvs. aktiviteter knyttet til realisering av produksjonsvolumer i ressursklasse 1-3. Mulige aktiviteter knyttet til ressursklasse 4-7 («ikke besluttede aktiviteter») er beskrevet i kap.9 og aktiviteter knyttet til eventuell leteboring (ressursklasse 8) fra eksisterende havbunnsslisser er beskrevet i kap.8.
- Gi en oversikt over planlagt disponering av brønnslisser på hovedfeltet og satellittene.
- Estimere planlagt produksjonsstart for brønner etter boring og brønntiltak, for bruk i produksjonsprognoser.
- Oppsummere historikk for hver enkelt brønn).

Det gis en anbefaling for fremtidig for bruk av rigger til boring og brønnarbeid på feltet.

Brønnaktivitetsoversikt omfatter arbeid knyttet til reparasjon og vedlikehold, åpning av nye dreneringspunkter og isolering av gamle i eksisterende brønner og datainnsamling i brønner i drift. I tillegg kommer eventuelt oppgivelse, trekking av utstyr, samt plugging og sikring av brønner som går ut av drift.

6.2 Gullfaks hovedfelt

6.2.1 Strategi og bakgrunn

For å kunne påvise og utvinne ambisjonsmålet for feltet på en sikkerhetsmessig, teknisk og økonomisk forsvarlig måte både på kort og lang sikt, vil boreanleggene på plattformene bli vurdert oppgradert. Beslutning vil bli tatt i GF 2030.

Det videre arbeidet vil fokusere på følgende punkter:

1. Produksjonslevetid, levetid for boreanlegg og etterfølgende perioder med gassproduksjon og P&A for GFA, GFB og GFC vil bli estimert i "GF mot 2030"-prosjektet (ref. kap.12).
2. Bore TTD&C-brønner fra alle plattformene.
3. Bore konvensjonelle sidesteg fra alle plattformene.
4. Sikre samtidige operasjoner på alle plattformene.
5. Sikre tilstrekkelige og mulige intervensjonsteknikker for alle plattformene.
6. Sikre muligheter for kampanjer på alle plattformene.

7. Sikre optimal effektivitet på anleggene for resten av levetiden.
8. Sikre at vi anvender «Human Factors prinsippet» og HMS krav i alle nødvendige utstyrsoppgraderinger og områdeoppgraderinger.
9. Samarbeide i Region Vest.

Boreplanen er utarbeidet på bakgrunn av en grundig, tverrfaglig prosess for å identifisere nye boremål («Modningsprosessen», Gullfaks navn på TRO-prosessen – Target Remaining Oil).

Strategien dekker hovedfeltets behov for anlegg til boring, intervensjon og P&A og gir god fleksibilitet. Hvis aktivitetsnivået skulle bli lavere enn ventet, kan man tilpasse seg ved å preservere ett eller flere boreanlegg. Strategien blir vurdert fortløpende.

Modning av boremål gjøres ved bruk av «Modningsprosessen», en tverrfaglig og tredelt prosess. Den består av en idèfase, en påfølgende modningsfase og avsluttes med en kvalifiseringsfase. Den gjennomføres årlig for å generere boreprosjekt og skal danne basis for en prioritert borerekkefølge og være grunnlag for boreanbefalinger. En gruppe, «Modningsgruppen», som består av ledende ingeniører i alle fag, støtter og utfordrer reservoargruppene som har ansvar for å utarbeide nye boremål. Modningsgruppen sammenstiller en anbefaling til boreplan på grunnlag av reservoargruppenes arbeid med boremålene. Sluttproduktet blir presentert for, eventuelt korrigert og til sist godkjent av både GF ledelse og partnerne. Operatøren får gruppegodkjenninger på flere boremål om gangen. Senere avvik på mer enn -10% på nåverdi og +25% på kostnader vil bli avviksbehandlet.

Modningsprosessen 2007 er gitt følgende føringer fra GF RESU ledelse:

- Gjøre tilgjengelig «volum» som vi kan produsere fra i modifikasjonsperiodene som kommer i 2008
- Planlegge for tre boremannskap ut i 3.kvartal 2008
- Balansert portefølje av lette og krevende brønner
- Koordinere mot letestrategi/letemål
- Åpne for bruk av kvalifisert ny teknologi, i henhold til Gullfaks teknologiplan
- Implementere tiltak identifisert i «Gullfaks Ambisjons Prosjektet»
- Tilstrebe kampanjer (TTD&C, MPD, like brønner/løsninger)
- Prosjektene skal ha tilbakefallslokasjon
- Minst en brønn på GFA skal kompletteres som kaksinjektor
- Skifte mellom skaftene internt på en plattform
- Gjøre plass til rekompletteringer på boreplanen
- Avklare gjennomførbarhet for sidestegsløsninger gjennom brønnintegritetsprosjektet.

6.2.2 Boreplan HF

6.2.2.1 Status gjennomførte planer

Fig. 6.2.1 viser boreplanen fra RSP 2005. Fig. 6.2.2 er status utførte riggaktiviteter. Tabell 6.2.1 gir en oversikt over utførte boreoperasjoner.

Tabell 6.2.1: Gjennomførte boreaktiviteter i perioden september -06 til september -07

Brønn	Boremål	Kostnader (MNOK)
A-6B	Produsent, Ness, H2	74
A-24B	Produsent, Ness, G1	47
A-38A	Produsent, Ness, H1	48
B-7B	Produsent, Turmalin	65
B-17AT2	Produsent, Tarbert og Ness, G5	89
B-20A	Injektor, Cook, H5/I3	120
B-4B	Produsent, Tarbert og Ness, H2	48
B-26AY2	Produsent, Tarbert, H4/ H5	65
C-20Y	Produsent/ vanninjektor, Statfjord, K1	284

6.2.2.2 Riggutnyttelse

For riggutnyttelse i perioden september -05 til september -07 vises det til figur 6.2.2. For riggutnyttelse kommende periode vises det til figur 6.2.3.

6.2.2.3 Kommende boreplan

Fig. 6.2.3 viser boreplan for kommende periode. Figuren viser versjonen datert 23.08.07 som er den som har vært utgangspunktet for prognosearbeidet

Boreplan 2005-2007 ALT: 3 Boremannskap

Status: Partner-godkjente 2005-prosjekter (uthevet ramme)

Indeks til fargekodene:	Konvensjonell boring	TTRD (Through tubing rotary drilling)	Multilateral boring	Underbalansert boring	Lete-boring	Ide

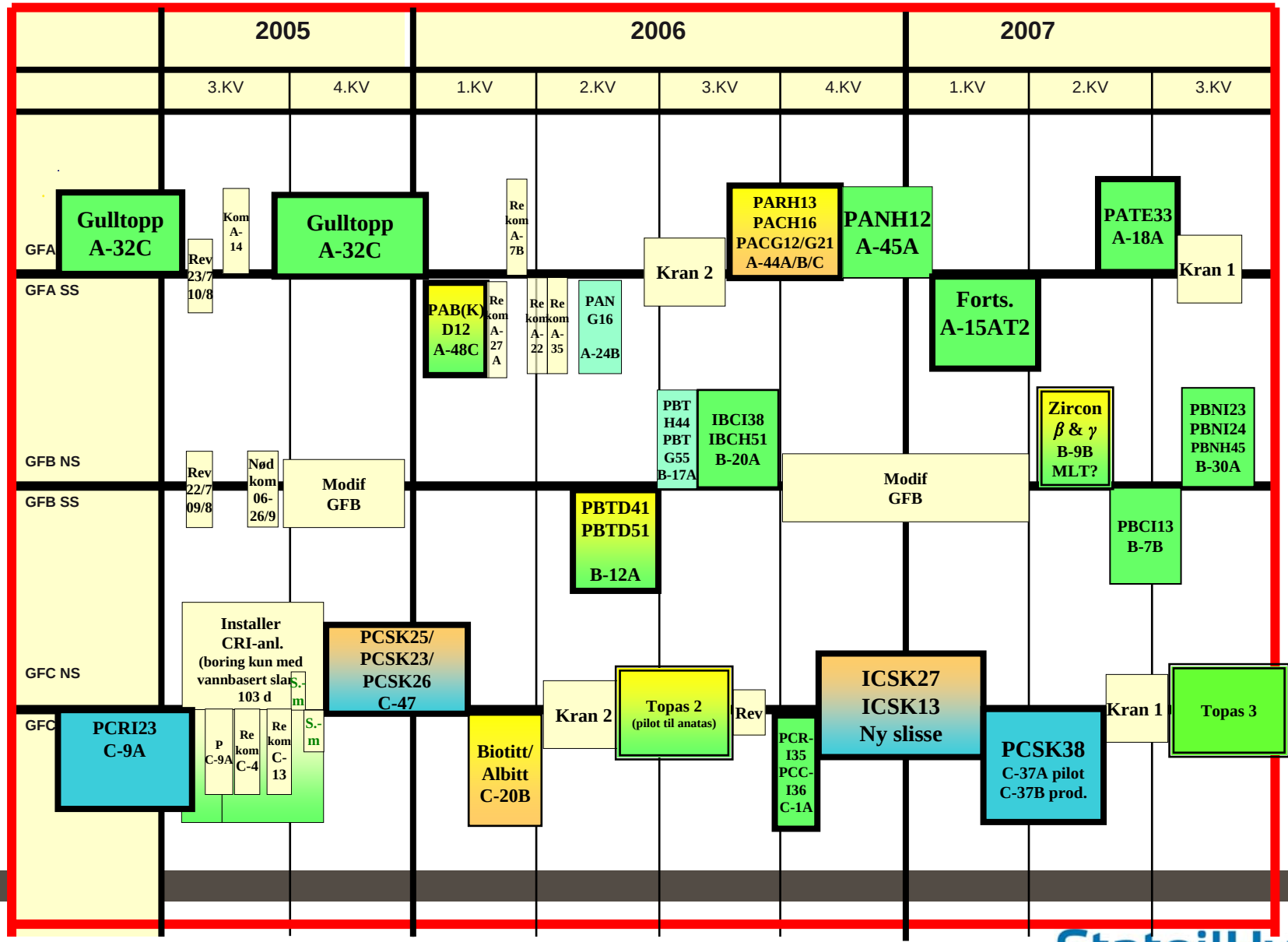


Fig. 6.2.1: Boreplan i RSP 2005

StatoilHydro

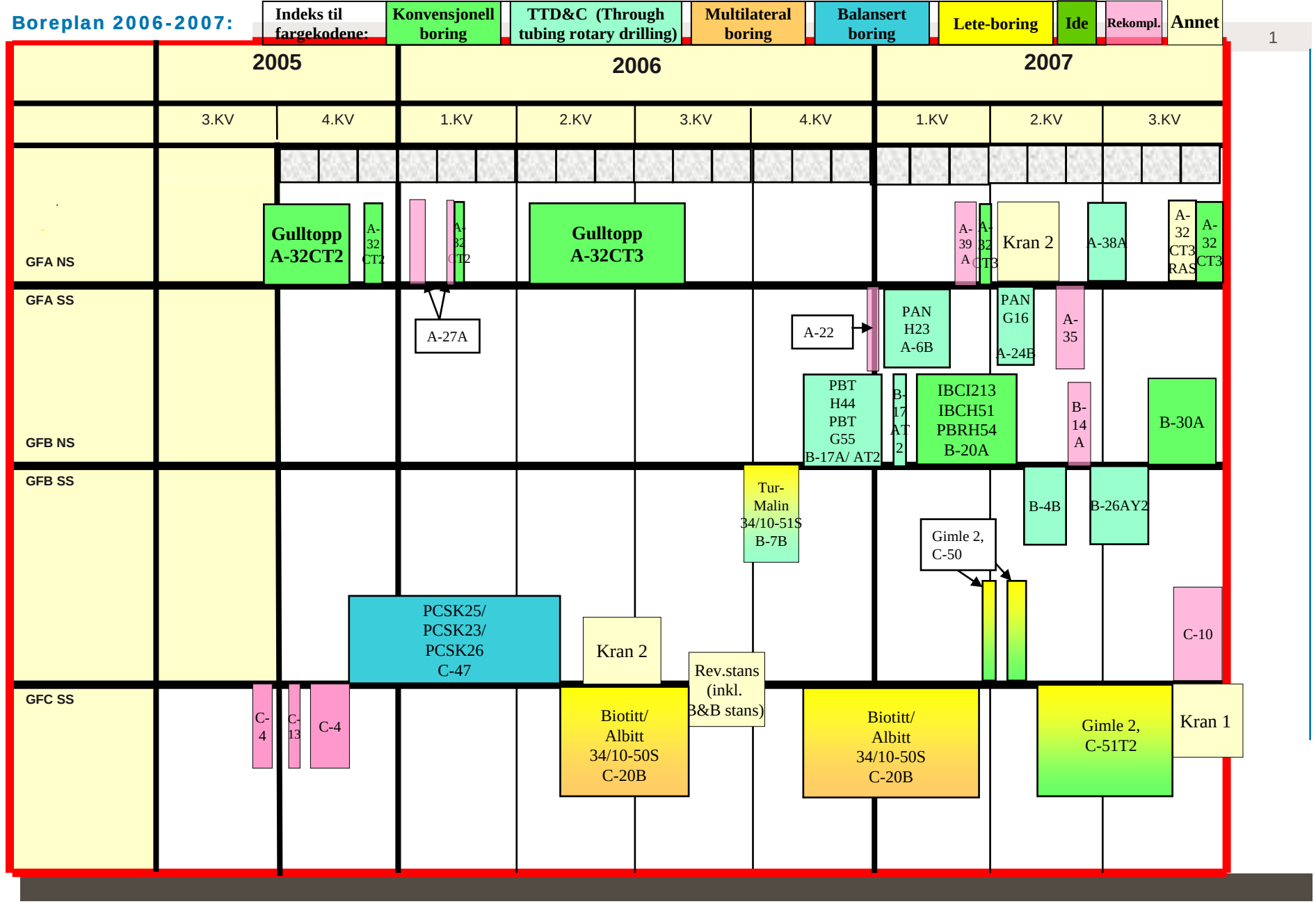


Fig. 6.2.2: Status utførte riggaktiviteter

StatoilHydro

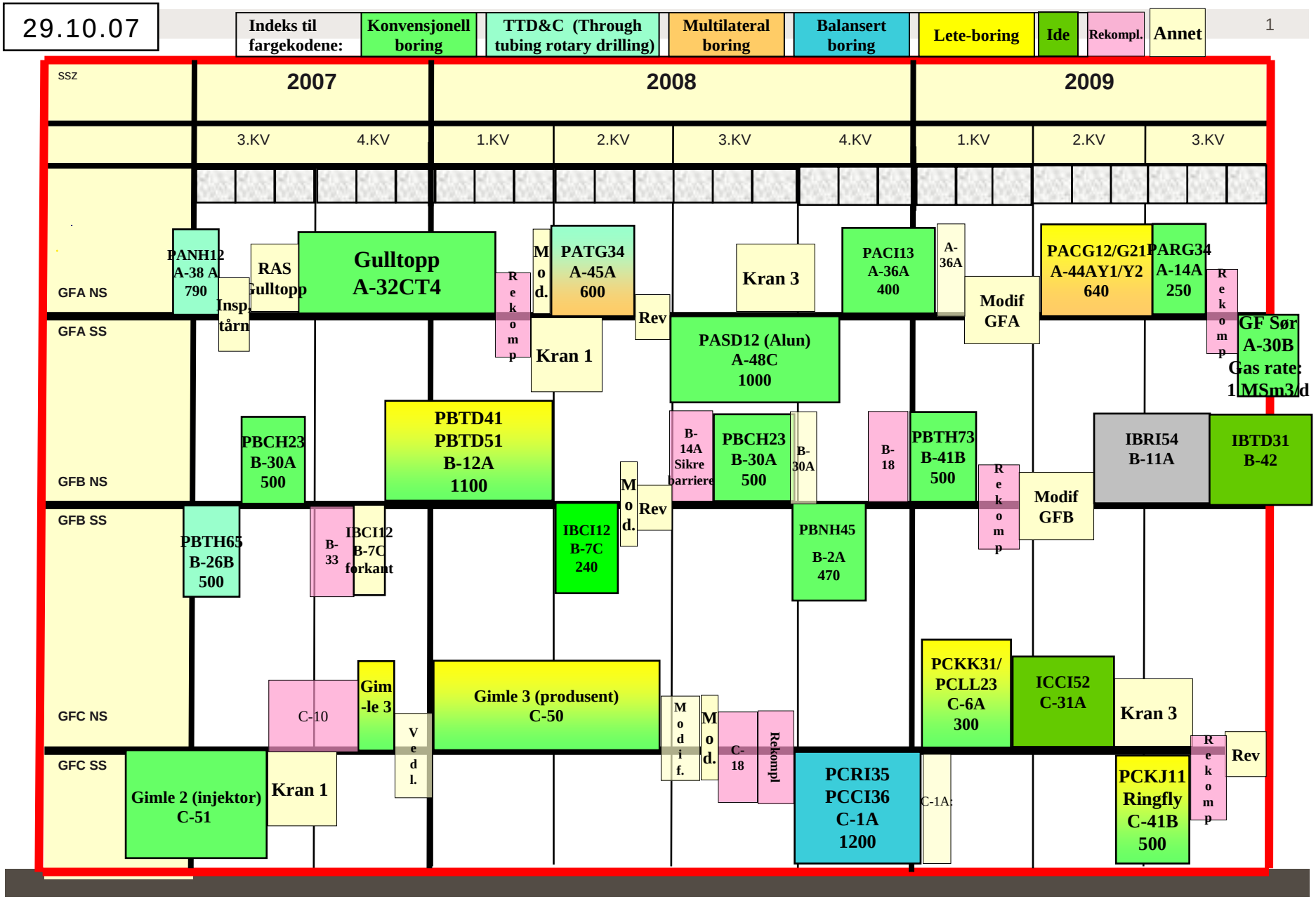


Fig. 6.2.3: Boreplan for kommende periode

StatoilHydro

6.2.3 Brønnaktivitet

6.2.3.1 Gjennomførte tiltak

For brønntiltak i perioden september -05 til september -06 vises det til tabell 6.3 i «Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2006». Tabell 6.2.2 gir en oversikt over gjennomførte tiltak i perioden september -06 til september -07.

Tabell 6.2.2: Brønntiltak i perioden september -06 til september -07

Brønn	Beskrivelse	Kostnader
		MNOK
A-31	Metningslogging av Tarbert. Kabel.	0,88
A-26	Metningslogging. Tilleggsperforering av Ness-3 og Tarbert-1A. Kabel.	2,22
A-26	Produksjonslogging 3,5 måneder etter tilleggsperforering. Begrensede resultater pga. krevende brønnforhold. Kabel.	0,58
A-19AT3	Metningslogging. Isolering av injeksjonsintervall med plugg. Tilleggsperforering av Tarbert-1B for produksjon. Kabel	1,36
A-40	Sandvask og installasjon av plugg vha. kveilerør. Perforering av Cook vha. kabel.	17,9
A-23	Metningslogging av Ness-3D. Kabel.	3,29
A-22	Rekomplettering.	24,8
A-40	Frakturering av Cook.	13,6
A-39A	Rekomplettering.	30,0
A-35A	Rekomplettering.	64,3
B-3A	Trakk ut feil installerte ”straddles”. Utførte injeksjonstester av Cook og Ness. Isolerte Ness og Tarbert med tre nye ”straddles”. Brønnen fortsetter som Cookinjektor. Kveilerør.	27,8
B-15AT4	Registrerte nedihullstrykk med minnetrykkmålere parallelt med injeksjonstest i Ness i B-3A. Kabel.	1,17
B-17AT2	Pumping av baseolje for rensing av nedihullsskjermer og økning av produktivitet.	1,22
B-26AT5	Tilleggsperforering av Tarbert-3. Brønntraktor.	4,76
B-14A	Rekomplettering.	25,2
B-8	Metningslogging av Tarbert. Injeksjonslogging av	1,09

Brønn	Beskrivelse	Kostnader
	injeksjonsintervallene i Ness og Rannoch. Kabel.	
B-17AT2	Perforering av innerrør i åpenhulls skjermer (”ResPunch”) i Ness-2C og Ness-3. Brønntraktor.	3,20
B-5AT3	Metningslogging av øvre Brent. Krevende brønnforhold medførte at ønsket perforering ikke ble utført. Brønntraktor.	3,09
C-25T2	Produksjonslogging av Statfjord og Rannoch. Statfjord isolert med plugg. Kabel.	2,203
C-23CT2	Metningslogging og tilleggsperforering i nedre Brent. Brønntraktor.	3,18
C-35	Sandvask vha. kveilerør.	17,2
C-9AT3	Sandvask og pluggtrekking vha kveilerør	12,0
C-25T2	Soneisolering vha plugg og sement. Kabel.	2,100

6.2.3.2 Kommende tiltak

Tabell 6.2.3 gir en oversikt over kommende tiltak i perioden september -07 og ut 2008.

Denne oversikten baserer seg på planlagte tiltak og tiltak til vurdering som ligger til grunn for realisering av kommende produksjonsprofiler.

Listen over tiltak er fremkommet gjennom arbeid i reservoarguppene og dessuten ved gjennomføring av «brønndager» i GF RESU.

Operasjonene prioriteres på grunnlag av nåverdi og operasjonelle hensyn. Tiltak med høyest nåverdi ønskes i utgangspunktet først. Men, operasjonelt må det tas hensyn til utstyrstilgjengelighet, samkjøring med eventuell riggoperasjon på den aktuelle rigg og samkjøring med brønnaktiviteter på de andre Gullfaks-plattformene. Det tilstrebes dessuten å få utført operasjonene i kampanjer for å få en mest mulig effektiv gjennomføring.

Det er oppgitt noe færre operasjoner enn det som det forventes å være behov for. Av erfaring vil det oppstå behov for uforutsette intervensjoner (BSV-reparasjoner, sandvask, utbedring av lekkasjer, o.l.). I tillegg er ikke alle operasjoner vellykket og overraskelser i brønner under operasjoner vil forekomme. Noen operasjoner forventes derfor å måtte gjøres om igjen.

Tabell 6.2.3: Brønntiltak aktuelle i perioden september -07 til januar -09.

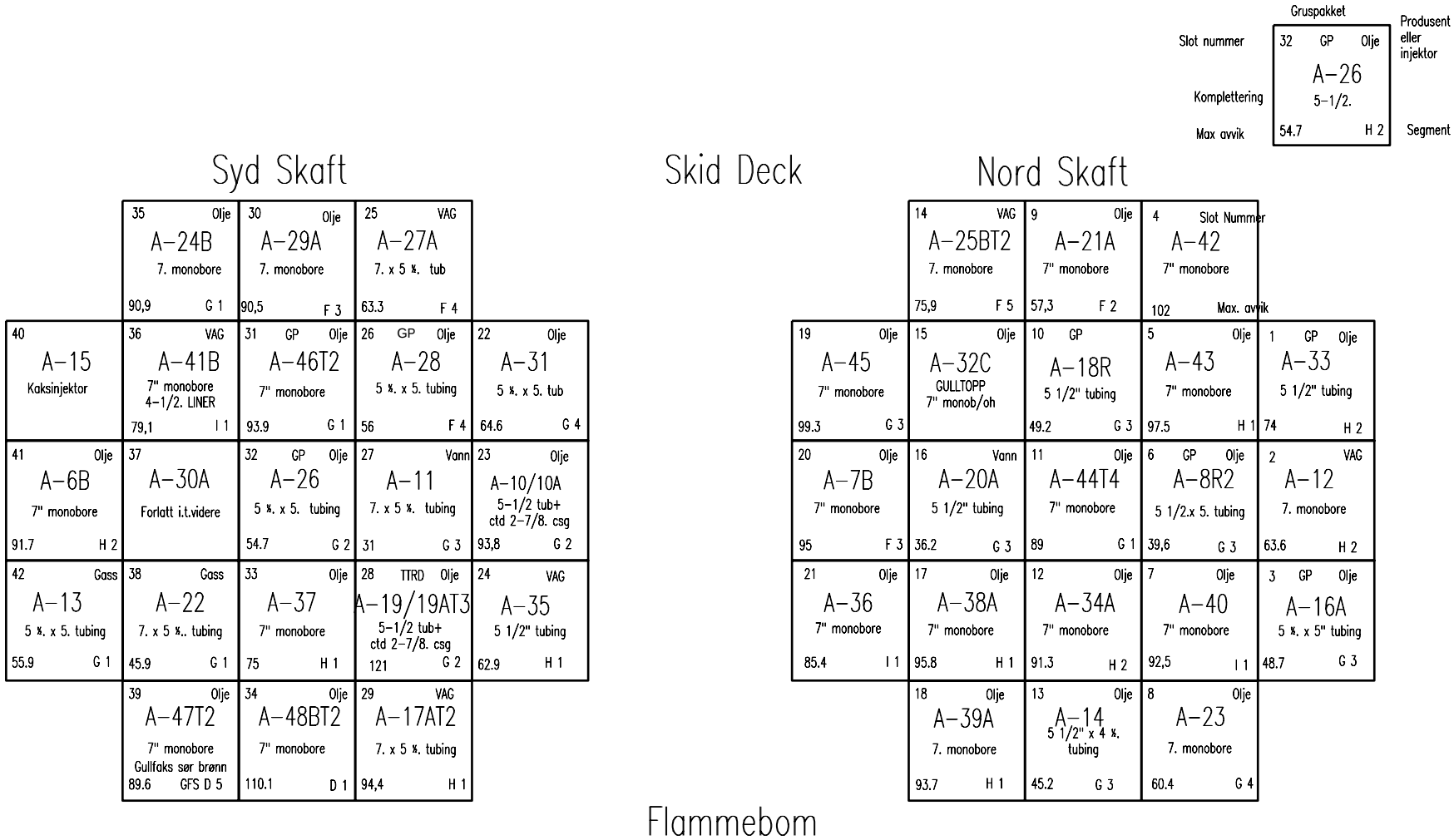
Brønn	**Beskrivelse**
GFA	
A-6 B	Vurdere metoder for å øke totalraten, undersøke strømningsmønsteret og redusere vannproduksjon med høyt H2S innhold
A-17 AT2	Hente plugg. PLT, RST
A-22	Tilleggsperforere N-2B1 for trykkstøtte til A-24 B
A-25 BT2	Tette lekkasje for vanninjeksjon
A-31	Sandkonsolidering
A-40	Sandvask, hente plugg, RST
A-43	Sandvask, RST. Opsjon på plugg, perforering, frakturering
GFB	
B-5 AT3	Vaske sand/scale og tilleggsperforere
B-6	Produksjonslogge og vurdere som injektor
B-17 AT2	Tilleggsperforere, punche ResPunch skjermer i ny sone
B-18	Produksjonslogge for å sjekke injeksjonsandel i Ness
B-28	Metningslogge og tilleggsperforere
B-33	Rekomplettere.
B-38	PLT
GFC	
C-2	Trykkmåling (Wireline Pressure Survey)
C-5BT2	Tilleggsperforering for å redusere sandproduksjon
C-9AT3	PLT, sandvask/-syklon
C-14	Trykkmåling (Wireline Pressure Survey)
C-18	Rekomplettere
C-19	Sandkonsolidering hvis A-31 pilot viser seg positiv
C-20AY1	Gjennomrette produksjon fra Statfjord Fm. i C-20AY1 (før C-20A), dvs opprensking av moderløp etter boring av MLT sidesteg C-20AY2.

Brønn	Beskrivelse
C-22	Sandvask, PLT
C-24T2	Gjennomrette produksjon fra Statfjord Fm. ved å stenge av perforeringer i Krans vha ”straddle” og trekke en plugg som står over Statfjord.
C-28	PLT. (Sandvask/scale-milling dersom ikke utført i 2007)
C-29	Gjenopprette produksjon fra Statfjord sone S2-S3 (SCRAMS sleeve nr 2)
C-30	Produksjonslogge og metningslogge med mulig tilleggsperforering
C-34A	Sette plugg over Statfjord og perforere i Sverdrup.
C-35	Sandvask, hente flapperventil, PLT
C-47	Pumpejobb for å sette den nederste DIACS pakningen

6.2.4 Slissedisponering

Figurene 6.2.4, 6.2.5 og 6.2.6 viser bruken av brønnslissene på henholdsvis Gullfaks A, Gullfaks B og Gullfaks C.

Brønner på Gullfaks A



Revisjonsdato: 23.07.2007
BJSA

Fig. 6.2.4: Brønnslisser GFA

StatoilHydro

Brønner på Gullfaks 'B'

Gruspakket

Slot Nummer | 32 GP Olje | Produsent eller injektor

B-26

Komplettering | 5 1/2" tubing

Max. avvik | 54,7 H2 | Segment

Syd Skaft

	35 Olje B-29BT3 7" monob. 95 D4	30 Olje B-42F 7" Monob. 87,3 D3	25 Vann B-16 5 1/2" tbg 7.x5.liner 62,2 F5	
40 Olje B-21B 7" tub. 4 1/2. liner/ 2 7/8. screen 48,9 G4	36 Olje B-39B 7"tub./ 5.liner 90,1 I1	31 Olje B-13AT2 5 1/2" tbg 9 5/8.csg x 7.liner 84 F5	26 Olje B-37 7. tbg. 9 5/8.csg x 7.liner 90 H1	22 Olje B-4B 7. tbg./ 4. liner 83 H2
41 OH screen Olje B-6 5 1/2" tbg 43 H2	37 Vann B-40A 7. tub./ 4 ½.liner 84,8 H2	32 Vann B-36AT2 7" monob. 69,3 H4	27 Olje B-38 7"tub/ 5.liner 90 I2	23 GP Olje B-2 5 1/2" tbg 52,6 H4
42 (Olje) B-7B 7. tub./ plugged 113,5 I1	38 Vann B-33 7" monob. 93,6 I5	33 OH screen Olje B-10A 5 1/2" tbg 65,5 H4	28 Olje B-31AT2 7" tub./4,5. liner/ 2 7/8. skjermer 125 H4	24 Olje B-27AT2 7" monob. 95,4 G6
	39 Olje B-23 7" monob. 92,7 H4	34 Olje B-19A 7" monob. 67,6 H4	29 OH screen Olje B-26AY2 7" tubing, 4. screens 91 H5/H6	

Pipe Deck

Flammebom

Nord Skaft

	14 Olje B-34 7" monob. 94,6 H2	9 Olje B-41A 7" monob 93 H7	4 OHscreen Olje B-17AT2 7. tubing 4. screen 93 G5	
19 Vann B-35 7" monob. 79 G7	15 Vann B-14A 5 1/2" tubing 76,6 I5	10 Olje B-24 7" monob. 84,9 G5	5 GP Olje B-11 5 1/2" tubing 65,5 H5	1 Vann B-12 5 1/2" tubing 52,5 G6
20 Olje B-1BT4 7" tubing/ 4 1/2" liner 108 H4	16 Olje B-15AT4 7. tubing/ 7 x 4 1/2. liner 95 H5	11 (Olje) B-30A 13 3/8. csg/ plugged 91 H5	6 NP/GP Olje B-32 7" tub. 95,5 I2	2 Vann B-22A 7" monob. 36,0 G5
21 Olje B-25 7" tbg 9 5/8" 90 I2	17 Olje B-9A 7. Monob. 42,3 G5	12 Vann B-3A 7. monob. 92,6 I1	7 Olje B-28 7" monob. 103,1 H6	3 Vann B-18 7. tbg. 9 5/8. csg/ 7. liner 71,4 H6
	18 OHGP Olje B-5AT3 7.tubing 95,2 I3	13 Vann B-8 5 1/2" tubing/ 7. liner 57,9 H5	8 NP Vann B-20A 7" tubing/ 4 1/2. liner 88,9 I3	

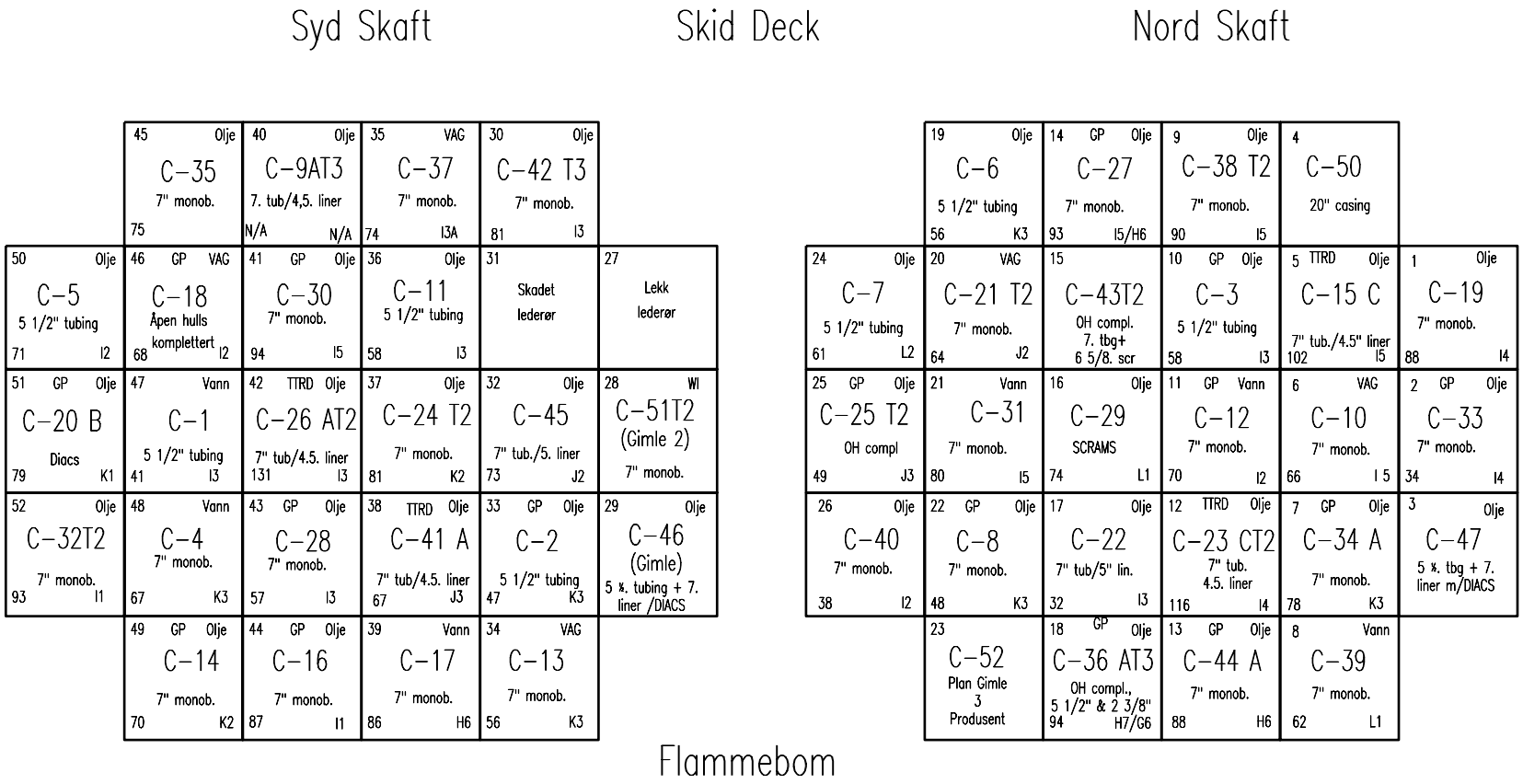
Revisjonsdato: 30.09.2007 OLETORN

Fig. 6.2.5: Brønnslisser GFB

StatoilHydro

Brønner på Gullfaks C

Gruspakket | Produsent eller injektor
Slot Nummer | 49 GP Olje C-14 7. monob. 70 K2 | Segment
Komplettering
Max. avvik



Revisjonsdato: 01.10.2007 (ARR)

Fig. 6.2.6: Brønnslisser GFC

StatoilHydro

6.3 Gullfaks Satellitter

6.3.1 Strategi og bakgrunn

For å kunne påvise og utvinne ambisjonsmålet for feltene som inngår i Gullfaks satellitter på en sikkerhetsmessig, teknisk og økonomisk forsvarlig måte både på kort og lang sikt, vil noen av fokusområdene i Gullfaks RESU SAT være som følger.

1. Tett brønnoppfølging for optimal produksjon fra ferdigstilte brønner.
2. Kontinuerlig evaluering av nåværende brønner og resterende slisser for hvordan den tilgjengelige riggtid/LWI-tid skal brukes fremover. Viktige parametre i evalueringsprosessen er bl.a. tidskritikalitet i forhold til reservoartrykk/borbarhet og levetid på brønner og produksjonsanlegg (GFA og GFC).
3. GF SAT er avhengig av å få tilgang på rigg/LWI fartøy for å få gjennomført boring av nye brønner og brønntiltak. GF SAT konkurrerer med andre satellittfelt om tilgjengelig riggtid.

Modning/evaluering og kvalifisering av boremål/brønntiltak er en kontinuerlig prosess. Prosessen danner grunnlag for boreanbefalinger og brønnoppdrag. Fagekspertise/ledende personell i alle fagdisipliner, støtter og utfordrer fagpersonene som har ansvar for å utarbeide nye boremål/brønnoppdrag, og kvalitetssikrer arbeidet underveis. Sluttproduktet utarbeides i samarbeid med partnerne og godkjennes av både GF/TUVO ledelse og partnerne. Arbeidsmøter, åpen kommunikasjon på license web og ny godkjenningsprosedyre, har forenklet boreplan- og budsjettprosessen, under forutsetning om at avvik på mer enn -10% på nåverdi og + 25% på kostnader vil bli avviksbehandlet.

Filosofien for kvalifiseringsprosessen er basert på følgende forutsetninger:

- Oppfylle reservoarstrategi (ref. Kap. 4).
- Tidskritikalitet
- Nåverdi
- Fokus på ledige slisser/sidestegsmuligheter
- Kvalifisere ny teknologi
- Riggtilgang.

6.3.2 Boreaktivitet

6.3.2.1 Status gjennomførte boringer

Siden 01.09.05 og frem til 01.09.07 har det på Gullfaks satellitter blitt boret 8 brønner. Dette er i rekkefølge G-3 Y3HT4 på Gullfaks Sør Statfjord, E-4 BH på Gullfaks Sør Brent, N-3 H på Skinfaks (Pilot), E-1 H på Gullfaks Sør Statfjord, N-3 AH, N-5 H og N-4 H på Rimfaks Brent

og N-2 H på Skinfaks Brent. I tillegg så er siste brønn på SRI (N-1 H) påbegynt, men ferdigstilles etter 01.09.07.
Dette er i grove trekk i henhold til de planene som forelå 01.09.05. Datoer for ferdigstillelse av brønnene har endret seg på grunn av problemer underveis på enkelte brønner og sene riggankomster. I tillegg så ble MLT brønn på Skinfaks kuttet ut til fordel for 2 separate brønner. Se kapittel 3.8 (resultat nye brønner) for mer detaljert beskrivelse av brønnene.

6.3.2.2 Riggdisponering

Flyteriggsaktivitetene i Tampen koordineres gjennom TUVO. Innspill fra de ulike lisensene ender til slutt opp i en omforent Tampen Area Rigplan. GF SAT hadde for neste 3 års periode forpliktet 305+50 dager med Borgland Dolphin. I foreløpig riggplan er GF SAT tildelt ca 160 dager med Borgland Dolphin fra ca 25. August 2008.
Fra midten av 2009 har Gullfakslisensen forpliktet en helt ny rigg fra Odfjell Drilling (Deepsea Atlantic) for 4 år.
Arbeidsprogram, tidsfasing og fartøybruk som ligger til grunn for budsjettinnspillet er gjengitt i riggplanen som er vist i figur 6.3.2. Detaljert oversikt over 2008-programmet er gitt i tabell 6.3.1.

6.3.2.3 Kommende boreplan

For GF Sør-feltet ligger det foreløpig inne en ny produsent i Statfjord-reservoaret høsten 2008.

For Rimfaks-feltet er alle slisser mot GFA og GFC benyttet. Ingen planer om sidesteg i løpet av neste periode.

Gullveig-feltet: En produksjonsbrønn til GV Statfjord er definert som en del av Vestlig Provins RF/GV ØOU. Men kommer ikke i løpet av neste periode.

For Skinfaks skal N-1 H ferdigstilles høsten 2007. Utover det ligger det ikke inne nye brønner før i 2011, da det etter planen skal bores sidesteg fra N-5 H på Rimfaks til N1 segmentet på Skinfaks.

6.3.3 Brønnaktivitet

Med brønnaktiviteter (brønnarbeid) forstår vi alt arbeid i brønner utover det som relaterer seg til boring av nye brønner med påfølgende komplettering. Gjennomføring av brønnarbeidet beskrevet under, er vurdert som nødvendig for å holde basis produksjonsprofil ved like.

6.3.3.1 Status gjennomførte tiltak

A-47T2: tilleggsperforering av Ness-3.

A-47T2 døde etter en nedstegning i april 2005, og brønnen ble tilleggsperforert i Ness-3 i september 2005 og i februar 2006. Etter tilleggsperforeringene har brønnen gått stabilt med en oljerate på 100-200 Sm3/d og med økende GOF til ca. 2000 Sm3 / Sm3 pr. august 2007.

J-1 H: plugg og tilleggsperforering.
J-1 H Statfjord gassinjektor ble konvertert til en Brent gassinjektor i desember 2005 med en lett brønnintervensjon (første på GF SAT). Dette gir mer støtte til O5 segmentet noe som er helt nødvendig etter at 2 nye brønner har kommet til (N-4 H og N-3 AH) i forbindelse med SRI prosjektet.

M-1/M-4: tilleggsperforeringer.
Det ble i mai 2007 utført tilleggsperforeringer i M-1AH og M-4AHT2 i et forsøk på å øke PI og brønnhodetrykk for å muliggjøre samproduksjon med andre brønner. Tester etter operasjon viste at M-1AH produserer det samme som før operasjon og ved samme WHP. M-4AHT2 hadde en økt oljerate på ca. 100 Sm^3/d og en nedgang i GOF. WHP er omtrent det samme som før.

6.3.3.2 Rigg/LWI- disponering

Flyteriggsaktivitetene og LWI-aktivitetene i Tampen koordineres gjennom TUVO. Innspill fra de ulike lisensene ender til slutt opp i en omforent Tampen Area Rigplan.
Arbeidsprogram, tidsfasing og fartøybruk som ligger til grunn for budsjettinnspillet er gjengitt i riggplanen som er vist i figur 6.3.2. Detaljert oversikt over 2008-programmet er gitt i tabell 6.3.1.

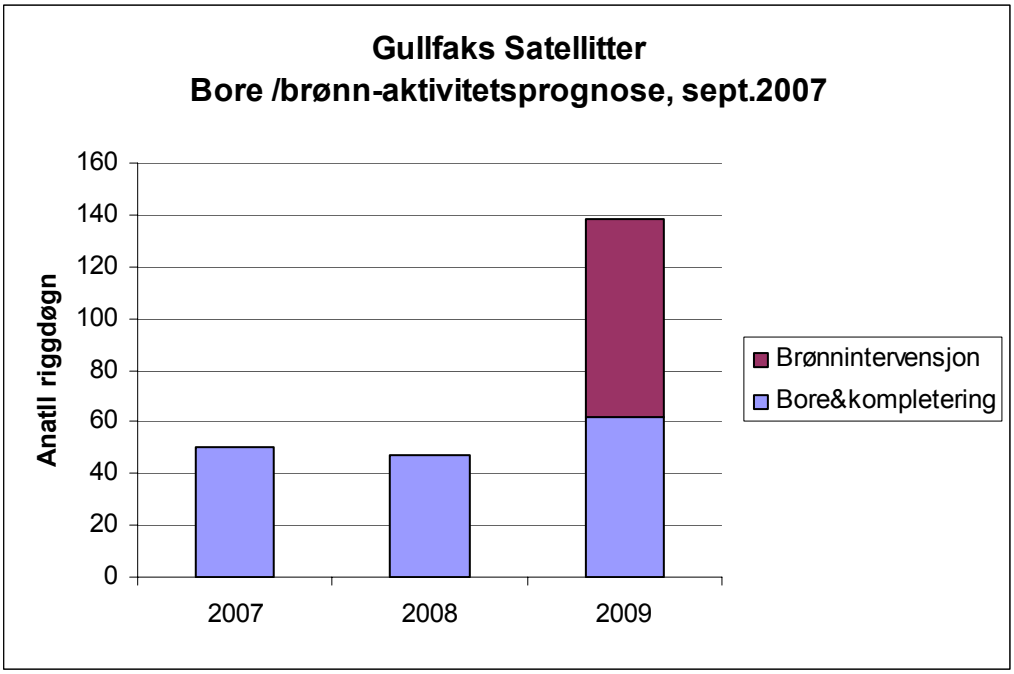
6.3.3.3 Kommende brønntiltaksplan år 2007 ->

For GF Sør-feltet ligger det inne rekomplettering av D-4 H/D-1 H på Gullfaks Sør Brent. Operasjonen er planlagt utført med Borgland Dolphin høsten 2008. I tillegg er det mulig at det blir gjennomført to LWI-operasjoner som går på tilleggsperforering. Mulige kandidater for dette er E-2 H og F-3 H.

For Rimfaks-feltet er det planlagt å reparere H-2 H på Rimfaks Statfjord. Dersom det kreves rigg for å utføre denne reparasjonen, så blir ikke dette utført før ny rigg fra Odfjell ASA ankommer (2009/2010).

For Gullveig-feltet: Ingen brønntiltak er planlagt på Gullveig i kommende periode.

For Skinfaks: Ingen brønntiltak er planlagt på Skinfaks i 2008, men i 2009 kan det bli aktuelt å gå inn med LWI-fartøy og installere gassløftventiler på N-2 H og N-1 H.



Figur 6.3.1: Gullfaks Satellitter Bore-/Brønnaktivitetsprognose basisaktiviteter, sept 2007

Tabell 6.3.1: Gullfaks Satellitter: Oversikt over planlagte tiltak neste periode (boring & komplettering + intervensjoner)

Oppdatert 18.09.2007					
		Dager	Dager	Dager	MNOK
		2007	2008	2009	
Oljeprodusent Gullfaks Sør Statfjord (F-1 H)	Boring/komplettering		47	62	490
D-4 H/D-1 H, Gullfaks Sør Brent	Rekomplettering			50	300
E-2 H, Gullfaks Sør Brent (eller en annen)	Tilleggsperforering (LWI)			13	30
F-3 H, Gullfaks Sør Brent (eller en annen)	Tilleggsperforering (LWI)			13	30
	Sum Gullfaks Sør		47	138	
N- 1 H, Skinfaks	Boring/komplettering	50			
	Sum Skinfaks	50			
Totalt GF SAT	Sum GF SAT	50	47	138	

6.3.4 Slissedisponering

I alt 41 havbunnsbrønnslisser er pr. i dag benyttet, samt A-47T2 fra GFA til GF Sør. En oversikt over gjennomført boresekvens er gitt i tabell 6.3.4-6.3.6.

For Rimfaks og Gullveig er alle slissene mot GFA benyttet. Også alle slissene fra den nye N-rammen og N5-satellitten mot GFC er benyttet (siste brønn, N-1 H, ferdigstilles høsten 2007). N-brønnene produserer fra Rimfaks (3 stk) og Skinfaks (2 stk). Fremtidig boreaktivitet vil være knyttet til sidestegsboring samt boring fra gjenværende slisser på Gullfaks Sør.

For GF Sør er det pr. 01.09.07 i alt 3 ubrukte slisser (2 produksjons-slisser og 1 injeksjons-slisse). Det eksisterer planer for å utnytte alle produksjonsslissene, enten i resterende «basisprogram» eller ved tilleggsaktivitet (ØOU). For en nærmere beskrivelse av det fremtidige programmet, se i figurene 6.3.2 og 6.3.3 der livsplaner for alle brønnslissene er vist.

Tabell 6.3.2: Tabellen under viser utnytting av installerte havbunns-brønnslisser

	SUM		**GFS Brentgr.**		**GFS Statfj.**		**Rimf. Brentgr**		**Rimf. Statfjord**		**Gullveig**	**Skinfaks**
	Pr.	**In.**	**Pr.**	**In.**	**Pr.**	**In.**	**Pr.**	**In.**	**Pr.**	**In.**	**Pr.**	**Pr.**
Boret opp pr. 01.09.07	**33**	**8**	13	2	5	1	7	4	4	1	2	2
Gjenstående	2	1	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0
Totalt	**35**	**9**	13	2	7	2	7	4	4	1	2	2

41 av de 44 installerte slissene er således benyttet pr. i dag, og ytterligere 2 slisser planlegges utnyttet i resterende «basisprogram». Bruk av ytterligere 1 produksjonsslisse (F/G-rammen) er antatt i ØOU-programmet, dermed er det kun 1 injeksjonsslisse på E-rammen som det ikke finnes planer for pr. i dag.
For en oversikt over fordeling av brønnslisser til reservoarmål, se tabell 6.3.3.
En samlet oversikt over fremtidig arbeidsprogram er gitt i tabell 6.3.4. (for en mer detaljert beskrivelse av ØOU-aktivitetene, se kapittel 9).

Tabell 6.3.3: Brukte slisser. Reservoarmål (status) pr. 01.09.07

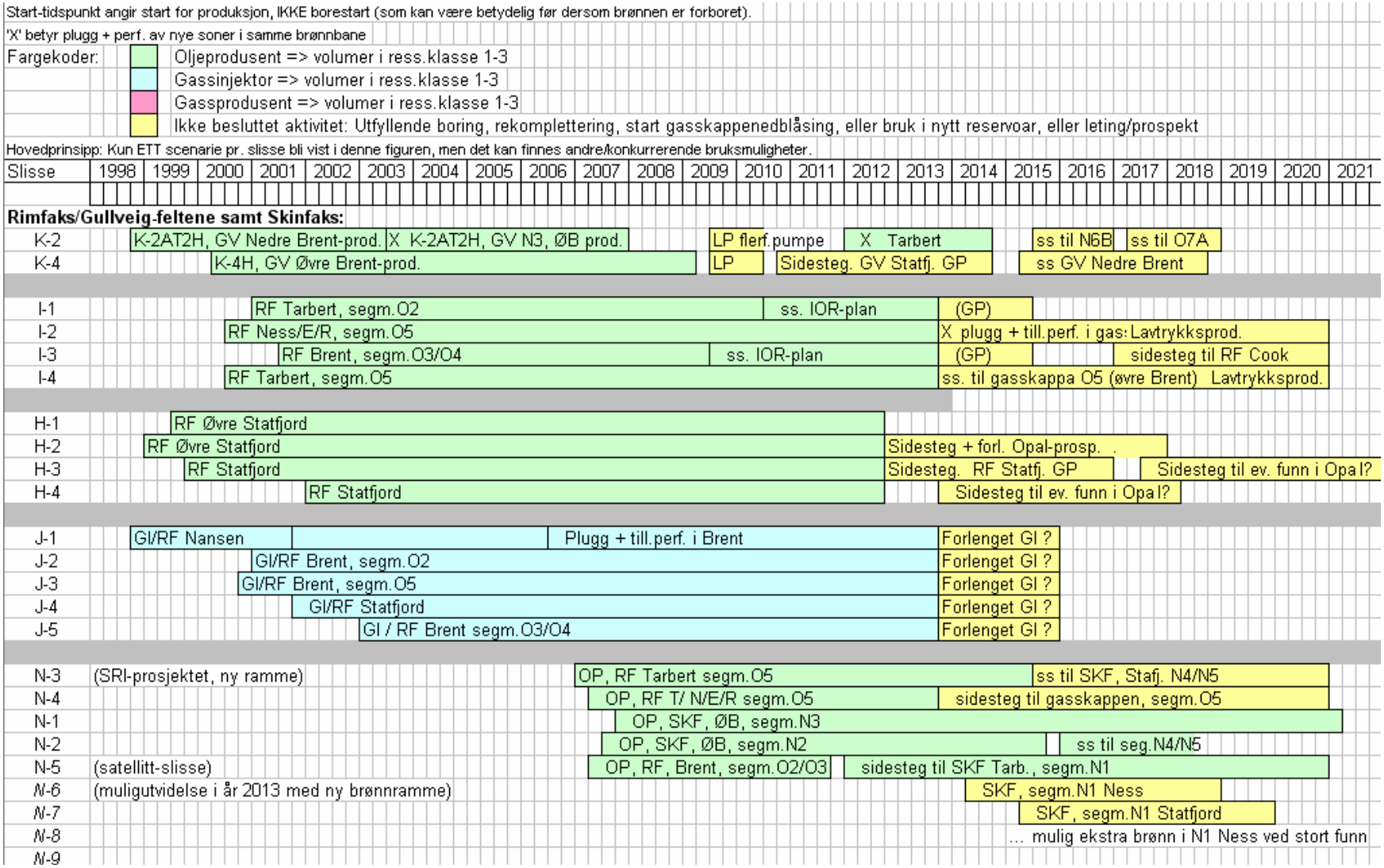
Slisse	**Gullfaks Sør**				**Rimfaks**			**Gullveig**	**Gullfaks Sør**		**Skinfaks/ Rimfaks IOR**
	Brent	Inj.	Statfj/Br	Statfjord	Stat-fjord	Brent	Inj.	Brent	Brent	Brent	Brent
	D	**E**	**F**	**G**	**H**	**I**	**J**	**K**	**L**	**M**	**N/N5**
1	OP13C D-1HT2	GIA4/A 5 E-1 YH	**GFS Statf.**	OPA3 G-1H	OPP2 H-1 AH	OPO1 I-1AH	GIO5 J-1H		GP13B L-1AT2H	OP14D M-1AH	OPGPN3 N-1 H
2	OP13C D-2HT2	GI13C E-2H	OPA5/A6 F-2YH	OPA4 G-2YH	OPP3 H-2 AH	OPO5 I-2 H	GIO2 J-2 HT3	OPN6 K-2AH	GP13A L-2T2H	OP14D M-2H	OP/GPN2 N-2 H
3	OP13C D-3CH	**Ledig**	OP12A F-3 H	OPA2 G-3HT2	OPP3 H-3 HT3	OPO3/O4 I-3 H	GIO5 J-3 H		GP13A L-3T2H	OP14A M-3CHT2	OPO5 N-3 AH
4	OP13C D-4H	GI13C E-4 AH	OPA5 F-4 AHT3	**GFS Statf. ØOU**	OPP3 H-4 H	OPO5 I-4 H	GIP3 J-4 H	OPN6 K-4H	GP13A L-4AH	OP14D M-4AH	OPO5 N-4 H
5							GIO3/O4 J-5AHT2				OPO3O4O2 N-5 H

Ubrukte slisser pr. 01.09.07 er med uthevet skrift. Planlagt bruk er angitt. G-4 slissen kan ikke brukes uten større investeringer.

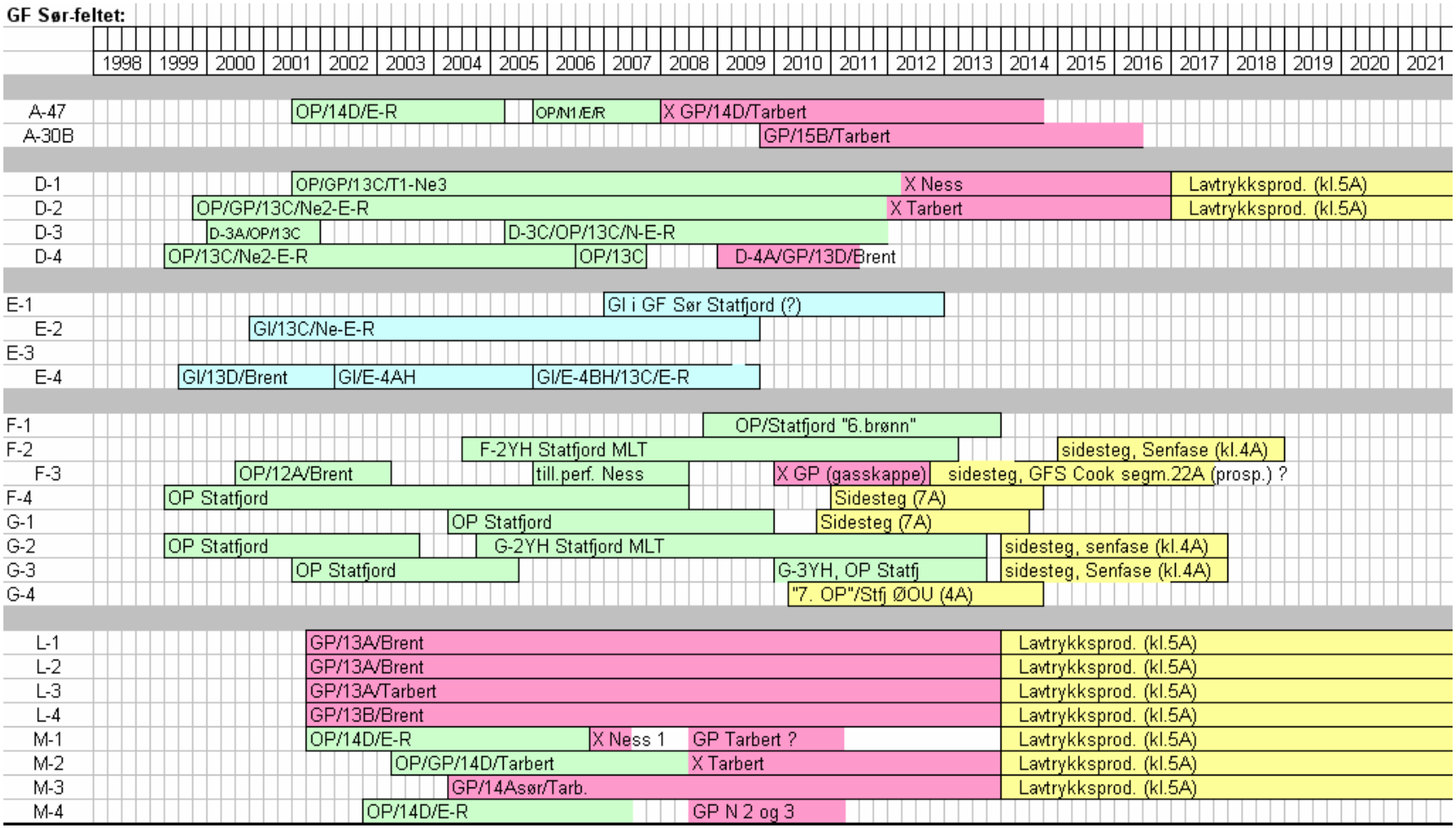
Navnforklaring

OP = Oljeprodusent
GI = Gassinjektor
13C (eks) = navn på segmentet der brønnen er plassert

Når det gjelder posisjon til segmentene så henvises det til kartverket i kapitel 3.



Figur 6.3.2: Livsplan for brønner og brønnslisser, vestlig provins



Figur 6.3.3: Livsplan for brønner og brønnslisser, Gullfaks Sør

6.3.5 Oversikt over ferdigstilte brønner, brønner i drift og fremtidige brønner/sidesteg

Tabell 6.3.4 – 6.3.5 viser en oversikt over ferdigstilte og fremtidige brønner på Gullfaks Satellitter.

Tabell 6.3.4: Oversikt over antall borede brønner pr.år, inkl. sidesteg

Ress. klasse	Fast inst. Vs. flyter	Felt	Øko. type	SUM	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1	Subsea	GF Sør	Basis	30	2	1	4	6	2	3	2	3	3	2	1	1
1	Subsea	Rimfaks/ Skinfaks	Basis	19	1	1	2	5	3	1				2	4	
1	Subsea	Gullveig	Basis	2		1		1								
1	Fast	GF Sør/ Gulltop	Basis	2				1							1	

Tabell 6.3.5: Oversikt over antall ferdigstilte brønner pr.år, inkl. sidesteg

Ress. klasse	Fast inst. Vs. flyter	Felt	Øko. type	SUM	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1	Subsea	GF Sør	Basis	30		1	4	4	7	3	1	4	3	2	1	1
1	Subsea	Rimfaks/ Skinfaks	Basis	18		1	4	4	3	1				1	4	
1	Subsea	Gullveig	Basis	2		1		1								
1	Fast	GF Sør/ Gulltop	Basis	2					1						1	

Tabell 6.3.6 : Oversikt over antall brønner i drift og utvikling over tid

Basis brønner (ressursklasse 1)													
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GF Sør Br. D-ramme	0	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
GF Sør Br. E-ramme	0	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
GF Sør BR/St. F/G-ramme	0	2	3	4	4	4	6	6	6	6	7	7	7
Rimfaks St, H-ramme	0	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Rimfaks Br, I-ramme	0	0	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Rimfaks Br. J-ramme Rimfaks St. J-ramme	1	1	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gullveig Br. K-ramme	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
GF Sør L-ramme	0	0	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
GF Sør M-ramme	0	0	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4
RF/SF, N-rammer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5
Fra faste innstall.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3
Sum totalt	2	10	18	29	32	33	36	36	39	44	45	45	45

6.4 Brønnhistorie GF SAT og GF HF

6.4.1 Brønnhistorie GF SAT

Tabell 6.4.1: Gullfaks Sør, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	
Produsenter:					
D-4H	N-1,2, E	13C	18.03.99	Overbal. perf.	Første brønn i Gullfaks Sør Brent. Boret gjennom gasskappen i Tarbert/Ness, oljefylt Etive/Rannoch og vannfylt Tarbert i tåen.
D-2HT2	N-1,2, E,R	13C	07.10.99	Skjerm (N) Overbal. perf (E,R)	Påviste gassførende Tarbert i 14E segmentet. Skjerm satt i OBM Brønnintervensjon: Brønnen ble reperforert i aug/sept. 2000 for å øke PI i brønnen.
D-3AHT2	N-1,2,3, R	13C	25.01.00	Overbal. perf.	Brønnintervensjon: Brønnen ble reperforert i sept. 2000 for å øke PI i brønnen. Produserte frem til januar 2002.
D-3BH	nedre Brent	13C	---	Underb. perf.	Perforeringskanoner etterlatt Brønnintervensjon: Brønnen ble reperforert i sept. 2002 for å forsøke å øke PI i brønnen, men var ikke produserbar.
D-3CH	E/R/N-1, N-2	13C	30.05.2005	Preboret liner	Brønnen ble komplettert med 2-soners DIACS for å øke bidraget fra nedre Brent.
F-3H	Brent	12A	27.08.00	Overbal.	Brønnintervensjon:

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	
				perf.	Brønnen ble tilleggsperforert i juni 2005 med Borgland Dolphin. Formålet med tilleggsperforeringen var å perforere nærmere gasskappen og få fri gass inn i brønnen, samt å øke produktiviteten. Intervensjonen var vellykket.
A-47T2	R/E		02.07.01	Underbalanse perf.	Trykkrør Brønnintervensjon: Brønnen ble tilleggsperforert i Ness-3 i august 2005 og januar 2006.
D-1HT2	T/N-3	13C	01.09.01	Underbalanse perf.	Perforeringskanoner etterlatt
M-1AH	E, R	14D	03.11.01	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine. Brønnintervensjon: Brønnen ble tilleggsperforert i mai 2007 for å få ut gjenværende olje.
M-2H	T	14D	30.03.03	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.
M-3CHT2	T,N	14A	21.03.04	Åpenhulls skjerm	Satt i LSOBM
M-4AHT2	E, R	14D	27.09.02	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine. Brønnintervensjon: Brønnen ble tilleggsperforert i mai 2007 for å øke PI i brønnen og forlenge levetiden.
L-1AHT2	Brent		21.09.01	Åpenhulls GP skjerm	
L-2HT2	Brent		17.09.01	Åpenhulls GP skjerm	
L-3HT2	T		20.09.01	Åpenhulls GP skjerm	
L-4AH	Brent		18.09.01	Åpenhulls GP skjerm	
F-2YH	Na, Ei		22.11.04	Preboret liner	
F-4AHT3	Na-1, Ei-2		30.04.99	Overbal. perf.	
G-1H	Na, Ei		07.02.04	Preboret liner	Komplettert med DIACS.

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	
G-2HT3	Na, Ei-2		13.04.99	Overbal. perf.	
G-2YH	Na, Ei		26.07.04	Preboret liner	
G-3HT2	Na, Ei-2		06.07.01	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.
Injektorer:					
E-4H	T-1, T-2, N-1, 2, E, R		09.06.99	Underbal. TCP perf.	Injektor for å trykkstøtte 13C segmentet. Fungerte ikke som injektor.
E-4AHT2	nedre Brent			Underbal. TCP perf.	Injektor for å trykkstøtte 13C segmentet. Dårlig injektivitet.
E-2H	N-2, E, R		27.10.00	Underbal. TCP perf.	Injektor for å trykkstøtte 13 C segmentet
E-1YH	N-1, E-3		10.12.2006	Underbal. TCP perf.	Brønnen ble boret som en togrensbrønn. Pga forsinkelser med komplettering ble det baryttutfelling og problemer å få rensket opp brønnen. Brønnen injiserer i dag kun i ett løp, Y3-løpet.
E-4BH	E/R	13C	25.05.2006	Underb. TCP perf.	Injektor for å trykkstøtte nedre Brent i 13C segmentet

Tabell 6.4.2: Rimfaks og Skinfaks, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
Produsenter:					
H-1H H-1AH	Ei-2 Na, Ei-2	P2 P2	April 1997 17.05.99 Aug 2003	Åpenhullsskjerm satt i OBM	Pilothull, P/A. Oljefylt Statfjord i hele reservoaret Skjerm i Nansen / øvre Eiriksson. Plugget av skjerm og perforerte i Eiriksson 2/1.
H-2H H-2AH	Na, Ei-1/2 Na, Ei-2	P3 P3	Mai 1998 07.02.99	Perf. i overbalanse	Observasjonshull for OVK, P/A. Gass i topp av

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
			Nov 2005 Juni 2006		reservoaret, oljefylt Statfjord i horisontal reservoarseksjon. GOK 2974 m MSL. Perforert i Nansen / Eiriksson 2. Brønn stengt pga BSV-problemer. Forsøkte å montere insert-bsv, men kom ikke ned pga bukling (skjedd under komplettering). PI målt til 450 før brønnen ble drept. Står stengt i påvente av rekomplettering
H-3HT3	Na, Ei-1/2, Ra	P3	20.09.99	Åpenhulls skjerm satt i OBM Perf. i overbalanse	Oljefylt Statfjord i hele reservoaret. Skjerm i øvre Statfjord (Eiriksson 2 og Nansen 1A/1B). Perforert i nedre Statfjord (Raude 1B/2A/2B og Eiriksson 1).
H-4H	Ei-1/2, Ra	P3	16.04.02	Åpenhulls skjerm satt i brine	Hele Statfjordformasjonen ble gjennomboret bortsett fra nedre del av Raude. Oljefylt reservoar Skjerm i Raude 2A/2B og Eiriksson 1/2.
I-2H	N-1, N-2, E, R	O5	07.07.00	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.
I-4H	T, N-3	O5	10.06.00	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.
I-1AH	T	O2	14.12.00	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.
I-3H	T T, N, E	O4/O3	18.07.01 05.09.02	Overbal. perf. Overbal. perf.	 Rekompl. med SCRAMS
N-3AH	T, N	O5	27.01.07	Åpenhulls skjerm	Brønnen er boret gjennom hele Tarbert og Ness i O5 segmentet. Skjermer kjørt i Cesium format LSOBM. Vannkuttet steg til 50% i løpet

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
					av 2 måneder hvor det stabiliserte seg. Manglende trykkstøtte i deler av brønn eller at brønnbanen er lagt for lavt er trolig årsak til vanngjennombrudd. Innhentet informasjon under boring viser at brønnen kommuniserer med produsentene I-2H og I-4H, og gassinjektorene J-1H og J-3H.
N-4H	T, N	O5	30.06.07	Åpenhulls skjerm m/ 3 sone Baker DIACS system	Brønnen er boret som en horisontalbrønn gjennom sørlige del av O5-segmentet, og komplettert med skjermer og DIACS. Øverste sone kontrollerer Tarbert og Ness 3-D, midtre sone styrer resten av Ness , mens nedre sone styrer Etive og Rannoch. Skjermer kjørt i Cesium format LSOBM.
N-5H	T, N, E, R	O2/O3/O4	28.05.07	Åpenhulls skjerm m/ 3 sone Baker DIACS system	Brønnen er boret som en horisontalbrønn gjennom O3, O4 og O2 segmentene, og komplettert med skjermer og DIACS. Øverste sone kontrollerer Tarbert i O3 som har trykkstøtte fra J-5H, midtre sone styrer Ness i O3 segmentet, mens nedre sone styrer resten av sandene (Tarbert 1A og hele Ness) i O3 og O4 segmentene.

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
					Skjermer kjørt i Cesium format LSOBM. Hver sone har PI på 300 – 600 Sm³/d/bar.
N-2 H	T	N2	03.09.07	Åpenhulls skjerm m/ 3 sone Baker DIACS system	Brønnen er boret som en horisontalbrønn gjennom N-2 segmentet, og komplettert med skjermer og DIACS. Øverste sone kontrollerer Tarbert 2B1, midtre sone styrer Tarbert 2B2-3A og nederste sone styrer Tarbert 3C. Skjermer kjørt i Cesium format LSOBM.
Injektorer:					
J-1H	T, N, E, R, Na-1, Ei-2	P3/P2 O5	12.08.98 Des. 2005	Perforert balanse / underbalanse Perforert balanse / underbalanse	Gass/Kondensat i Brentgruppen og olje i Nansen/Eiriksson. Perforert som gassinjektor i Nansen. Plugget av Statfjord (under Cook - 3425 m MD) og perforerte Tarbert, Ness og Etive. Har gitt mer stabil GOF i H-brønnene, og er viktig for å opprettholde trykkstøtten i O5 segmentet stter at de nye brønnen har kommet inn (N-3 AH og N-4 H)
J-2HT3	T, N, E, R	O2	11.01.01	Underbal. TCP perf.	(N) E, R under OVK
J-3H	T, N, E, R	O5	06.11.00	Underbal. TCP perf.	
J-4H	Na, Ei-1/2, Ra	P3	16.10.01	Perforert underbalanse	Gassinjektor i øvre og nedre Statfjord. Gassfylt i Na, Ei-2/1 og oljefylt i Ei-1 og Ra (OGK=2974 m

Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
					TVD) Perforert i Eiriksson 2/1 og Raude
J-5AH	T, N	O3/O 4	14.12.02	Underbal. TCP perf.	Gassinjektor i O3 og O4 segmentene. Trykkstøtter Tarbert 2 og 3 i O3 segmentet og hele Brent i O4 segmentet.

Tabell 6.4.3: Gullveig, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon

Felt	Brønn	Reservoar	Segment	Oppstart prod./ inj.	Type kompl	Kommentar (inkl. intervensjoner)
Produsenter:						
Gullveig Brent	K-2AH	N-1, N-2, E		10.10.98	Åpenhulls skjerm 2003:	Skjerm satt i brine. GP. Plugget av nedre Brent og perforerte Ness-3D i juli 2003. Dette for å redusere vannproduksjonen og dra inn gass for å muliggjøre videre samkjøring med K-4H.
Gullveig Brent	K-4H	T		06.04.00	Åpenhulls skjerm	Skjerm satt i brine.

6.4.2 GF HF

Brønnhistorikk for hovedfeltsbrønnene på Gullfaks A, Gullfaks B og Gullfaks C følger i hhv. tabell 6.4.4, 6.4.5 og 6.4.6

Tabell 6.4.4, brønnhistorier, Gullfaks A

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-1H	N24B N8B	P/R	H1	22-des-86	HBB, boret 19.08.-17.10.85. Naturlig perf. og test #1 29.09.-01.10.86. "Pump open" plugg fjernet og test #2 23.-27.04.88. Kontrollmodul skiftet 19.-20.03.92 og 14.-15.10.92. Stengt inn 10.09.93. pga.H_2S. Permanent plugget og forlatt.
A-2AH	S24D S8D	P/R	H1	23-des-86	HBB, boret i to faser pga. gasslekkasje 30" csg.; 27.10.-27.11.85 og 03.05.-17.06.86. Naturlig perf. og test #1 21.-24.07.86. "Pump open" plugg fjernet og test #2 20.-24.05.88. Kontrollmodul skiftet 19.03.92. Stengt inn 10.11.92 pga. H_2S. Permanent plugget og forlatt.
A-3H	N24D N8D	P/R	H2	12-feb-87	HBB, boret 26.11.- 85. Naturlig perf. og test #1 19.-24.11.86.
		P/N	H2	24-okt-92	Plugg + cmt satt over nedre Brent 21.10.92, naturlig perf. N-2B1/2.
				Jan-97	Stengt pga. Oppsanding.
				Okt-00	Permanent plugget.
A-4H	N24C N8C	P/C	H2	23-des-86	HBB, boret 31.01.-02.05.86. Naturlig perf. og test #1 26.-29.08.86.
		P,I/C	H2	Jan-88	Syklisk gassinjeksjon - oljeproduksjon. Stengt 05.04.97, grunnet lekkasje.
				Feb -98	Plugget (J-rør til GFSAT).
				Okt-01	Permanent plugget
A-5H	N24A N8A	I/R	H1	04-apr-87	HBB, boret 04.12.86.-29.01.87. Naturlig perf. og prod.testet 03.-05.03.87 og inj.testet 16.-18.03.87, "log-inject-log"test. Sporstoff inj. 15.04.87 og 16.08.88. Stengt inn 27.04.93 pga. lekkasje BSV.
	S24D N8A	P/N	H1	16-jul-94	Plugg satt over nedre Brent, gruspakket i N-2A,2B,2C.
				Feb-98	Plugget (J-rør til GF SAT).
				Sep-00	Permanent plugget.
A-6	41			02-mar-87	Grunn gass produsent.
A-6A		P/N	H2	Aug-96	Horisontal. GP i N-2B/2C. Reserver i N-3 og T-1.
				22-Jul-01	Koblet opp mot flerfasepumpe.
				28-Jul-01	Høy sandproduksjon pga casing kollaps.
				Nov-02	Ifm. sandvask ble det påtruffet kollaps i øverste GP (N-2C). Nesten all produksjon kommer fra N-2C. Produserer ifm sandhåndteringsprosjektet. Økende H_2S produksjon.
				Aug-05	Metningslogg viste gassflømming i T-1B og vannflømming i øvre del av T-1A.
A-6B		P/N	H2	30-jan-06	Stengt pga. BSV problemer
				20-mar-07	Perforert i Ness 2B. Høy vann- og H_2S produksjon. Styringskrterium ASR.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-7	20			23-mar-87	Grunn gass produsent.
A-7 A		P/R	G1	feb-97	Horisontal vest-østgående brønn. Enkelte vannflømmede sander i Ness/T-1. Oljefylt nedre Rannoch. R-1/R-2 perforert m/250 bar overbalanse, og produserte vann. Innstengt.
		P/N		15-okt-97	Perforert og gruspakket i N-2A. N-2B1, N-3B, N-3C, N-3D, N-3D, T-2B1, T-1B er dårlige sander. Usikkert om de blir perforert. Gassgjennombrudd fra A-22. Stengt i perioder pga. prosessbegrensning(gass). Sidestegsboret.
A-7 B		P/T	F3	06-jun-05	Horisontal brønn i Tarbert i F3. Komplettert med 220 m åpenhulls skjermer i T-3B og T-3A. Swellpackere i to intervall der brønnen går gjennom Heatherformasjonen. Respunch skjermer i hælen (skjermer med mulighet for å perforere siden). Brønnen har lekkasje i sekundærbarriære og har permanent produksjonstillatelse (unntak).
A-8	6	P/R,E	G3	14-jun-87	Naturlig perf. i Rann. 3/Etive. Tilleggsperf. i Etive 14.08.87.
A-8R		P/N	G3	25-nov-88	Plugg satt over nedre Brent, perf. Ness 2/3. Plugg satt over N-2C 02.03.90.
A-8R2		P/T1	G3	19-apr-90	Plugg satt over N-3D, perf. Tarb. 1.
		P/T	G3	03-sep-90	Re-/tilleggsperf. og gruspakket Tarb. 1/2.
				Mai-00	Ble koblet opp mot flerfasepumpe. Har senere fått sandproduksjon og kan ikke kjøres mot flerfasepumpe.
A-9H	S24A S8B	P/T	E3	15-mai-88	HBB, boret 23.03.-08.05.87. Naturlig perf. T-1A/1B/2A, test#1 21.-26.05.87. Ferdig kompl. 03.05.88.
				Mars-98	Plugget, slissen overlatt til GFSAT.
				Juli-00	Permanent plugget.
A-10	23	P/R	G2	03-aug-87	Naturlig perf. Rann. Stimulert med resinbelagte proppanter 21.01.- 05.02.93.
A-10 A		P/R	G2	Mars-97	Sidesteg boret med kveilerør. R-2 delvis flømmet. Deler av Etive ufløммet. Perforert i R-1/R-2.
				05-mar-98	Tilleggsperforert i R-2.
		P/R,E		Nov-00	Tilleggsperforert Etive uten plugging av de gamle perforeringene.
				2006	Har i perioder vært strupt/stengt grunnet høy H_2S produksjon (prosessbegrensning).
A-10		P/N	G2		Oljefylt N-2B1, kan være gassfylt. Evt. prod. på sikt. Kan ikke kjøre RST (dobbel casing). Ness-1 er plugget av med sement.
A-11	27	I/R	G3	26-nov-87	Oljefylt Brent fom. Etive. Perf. Rann. 1/2. VAG-inj. siden 18.03.91. Stengt pga. lekkasje, overhalt i perioden 01.12.93 - 29.01.94. Begrenset injeksjonsrate pga. lekkasje.
		I/E		Aug-02	Perforert i Etive etter rekomplettering. RST logget Tarbert, Ness og Etive 09.05.03. Kun den øverste delen av T3, og N3C er oljefylt. Kan nå kun benyttes som vanninjektor (ikke VAG)

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-12	2	I/R	H2	05-feb-88	Oljefylt Brent fom. Etive. Perf. Rann.1/2. Tilleggsperf. Rann. 2/3 21.02.88. Sporstoff inj. 16.08.88. Benyttet til VAG/gassinj. perioden 15.01.93 - 01.04.94 og jan-01 – sept.-03. Sporstoff inj. 02.03.93, 27.05.93 og 09.09.97 (HTO). Rekompl. juli-00. Ny sporstoffinjeksjon i aug-01. Observerte gasslekkasje til Tarbert i 2003 => kan ikke injisere gass før dette er utbedret.
		P,I/T,N	H2		Prod./inj. Tarb./Ness på sikt.
A-13	42	P/R	G1	24-feb-88	Naturlig perf. Rann. Tynn gel inj. utført 18-24.10.94. Tilleggsperf. Rann. 2, 07.01.95. Har vært stengt i perioder pga. prosessbegrensning (gass).
				19-jun-06	Stengt da det ikke var mulig å holde brønnen på produksjon grunnet tung væskekolonne/lavt reservoartrykk.
		I/R		03-jun-07	Konvertert til gassinjektor.
		P/N	G1		Oljefylt Ness tom. N-2B kan prod. på sikt om ikke gassfløммet.
A-14	13	P/R	G3	20-apr-88	Naturlig perf. i Rann. 3.
		P/N	G3	feb -98	Plugg satt over NB perforeringsintervall, og brønnen er perforert i N-2B.
				feb –00	Tilleggsperf. i Ness 2C/3A. ASR en kort periode.
				jun-04	RST logging viste oljefylt N3B/C/D, og hovedsakelig oljefylt NE1/NE2/NER med spor av residuell gass.
				juli –04	N-2 og N3A ble plugget av med sement. Etive ble åpnet. Kontrollinjen ble også plugget med sement, noe som hindret produksjon fra nytt intervall. Oppstod lekkasje i prod. pakn. under operasjon for å prøve å fjerne sement
		P/NE-1	G3	sept-05	Brønnen er under rekomplettering per aug.-05. Mulig prod. fra oljefylt lavpermeable sander i N-3.
A-15	40	I/R	G1	06-jun-88	Oljefylt Brent fom. Ness 2C. Perf. Rann. 1. Tilleggsperf. Rann. 1/2 03.10.88. Plugg satt over
		I,P/N	G1		Etive 14.02.92.
		I/N,R	G1	17-feb-92	Perf. i N- 2C ifm. enbrønns tensidtest.
		P/T1,N	G1	04-jul-92	Plugg over Etive trukket. Stengt 01.11.93.
				14-mai-95	Plugg satt over N-2C, naturlig perf. N-3C/3D og T-1B/1C.
		P/T2		Juli-99	Plugg satt over eksisterende perforeringer og perforert i Tarbert-2/3. Sandbegrenset rate. Gassgjennombrudd fra A-22.
				Feb –01	Stengt pga mye gassproduksjon.
A-15 A					Sidesteg til SAT påbegynt i 2004.
				Apr-05	Klargjort til kaksinjektor..
A-16	3	P/T	G4	04-aug-88	Naturlig perf. i Tarb.2. 27.08 - 09.10.89 dreping av brønn forut for gruspakking mislyktes, så sideboret.
A-16 A		P/T	G3	15-nov-89	Oljefylt Brent fom. Ness 2B. Spor av fløмming i N-2C/T-1B. Gruspakket Tarb. 2.
A-17	29	P/R	H1	29-sep-88	Naturlig perf. Påviste oljefylt Cook i H1-segmentet. Stengt 20.11.95 pga. H2S problem.
A-17 AT2		I/C	H1	26-mar-96	Horisontalt injektor, naturlig perf. i Cook 2. Rekomp. 2001.
				okt-02	Konvertert til VAG-inj. H-02.
				jul-04	Plugget av tå av brønn, injiserer nå mer i sør av H1-segment.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-18	10	I/T	G3	16-nov-88	Oljefylt Brent fom. Tarb. 1B. Perf. Tarb. 1/2 for vanninjeksjon. Stengt 29.12.89 etter oppstart av A-25A og B-12.
A-18R		P/T	G3	21-jun-90	Plugg satt over perf., tilleggsperf. i Tarb. 2/3, konvertert. Stengt pga. sandproduksjon 09.09.90. Tilleggsperf. installert sandskjerm 08.07.91. Stengt 15.04.93. Overhalt, gruspakket 29.08.93. Gassgjennombrudd fra A-27A.
				Nov –00	Stengt pga kun vannprod, men har vært i drift i korte perioder.
				Jul-03	Konvertert til gassinjektor. Stengt kort tid etterpå pga. for rask gassgjennombrudd i nærprodusentene.
A-18 A		PATE33	H2	2006	Planlagt sidesteg.
A-19	28	P/N	G2	14-des-88	Hele Brent oljefylt. Naturlig perf. Ness. Tilleggsperf i N-1B/2A/2B 17.10.92. Plugg satt over N-2B1 20.12.92.
A-19 AT3		PANG21	G2	jan-98	Tynnrørsboring til loftsolje øst for A-19. Perforert i N-2C intervallet nærmest tåen.
		GI/N		mai-98	Grunnet problemer med sand og vannproduksjon, er brønnen konvertert til gassinjektor.
				22-nov-01	Tilleggsperf. i N-2C nærmest hælen.
		P/T	G2	Nov-07	Metningslogget og konvertert til produsent. Ness isolert. Tilleggsperforert i Tarbert-2A, 1C og -1B.
A-20	16	I/N,E	G3,F4	15-jan-89	Perf. Ness 3/Etive. Liten effekt som injektor.
A-20 A		I/N,T1	G3	25-feb-91	Oljefylt Tarb. Perf. Ness/Tarb. 1. Tilleggsperf. i N-2C 05.95 og 02.00 uten effekt. Stengt når det injiseres gass i A-19A.
				Jan -01	Isolering av Tarbert og Ness 3D i brønnen.
				Juli -01	Rekomplettert.
				Aug-05	Lekkasje i ventiltreet. Står innestengt i avvente av reparasjon.
				Aug-06	Tilleggsperforert intervallet 2128 - 2132
A-21	9	P/T	F5	04-mar-89	Oljefylt Brent fom. Ness 3D. Naturlig perf. Tarb. 1B/2/3. Tilleggsperf. i Tarb. 1A/3 14.01.94.
A-21 A		P/T	F2	14-feb-00	Nederste del av Tarbert-2 og Tarbert-1C oljefylt. Initiell gasskappe i øvre del av Tarbert. Perforert i Tarbert-2B1. Produserte lite olje med mye vann og høy GOF .
				Aug-01	Metn.logg indikerte gass over et kullag i Tarbert, og oljefylt Tarbert ned til perforert intervall. Tarbert-2B1 ble plugget og Tarbert-2B2 perforert.
				Des-02	Tilleggsperforert i toppen av T-3. ASR kriterium siden sommer 2003.
				Mar-06	Installerte insert BSV i brønnen.
A-22	38	P/T1,N	G1	01-apr-89	Oljefylt Brent fom. Etive, flømmet Etive. Naturlig perf. Ness 2/3 og Tarb. 1B.
		P,I/N,T1	G1	03-apr-91	Tilleggsperf. Ness/T-1
				18-nov-95	Syklisk gassinjektor, oljeprodusent.
				Juli-98	Tilleggsperf. i Tarb. Permanent gassinjektor
		I/N,T	G1	Feb-99	Tilleggsperf. i N-2A
				Sep-02	Ifm. PLT ble det påvist sand i brønnen over N-2A og opp til midt i N-2C intervallet. Har lekkasje til ringrom. Unntak for gassinjeksjon.
				Jan-07	Rekomplettert.
A-23	8	P/T	G4	16-jun-89	Oljefylt Brent fom. Ness 2C. Gruspakket Tarb. 3.
		P/N	G4		Ness/Tarb.1 vurderes prod. på sikt. Metn. logg i okt. -98 og senere i des -00 viste ufløммet N-3 og T-1A
				Jan-00	Ble koblet opp mot flerfasepumpe

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-24	35	I/T,N	F2	05-aug-89	Perf. Tarb./Ness 2/3. Tilleggsperf. Tarb. 2/3 25.01.90. Liten effekt, stengt 03.03.90.
A-24 A		I/T,N	G1	29-jul-90	Oljefylt Tarb. 2/3. Perf. Tarb. 1. Øvre del av Ness er forkastet bort, mens nedre del av Ness penetrerer F2-segmentet. Ugunstig inj. til Ness/Tarb. 1, stengt 06.01.91.
		P/T	G1	30-jul-91	Naturlig perf. Tarb. 3. Stengt 09.09.95 pga. lekkasje. Rekomp., tilleggsperf. og gruspakket i Tarb. 14.01.-15.02.96. Millet scale i juli -01. etter dette produserte brønnen kun vann. PLT okt-01 indikerte hull i GP. Straddle over hull ble plassert apr-02. Brønnen produserte fortsatt bare vann.
				Aug-02	Satt plugg i T-3B over straddle. Fortsatt bare vann.
				Des-03	Prøvde å fjerne plugg uten hell før å konvertere brønnen til vanninjektor. Gav lite effekt.
				01-jan-05	Innestengt. Planlagt sidesteg til Ness i G1
A-24 B		P/N	G1	10-mai-07	Oljefylt Ness med unntak av Ness 2C som var vannfylt. Startet produksjon fra Ness 2B (skjermer).
A-25 A	14	I/T, N	F5	24-des-89	Sidesteg av A-25, der boremålet ikke ble innfridd. Oljefylt Tarb. 3, påvist flømmet i februar 97 Perf. Ness 2/3. Sandet opp tom. N-3B, vask oppgitt. Tilleggsperf. Tarb. 1/2 30.12.89 og Tarb. 1 12.04.90. Rekomplettert og konvertert til VAG injektor.
				Aug-98	Stengt mesteparten av tiden.
A-25 BT2		I/T	F5	04-feb-05	Sidesteg til VAG injektor i Tarbert lenger nord i segmentet. OBS: dårlig sementjobb.
				2007	Brønnen ble satt på vanninjeksjon, men begynte å lekke umiddelbart. En tror at dette skyldes termiske effekter. En planlegger lekkasjesøk og straddling
A-26	32	P/E	G2	04-des-89	Oljefylt Brent fom. Rann. 3 (overløp i Etive). Naturlig perf. Rann. 3. Stengt 17.12.89.
		P/N	G2	26-nov-90	Plugg satt over Rann., gruspakket N- 2B1/2C. Plugg satt over N-2B1 22.01.91. Enbrønns sporstofftest utført 31.01. - 03.03.91. Stengt pga sandprod. 20.08.95.
				Des-96	Satt plugg over N-2B. Brønn åpnet for prod. Gassgj. fra A-19AT3. I 2003 ble brønnen stengt av mens gassen ble injisert i A-19AT3. Økt effekt.
				Mai-03	RST logging. Olje igjen i N3B/C, T1A og T2. God effekt i 2004 av GI i A-19AT3.
		P/T,N	G2		Prod. resten av Ness/Tarb. på sikt.
				Jun-06	Metningslogg og tilleggsperforering i Ness-3 og Tarbert 1.
A-27 A	25	P/T	F4	25-mai-90	Sidesteg av A-27 (påviste tynn oljesone med gasskappe i blokk E2). Oljefylt fom. Tarb. 1B. Naturlig perf. T-1B/2/3.
		I/T	F4	12-des-90	Konvertert. Tilleggsperf. T-1B 01.04.91.VAG fra 07.06.95.
				Mars-99	Rekomplettert.
				Des-04	Lekkasje under BSV. Injeksjonsventil installert. Injiserer nå kun vann på unntak som går ut 01-nov-05. Planer om rekomplettering i jan-06.
				Jan-06	Rekomplettert.
A-28	26	P/T	F4	11-apr-90	Oljefylt Brent fom. Tarb. 1B. Gruspakket T-2/3. Horisontal, vanskelig boreteknisk.
				29-jul-04	PLT logget og satt plugg over nederste GP for å redusere vannproduksjon. Den ble halvert.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-29	30	P/T	F3	11-okt-90	Oljefylt Brent fom. Tarb. 2. Påviste oljefylt Cook i E2-segmentet. Stengt pga. lekkasje 17.10.95.
				Des-96	Rekomplettert. Gass gjennombrudd fra A-27A.
A-29A		P/T	F3	Des-03	Oljefylt Tarbert ned til 1940 m. Naturlig perforert i Tarbert-3 ASR kriterium siden Feb- 2004.
A-30	37	P/T	G3	06-des-90	Oljefylt Brent fom. Etive. Gruspakket i Tarb. 1B/2/3. Tubeclean og syrevask.Fikk bedret PI.
				jul –01	PLT viste vanngjennombrudd fra A-11.
				25-okt-01	RST logging. Oljefylt N3A/C og T1A.
				Mai-03	Perforerte GP i T2B1. Fikk ikke særlig høyere oljerate.
A-30 A		PATG36			Sidesteg til Tarbert sør i segmentet påbegynt i sep-03. Påtraff høyt trykk i Shetland, noe som forårsaket stans i boring. Boremålet er kansellert basert på ny 4D som bruker havbunnseismiske data.
		Ledig slisse			
A-31	22	P/N	G4	21-mar-91	Oljefylt Brent fom. Rann. 3. Vannoverløp i Etive. Gruspakket N-2B/2C/3D.
				15-jun-92	Plugg satt over N-2B (løsnet umiddelbart, ble senere fisket ut).
		P/T	G4		
				21-okt-98	Plugg over nedre GP i N-2B. Skutt gjennom øvre GP. Tilleggsperf. i T-1/T-2B2 på sikt.
				Jun –01	Stengt pga sandras og defekt BSV.
				Nov-02	Brønnen ble satt på produksjon igjen etter sandvask. ASR siden mar-03.
				Jul-04	RST logging. Hevet OVK i T-2A med 10 m. Oljefylt T-2B. PLT logget og satt plugg over nederst GP for å redusere vannproduksjon. Ble halvert.
				11-mai-05	Stengt pga sand og manglende trykkstøtte. Planlagt opprensking med syklon.
				2007	Stor sandproduksjon. Brønnen ble rensket opp flere ganger, men ble til slutt stengt inn pga sand. Stengt f.o.m. 20.02.07. Kjemisk sandkonsolidering vurderes.
A-32	15	P/T	F4	10-mai-91	Naturlig perf. i Tarb. 1/2. Plugg satt 08.10.91 over T-1B. Store sand - vann problemer, sideboret.
A-32 B		P/T	F5	21-nov-93	Sidesteg av A-32A der boremålet ikke ble innfridd. Gruspakket i T-1B/2/3, naturlig perf. i T1A.
				Jun-97	Mislykket forsøk på å trekke straddle i T-3. Gassgjennombrudd fra A-25A.
				jun –01	Stengt pga kun vannproduksjon. (Mangel på gass for injeksjon i A-25A), men i drift periodevis, avhengig av gassinjeksjon i A-25A. Stort sett stengt siden sommer 2002.
A-32 C		Gulltopp		2007/8	Under boring.
A-33	1	P/T,N	H2	16-sep-91	Gruspakket,Tarb. 2/1 og Ness 3D/2C.
				Jan-01	PLT indikerte olje fra T-2, vann fra øvrige soner.
				Nov-02	Satt plugg over de 3 nederste GP.
				Feb-03	Plugg løsnet.
				21-sep-04	Koblet opp mot flerfasepumpen.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-34 A	12	P/R	H2	21-nov-91	Sidesteg av pilothull A-34. Horisontal, naturlig perf. i Rann. 1. Stengt i lange perioder i 2000 og 2001 pga. H_2S håndteringsproblem.
				Des-01	Plugget av det ytterste perf.intervallet. Kraftig reduksjon i vann og H_2S produksjon.
				Apr-02	Tilleggsperforert i Rannoch 2.
					Strupet - og tidvis stengt - grunnet høy H_2S produksjon (prosessbegrensning).
				19-feb-07	Trykkmåling (memory gauge).
			H2		Tilleggsperf. i Rann. 3 på sikt.
A-35	24	I/C	H1	26-jan-92	Perf. i Cook 2. Sprukket opp. Stengt pga. lekkasje 19.03.92. Overhalt perioden 27.04. - 21.07.92.
		P/R	H1	26-nov-95	Stengt i Cook 08.11.95.
				1999	Konvertert, stimulert med oppsprekking/proppanter i Rann.1/2.
				Des-99	Konvertert til injektor i eksisterende perf. i R-1/2. Rekomplettert. Sprostoffinjeksjon (FBA) mars 2003. 21.08.03 ble fisk som hadde vært restriksjon for maks inj. rate fjernet.
				Aug-04	Konvertert til VAG injektor
				Mars-05	Stengt i perioder frem til rekomplettering pga. tubinglekkasje under BSV. Lekkasje ble midlertidig utbedret sep-05, apr-06 og apr-07.
				Jul-07	Rekomplettert.
A-36	21	P/S	I1	15-juli-92	Påviste oljefylt Brent/Statfj. i I1-segmentet, oljefylt (spor av fløming) Statfj. i K1-segmentet. Naturlig perf. S11.
		P/R	I1	18-mai-94	Plugget av Statfj., naturlig perf. i Rann. -1. Stimulert med oppsprekking/proppanter.
				02-jul-95	Stengt aug. 2000 til nov. 2001 i påvente av injektor A-41B.
					Pilotbrønn for AMIOR prosjektet med oppstart desember 2005.
				Mar-07	Stengt pga. planlagt boring av B-7C. Senere stengt grunnet høy H_2S produksjon (prosessbegrensning).
A-37	33	P/C	H1	08-okt-92	Stimulert med oppsprekking/proppanter i Cook 2C. Tilleggsperf. Cook 2A/2B. Tilleggsperf. Cook 2C/2D 03.11.92.
				02-juli-98	Perforert og GP i Cook-3. Grunnet BSV problemer ble ventil installert sept.03.
A-38	17	I/R	H1	17-nov-92	Horisontal, delvis vannflømmet nedre Brent. Perf. Rann. 2. Sprukket opp 01.05.93. Injisert sporstoff 28.09.96 (NaSCN).
		I/N	H1	16-Aug-99	R plugget av. Perf. i N-3B og N-3C for å trykkstøtte B-37.
					Metn.logg sep-01 viste ufløммet N-2C og toppen av Etive.
					Planlagt trykkmåling (CHDT) i sep-05, men kom ikke ned. Kamera kjørt jan-06 påviste at liner var deformert.
A-38A		P/N	H1	Jul-07	Sidesteg til Ness 2C.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-39 A	18	P/R	H1	22-feb-93	Sidesteg av pilothull A-39. Horisontal brønn, naturlig perf. Rann. 1/2. Plugget av innerste perf. 24.05.94, men pluggen løsnet og ble fjernet nov 95.
				Mai-97	Tilleggsperf. i Rannoch 1 og 2.
					Skrudd opp i fm. sandhåndteringsprosjektet, som startet i august 2001. Redusert i 2003 grunnet fisk i injektoren A-35. Strupet - og i perioder stengt – siden aug-03 grunnet høy H_2S produksjon (prosessbegrensning).
				Apr-07	Stengt aug-06 pga. tett kontrollinje til BSV. Rekomplettert.
A-40	7	P/C	I1	01-aug-93	Horisontal, påviste oljefylt Cook i I1-segmentet. Naturlig perf.. Reperf., stimulert med oppsprekking/ proppanter 21.02.-18.03.94. Syklisk gassinj./oljeprod. fra 11.06.94 til 26.07.97.
		P/R	I1	09-okt-98	Perf. og stimulert med oppsprekking/proppanter i nedre Brent. Stengt nov-00 til nov.-01 i påvente av ny inj. A-41B.
		P/C	H1		Mulig prod. fra Cook i H1-segmentet.
				Nov-06	Satte plugg over nedre Brent og perforerte Cook. Cook ble frakturert i mars-07. Produserer mye vann med lav PI.
A-41	36	P/R	I1	08-jun-93	Naturlig perf. i Rann..
		I/R,S	I1	08-jan-94	Tilleggsperf. i S2-S9, konvertert til inj.. Statfj. sandet opp, inj. gikk i Rann. Stengt 08.02.94.
		I/S	I1	20-feb-94	Rensket, Rannoch isolert av.
		I/R,S	I1	Okt-96	Rannoch åpnet igjen. Enveisventil mellom R og S. Samtidig injeksjon i R og S.
			I1	17-mai-99	Plugget av Statfjord.
			I1	Mars-00	Stengt pga. svært høyt trykk i brønnen.
A-41 A		I/R	I1	Okt-00	Sidesteg til A-41. Ble mislykket.
A-41 B		I/R	I1	22-okt-01	Sidesteg nr. 2 fra A-41. VAG injektor (inj. gass første gang i april-04). Pilotbrønn for AMIOR prosjektet med oppstart desember 2005.Stengt i perioder 2006/2007 pga. planlagt boring av B-7C.
A-42	4	P/T	E2	23-okt-94	Horisontal, naturlig perf. Tarbert-2/3.
		I/T	E2	27-des-94	Konvertert til gassinj.. Stengt 25.11.95.
		P/T	E2	27-mai-96	Plugg satt over eksisterende perf. og naturlig perf. i "mellomsegment".
		P/N	E3	Nov-98	Plugg satt over Tarbert. Ness-3B tilleggsperf..
				Mai-99	Plugg satt over N-3B og N-3C og N-3D perf.
		P/T	E3	Nov -00	Plugg satt over Ness og T-1A perf.
A-43	5	P/C	H1	17-mai-95	Horisontal, naturlig perf. Cook 2.
				7-mars-99	Tilleggsperf. i Cook-2.Mulig å perforere/frakturere Cook-3 på sikt.
A-44T4	11	P/C	G1	19-mars-97	Påviste oljefylt Cook i G1. Påtraff Brent tom. Tarbert-2. Delvis vannflømmet Brent. Cook stengt 15.04.99.
		P/R	G1	Mai-99	Cook plugget av og perf. i R-2.
					Stengt i perioder pga. prosessbegr.(gass) GFA. Svært høy GOF grunnet trykkstøtte fra gassinjektor i øvre Brent (A-22) => Stengt pga. begrenset gassbehandlingskapasitet på GFA i perioden jan-04 til mars-06.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
A-45	19	P/N,T	G3	18-apr-97	Horisontal S-N gående produsent. Enkelte flømmede sander i øvre Brent. Produserte fra T1/N GP operasjon delvis mislykket.
				juli-99	Plugg over eksisterende intervall og tilleggsperf. og GP i N-3A og N-2C. Videre potensiale i N-3D og T-1A/1B/2A bekreftet av metningslogg i januar 99.
				jan –01	En merket god kommunikasjon mot A-20A etter at Tarbert og Ness 3D var isolert i A-20A.
				mai-03	RST logging. Plugg over eksisterende intervall. Perforerte N-2C og N-3A.
				des-03	Plugg over eks. intervall. Perforerte N-3B/C.
				31-mar-04	Plugg over eks. intervall. Perforerte T-2/3. ASR.
A-46T2	31	P/T,N	G1	juni-00	Tarbert produsent sørvest i G1. Brønnen kan senere perforeres i Ness. Ness-2C er eneste vannflømmede sand i Øvre Brent i følge åpenhullsloggen.
				apr-02	Pumping av avleiringsløser ga ingen effekt.
				jul-04	RST logging viste NER, N-2A/B fortsatt flømmet, N-2C er blitt oljefylt igjen, mens N-3 og T-1 er fortsatt oljefylt.
				Mar-05	Fjernet styringskriteriet med maks 80 bar trykkfall over gruspakke som resulterte i høyere oljerate og totalrate.
A-47	39	OP13C3		03.juli -01	Gullfaks Sør Brent segment 14D (Etive/Rannoch) Tilleggsperforering i Ness planlagt sept 2005
A-48	34	T	E1		Statfjord var vannfylt. Lite volum(gass/kondensat) i Tarbert.
		S	D1		
A-48 A		T	D1		Kom ikke ned med liner.
A-48 B		I/T	D1	Aug-02	Naturlig perforert i Tarbert. Injiserer vann.
		P/T(K?)	D1	Des-03	Ble konvertert til produsent. Plugget Tarbert intervall og perforerte Krans (muligens Tarbert -usikker). ASR siden jul-04. Død siden apr-05 pga. for tung væskekolonne og lavt reservoartrykk.

Tabell 6.4.5, brønnhistorier Gullfaks B

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-1	20	P/T	H4	29-feb-88	Oljefylt Brent fom. Ness 3C. Naturlig perf. Tarb.
				11-okt-93	Plugg satt over Tarbert-1B.
				Nov-98	Plugg satt over Tarbert-2A, 2B1 og deler av 2B2. Stengt 16.12.02 for forberedelse til sidestegsboring.
B-1A		P/T	H4	04-feb-03	Sidesteg med framtidige muligheter for samproduksjon med B-1. Olje påvist i Tarb-1B, delvis i Ness-3D, Tarb-1A. Flømmet i Tarb-1B(sekvens nr.2) og Tarb-2. Oljefylt Tarb-3. Initiell nat.perf. av Tarb-1B. Oljerate 280 Sm3/d, VK 40%. Men, lav PI, samproduksjon med B-1 ikke aktuelt.
				Mai -03	Tarb-1 forsøkt isolert. Nat. perforerte Ness-3D/Tarb-1A. >95% vann, <50 Sm3/d olje.
				Juni –03	Isolerte tidligere perf. Nat. perforerte Tarb-3. Høy PI (>200 Sm3/d/bar), bra startrate (800 Sm3/d), men tidlig vanngjennombrudd.
B-1/1A		P/T	H4	Okt-03	Whipstock perforert, samproduserer med moderløpet.
				Nov-04	Isolert med plugg og whipstock før sidestegsboring.
B-1BT4		P/T	H4	Jan-05	Sidesteg med framtidige muligheter for samproduksjon med B-1/B-1A. Olje påvist i Tarb-1B, flømmet Tarb-2. Nat.perf. av Tarb-1B.
B-2	23	P/R	H4	13-jun-88	Oljefylt Brent tom. Ness 2C. Naturlig perf.. Behandlet med resinbelagt sand perioden 15.07-30.08.91. Reperf. 02.11.91. Reperf./satt isolasjonsrør 13.03. - 30.03.93.
		P/N	H4	20-jul-93	Plugg satt over nedre Brent, og perf. N-2B/2C. 09.07.93. Brønnen sandet inn. Rensket, tilleggsperf. og gruspakket 28.09 - 05.11.93.
B-3	12	I/R	H5	24-jul-88	Oljefylt Brent fom. Ness 3D. Perf. Rann. 1/2. Observasjonsbrønn i Tarb.
		I/R,N	H5	17-jun-92	Tilleggsperf. i Ness 2B/2C. Stengt 02.08.95 pga. produksjonsrør-lekkasje.
			H5	Aug -92	Ytterligere tilleggsperforeringer, N-2B og –2C
		P/T	H5	Juli-97	Plugg satt over N-2. Perf. som prod. i Tarbert-1B.
			H5	01-jul-02	Stengt pga produksjonsrør-lekkasje
			H5	01-sep-02	Lekkasje utbedret vha straddle
B-3A		P/T	H2	Sep-03	Planlagt sidesteg til IBCH24 i Cook. Traff oljefylt T-1B og ble komplettert midlertidig som produsent.
		I/C,N,T	H2	Des-05	Perforerte Cook og Ness. Konvertering til injeksjon Indikasjoner på injeksjon kun i øvre Brent.
				Feb-06	Straddles installert for isolasjon av Tarbert og Ness. Ga ikke effektiv isolasjon. Fortsatt injeksjon viste kommunikasjon til øvre Brent brønner
		I/C	H2	Sep-06	Straddles trukket. Nye straddles installert for isolasjon av øvre Brent. Vanninjeksjon fortsetter i Cook.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-4	22	P/R	H2	13-sep-88	Oljefylt nedre Brent og Cook fom. Cook 2C. Naturlig perf. i Rannoch
				20-nov-93	Stengt pga. lekkasje i prod. rør. Hele nedre Brent var da vannfløммet.
B-4A		P/T	H2	26-jun-99	Vannfylt nB og 10 øverste meter av T-1B. Resten oljefylt. Åpenhulls skjerm i T-2B2. Sementert igjen under T-2B2.
				Des-00	Reversering av brønnstrøm ved pumping av baseolje i brønnbanen for å rense plugget skjerm. Kortvarig effekt.
				Jul-01	Ny pumping av baseolje. Ingen effekt.
				Aug-01	Syrevask. Ingen effekt.
				Apr-07	Stengt for sidestegsboring
B-4B		P/N,T	H2	Juni-07	TTD&C-brønn skulle bores til primærmål Ness-3 i G4. Problemer like etter gjennomboring av sekundærmål i H2, stanset videre boring. Brønnen komplettert, perforert i Ness-3D og Tarbert-1A. Svært dårlige produksjonsegenskaper. Brønnen stengt etter et døgns produksjon pga defekt BSV.
B-5	18	P/R	H5	11-feb-89	Oljefylt nedre Brent. Naturlig perf. i Rann.1/2/3. Reperf. og gruspakket Rann. 3 15.12..90. Inj. av tynn gel utført perioden 18.07.-23.07.93. Reperf. 01.08.93. Stengt 29.05.95 pga. høyt vannkutt.
B-5AT3		P/N	I3	Des-96	Horisontal. Prod. fra N-2A, N2B vha. åpenthull GP. Potensiale i N-2C, N-3 og T.
				Jan-05	Installerte "insert BSV"
				Juli-05	Metningslogget resterende øvre Brent. Olje påvist i Tarbert-3, Tarbert-1, Ness-3 og deler av Tarbert-2 og Ness-2. Planlegger tilleggsperforering høst -07.
B-6	41	I/R	H2	18-mar-89	Oljefylt Brent fom Ness 2A. Perf. Rann. 2/3.
		P/N,T4	H2	08-apr-95	Plugg over Rann. 3, naturlig perf. N-3D/T-1A/T-1B. Isolert T-1B og nat. perf. Tarbert-2B/3.
		P/N,T	H2	April-97	Aktuell som injektor i Tarb. på sikt.
		I/T	H2		
B-7	42	P/R	H2	22-apr-89	Oljefylt nedre Brent. Naturlig perf. Rann. Reperf. Rann. 3 og behandlet med resinbelagt sand 25.05.92. Reperf. Rann. 2 09.07.92.
				Nov-97	Gelbehandling og isolering av R-3. Tilleggs-
				Sep-02	perforering i R-2/1. Drept
B-7A		P/R	I1	Sept.-03	Oljefylt Rannoch-3. Brønnen perf. i tre int. og stimulert i hvert int. med minifrac og inj. av proppanter for sandkontroll.
				April-04	Brønnen ferdig vasket og på full produksjon
				April-05	Stengt pga. høyt VK, høy sandproduksjon og lavt trykk. Planlagt sidestegsboret til Cook i I1
B-7B				Nov-07	Letebrønn til Turmalin (tørt).

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-8	13	I/R	H5	04-jul-89	Oljefylt Brent fom. Tarb. 1B. Oljefylt Draupnesand påtruffet rett under bunn kritt. Observasjonsbrønn i Tarb. Perf. Rann. 2/3. Sporstoffinj. 29.08.97 (NaSCN)
				Nov-98	Rekomplettert
		I/N,R		Jul-04	Perforert i Ness-3D. PLT viste at alt vannet går i Rannoch.
		I/N,R		Mars-05	Plugg installert for isolasjon av Rannoch. Indikasjon på lekkasje.
		I/N		Juli-05	Gammel plugg lokalisert dypt i brønnen. Ny plugg installert for isolasjon av Rannoch (to forsøk, første ble forlatt i brønnen). Fortsatt injeksjon i Ness-3D.
		I/N,R		Okt-05	Løsnet plugg fra juli -05 og skjøv denne ned i brønnen. Videre saminjeksjon i Ness og Rannoch.
B-9	17	P/T	G5	03-jul-89	Oljefylt Brent fom. Ness 3D. Gruspakket Tarb. 1/2/3.
		P/T,N	G5	07-aug-89	Tilleggsperf./sandskjerm i N-3D.
		P/T	G5	05-mar-90	Plugg satt over N-3D. Ny plugg satt 09.09.92 pga. lekkasje.
		P/T	G5	17-jul-97	Plugg satt ved 2028 m MD BD for å isolere vekk vannproduksjon.Isolerte T-1/T-2A/deler av T-2B1.
B-9 A		P/N	G5	15-jul-03	Sidesteg til Ness og nB. Produserer fra N2A/B/C.
				Sept-04	Produksjonslogging. Få intervall dominerte.
				Aug-07	Stengt f.o.m. 26.08.07 pga BSV-problemer.
B-10A	33	P/R	H4	23-sep-89	Sidesteg av B-10 (som påviste oljefylt Cook i H4-segmentet) der boremålet ikke ble innfridd. Naturlig perf. i Rann. 1/2/3.
		P/C	H2	jun-09	Oljefylt Cook kan prod. på sikt.
B-11	5	P/R	H5	04-mar-90	Oljefylt Brent tom. Ness 1. Gruspakket Rann. 2/3, naturlig perf. Rann. 1. Reperf. i Rann. 1 18.12.91.
				Aug-98	Tilleggsperforert over øvre GP.
		P/E	H5	mars-00	Tilleggsperforering av Etive.
				Juli-04	Stengt grunnet høyt vannkutt (99%) og lav OR.
				Aug.-05	Etter utbedret vannbehandlingskapasitet ifm revisjonsstansen, er B-11 igjen på produksjon
				Juni-06	Stengt grunnet BSV problemer.
B-12	1	I/T	G6	14-jan-90	Superinjektor
		I/T,N,R	G6	feb-96	Tilleggsperf. i Ness/Rann.3 05.-07.02.96. Stengt fra samme dato pga. fisk i brønn.
		I/T		jan-97	Rekomplettert. Tung borevæske antas å forhindre strømning i Ness og nedre Brent.
					Midl. stengt pga vanngjennombrudd i C-36AT3. Stengt 01.05.02.
				Aug-07	Vanninjeksjon gjenopptatt. Umiddelbar respons i B-27AT2.
B-13	31	P/T	F5	10-jun-90	Oljefylt Tarb. Gruspakket i T-2/3. Plugg satt i gruspakken 16.09.92. Plugg fjernet 23.05.94. Stengt 04.06.94 pga. utvanning.
B-13AT2		P/T	F5	aug-97	Oljefylt T-3 og T-1. Vannfløммet T-2. Naturlig perf. i T-1. Metningslogg i jan -00 viste kun 1 m fløмming i Tarbert-3.
				nov-00	Plugget av T-1 og perforerte Tarbert-3.
B-14A	15	I/R	I5	13-mar-91	Sidesteg av B-14 der boremålet ikke ble innfridd. Oljefylt Brent fom. Ness 3. Observasjonsbrønn for øvre Brent. Perf. Rann. 2/3. Injektor i nedre Brent.
				Juli-99	Rekomplettert (korrodert tubing).
		P,I/T,N	I5		Prod./inj. Tarb./Ness på sikt.
				Sep-06	Stengt grunnet lekkasje.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-15	16	P/T	H5	17-sep-90	Oljefylt Brent fom. Ness 2B. Gruspakket Tarb. 1/2/3. Loggeverktøy(fisk) i brønn 29.02.96.
				Sep –96	Plugg ved 2507 mMD, isolerer T-2B1 og deler av T2B2
				April-97	Satte plugg 10 m under topp perf. ved 2495 mMD, isolerer hele T-2
				Juli-98	Perf. T-3 øverst i GP og 10 m blankpipe.
				Mars-03	Klargjøring til sidestegsboring.
B-15AT4		P/N		Mai-03	Sidestegboring fullført til Ness/Tarbert med framtidig mulighet for samproduksjon med moderbrønn. Ness-3D og Tarbert-1 oljefyllt, Tarbert-2B vannfløммet. Initielt Ness-3D naturlig perforert.
B-16	25	I/T	F5	15-jul-91	Perf. i Tarb. 1/2. Tilleggsperf. T-2/3 03.09.91.
				sep/okt-92	Tilleggsperf. T-2 og T-2/3.
				Des-98	Rekomplettert.
B-17	4	P/T,N	G5	16-des-91	Oljefylt Brent fom. Etive. Gruspakket i Tarb. 3/2/1B/1C, naturlig perf. i T-1A/Ness 3D.
				Okt-06	Start klargjøring for sidestegsboring.
B-17AT2		P/N	G5/ H4	Jan -07	Gjennomført sidestegsboring til G5 og H4. Olje påvist i Tarbert og Ness. ResPunch åpenhulls skjermer installert i Tarbert og Ness-3. Start produksjon fra Ness-2 gjennom ordinære skjermer.
				Juli -07	Perforerte innerrør i ResPunch skjermer for produksjon fra Ness-3 og ytterligere et Ness-2 intervall.
B-18	3	I/T,N	H6	15-nov-91	Perf. Tarb. 1/2 og Ness 3D. Sprukket opp.
				juli-99	Rekomplettert.
				jul-03	Lekkasje i tubing. Injeksjonsventil installert.
B-19A	34	P/R	H4	18-mai-92	Andre sidesteg av B-19 (som påtraff oljefylt Cook) der boremålet ikke ble innfridd. Stimulert med oppsprekking/proppanter i R-1.
				21-jul-99	Stengt pga skade på prod.rør.
				Apr-00	Prod.rør reparert. Brønn i drift igjen
				Mars-01	Stengt pga. BSV problemer
				Mars-02	Satt i produksjon etter rekompl.
B-20	8	P/N	H5	29-mar-92	Vannfløммet i nedre Brent, oljefylt Brent tom T-1C. Gruspakket Ness 2B/2C/3A. Perforert og behandlet med Wellfix i N-3CFikk sandproblem med Ness-3C intervallet.
		P/T,N		Jul -92	Perforering og GP i N-3C/3D og Tarb.1
				Mars-97	Plugg over N-3A (nederste GP), isolerte N-2 og N-3A
				Jan-98	Rekomplettert.
				18-mai-99	Plugg satt over N-3D inne i GP.
B-20A		I/C		Mai-07	Injektor i Cook.
B-21	40	P/R	G4	18-apr-92	Oljefylt Brent tom. Tarb. 2A. Naturlig perf. Rann.2/3. Tilleggsperf. Etive.
		P/E,R	G4	31-mai-92	Plugg satt over Rann. 3, gruspakket Etive/N/T1.
		P/E,N,T1	G4	12-des-92	Hull i gruspakken. Straddle installert over hull i GP.
		P/E,N,T1	G4	Juli-96	Nytt hull er registrert i GP (evnt. defekt straddle). Stengt pga 100% vann.
				Juli-99	Mislykket forsøk på tilleggsperforering av T-2A.
				Okt-99	Brønnen klargjort for ev. sidestegsboring ved at fisk
				April-00	i brønnen er trukket ut. Sidesteg til Ness-2C. Ikke satt på produksjon
B-21 A			G4		Loftsoljeprodusent i Tarbert. TTRD sidesteg;
B-21 B		P/T	G4	Jun-01	åpenhulls skjerm i T-3B.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-22A	2	I/N,T1	G5	05-aug-92	Sidesteg av B-22 der boremålet ikke ble innfridd. Vannfløммet Tarb. fra OVK til T-3. T-3 oljefylt. Perf. Ness 2B/2C/3A/3D og Tarb-1.
		I/N		Mai-01	Rekomplettert og straddlet av Tarb-1
				Juli -01	Injeksjonsventil installert pga defekt BSV.
B-23	39	P/N,T1	H4	05-okt-92	Horisontal, naturlig perf. i Ness/Tarb. 1. Isolasjonsrør m/"lukkbar port" er satt over deler av N-2C 16.07.94. Initell planlagt GP-operasjon avbrutt pga operasjonelle problemer. Har potensiale i T-1 i hælen på brønnen.
				Mai -03	PLT. Isolerte N-2 og N-3A grunnet vann. Fortsatt produksjon fra resterende N-3 og T-1A.
B-24	10	P/R	G5	20-nov-92	Oljefylt Brent tom. Tarb. 1B. Høyvinkelbrønn, naturlig perf. i Rann.2/3
				Okt-99	Straddle satt over R-3. RST 04.04.02. : ufløммet Ness .
				Jun-05	RST viste at N-2B1 og N-2C er fløмma. N-3 og Tarbert er ufløмma.
		P/N, T	G5		På sikt.
B-25	21	P/S	I2	28-mai-93	Påviste oljefylt Statfjord i I2-segmentet. Oljefylt nedre Brent i I1-segmentet. Høyvinkel, naturlig perf. i S10-S11.
				28-mai-05	RST vha traktor
		P/R	I1		Prod. i Rannoch på sikt .
B-26	29	I/N,T1	H5	06-mar-93	Fløммet Tarb. 3 over OVK Perf. Ness 2/3 og T-1A. Lekkasje i tubing. Forsøkte å installere
				Feb-04	injeksjonsventil uten tilfredstillende resultat. Perforert i T-1A og T-1B. Forbigående høy GOF,
B-26AT5		P/T	H5	Aug-04	sannsynligvis injeksjonsgass fra C-17. Tilleggsperforerte Tarbert-3. Vannfløммet og
				April-07	produksjon viste økt vannkutt. Isolerte nye perforeringer i Tarbert-3 med straddle.
				Juli-07	Klargjorde brønnen for sidestegsboring. Mulighet for åpning til moderbrønn i framtiden. Ferdigstilt sidesteg til Tarbert-1B i H5 og H6.
B-26AY2		P/T	H5/ H6	Aug-07	Komplettert med åpenhulls skjermer, delvis ResPunch (for senere produksjon) og delvis ResLink for initell produksjon. Svært dårlige produksjonsegenskaper. Planlegger brønnoperasjon høst -07.
B-27	24	P/R,N	G6	06-jul-93	Oljefylt Brent fom Rann. 2 tom. Ness 3B. Naturlig perf. Rann. 3/N-1C/2A/2B. Reperf. og gruspakket 05.05.95. Fisk i brønnen over Etive.
		P/E,N	G6	Mai –95	Isolerte Rannoch. Reperforerte tidligere perforert Ness-intervall, tilleggsperf. N-1B og Etive. Gruspakket. Fisk i brønnen med topp ved 2681 m.
			G6	Sept –95	Perforerte og GP N-3B/3A/2C
B-27 AT2		P/T	G6	Aug-04	Perforert og satt skjerm over T-2A. Feil oppstart medførte tetting av skjermen og marginalt bidrag.
				Sep-04	Forsøkte å injisere gjennom skjermen for å åpne den. Begrenset positiv effekt. Ble tilleggsperforert i T-1B rett over T2A intervall.
				Mai -06	Eksisterende produksjonsintervall isolert med plugg. Perforerte nye intervall i Tarbert-1 og Tarbert-2.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-28	7	P/T3	H6	01-okt-93	Vannfløммet Tarb. 2A. Horisontal, perf/GP i T-3. Plugget av T-3, perf/GP T-1B.
		P/T1	H6	28-jun-94	Skutt gjennom gruspakke for å øke PI
				08-des-97	Plugg over T-1B. Perf og GP i T-1A og N-3D.
		P/T1/N	H6	Okt-98	Plugg satt over T-1A
		P/N	H6	Mai-99	Ny plugg satt da en antar at den gamle har feilet.
				Aug-99	Plugg isolerer ikke. Prod. fra N-3D og T-1A.
		P/N	H6	Apr/mai 02	Verifiserte tette plugger, men ringromskom-munikasjon mellom N-3D og T-1A. Perf. gruspakke i N3D, tilleggsperf. N-3A (to intervall). Videre potensiale i N-3 og N-2.
		P/N	H6	Mars-05	Sandvask av delvis tett brønnbane.
B-29BT3	35	P/T	D4	12-mai-94	Sidesteg av pilotbrønnene B-29, B-29A, B-29B og tapt seksjon B-29T2 på Gullfaks Vest. Horisontal, naturlig perf. i Tarbert-3.
B-30	11	P/R	H5	17-jun-94	Vannfløммet Etive/Rann. 2/3. Oljefylt Cook 3 påtruffet. Horisontal, naturlig perf. Rann.1.
		P/N,R	H5	10-jul-94	Tilleggsperf./gruspakket i Ness 2A/2B1,perf N-2B2
		P/N	H5	02-apr-96	Rannoch ble plugget.
				28-mai-97	Tilleggsperf N-3A og N-2C og reperf. N-2B2. Gruspakket.
				Mai -98	Nedre gruspakkeport åpnet ved Prod.test (pluggsetting). Sandbegrenset.
				01-jun-99	Nat. perf. i N-3A2, N-3B, og N-3D
		P/N,T	H5		Tarb. vil bli prod. senere.
				Des-04	Plugg over Rannoch løsnet. Produserte bare vann. Brønnen ble stengt.
		P/N		Sep-04	Fikk ikke satt plugg over nederste gruspakke. Satt plugg over øverste gruspakke.
		P/N	H5	Mars-05	PLT avdekket produksjon fra lekkasje i 10 ¾" foringsrør (vannfløммet Tarb.-2). Trakk tidligere installert plugg fra sept-04. Installerte straddle for isolasjon av lekkasje i foringsrør. 3.april, indikasjon på lekkasje i straddle.
				Aug-06	Brønnen stengt grunnet 100% vannkutt som følge av produksjon fra vannfløммet reservoarsone gjennom lekkasje i 10 3/4" foringsrør.
B-30A		P/C	H2	Aug-07	Sidestegsboring påbegynt, tapsproblemer, imidlertidig forlatt.
B-31	28	P/C,R	H3/ H4/ I1	20-mar-95	Påviste oljefylt Ness sør i I2-segmentet, tilbakeplugget pga. hullproblem. Horisontal, stimulert med oppsprekking/proppanter: i Drake for å drenere Rann. I1-segmentet, i Cook 2/Drake for å drenere Cook i H3-segmentet. H4 ble også perforert gjennom dobbel liner.
				1-sep-95	Bidrag fra Cook i H3/H4. Stengt i Cook 22.12.99.
		P/R	H4	mars-00	Perforert i Rannoch i H4. Produserte kun vann
				april-00	Stengt inn.
B-31A		P/C	H4	28-mai-01	TTRD sidesteg. Oljefylt Cook-3. Åpenhullsskjerm i Cook-3.
				feb-04	Pumpet baseolje for å minske trykkfall over skjerm.
				okt-04	Koblet mot FFP.
B-32	6	P/R,N	I2	18-apr-95	Horisontal, stimulert med oppsprekking/proppanter i R-1. Perf/gruspakket Ness 2B 04.07.95.
		P/N	I2	Mars –02	Isolerte Rannoch med plugg.
				April –02	Rekomplettert.
		P/T,N	I2	Nov. -02	Aggressiv perf: Nat. perf. av N-3D og T-1A/B.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-33	38	I/C	I5	14-jul-95	Cook tom. Cook 2B og Ness tom. N-3A i I3-segmentet oljefylt. Nedre Brent flømmet. Horisontal injektor, naturlig perf. Cook 2A i I5-segmentet. I forbindelse med reparasjon av ventiltre mar-03 ble en halv plugg sittende fast.
					Brønn innstengt fra mars –03 til mai-04.
					Plugg fjernet mai –04. Ny fisk i brønnen. Brønn på injeksjon mai -04. Lekkasje H-04, tettet februar-05.
		P/N	I3		Mulig produksjon fra Ness på sikt.
				Mar-07	Stengt grunnet lekkasje.
B-34	14	P/N,R	H2	27-nov-95	Horisontal, naturlig perf. Rann 1/2, gruspakket Ness 2B,2C,3A.
				Feb-97	Satt straddle over N-2B
		P/N		Mars-97	Plugg ved 2840, isolerer også Rannoch
		P/N		Mai-97	Plugg over N-2C (alle tidligere perforeringer isolert) pga vann og H_2S. Perf/GP N-3.
					Potensiale i Tarbert.
		P/N		Juni-02	PLT avdekket dominans fra øverste GP, N-3.
					Store sandproblemer. Brønnen stengt.
		P/T		Des-02	Plugg for isolasjon av eksisterende prod.intervall.
					Nat. perf. av Tarb.-2A og -1C.
				Des-05	Metnings- og produksjons-logging gjennomført.
					Tilleggsperforerte Tarbert-2B og Tarbert-3. Men, gamle perforeringer dominerte produksjonen.
				Jan-06	Installerte plugg for isolasjon av alle perforerings-intervall fra før operasjonen i des -05. Økning i oljeraten, men vannkuttet steg etter få uker.
B-35	19	I/R,N	G7	29-jan-96	Letebrønn 34/10-40S som fant 6,5 m gasskolonne Tarb. Naturlig perf. Rann. 2/3 og Ness 1,2,3A.
				juni-98	Tilleggsperforert i Tarbert. Liten effekt i Tarbert
				mars-99	Plugg over Ness. Tarbert perf og oppsprukket. Trykkstøtter Tordis Øst og trolig Vestlig Provins i tillegg til Tarbert i segmentrekke F&G.
				des-04	Lekkasje til ringrom like over sikkertsventil. Lekkasje tettet sommer-05.
				mars-juli -07	Operasjoner for tetting av lekkasje i produksjonsrør med straddle like under sikkerhetsventil.
B-36AT2	32	I/R,N	H4	sep-96	Utboret gammelt hull av B-36 som ikke innfridde målet i G5. Brønnen påviste delvis vannflømmet Brent Oljefylt fom Tarb.1A i H4. Injiserer i Rannoch og støtter både Ness og Rannoch. Potensiale for inj. i Ness og produksjon i Tarbert.
B-37	26	P/N,T	H1	Mars-97	Horisontal åpenthull GP i N-3D og T1.
				Mars-98	N-3C perforert og skjerm
					Potensiale i resten av Ness formasjonen.
		P/N		Mar-04	Vasket sand m/RAS. Metningslogget, satt plugg over gamle soner, perforerte nye soner i N-3B, N-3C og N-3D.
				April-06	Sandvask vha. kveilerør. Installerte tilbakeslags-ventil over eksisterende perforeringsintervall. Tilleggsperforerte Ness-2B.
B-38	27	P/C	I2	18-feb-98	Planlagt som en Ness/Rannoch/Cook prod. i segment I2. Brønnen ble forlenget gjennom Cook i segment I2 og J1.
					Perforert og frakturert i Cook segment I2 og J1.
				feb-04	Koblet mot FFP.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
B-39	36	P/S	I2		Forlatt pga hullproblem. Boremål tatt i C-41.
B-39AT2		I/C	H3	27-mar-99	Vanninjektor for å trykkstøtte B-31 i Cook. Åpenhulls kompl.i Cook. Ga ikke ønsket trykkstøtte. Stengt.
				27-des-99	Oljefylt nedre Brent. Perforert og frakturert i
B-39B		P/R	I1	25-aug-03	Rannoch-1/-2.
B-40	37	P/S	H2	08-nov-98	Påviste oljefylt S1-S2 og S10-11 i H2-segmentet. Naturlig perforert i S1-S2.
					Plugg og perforering av S10-S11 senere.
		P/C	H2	12-mars-01	Perforert i Cook. Brønnen døde etter få dagers prod. grunnet trykkmangel.
				juni-01	Stengt i Cook i H2.
B-40A		I/S	I1	aug-01	Perforert i Statfjord (S1-S3). Vanninjektor for å trykkstøtte C-16 og C-43.
B-41A	9	P/T	H7	Mai-01	Produsent i Tarbert.
				Mai-06	Sandvask vha. kveilerør. Isolerte eksisterende perforeringsintervall med plugg. Perforerte nye intervall i Tarbert-3.
B-42	30	PBTE41	E4		B-42 påviste at Tarbert prospekt i E4 var tørt.
		PBDD31	D3		Gassfylt Shetland sand ble funnet i stedet for
B-42 B		P/SH		Feb-02	Draupne. Shetland ble satt på produksjon.
B-42 C/D		PBTD31	D3	Jan-03	Sidestegene til D3 var tørt/flømmet.
B-42E		PBTD21	D2	Høst-03	Sidesteget til D2 fant kondensatfylt Krans sand.
B-42F		P/K	D2	Feb-04	Naturlig perforert. Jevnlig stengt pga. begrenset gasskapasitet.

Tabell 6.4.6, brønnhistorier Gullfaks C

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-1	47	P,I/C	I3	05-jan-90	Naturlig perf. Cook2/3.
				29-sep-99	Stengt som produsent.
		I/C	I3	feb-00	Konvertert til VAG-injektor i Cook. Mislykket forsøk på gassinjeksjon i 2000. Vanninjeksjon fra april -01.
				sept-01	Det er blitt overinjisert i 5 måneder med svært høye trykk. 7” casing er dårlig sementert og det er sannsynligvis blitt injisert i Shetland.
				nov-02	Brønnen rekompletteres pga. lekkasje. Det kan ikke injiseres gass i brønnen.
				apr-03	Ny lekkasje. Injeksjonsventil installeres. Brønn delvis stengt perioden mars-04 - des.-04.
C-2	33	P/S	K3	26-apr-90	Gruspakket i øvre deler av Statfj.
				01-aug-90	Naturlig perforert i S2 og S3 under GP. Plugg satt 30.05.97 under S10 (mulig lekk).
				Des-97	Innstengt, produserende intervaller er utvannet.
		P/Sv	K3	13-apr-99	Isolert vannproduserende soner og perforert Sverdrup.
C-2A		P/K	K3		Krans sand tilgjengelig , mulig produksjon
C-3	10	P/R	I3	25-jun-90	Oljefylt Brent tom Ness-2B. Gruspakket Rann. 2/3. Pga. hull i GP satt innvendig plugg 21.05.94.
				mars-97	Innestengt. Kraftig trykkøkning observert. Krysstrøm fra Cook til Rannoch pga lekkasje i foringsrør i Cook.
		P/N	I3	jun-98	Plugget og sementert eksisterende perforeringer. Perf i Ness-2/Ness-1.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-4	48	I/S	K3	10-feb-91	Sidesteg av C-4X pga. problemer under gruspakking og bom fast i et etterfølgende sidesteg. Oljefylt S3-S10. Perf. i S1-S8.
				01-mai-91	Tilleggsperf. S9.
				13-nov-91	Tilleggsperf. S10.
					VAG fra 12/95.
					Gassinj. ikke mulig etter 1996 pga lekkasje.
				01-feb-98	Rekomplettert. Fortsatt ikke mulig med GI.
				Jan/feb -04	Lekkasje identifisert Fisk i form av traktor.
				April-04	Injeksjonsventil byttet
				okt-04	Forsøk med tetting med straddle. Mislykket
				mar/apr-05	Nytt forsøk med straddle. Mislykket
				sept-05	Rekomplettering mislykket
C-5	50	P/R	I2C	03-jan-91	C-5 var naturlig perforert i Rannoch. Det ble satt plugg for å stenge av vann fra nedre deler av perforeringsintervallet.
				April-98	Utvannet og innstengt siden april 98
(C-5A)		PCRI24	I2A	Okt-02	Sidesteg PCRI24 ble boret ut i Shetland men ble avsluttet pga. høyt trykk i topp Shetland. Sementert tilbake.
C-5A		PCRI24	I2A		Sidesteg fra C-5 i juli-04, første brønn i UBD-kampanjen på GFC. Vannfløммet. Påviste ca. 150 m grunnere OVK i I2A enn tidligere antatt. Permanent plugget i aug-04.
C-5BT2		PCRI24		Okt-05	Nytt sidesteg med grunnere brønnbane i I2A segmentet (ift. C-5A). Produsent og syklisk gassinjektor, har foreløpig kun produsert.
C-6	19	P/S	K3	19-apr-91	Naturlig perforert i S3-S6.
				31-aug-94	Tilleggsperforert i S7.
				01-jul-95	Plugg satt over S5.
		P/Sv	K3	10-mar-96	Plugg satt over Statfj., naturlig perf. i Sverdrup.
				Juni-99	Trykkmåling
				25-juli-05	Trykkmåling
		PCSK39	K3		Mulig TTRD til lite østlig Statfjordmål
C-7	24	P/L	L2	24-jun-91	Påviste 35 m oljefylt Shetlandsand (Kransleddet) og oljefylt Lunde i L2-segmentet. Naturlig perf., testprod. i Lunde. PVT-prøve tatt.
		I/L	L2	21-okt-91	Plugg satt over testperf., tilleggsperf. i Lunde, konvertert til vanninj. Støttet indirekte Statfj.
		P/L	L2	12-jul-92	Plugg satt over Lunde, tilleggsperf. i Nedre Krans, konvertert til prod. Startet med høyt vannkutt, sakte økende oljekutt etterhvert.
		P/K	L2	13-apr-93	Tilleggsperf. i Øvre Krans. Bidrar nå kun fra Nedre Krans , men oljen kan komme fra Statfjord i K3.
				Juli-05	Reparerte ventiltre.
		P/K	L2	høst 2007	Plugge av Nedre Krans, og produsere fra Øvre Krans.
C-8	22	P/S	K3	22-aug-91	Naturlig perf. i S3-S9. Behandlet med resinbelagt sand 10.06.92. Re-/tilleggsperf. i S3-S10 23.08.92.
				21-sep-92	Rekomplettert og gruspakket.
				Des-98	Stengt pga sand.
				06-jul-99	Plugg satt i S9 under øvre GP. Åpnet for prod. fra S9-S10.
				Des-02	Påvist hull i øvre GP. Satt plugg over hullet, men etter kort tid gikk det hull på nytt
				Des-05	Trykkmåling
		P/Sv	K3		Tynn flis av Sverdrup sand tilgjengelig i brønn.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-9	40			Des-04	Midlertidig forlatt pga. bom fast i topp reservoar.
C-9AT3		P/R,C	I2	Aug-05	Sidesteg boret til Rannoch og Cook. Frakturert i Cook og Rannoch. Planlagt initiell samproduksjon.
				Mars-06	PLT/plugg over Cook-intervall
				Apr-07	Sandvask. Trakk plugg over Cook.
C-10	6	I/R	I5	29-mar-92	Oljefylt Brent fom. Ness-2B tom Tarbert-1A. Sprukket opp i Rann. 1/2. Fjernet restriksjon og økte injeksjonskapasiteten i 1997. Brønnen er WAG injektor og har periodevis injisert gass siden juli 96.
				Mai-07	Injeksjonsventil
		P/N,T1	I5		Ness/Tarb. prod. senere i tid.
C-11	36	P/R	I3	11-mar-92	Perf. Rann. 1/2, stimulert med oppsprekking/ proppanter og så tilleggsperf. Rann. 2. Rensket opp, satt sandskjerm 11.05.92. Tilleggsperf. i Rann. 2/3 23.05.92. (Oljefylt Cook). Sterkt begrenset av sandproduksjon.
				aug.-02	Rannoch 3/2 plugget av i mars 02. Kun Rannoch 3 intervall igjen hvor det ble injisert "limgrus" i august 02. Toppen av NER 3R3 ble i tillegg perf. og frakturert i august 02.
				juni-06	Pumpejobb – kjemisk vannavstenging
C-12	11	P/R	I2	26-mai-92	Stimulert med oppsprekking/proppanter Rann. 1/2.
		P/R,C	I2	14-Feb-96	Perforert og stimulert i Cook. Produserer kun fra nedre Brent.
		I/C	I2	30.nov-02	Rannoch ble straddlet av og tilleggsperforert i Cook. Konvertert til vanninjektor.
				sept -04	Har lekkasje, skal straddles.
				feb-05	Forsøk på rekomplettering mislykket. Plugget og forlatt.
C-13	34	I/S	K3	05-jul-92	Perf. i S1-S2. De fleste sonene fra S1-S10 var delvis vannflømmet. VAG fra 06.02.96.
		P/Sv	K3		4 m oljefylt Sverdrup kan prod. på sikt.
				feb-03	Brønn kan ikke lenger gå på gassinjeksjon grunnet lekkasje. Videre har injeksjonsindeksen blitt redusert betraktelig.
				Okt-04	Rep. Master ventil
				Okt-05	Rekomplettering
C-14	49	P/S	K3	03-des-92	Gruspakket S3-S6 og S9-S10.
		P/S,L	K3	09-nov-93	Tilleggsperf. Lunde C1 og testet, deretter tilleggsperf. Lunde C2 og testet. Ingen olje.
		P/S	K3	22-nov-93	Plugg satt over perf i Lunde C2.
				14-nov-97	Plugg satt over S6 etter gruspakke-kollaps.
				27-jan-01	Ny plugg over S9.
				juli-03	Ny plugg over S9.
				juni-04	Ny plugg over S9
		P/K	K2		Krans sand (fra cuttings) skal prøveproduseres
C-15AT2	5	P/T1	I5	01-mar-93	Sidesteg av pilot C-15 og C-15A (Ness) der Tarb.-målet ikke ble innfridd. Horisontal, naturlig perf.
C-15A		P/N	I5	Jul-99	T-1 plugget av. Nat perf. i N-3. RST viste N-2B1 flømmet og N-2B2/N-2C delvis flømmet.
				Mar-01	Stengt pga høy vannproduksjon.
C-15C		P/T3	I3	Mai-03	Sidesteg av C-15B. Mål i C-15B, segment I5A, ble ikke innfridd, og C-15C ble boret til tilbakefallslokasjon i I3. Brønnen er naturlig perforert i T-3A.
				Sept-05	Metningslogg – T-1B flømmet.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-16	44	P/S	I1	29-okt-93	Gruspakket S3-S11.
				29-jan-97	Plugg satt over S5.
				apr-01	Stengt apr-01 til aug-01 pga lavt reservoar-trykk og boring av injektor B-40A.
				okt-01	Stengt okt-01 til apr-04 for trykkoppbygging før boring av PCSI13/C-43.
				feb-02	Konvertert til gassinjektor/alternerende produsent.
C-16A		PCSI15	I1		Mulig tilleggsløp til lavere Statfjord sander
C-17	39	I/T,N	H6	21-jun-93	Perf. Tarbert-2 og Ness-2/3A.
				Aug-00	Rekomplettert (VAG).
				Feb-03	Ringromslekkasje ved gassinjeksjon. Blør av trykk regelmessig. Injeksjon ok. Har i perioder injisert gass.
C-18	46	P/S	J2	22-mar-94	Forpakket skjerm i åpent hull, S10-S11. Stengt 05/97 pga. høy vannproduksjon.
		P/C	I2	12-jan-97	Plugg over Statfjord, perforert Cook-2. Oljeprodusent i Cook til okt-97.
		I/C	I2	5-nov-97	VAG-injektor i Cook. Gassinjeksjon i Cook. For det meste gassinjeksjon fram til 02.11.99. Deretter er det for det meste injisert vann i brønnen.
				mar-01	Rekomp. 2001, kun vanninj. etterpå.
				aug-02	Soneisolering med CT. Mislykket forsøk på å tette ”hulrom” bak casing opp til Cook 3 og Shetland.
				jun-03	Nytt mislykket forsøk på soneisolering vha. pumping av gel fra båt.
				aug-03	Nytt forsøk på soneisolering vha. pumping fra båt. II redusert til 1/3.
				des-05	Trykkmåling gjennom tubing
C-19	1	P/S	I4	29-des-93	Oljefylt Brent tom. Ness-3C. Påviste oljefylt Statfj. i I4-segmentet. Høyvinkel, naturlig perf. S6-S11.
		P/R,S	I4	26-aug-94	Plugg satt over nedre perf. i Statfj. og tilleggsperf. i Rann. 1.
		P/R	I4	06-jul-95	Vasket/plugg satt over Statfj. Stengt 13.07.95.
		P,I/S	I4	Sep-97	Plugg trukket, syklisk gassinj./oljeprod. i Statfj.
		P/R,E		Nov-99	Plugg over Statfjord og tilleggsperf. i R-3 og E.
				Mai-00	Produserte bare vann og ble stengt inn.
		P/N	I4		RST viste ufløммet Ness og øvre del av Etive (NE-2). Nedre del av Etive (NE-1) er flømmet.
				Juni-00	Nat. perf. i N-1 og N-2B.
				Juni-01	N-1 plugget av for å redusere vannkutt. Brønnen kom ikke på produksjon før august 02 pga. BSV problemer og måtte til slutt rekompletteres. Resterende Ness-intervaller kan prod. på sikt.
				Aug-03	Begrenset produksjon pga sand. Sandopprensking med syklon planlagt i sept-03.
				Mai-04	Forsøkte å renske brønnen vha. sandsyklon. Syklon virket ikke.
				Jan-05	Plugg over alle tidligere soner, perforering i N-2B2
				Juli-06	Sandvask vha kveilerør

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-20A	51	P/S	K1	19-jun-96	Sidesteg av C-20 der boremålet ikke ble innfridd. Oljefylt Statfj. fom. S9-S10, åpen hull kompl. Trykkproblemer, periodevis stengt.
				Jan-01	Trykkmåling
				29-juli-05	Trykkmåling
				Mars-06	Pumpet avleiringshemmer – økt PI
C-20AY1/ AY2		P,I/S	K1	Nov-06 – mars-07	Sidestegsboring, flergrensbrønn. Primærobjektivet, Biotitt/Albitt var vannfløммet. 3 soners DIACS installert. Øvre sone, moderbrønnen C-20A, Statfjord-produsent (S9/10). Midtre soen, Krans, vanninjeksjon for støtte til moderbrønn. Nedre sone, dyp Statfjord-produsent.
		P/S	K1	Mars 07	Nedre sone, 2 dagers produksjon, lite isolert volum. Øvre sone lot seg ikke produsere, ingen produktivitet sannsynligvis pga forurensende væsker fra borefasen.
		I/S	K1	Mai 07	Midtre sone, injeksjon. Høyt trykk og liten injeksjonsrate. Men trykkøkning observeres i moderbrønnen. Event. brønnoperasjon og nytt forsøk på produksjon fra moderbrønn vurderes ift trykkoppbygging.
C-21T2	20	I/S	J2	29-jul-94	Teknisk forbiboring av C-21 pga. problemer under logging av Statfj. 10 m oljekolonne i S11. Vanninjektor, WAG fra 12/96, GI periodevis.
				Aug-99	Rekomplettert.
				Aug-02	GI ikke mulig etter aug-02 pga lekkasje.
				Jan-05	Stengt pga lekkasje
				April-05	Rekomplettert. Kan injisere gass.
				April-06	Lekkasjetest
		P,I/C	J2		Oljefylt Cook 2A kan prod på sikt. Kan evt. brukes som injektor.
C-22	17	P/C,R	I3	28-apr-94	Stimulert med oppsprekking/proppanter i Rann.1/2 og Cook 2.
				12-jun-94	Tilleggsperf. i Cook. PLT aug.-94.
				30-aug-94	Enveis-ventil installert over Cook. PLT jan.-95 og nov.-96.
				Juli-99	Sterkt redusert rate pga. propp./sand prod. PLT apr.-00 og nov.-01.
				Feb-02	BSV problemer. Innstengt fra februar til mai 2002
				Mai-02	Sand og scale vask i forkant av PLT operasjon. Stoppet 4 m over Rannoch perf. Det blir antatt at enveisventil har bevegd seg opp over Rannoch
				Des-02	perf. Forsøk på trekking av enveisventil med kabel og
				Jan-03	traktor. Mislykket – kommer ikke ned. CT operasjon for å trekke enveisventil. Finner ikke restriksjon 4 m over Rannoch perf. Setter fast spyd i ventilen som står hvor den opprinnelig skal stå. PLT logging, juni 03, med kabel og traktor viser at
				Okt-05	spydet ikke er en stor restriksjon.
				Juli-06	Forsøk på PLT – kom ikke ned pga restriksjon. Millet scale for å kjøre PLT. Kom ikke under Rannoch med loggestreng.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-23A	12	P/C,E,N	I4	14-jan-95	Sidesteg av C-23 der boremålet ikke ble innfridd. Oljefylt Brent tom. Ness-2B. Flømmet i Rann. 3. Påviste oljefylt Cook i I4-segmentet. Stimulert med oppsprekking/proppanter Cook-2/skifer i N-2B1.
				Sep-96	Sprekk i N-2B1 plugget. Tilleggsperf. Cook-2 og Tilleggsperf. og GP i Rannoch og N-2B1.
				Feb-97	Perforert innerrør satt i hele intervallet for å stanse sandproduksjon. Ikke vellykket.
		P/N		Mar-98	Plugget eks. perf. og GP i N-2B2.
				Vår-03	Mislykket forsøk på syrestimulering.
C-23CT2	12	P/C	I4	Jun-03	TTRD sidesteg til Cook. Boret ufløммet NER på veien. Cook 3 ble perforert i flere intervall, til sammen over 100 m. PI på ca. 5 Sm3/d/bar. Dårlig trykkstøtte.
				Sep-04	Koblet mot lavtrykksmanifold.
		P/R	I4	Jan-07	Plugg og till.perf. av NER.
C-24T2	37	P/S	K2	23-feb-95	Teknisk forbiboring av C-24 pga. hullproblemer i tertiær. Stimulert med oppsprekking/proppanter i skifer i S5. Tilleggsperf. i skifer i S9, stimulert med oppsprekking/proppanter 22.05.95.
				Juli-98	Plugg over S9 og perforering av S10.
		P/K	K2	26-feb-05	5 m oljefylt Kransledd perforert. Statfjord temporært plugget.
C-24A		P/S	K2		Mulig sidesteg mot nordvest.
C-25T2	25	P/S	J3	18-mar-95	Teknisk forbiboring av C-25 pga. hullstabilitetsproblemer i Statfj. Oljefylt Brent tom. Ness 2B. Forpakket skjerm i åpent hull S10-S11.
				Des-01	Plugg i GP over S10 for vannavstenging.
				Sep-05	Nytt ventil tre
				Sept-05	Metningslogget nedre Brent, hovedsakelig ufløммet. Plugg for vannavstenging i Statfjordintervall
				Mai-06	Perf. Fem intervaller Nedre Brent
		P/N,R	I4	Nov-06	PLT, plugg over Statfjord.
				Juni-07	Plugger nedre del av Rannoch-intervall
C-26	42	P/R,C	I4	06-mai-95	Stimulert med oppsprekking/proppanter i Cook 2/ Rann. 1/2. Enveisventil installert over Cook og plugg satt over ventil. Tilleggsperf. Rann. 2 02.08.95. Reperf. og gruspakket 15.-24.09.95.
				Vår-98	Gjensandet/ødelagt gruspakke i forbindelse med operasjon.
				25-okt-98	Tilleggsperforert i R-3/Etive. Cook plugget av.
				Nov-98	Stengt pga. utvannet.
C-26AT2	42	P/R	I4	18-april-03	TTRD sidesteg (4D mål). Ufløммet Rannoch-3. Perforerte 35 meter i Rannoch 3, både over og under kalsittlag. PI ca. 50 Sm3/d/bar, noe lavere enn forventet. Schlumbergers PURE system ble brukt ved perf.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-27	14	P/T	I5,H6	16-jun-95	Horisontal, påviste ufløммet Tarb. i H6-segmentet. Gruspakket i Tarb. 3 og 2 hhv. i H6- og I5-segm.
				Mars-98	Plugg over T-3 i H6 etter PLT. Negativ effekt
				Mai-98	Plugg løsnet, produserer som før.
				Des-04	Millet scale, syrebehandling. RST, kom ikke forbi 2103 m MD.
				Jan-04	Kjørte kamera for å se restriksjon, som var store scalebiter.
		P/T	I5	Des-04	RST og PLT. Plugget tidligere soner, perforerte tre intervaller i T-1B.
				Aug-06	Perforerte fire nye intervaller.
		P/N	I5		Prod. hele Ness på sikt.
C-28	43	P/R	I3	26-jul-95	Stimulert med oppsprekking/proppanter i Cook 2/ Rann. 1/2. Plugg satt over Cook.
		P/R,C	I3/I2	Nov-96	Pluggen trukket. GP Cook og Rannoch. PLT mai-97 og mai-00.
				Jan-02	PLT#3 jan-02: Brønnen var full av scale og det var problemer med å komme forbi Rannoch perf. %-vis fordeling var 80/20 for Rannoch/Cook.
				Febr-04	Sandet inn og døde, etter å ha produsert i ca. en måned med kollapset gruspakke (gruspakket gjennom både Cook og Rannoch).
				April-04	Under en kveilerørsoperasjon for å renske ut sand og scale, ble BSV'en skadet, og nok en fisk (BHA) ble etterlatt i brønnen.
				Juni-04	RAS operasjon: fjernet restriksjoner (BHA i BSV omr. + fisk over perforeringene i Cook), reparerte sikkerhetsventilen, rensket ut scal, PLT logget og perforerte gruspakkene gjennom Rannoch og Cook. PLT'en viste at ca. 5% av oljen kommer fra Cook.
C-29	16	P/L	M3	02-nov-95	Påviste oljefylt Lunde dypere enn tidligere antatt. Testet, ikke produktivt.
			L2	26.11.95	Naturlig perf. Lunde 1; C-1, D-2.
				07-jan-97	Till.perf. i Lunde C-2.
		P/S,L	L1	31-mai-99	Installert SCRAMS for samprod. Lunde/Statfj. Har meget begrenset trykkstøtte.
					Trykkstøtte fra C-39 til Statfjord-sonene i jun-02.
				feb-01	Kun produksjon fra Øvre Statfjord.
					SCRAMS fungerer ikke lenger, har kun el. Og hydr. kontakt med øverste sone (Ø. Statfjord)
				mai-04	Sandras, vasket ut vha syklon. vellykket
				Sep-05	Nytt ventiltre
				sommer-06	Prøve å åpne Nedre Statfjord
C-30	41	P/N,T	I5	02-jan-96	Horisontal, gruspakket to steg Tarb-2A og Ness-3A/2C.
					Stengt siden 08.06.07.
					Potensiale i resterende Ness-2.
C-31	21	I/N	I3	19-jan-96	Oljefylt Brent fom. Ness 2C. Perf. Ness-2C, N-2B og N-1C.
				Sep-02	Lekkasje i tubing tettet med straddle.
				Des-02	Metningslogget.
				Des-04	Innstengt pga. lekkasje til ringrom.
				Jan-05	Lekkasjesøk utført. Påvist tre lekkasjepkt.
		P/T			Aktuell for Tarbert produksjon på sikt.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-32	52	P/C,R,N, K	K1	18-jun-96	Horisontal, påviste oljefylt Brent, Krans og Cook i segm. K1. Naturlig perf. Prod. mot lavtrykksmanifold uten trykkstøtte, trykket under kokepunktet.
		P/C,R	I2	Mar-99	Tilleggsperf i Cook. Kun vannprod pga krysstrøm.
		P/C		Mar-00	Plugg over Rannoch og tilleggsperf. i Cook. Fortsatt vann og høyt trykk.
				29-aug-00	Frakturert nytt intervall, samt tilleggsperf. Cook-2.
C-33	2	P/R,N	I4	21-apr-96	Oljefylt Brent tom Ness. Nedre Brent delvis vannflømmet. Perf. i R-3.
				Nov-96	Tilleggsperf. og GP i N2A, N-2B1 og Rannoch.
				Nov-99	Flømmet nedre Brent. Plugg over R. Prod. oppførsel indikerer at plugg ikke isolerer.
				Jan-02	Gruspakke kollapset i fbm. BSV jobb.
C-34	7			Jul-96	Pilot til mulig Kransledd, ble ikke påtruffet.
C-34A		P/S	K3	5-sept-96	Sidesteg til Statfjord. Perforert S3-S6.
				3-mai-00	Syrestimulert, med godt resultat.
				30-jan-01	Syrestimulert, pga scaleproblem i GP, mislykket.
				jan-04	S6 og S7 perforert uten sandkontroll.
				okt-05	Plugget av defekt gruspakke
				mai-06	Plugg og till.perf.
				jan-07	Plugg og till.perf.
C-35	45	P/R,C	I2	24-apr-97	Oljefylt Rannoch og Cook. Stimulert med oppsprekking/proppanter i R-1/2 og Cook-2. PLT mai-97, juni-99 og jan.-01.
				2002	PLT april-02. Reduksjon i produksjon vår/høst –02 grunnet trykkoppbygging i nedre Brent før boring av C-5A/B. Det ble også installert enveisventil mellom Rannoch og Cook 14.09.02 for å kunne bygge trykk i Rannoch uten x-flow til Cook. PLT#5 juni-03:
				2003	Enveisventilen fungerer fortsatt .%-vis bidrag er 67/33 for Rannoch/Cook. Vannkutt er i overkant av 50% for begge soner.
				2003/2004	Strupet produksjon (og tidvis stengt) for å bygge trykk i I2A segmentet ifm. reservoarborinegn i C-5A/B.
				2004/2005	C-35 mye stengt grunnet trykktilpassing i forbindelse med boring av C-5BT2 og C-9AT3
				Apr-07	sandvask
C-36AT3	18	P,GI/ T,N G6,	G6 H7	Jan-98	Oljefylt Tarbert i H7 og G6, samt Ness i G6. Initiell produksjon fra T i G6 og T i H7.
				Des-98	Lekkasje mellom ringrom og tubing utvides kraftig.
				Jan-99	Ringromsproduksjon stanses grunnet lekkasje i BSV. All produksjon fra ringrommet går via produksjonsrøret.
				jun-01	All Tarbert produksjon isolert av, glidemuffe åpnet for produksjon fra N-2C i G6. Gassinjeksjon i Tarbert G6, Ness-2C G6 og Tarbert H7 er mulig.
				Aug-03	Produserer kun vann og stenges. Evt. re-åpning av Tarbert G6 og prod./inj. ble vurdert ut fra resultat av 4-D seismikk høsten –03 og dreneringsstrategien i området, og ble avvist. Ledig slisse.
C-37	35	I/C	I3	22-mar-99	Planlagt VAG-injektor i Cook. Grunnet lekkasje i brønnen ble det kun gitt tillatelse til å injisere vann.
				23-des-00	Brønnen stengt grunnet stor lekkasje.
			J2	okt-02	Perf. i J2. Injeksjon ikke mulig pga lekkasje Slisse må gjennvinnes for videre P/I.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-38T2	9	P/T,N,E	I5	Juli-99	Horisontal, Brent opp til T-1 oljefylt med unntak av N-1 som var vannfylt. Åpenhulls skjerm med åtte sleever fordelt på T-1A, N-3, N-2 og Etive. N-1 sementert. ECP'er er ikke blåst opp.
				Juni-00	Sandvask og sanddeteksjon. Resultat er ikke konklusivt. Alle sleever bidrar ikke til prod.
				Sept-01	PLT m/sandvask og opsjon på lukking av sleever. Basert på PLT resultater ble sleeve nr. 5, 6 og 7 fra toppen lukket. Dette resulterte i at vannet ble stengt av. Høy initiell oljeprod. som avtok etter hvert pga. dårlig trykkstøtte i dette området.
				Mai-04	Forsøkte å renske brønnen vha. sandsyklon. Syklon virket ikke.
				Sep-04	Forsøkte å renske brønnen vha. sandsyklon. Brønnen fikk massivt vanngjennombrudd og sandproduksjon. Innstengt siden okt-04.
C-39	8	ICSL12/P	L1	2-mars-00	Testprod. i nedre Lunde. PI ~ 1.
		CSL12		13-mai-00	Testinjeksjon i nedre Lunde. Ca 1000 m3/d.
				Sept-00	Er perforert i trykkavlastet Lunde. Skal injisere vann tilsvarende uttaket fra øvre Lunde i C-29.
		P/S		Mars-01	Plugg over Lunde. Perforert i Statfjord (S3-S4) for produksjon.
				Mai-02	Vannet ut i Statfjord.
				Jun-02	Konvertert til injektor for å trykkstøtte C-29.
				Sep-05	Nytt ventil tre
				Okt-06	Satt plugg
		P/K			Produsere tilgjengelig Kranssand over Statfjord
C-40	26	P/C	I2	07-des-98	Produsent i Cook.
				Juli-07	Tetter lekkasje i TSR
C-41T2	38	P/S	I2	10-feb-00	Ble forsøkt komplettert med skjerm i K2. Mislykket. Fisk i brønnen over skjermen. Delvis flømmet i de øverste sandene, S8-S11. Produserer fra S5 og S8. Lite bidrag fra S5.
C-41A		P/S	I2	Mai-03	Sidesteg til Statfjord S3 og S5, produserer S5.
				Okt-2004	Perforerte S9/S10.
				Feb-05	Forsøkt plugget Statfjord. Mislykket
		P/C	I2	April-05	Plugget Statfjord. Perforerte Cook.
C-42T3	30	P/C	I3	8-mars-00	Oljefylt Cook. Frakturert. Påtraff meget høyt trykk i Cook-2A under boring. Tilleggsperforert i Cook-2A.
C-43T2	15	P/S	I1	Mai-04	Produsent i Statfjordfm., I1 segmentet. Komplettert med to-sone-DIACS, en i S9 og en i S10.
				Juni-07	Pumping av baseolje
C-44A	13	PCTH61	H6	Mars-01	Produsent i Ness-3D og Tarbert-1A
				Des-01	Plugget av N-3D og T-1A. Perforerte og gruspakket nytt intervall i T-3.
				Des-03	Forsøkte å perforere øverste del av gruspakke i T-3. Kom ikke inn i gruspakken.
				Mai-04	Bailet sand/gruspakkesand. Bailer/traktor hang seg fast i BSV flapper og røk.
				Des-04	Vasket sand, fisket ut traktor og bailer. Perforerte T-3B. Hadde kortvarig effekt.

Brønn	Slisse	Boremål	Seg.	P/I-start	Kommentarer
C-45	29	P/C	J2	Feb-03	Produsent sør i J2. Perforert i Cook 2 og satt på produksjon med ca. 200 Sm3/d i oljerate. Initiell PI var ca. 4,5 Sm3/d/bar
				Jun-03	Brønnen fraktureres med økning av PI til 13 Sm3/d/bar. Det ble stående et betydelig volum i brønnen etter operasjonen som måtte vaskes ut i juli. Etter dette kom brønnen på produksjon med en oljerate på 500 Sm3/d. Test i des-04 viste god produksjonevne, men liten trykkstøtte.
C-46	29			Mai-04	Påvist oljefylt Lunde i K3. Ikke satt i produksjon
				Nov-04	Letebrønn i Topas i området mellom Gullfaks og Visundlisensene.
		P/T	Topas	22 Feb-05	Start på 6 måneders testproduksjon i Tarbert under navnet 34/10-T-48 AT2.
				13 Jul-05	Fikk utvidet testproduksjonsperiode med ca. 1 måned i påvente av testing av Lunde og øvre Jura, andre funn gjort med brønnen.
				Okt-05	Lunde åpnet for produksjon
				Nov-05	Stengte Lunde og åpnet øvre Jura for produksjon
				Mai-06	PUD-fritak innvilget.
C-47	3	P/S	K2, K3	Des-05 – juni-06	Boring og komplettering
C-51	28	I/ØB	Gimle	Mai-07	Boring og komplettering
	23				Ledig slisse
	27				Ledig slisse
	4				Ledig slisse
	31				Ledig slisse
	32				Ledig slisse

6.5 Referanser, figurer og tabeller

6.5.1 Referanser

Gullfaks Ambisjons Prosjekt (GAP)
Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2006 (GF RESU-HF-06 00126)

6.5.2 Tabeller

6.2.1: Gjennomførte boreaktiviteter i perioden september -06 til september -07
6.2.2: Brønntiltak i perioden september -06 til september -07
6.2.3: Brønntiltak aktuelle i perioden september -07 til januar -09.
6.3.1: Gullfaks Satellitter: Oversikt over planlagte tiltak neste periode (boring & komplettering + intervensjoner)
6.3.2: Tabellen under viser utnytting av installerte havbunns-brønnslisser
6.3.3: Brukte slisser. Reservoarmål (status) pr. 01.09.07
6.3.4: Oversikt over antall borede brønner pr. år, inkl. sidesteg
6.3.5: Oversikt over antall ferdigstilte brønner pr. år, inkl. sidesteg
6.3.6: Oversikt over antall brønner i drift og utvikling over tid
6.4.1: Gullfaks Sør, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon
6.4.2: Rimfaks og Skinfaks, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon
6.4.3: Gullveig, brønner ferdig komplettert og satt i produksjon/injeksjon
6.4.4: Brønnhistorier, Gullfaks A
6.4.5: Brønnhistorier, Gullfaks B
6.4.6: Brønnhistorier, Gullfaks C

6.5.3 Figurer

6.2.1: Boreplanen i RSP 2005
6.2.2: Status gjennomførte boringer
6.2.3: Boreplan for kommende periode
6.2.4: Brønnslisser: GFA
6.2.5: Brønnslisser: GFB
6.2.6: Brønnslisser: GFC
6.3.1: Gullfaks Satellitter Bore-/Brønnaktivitetsprognose basisaktiviteter, sept 2007
6.3.2: Livsplan for brønner og brønnslisser, vestlig provins
6.3.3: Livsplan for brønner og brønnslisser, Gullfaks Sør

7.1 Innledning 2

7.2 Forventningsprofiler 4
7.2.1 Basis forventningsprofiler 4
7.2.2 Økt oljeutvinning og prospekter 5

7.3 Metodikk og forutsetninger 5

7.4 Usikkerhetsberegninger 7

7.5 Produksjonsbegrensninger 7
7.5.1 GFA 8
7.5.2 GFB 8
7.5.3 GFC 8
7.5.4 Gullfaks Satellitter 9

7.6 Referanser 9

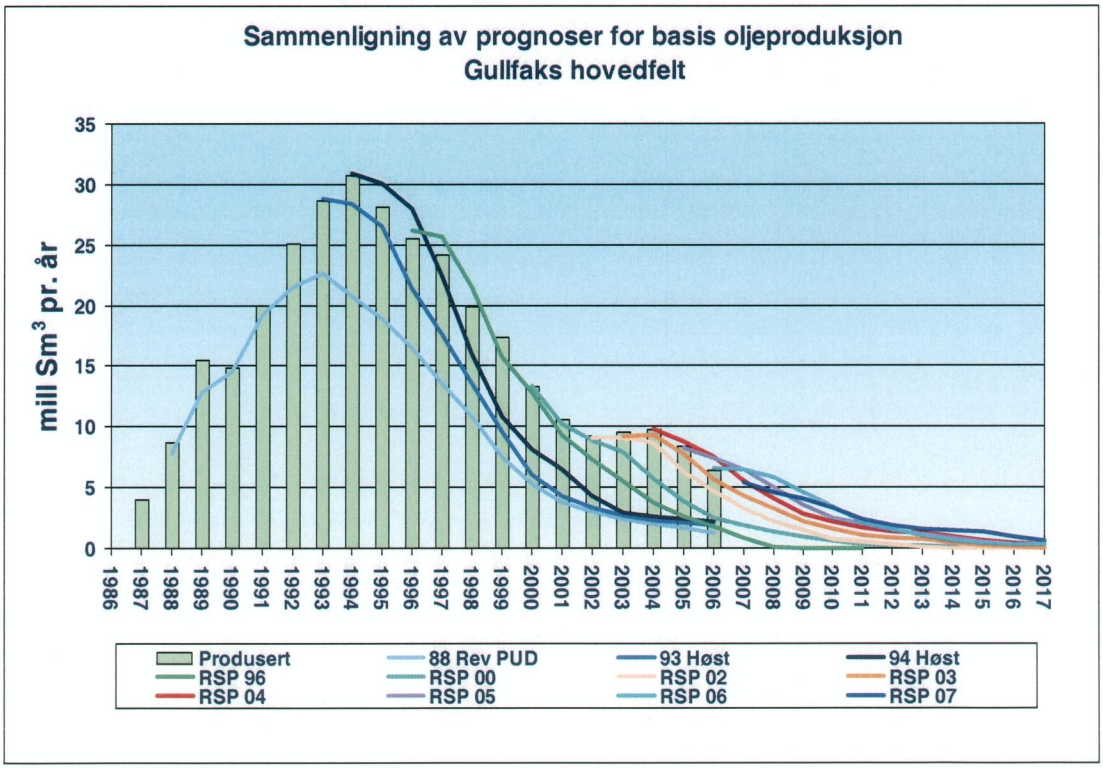
7.7 Figurer 9

7.8 Tabeller 36

7.1 Innledning

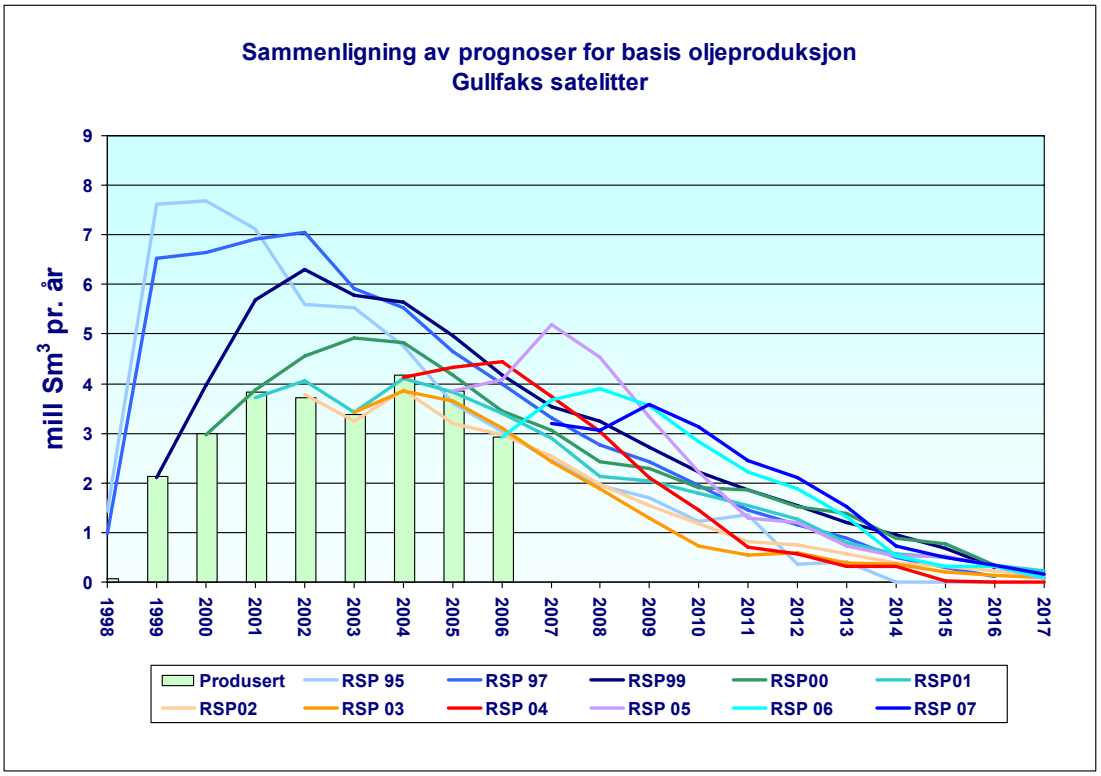
Dette kapittelet viser fremtidig forventningsprofil for basisreservene av olje og gass på Gullfaks hovedfelt og satellittfelt. Det er vist prognoser for produksjon av olje/kondensat, gass og vann, samt injeksjon av gass og vann fra alle feltene på Gullfaks. Prognoser for de tre plattformene GFA, GFB og GFC er også vist i tabeller og figurer.

Årets prognoser er sammenlignet med tidligere års prognoser i Fig. 7.1.1 og 7.1.2 for hhv hovedfeltet og for satellittene. Prognosene er konsistente med utvinnbare reserver i Kap. 8, og erstatter prognosene som er angitt i ÅS-06 (Ref. 1).



Figur 7.1.1: Prognose for Gullfaks hovedfelt i RSP-07 sammenlignet med tidligere års prognoser.

Produksjonen fra Gullfaks lisensen har vært nedadgående siden toppåret 1994 da det ble produsert i overkant av 90 000 Sm³/d. Oppstarten av GF SAT i oktober 1998(Figur 7.1.2) bremset nedgangen i produksjonsprofilet fra lisensen, men total oljeproduksjonsprofil for lisensen viste fortsatt en nedadgående trend. Etter oppstart av GF SAT var oljeraten 60 000 Sm^3/sd i omtrent ett år. Oljeraten flatet ut i perioden 2001-2004 på 35 000 Sm^3/d, men viser igjen en nedadgående trend fra 2005. Pr. november 2007 er den totale oljeraten fra Gullfaks hovedfelt og satelittfelt rundt 25 000 Sm^3/d.



Figur 7.1.2: Prognose for Gullfaks satellitter i RSP-07 sammenlignet med tidligere års prognoser.

I tillegg til basis forventningsprofil er det i kapittel 7.7 og 7.8 vist totalt 48 figurer og 27 tabeller med detaljer fra alle de forskjellige feltene som produseres via anleggene på Gullfaks. Her er bl. a. estimater for økt oljeutvinning (ØOU) og prospekter tatt med som beskrevet i kapittel. 9 for ØOU og i kapittel 8.5 for prospekter. For å vise det totale produksjonspotensialet for anleggene er profiler for Tordis og Gimle innarbeidet i noen figurer og tabeller.

Profilene i dette kapittelet blir også benyttet for:

- Interne budsjettinnspill og målstyring
- Intern ressursrapportering i StatoilHydro ASA
- Rapportering til OD/OED i revidert nasjonalbudsjett RNB (oktober-2007)
- Grunnlag for produksjonssøknad for 2008 til OED (oktober-2007)
- StatoilHydro langtidsplan (LTP/LRP) for Gullfaksområdet

Dersom ikke annet er nevnt spesifikt, så er det med «olje» i tekst, figurer og tabeller ment olje inklusive kondensat som går ned i lagercellene og blir salgsproduktet olje.

7.2 Forventningsprofiler

Forventningsprognoser for basis, ØOU og prospekter for Gullfaks hovedfelt og Gullfaks satellitter, samt historiske og avtalte profiler for Tordis er illustrert i Fig. 7.7.1 - Fig. 7.7.43.

7.2.1 Basis forventningsprofiler

Basis forventningsprofiler angir vår forventning til produksjon og injeksjon gitt ut fra dagens planer.

Produksjonsestimatet for 2007 er for Gullfaks hovedfelt og Gullfaks satellitter henholdsvis **5,46** MSm^3 og **3,19** MSm^3 olje/kondensat. Disse tallene er lavere enn prognosen fra ÅS-06 (Ref. 1), som var på 6,44 MSm^3 for hovedfeltet og på 3,68 MSm^3 for satellittene. Dette tilsvarer en nedgang på henholdsvis 0,98 MSm^3 for hovedfeltet og 0,49 MSm^3 for satellittene.

Forsinket oppstart av nye brønner er hovedårsaken til at Gullfaks hovedfelt ikke oppnår forventet prognose for 2007. Flere nye brønner leverer også dårligere enn prognosert på grunn av negative overraskelser av operasjonell eller geologisk art, bl.a. brønnene A-40, C-9AT3 og A-48. I tillegg er flere brønner innstengt på grunn av manglende trykkstøtte på hovedfeltet. Hovedårsaken til reduksjonen i forventet oljevolum for Gullfaks Satellitter i 2007 er Gulltoppbrønnen som ennå ikke er ferdig og ikke forventes å komme i produksjon før i 2008. I ÅS-06 var brønnen forutsatt å være produksjonsklar i mai 2007 og produsere 0,54 MSm^3 olje i løpet av 2007. For 2008 er prognosen for hovedfelt/satellitter på **4.55/3.05** MSm^3 olje/kondensat, og for 2009 er produksjonsestimatet **4,10/3,58** MSm^3 olje/kondensat. Endringer i prognosene i forhold til tidligere år er vist i Fig. 7.1.1 og 7.1.2.

Basert på produksjonspotensialet inkludert ØOU og prospekter samt usikkerheten i produksjonsrater ved lisensslutt er plattformene antatt å produsere ut lisensperioden.

Forventede basisprognoser for Gullfaks hovedfelt og Gullfaks satellitter er tabulert i Tab. 7.8.1 - Tab. 7.8.3. Forventet basisprognoser mot GF HF og/eller GF SAT mot GFA, GFB og GFC er tabulert i Tab. 7.8.4-7.8.10. Produksjon fra Tordis og Gimle mot GFC er inkludert i Tab. 7.8.11. Det er gitt egne tabeller på basis prognoser for nye reservoar. Dette inkluderer Alun, Skinfaks og Gulltopp i Tab. 7.8.23-7.8.25.. I tillegg er det også inkludert tabeller med basis prognoser for Tordis og Gimle i Tab. 7.8.26-7.8.27.

7.2.2 Økt oljeutvinning og prospekter

ØOU er produksjon som krever tiltak utover det som er planlagt i dag som beskrevet i kap. 9. Fig. 7.7.1- Fig. 7.7.27 viser basis forventningsprofiler pluss bidrag fra ØOU og prospekter for Gullfaks hovedfelt og/eller Gullfaks Satellitter. Ut fra figurene er det mulig å beregne hva ØOU medfører med hensyn til økt vann- og gassproduksjon, samt økt vann- og gassinjeksjon. Forventet månedlig og årlig produksjon fra GF HF og/eller GF SAT for basis, ØOU og prospekter er tabulert i Tab. 7.8.12 - Tab. 7.8.21. Produksjon fra Tordis og Gimle mot GFC er inkludert i Tab. 7.8.22.

Prospektene innenfor lisensgrensene er i hovedsak delt inn i to grupper - de prospektene som kan taes direkte fra en av Gullfaks plattformene, og de som det er naturlig å knytte opp mot en av GF SAT-rammene. Prospektene som kan nåes fra Gullfaksplattformene, er fordelt etter hvilken plattform det er naturlig på bore brønnene fra.

7.3 Metodikk og forutsetninger

Tabell 7.3.1 gir en oversikt over hvilke produksjonsbidrag som er inkludert i de ulike plattformprofilene.

Tabell 7.3.1: Produksjonsbidrag i plattformprofiler

Kilde	Plattform			Kommentarer
	GFA	GFB	GFC	
Basis GF HF	x	x	x	Basisreserver basert på dagens planer for Gullfaks hovedfelt.
Basis GF SAT	x		x	Basisreserver basert på dagens planer for Gullfaks Satellitter.
ØOU GF HF	x	x	x	Økt oljeutvinning som følge av endret strategi og forbedret teknologi.
ØOU GF SAT	x		x	
Prospekter GF HF	x	x	x	Prospekter som kan nåes direkte med brønner fra en Gullfaksplattform
Prospekter GF SAT	x		x	Prospekter som kan knyttes opp mot en av GF SAT-rammene
Tordis			x	Olje fra Tordis inn på 2. trinn, og gass inn på 3. trinn på GFC. Behandling av Tordis vann på GFC.
Gimle			x	Olje fra Gimle fra brønn C-46 på GFC. Behandling av Gimle vann og gass på GFC. Injeksjon av vann i Gimle i brønn C-51. Den andre produksjonsbrønnen på Gimle bores ila. 2008.

I tillegg gjelder følgende generelle forutsetninger:

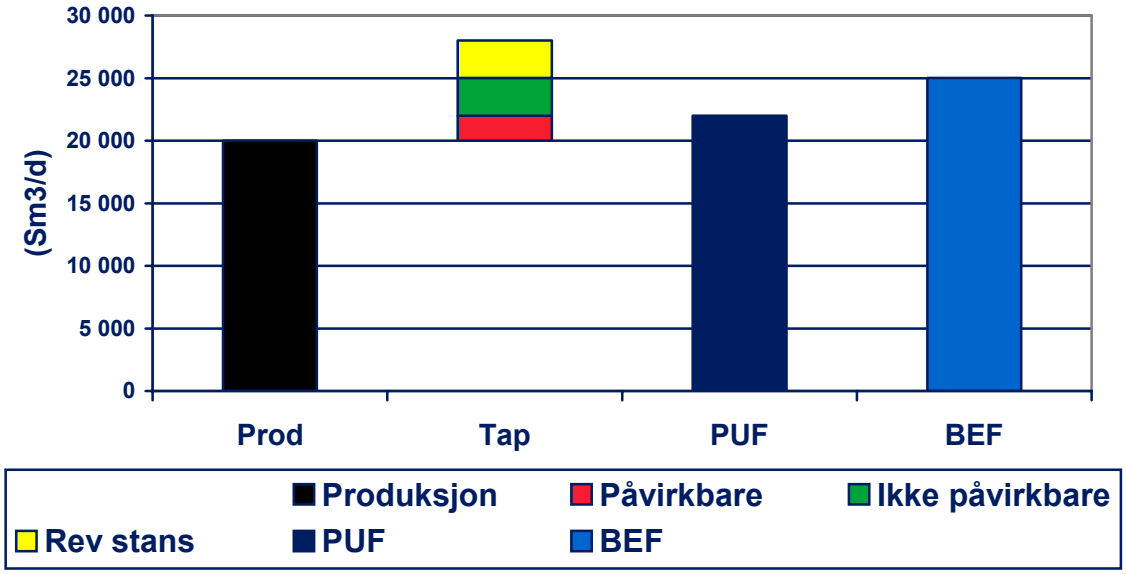
- Prognosene for Gullfaks starter 1. juli 2007 (basert på historiske tall frem til denne dato) og er utarbeidet i samsvar med resten av reservoarstyringsplanen mht. reservoarbeskrivelse, reservoarstyring, ressurser, reserver, boreplan og brønntiltak.

- For Gullfaks hovedfelt er prognosene basert på erfaring (historiske oljerater, vannkutt, GOF, etc.) og avtrappingskurver for hvert enkelt drenerings-/ injeksjonspunkt basert på generell kunnskap om reservoaret samt reservoartekniske beregninger. Brønnprofilene er risket med hensyn til uforutsette innstengninger, innfasing, tiltak og innstengningstidspunkt.
- For Gullfaks Satellitter benytter en i tillegg til produksjonserfaring også simuleringsresultater. Prognosene for Rimfaks Brent/Statfjord, Gullveig og Gullfaks Sør Brent/Statfjord, er utarbeidet basert på produksjonserfaring og ved å ta hensyn til eventuelle kapasitetsbegrensninger i produksjonsanlegget i tillegg til Eclipse-modeller. Gulltopp, Skinfaks og Alun-prognosene er tatt direkte fra simuleringsmodellene, da reservoarene ikke er satt i produksjon enda.
- Gullfaks hovedfelt og Gullfaks Satellitter har et felles system for summering og bearbeiding av prognosene opp til reservoar-, plattform- og feltnivå.
- Gullfaks Vest regnes som en del av Gullfaks hovedfelt i alle figurer og tabeller.
- Gimle rapporteres som egen enhet og er ikke inkludert i Gullfaks sitt ressursregnskap, men profil er vist i Tabell 7.8.27 og inkludert i tabell 7.8.11 og 7.8.22.
- Historiske data fra Tordis er oppdatert t.o.m. juli 2007. Etter dette tidspunktet er fremtidige avtalte olje-, vann- og gassrater inkludert i tabeller og figurer. Tab. 7.8.26 lister historiske og avtalte profiler for Tordis. Profiler for Tordis er også inkludert i tabell 7.8.11 og 7.8.22.
- Metodikk og forutsetninger for ØOU er beskrevet i Kap. 9.

PUF er et viktig styringsredskap i Statoil og en har derfor fått større og større fokus på den påvirkbare delen av PUF. I prognosearbeid er en derimot nødt til å inkludere alle tap i PUF, uansett om disse er påvirkbare eller ikke. For å unngå forvirring ved å bruke forskjellige tall for den samme størrelsen har en valgt å bruke uttrykket brønneffektivitet (BEF) i denne sammenheng.

Figur 7.3.1 viser sammenhengen mellom PUF og BEF. Produksjonspotensialet for BEF regnes som summen av produksjon og alle tap utenom planlagt revisjonsstans. Produksjonspotensialet for PUF regnes som summen av produksjon og påvirkbare tap. BEF regnes på samme måte som for PUF ut som forholdet mellom produksjon og produksjonspotensiale, men det er forskjellige elementer som inngår i produksjonspotensialet.

Generell BEF uten vedlikeholdsstans er på grunnlag av historiske data satt til 91 % for alle plattformene. Den generelle BEF reduseres i måneder der en har driftsstans tilsvarende lengden på den aktuelle stans. I 2007 er det lagt inn vedlikeholdsstans av 6 dagers varighet på GFC i september. For 2008 er det lagt inn revisjonsstans av 25 dagers varighet på GFA/GFB i juni, og i tillegg er det i prognosene lagt inn 6 dager i samme tidsrom på GFC (vedlikeholdsstans).



Figur 7.3.1 Illustrasjon på forskjell mellom PUF og BEF.

På Gullfaks Satellitter er BEF redusert ytterligere til 90% grunnet periodevis redusert gassproduksjonskapasitet og nedstengning av brønner grunnet testing. I tillegg er det i 2008 lagt inn ytterligere 5 dagers nedstengning på GFA i forbindelse med revisjonsstans i juni, totalt 30 dager.

Innfasing av nye brønner og brønntiltak er risket ved at det er lagt inn noe ledig tid på brønnplanen og brønnaktivitetsplanen. (Kap. 6).

Innstengningstidspunktet for brønnene er indirekte risket ved at en har tatt hensyn til potensielle produksjonstekniske problemer ved generering av profilene.

7.4 Usikkerhetsberegninger

Metode for usikkerhetsberegninger er beskrevet i Kapittel 8. Det er i tillegg gjort en utvidet usikkerhetsanalyse for de nærmeste årene for å bedre ta hensyn til usikkerheter i prosess-begrensninger, borefremdrift etc. Analysen ble utført i @risk. Figur 7.7.47 - 7.7.48 viser omhylningskurver for basis profiler GF HF og GF SAT.

7.5 Produksjonsbegrensninger

ØOU og prospekter er konstruert uten hensyn til kapasiteter og ligger i enkelte tilfeller over kapasitetsbegrensningene for å synliggjøre nødvendige investeringer i prosessanlegget for at disse volumene skal kunne realiseres.

Som vist i Kap. 11 «Installasjoner og Prosesskapasiteter» er alle kapasiteter trykkavhengige størrelser. Det gjør seg spesielt gjeldende for injeksjonskapasiteter der mottrykket, dvs. reservoartrykket, varierer i de forskjellige reservoarene. I alle figurer i dette kapittelet (Kap. 7) er kapasitetene valgt illustrert ved representative trykk. Spesielt for gassinjeksjonen vil tilgjengelig kapasitet kunne variere siden injeksjonen oftest skjer i et begrenset antall reservoar med trykk som er spesifikt for det gjeldende reservoar.

7.5.1 GFA

Historisk har det på GFA vært kapasitetsbegrensninger på basis gassproduksjon. I løpet av 2003 ble hvert av kompressortogene oppgradert, og designkapasiteten er 16,4 MSm^3/sd. Pr. juli 2007 synes kapasiteten å være ca 16,0 M Sm³/d, ikke medregnet brenngassen. Det ble i mai/juni 2007 installert ny innløpsseparator for GF SAT-gassen fra I-rammen for å redusere gassmengden som kommer i kontakt med væsken fra de H2S-rike oljebrønnene på GF HF. Det er planlagt tiltak for å øke kapasiteten til ca. 17 M Sm^3/d.

I prognosene for GF SAT mot GFA vil en mangle gass i henhold til ønsket injeksjon fra sommeren 2008. Etter dette er det lagt til grunn i prognosene at en får ordnet gassoverføringslinjen fra GFC til GFA slik at en har nok gass tilgjengelig for injeksjon på GF SAT. Det er også ønske om økt injeksjonskapasitet på GFA etter at gassoverføringen fra GFC til GFA er ordnet. Produksjon fra Rimfaks Brent brønner er per dags dato begrenset som følge av manglende gassinjeksjon.

7.5.2 GFB

Historisk har det til tider vært problemer med vannbehandlingskapasiteten på GFB, noe som tildels er et resultat av at brønnene produserer til høyere vannkutt enn det tidligere basisprognoser predikerer. Vannbehandlingskapasiteten på GFB er nylig oppgradert fra ca 40 000 m^3/d til 50 000 m^3/d. Den ene flerfasepumpen på GFA er demontert og flyttet til GFB, der behovet for å øke produksjonen fra lavtrykksbrønner er større.

7.5.3 GFC

GF SAT GFC har siden sommeren 2007 hatt begrensninger på væskekapasiteten på grunn av problemer med separator VA-07. I H2007 prognosen for GF SAT er det tatt hensyn til væske-begrensningen på VA-07 frem til sommeren 2008. VA-07 er nå planlagt reparert i oktober 2007 slik at væskekapasiteten for GF SAT mot GFC kan økes allerede fra november 2007. Volumene fra Rimfaks Brent brønner vil etter dette fremdeles være reduserte grunnet begrenset gassinjeksjon i reservoaret hvor strategien er trykkvedlikehold.

7.5.4 Gullfaks Satellitter

Følgende tilleggsbegrensninger gjør seg gjeldende på Gullfaks Satellitter:

- Styring av brønnrammene medfører at enkeltbrønner ikke får utnyttet sitt potensial. Brønnene må tilpasses hverandre innenfor hver brønnramme-manifold.
- L-brønner styres til en viss grad som følge av gass eksport behovet.
- M-1AH og M-4AHT2-brønnene er per dags dato strupt grunnet samkjøringsproblem med N-brønner.
- F-3H og G-1H produserer per dags dato alternerende grunnet lavt trykk i brønnene.

7.6 Referanser

1. Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2006
2. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter 2005, oktober 2005.

7.7 Figurer

Figur 7.7.1 Oljeproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.2 Gassproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.3 Vannproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.4 Væskeproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.5 Gassinjeksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.6 Vanninjeksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.7 Oljeproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.8 Gassproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.9 Vannproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.10 Væskeproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.11 Gassinjeksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.12 Vanninjeksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.13 Oljeproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.14 Gassproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.15 Vannproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.16 Væskeproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.17 Vanninjeksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.18 Oljeproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.19 Gassproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.20 Vannproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.21 Væskeproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.22 Gassinjeksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.23 Vanninjeksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.24 Gassproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter (kun basis profil for Tordis og Gimle)
Figur 7.7.25 Gassproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter (kun basis profil for Tordis og Gimle)
Figur 7.7.26 Vannproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter (kun basis profil for Tordis og Gimle)
Figur 7.7.27 Væskeproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter (kun basis profil for Tordis og Gimle)

Figur 7.7.28 Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU
Figur 7.7.29 Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU
Figur 7.7.30 Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU.
Figur 7.7.31 Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU.
Figur 7.7.32 Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.33 Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.34 Reservoaruttak og injeksjon GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

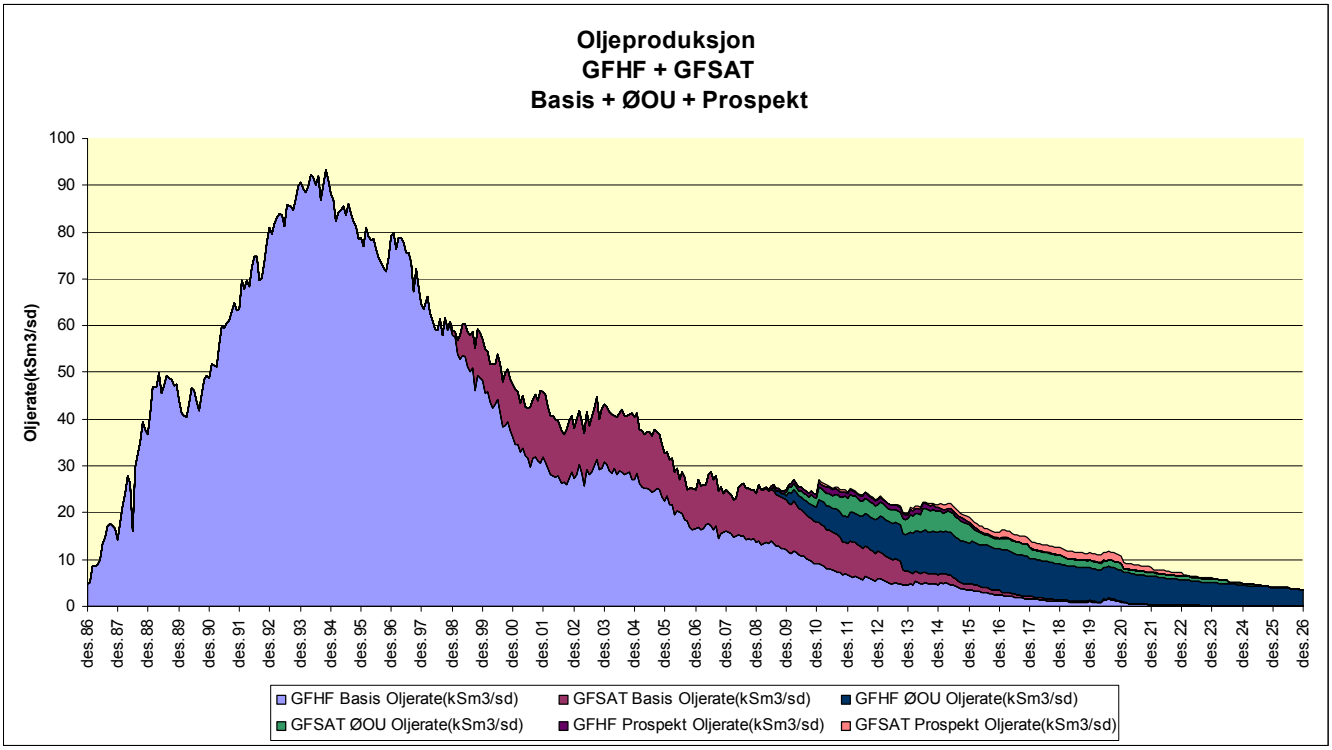
Figur 7.7.35 Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.36 Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.37 Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.38 Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.39 Gassproduksjoon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.40 Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.41 Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.42 Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

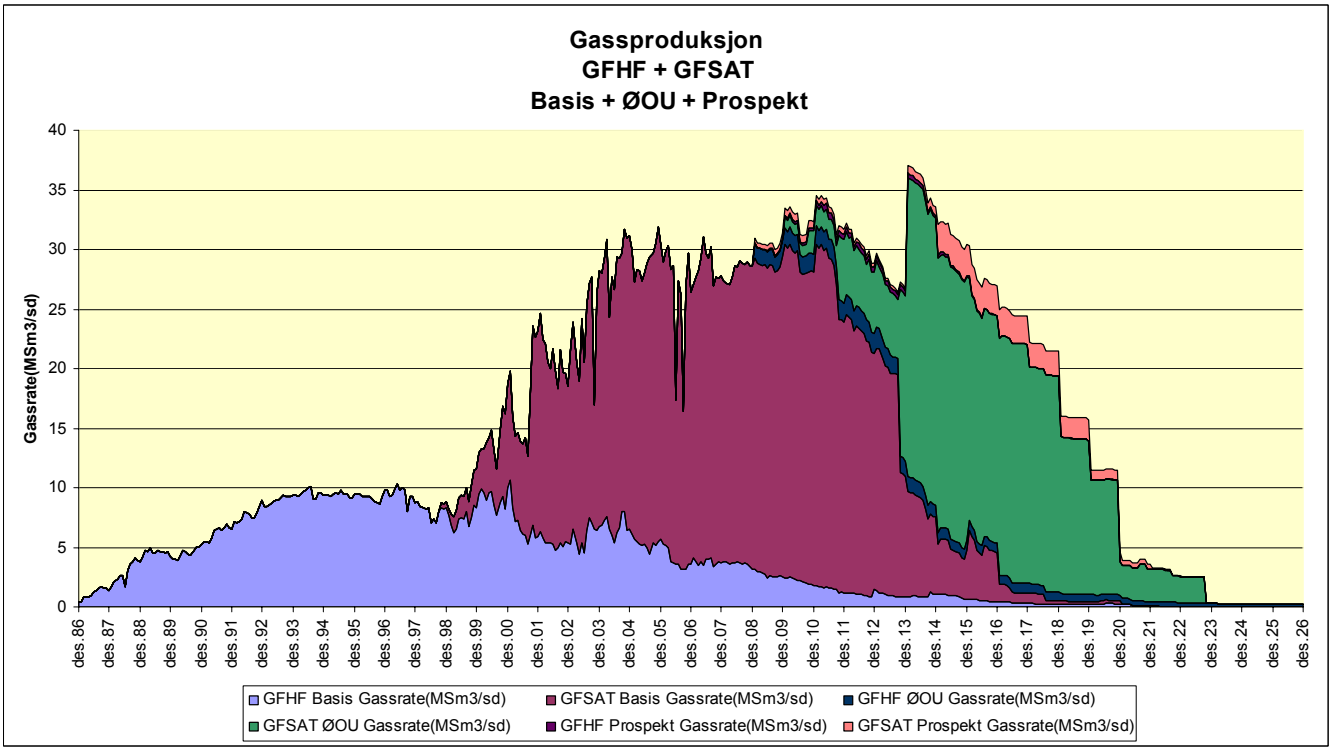
Figur 7.7.42 Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter
Figur 7.7.43 Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter

Figur 7.7.44 Sammenligning oljeprognoser RSP06 mot RSP07 for GF HF
Figur 7.7.45 Sammenligning oljeprognoser RSP06 mot RSP07 for GF SAT
Figur 7.7.46 Sammenligning oljeprognoser RSP07 mot RSP06 for GF HF og GF SAT

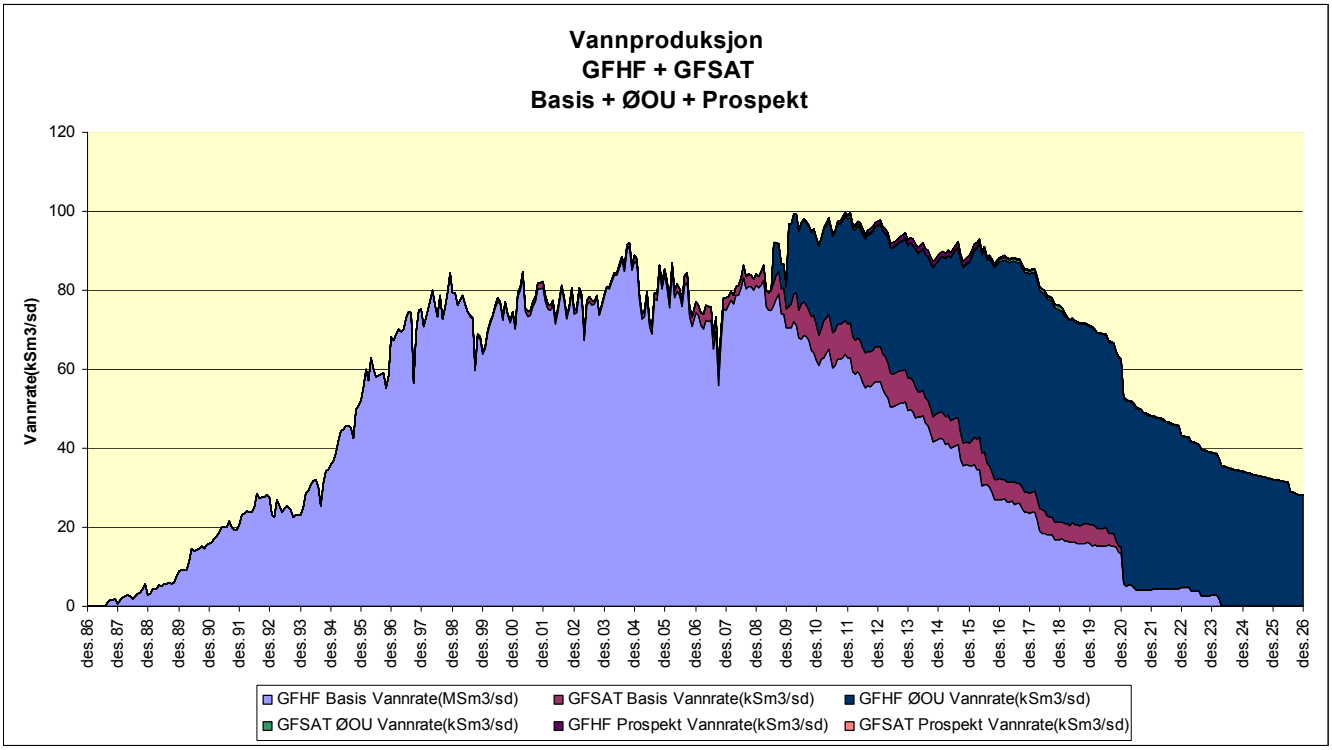
Figur 7.7.47 Basis oljeprognose GF HF med usikkerheter
Figur 7.7.48 Basis oljeprognose GF SAT med usikkerheter



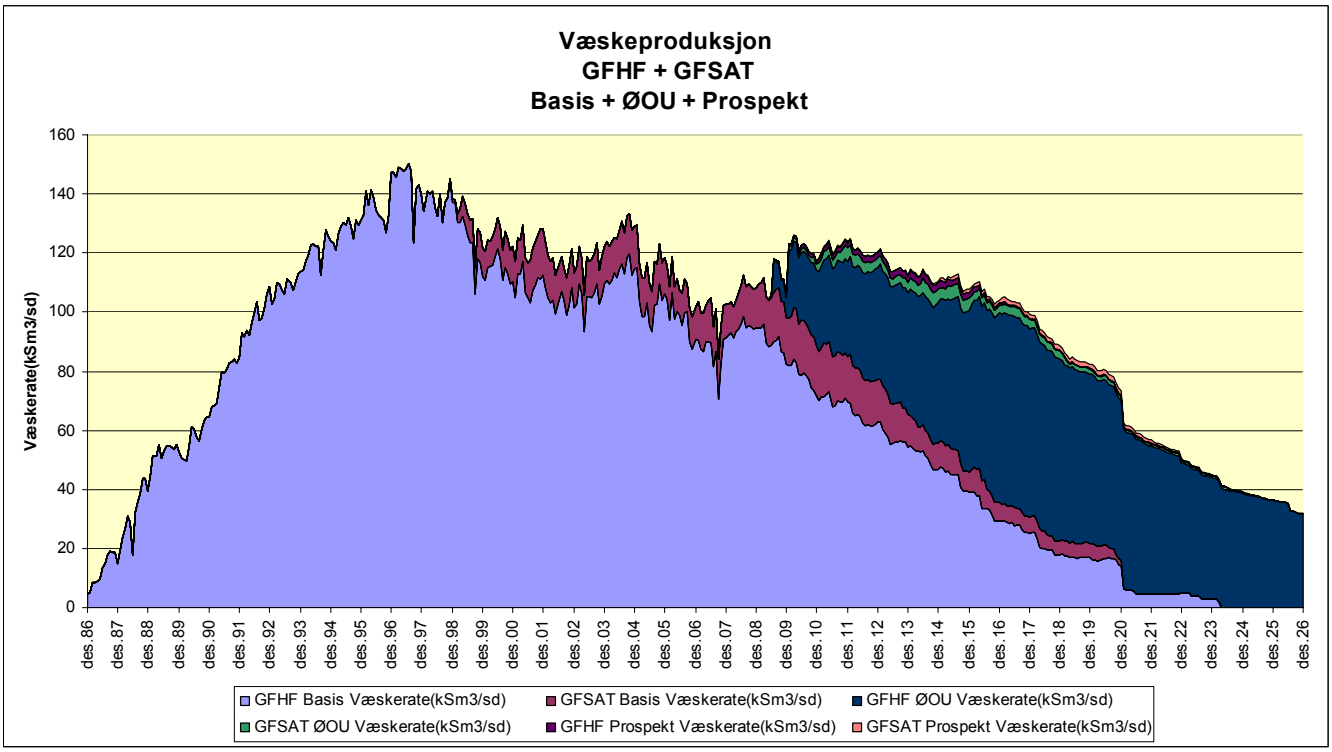
Figur 7.7.1: Oljeproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



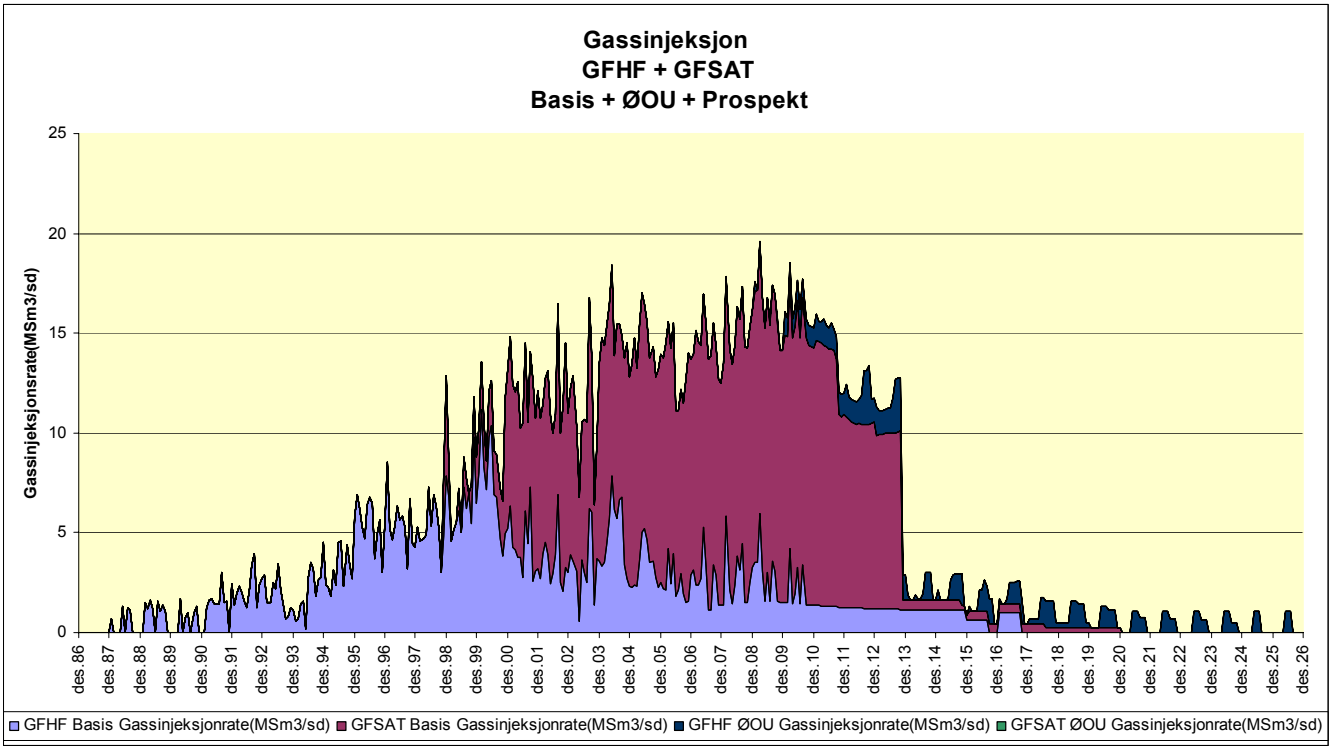
Figur 7.7.2: Gassproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



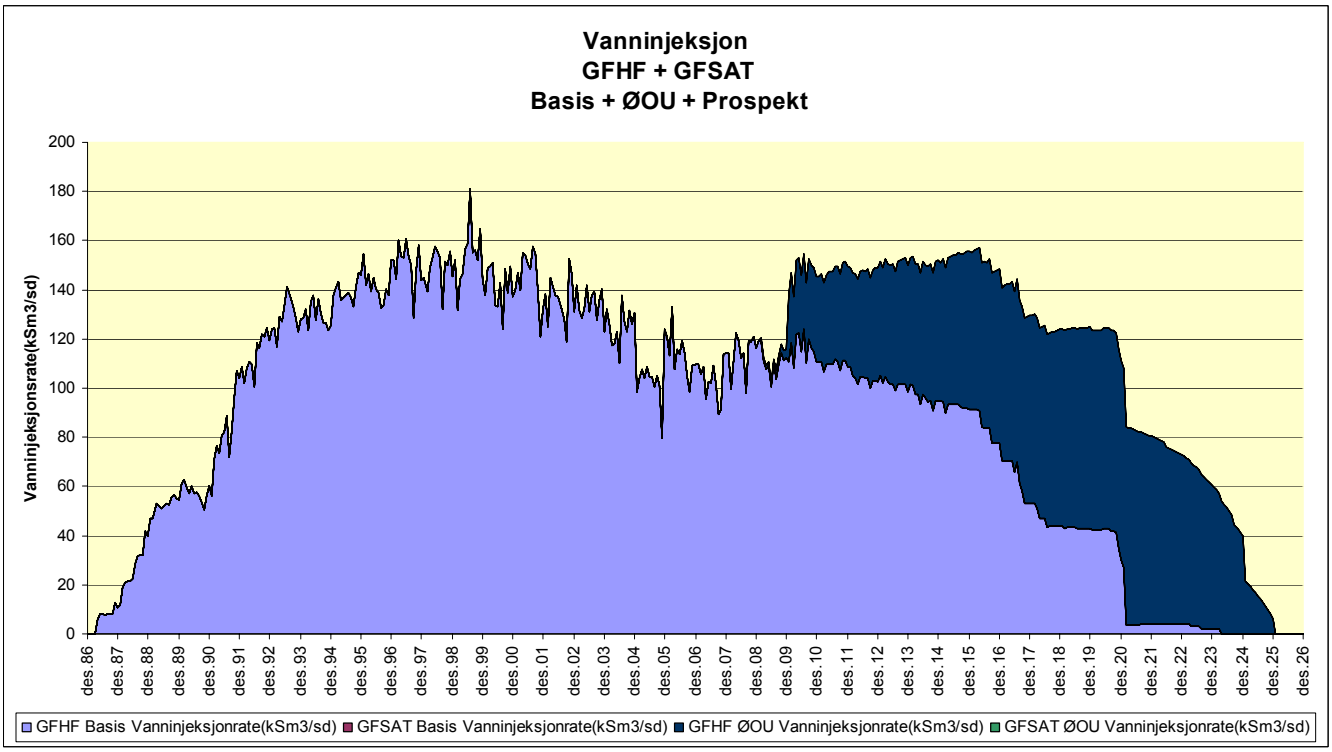
Figur 7.7.3: Vannproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



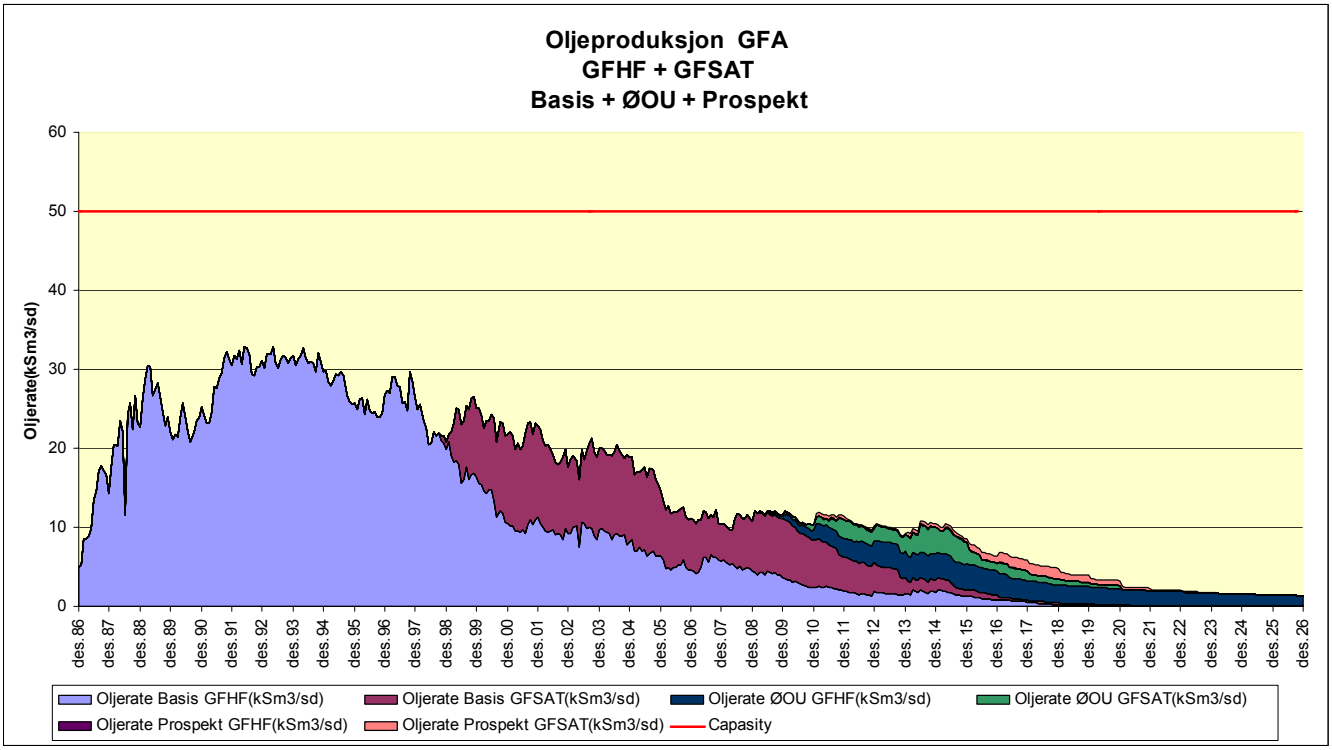
Figur 7.7.4: Væskeproduksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



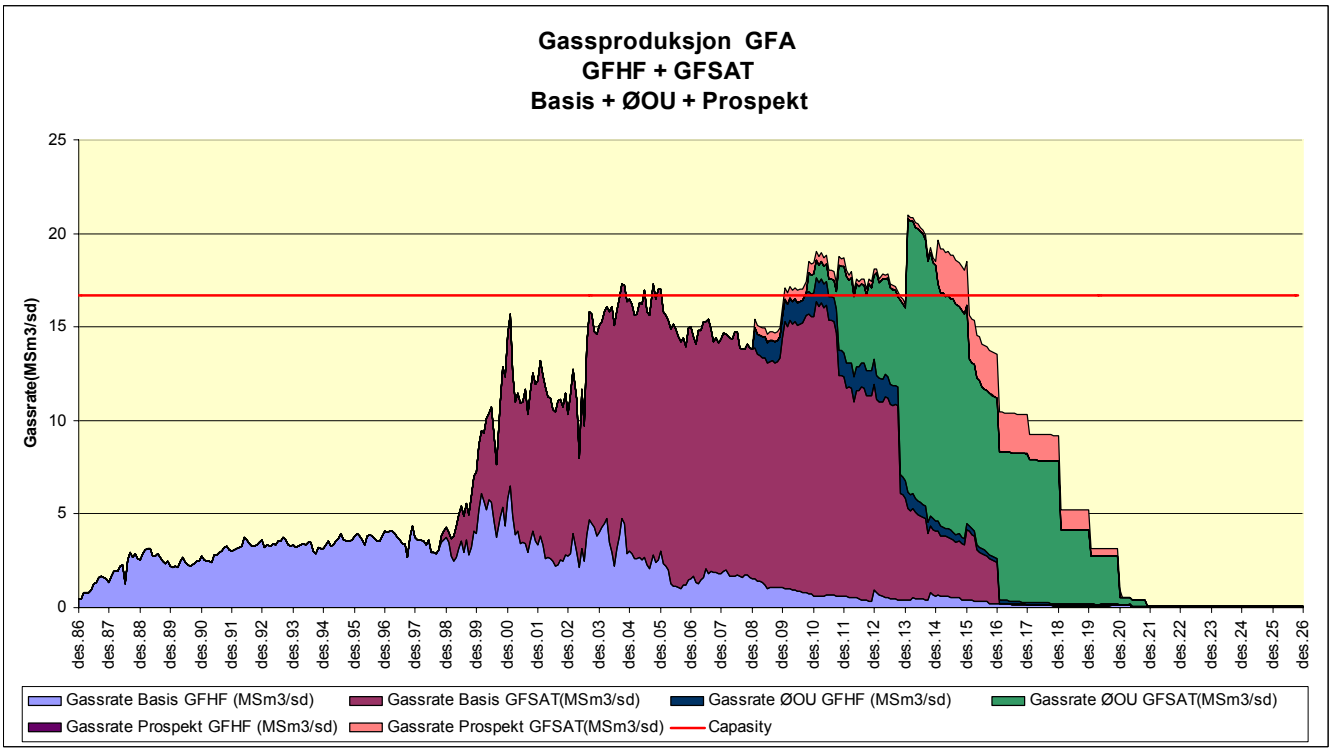
Figur 7.7.5: Gassinjeksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



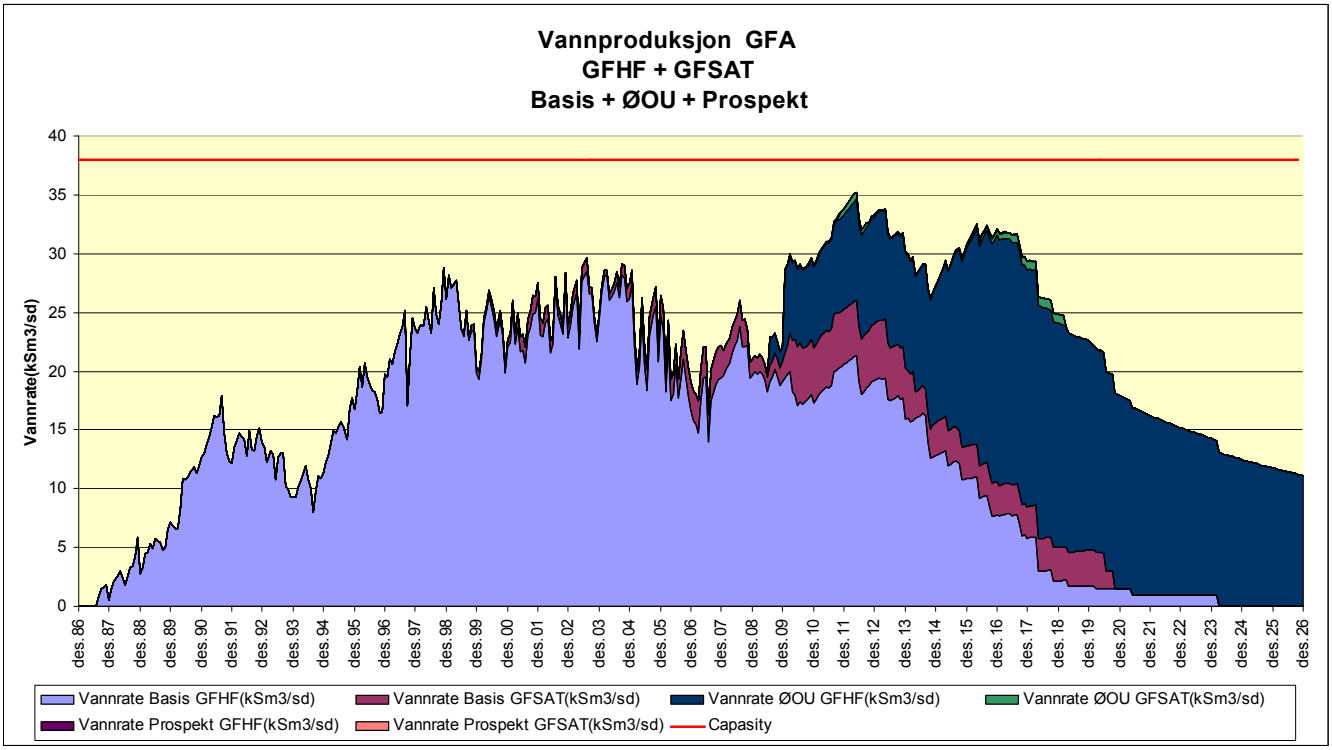
Figur 7.7.6: Vanninjeksjonsrate for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



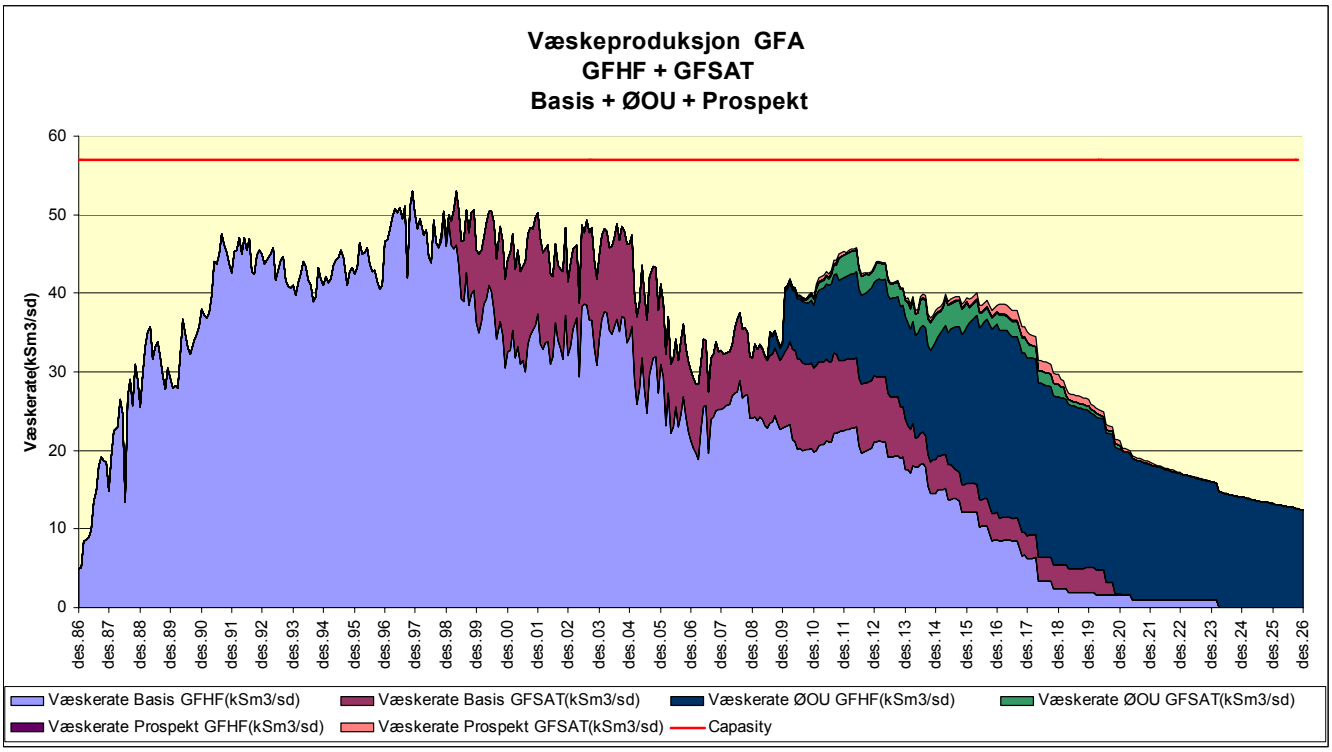
Figur 7.7.7: Oljeproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



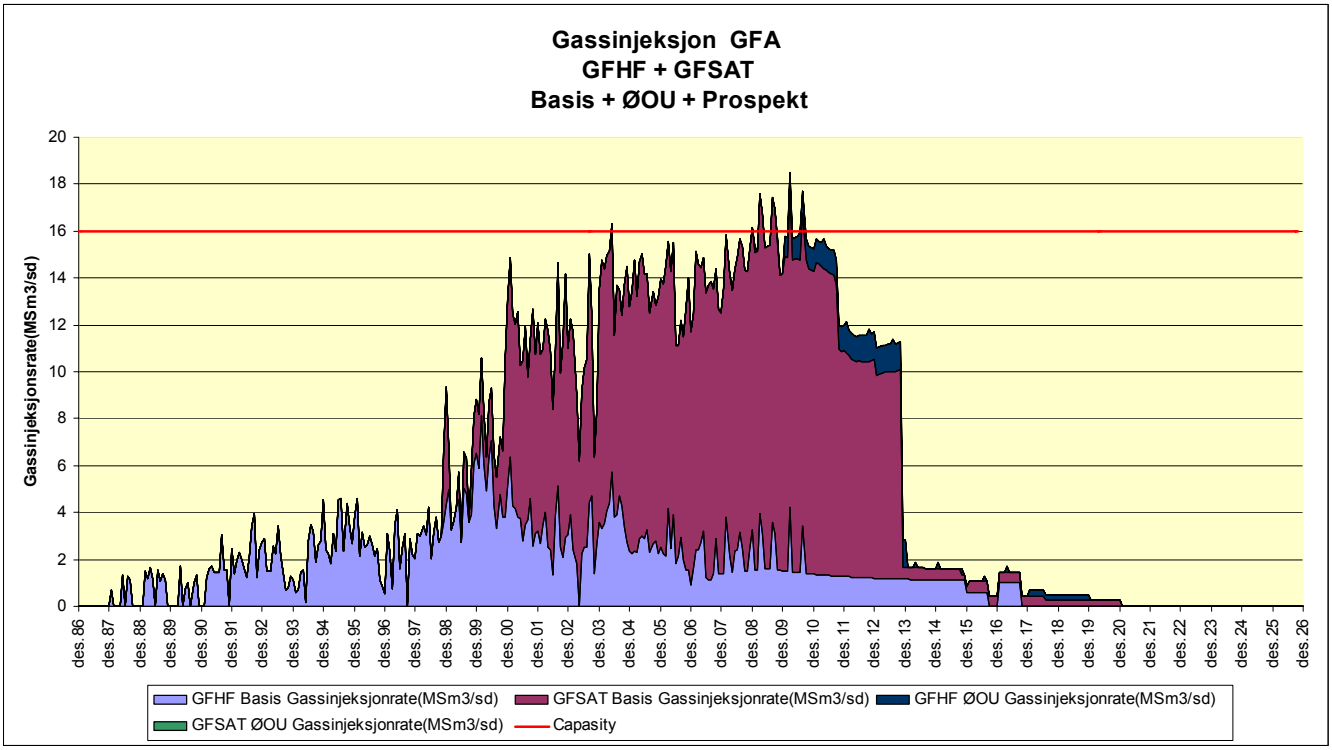
Figur 7.7.8: Gassproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



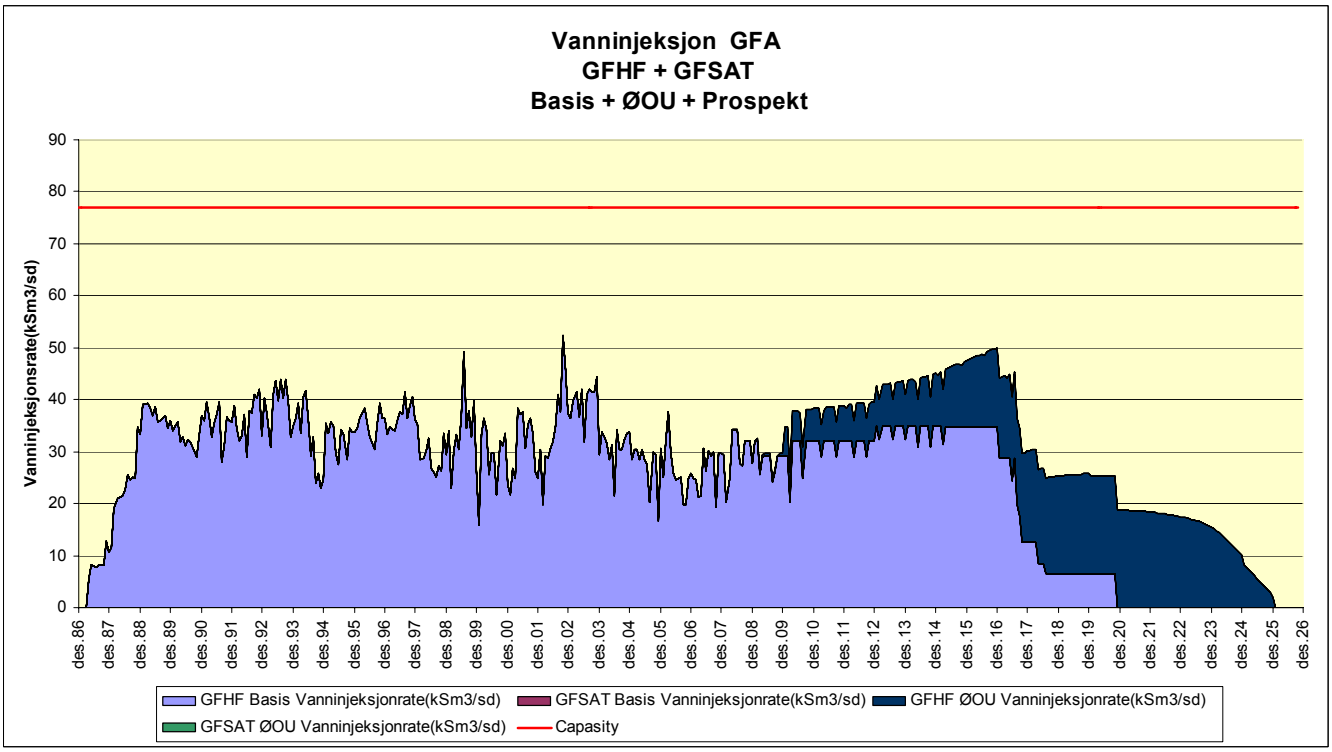
Figur 7.7.9: Vannproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



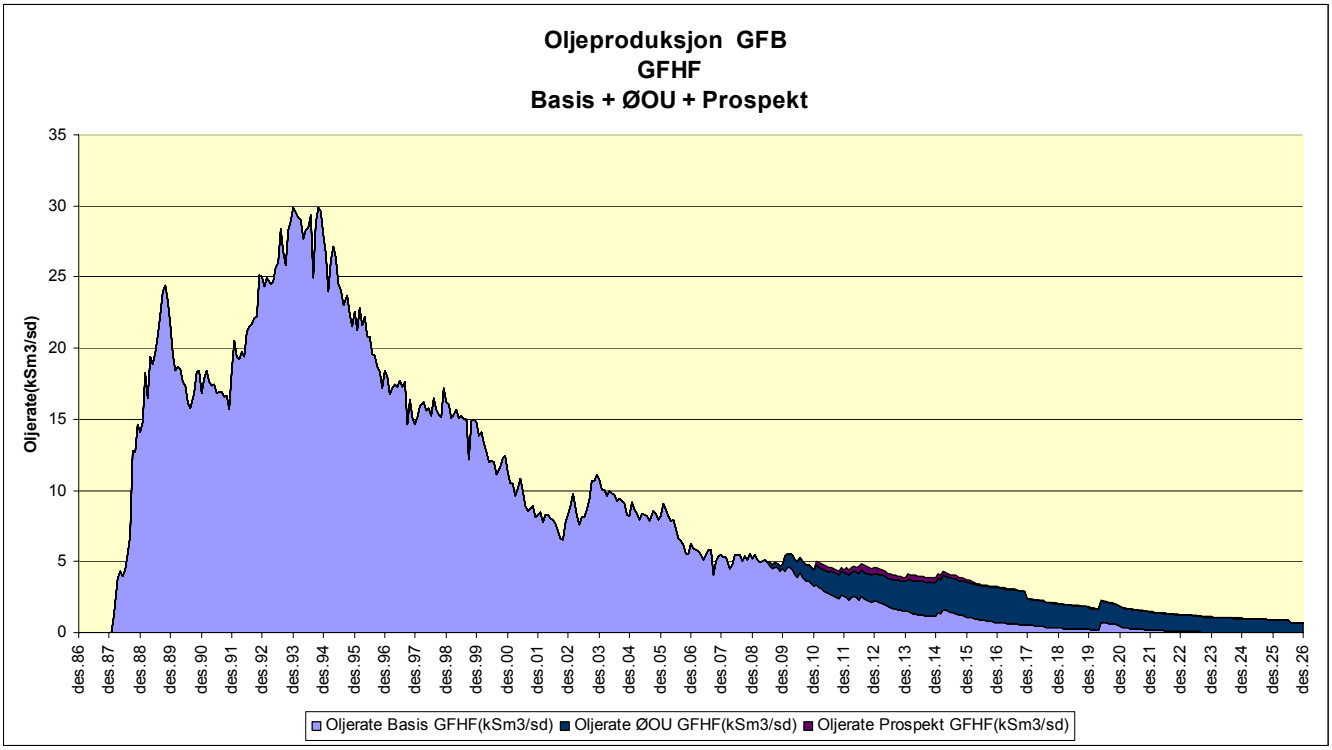
Figur 7.7.10: Væskeproduksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



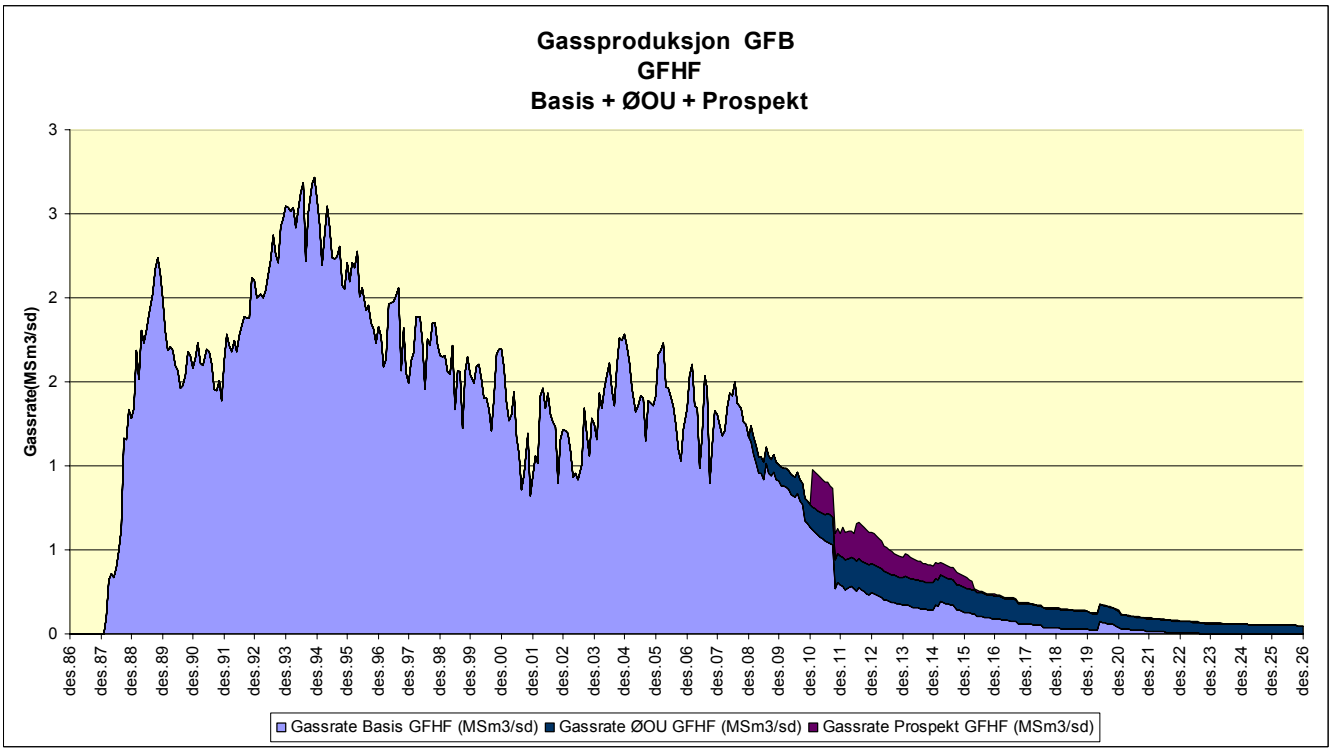
Figur 7.7.11: Gassinjeksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



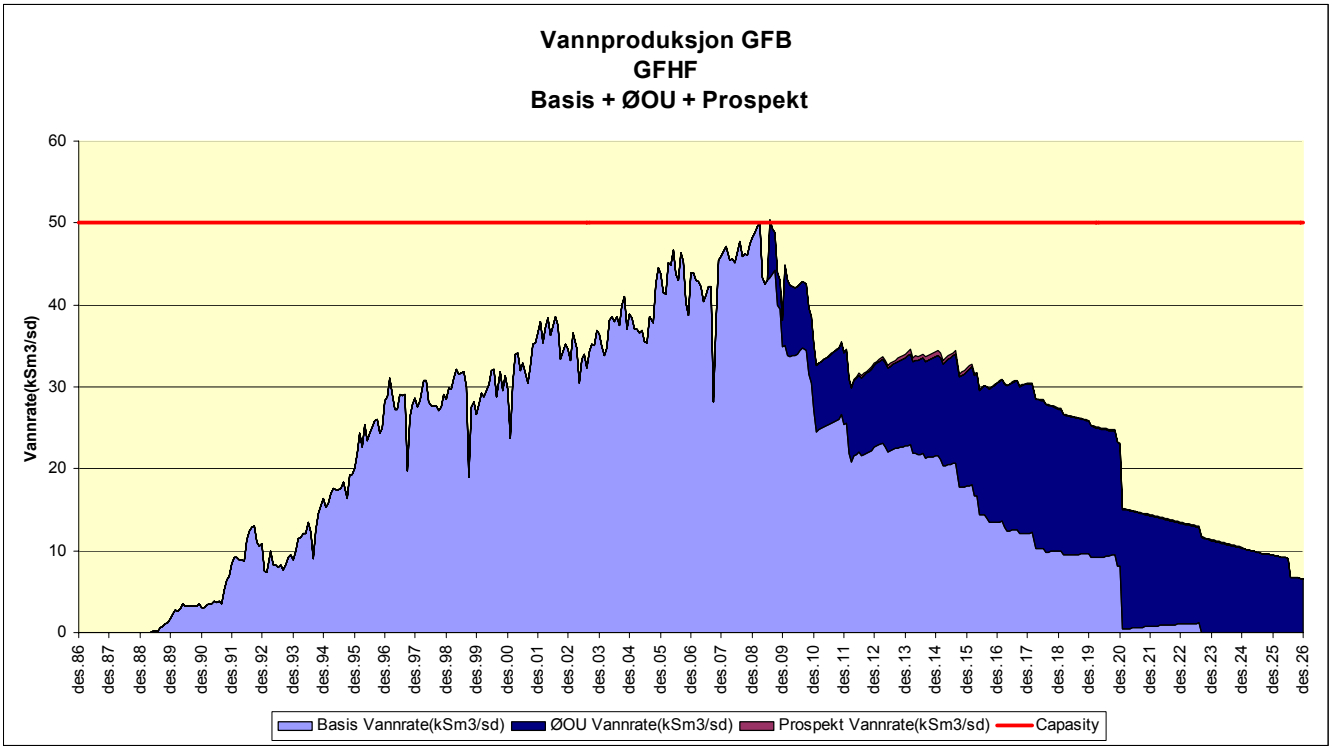
Figur 7.7.12: Vanninjeksjonsrate mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



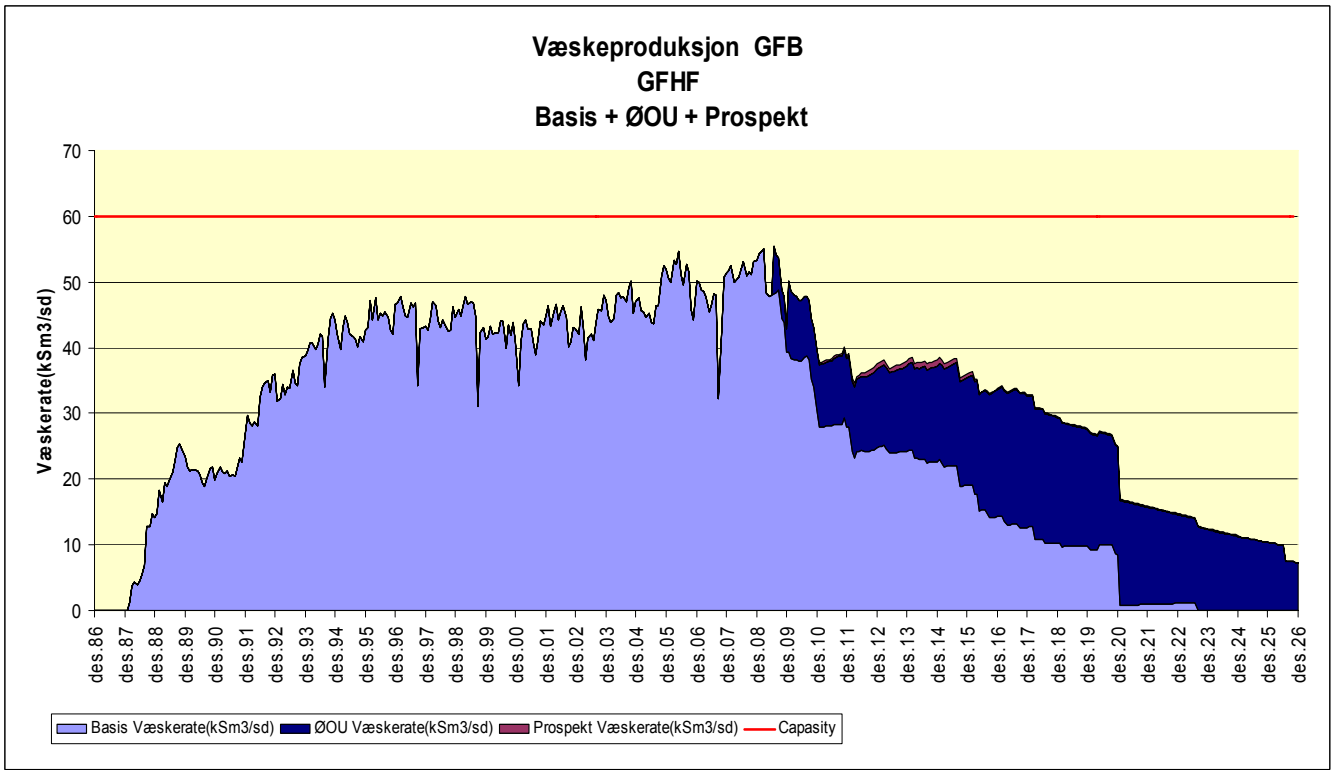
Figur 7.7.13: Oljeproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



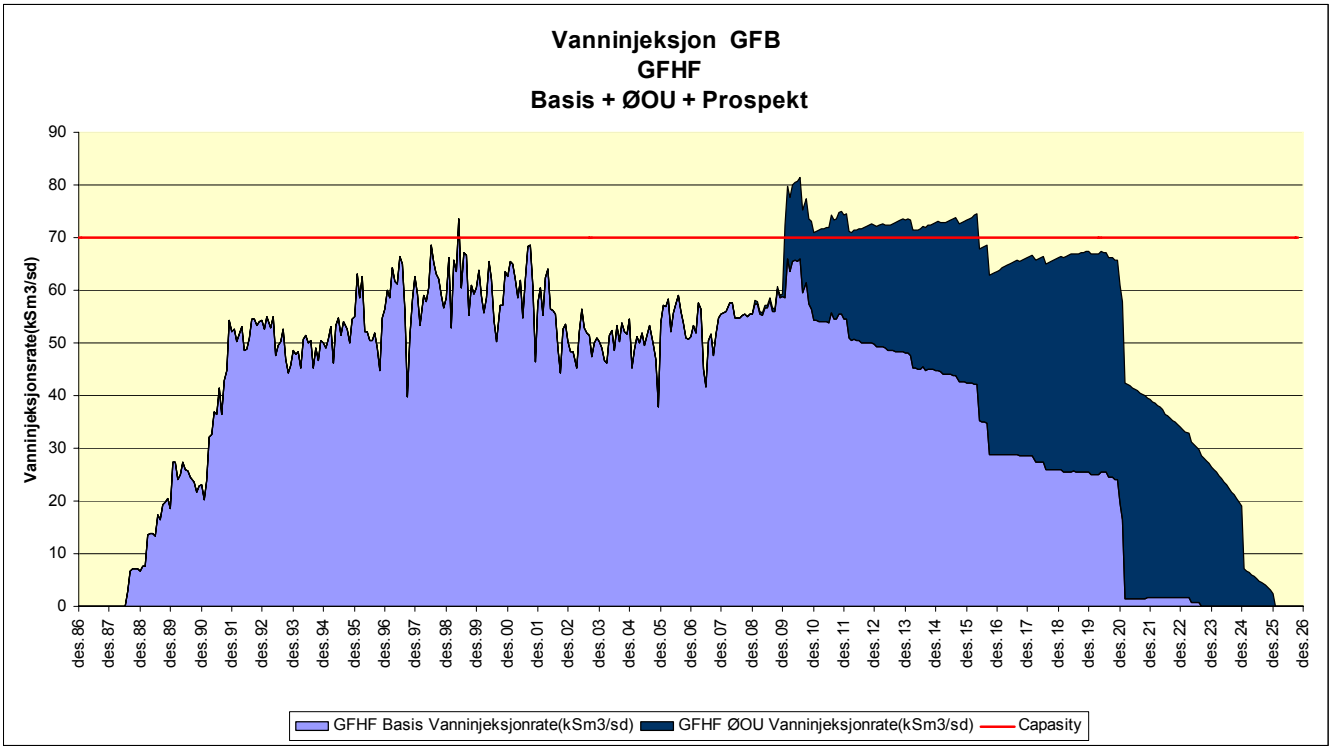
Figur 7.7.14: Gassproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



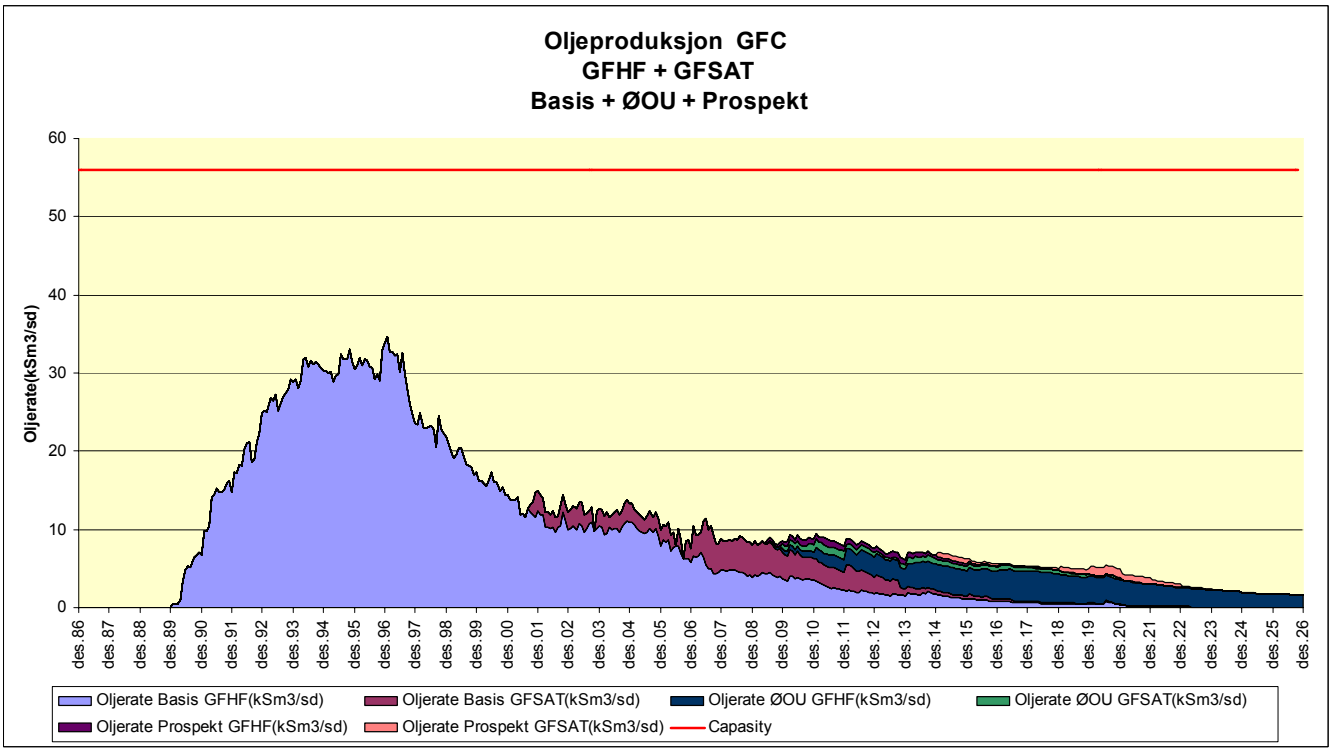
Figur 7.7.15: Vannproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



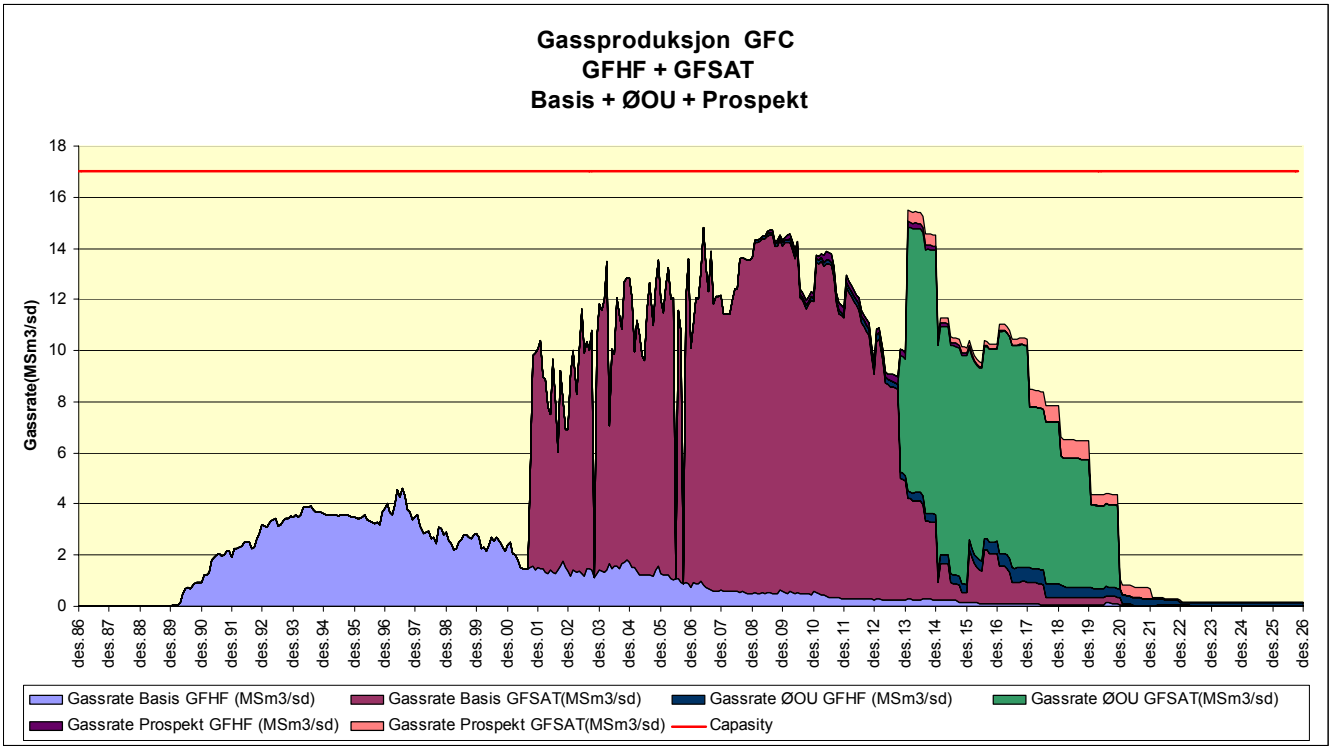
Figur 7.7.16: Væskeproduksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



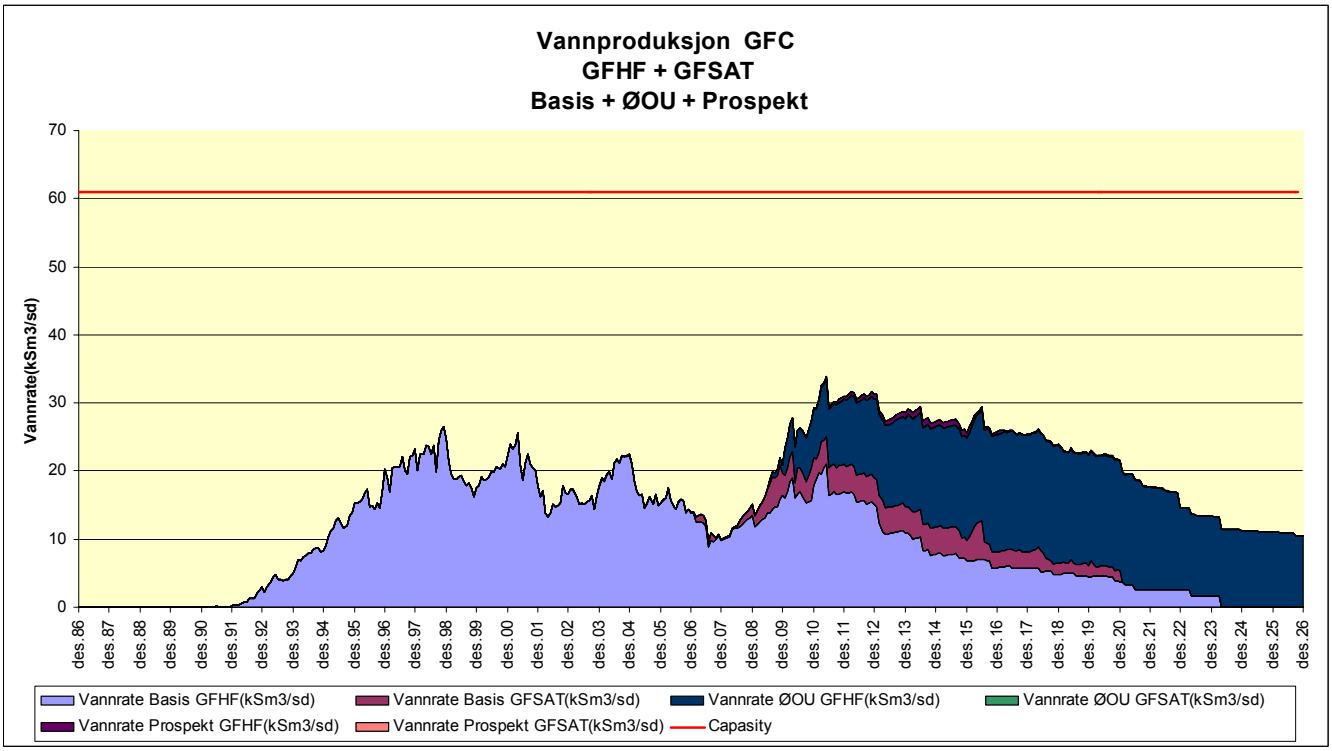
Figur 7.7.17: Vanninjeksjonsrate mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



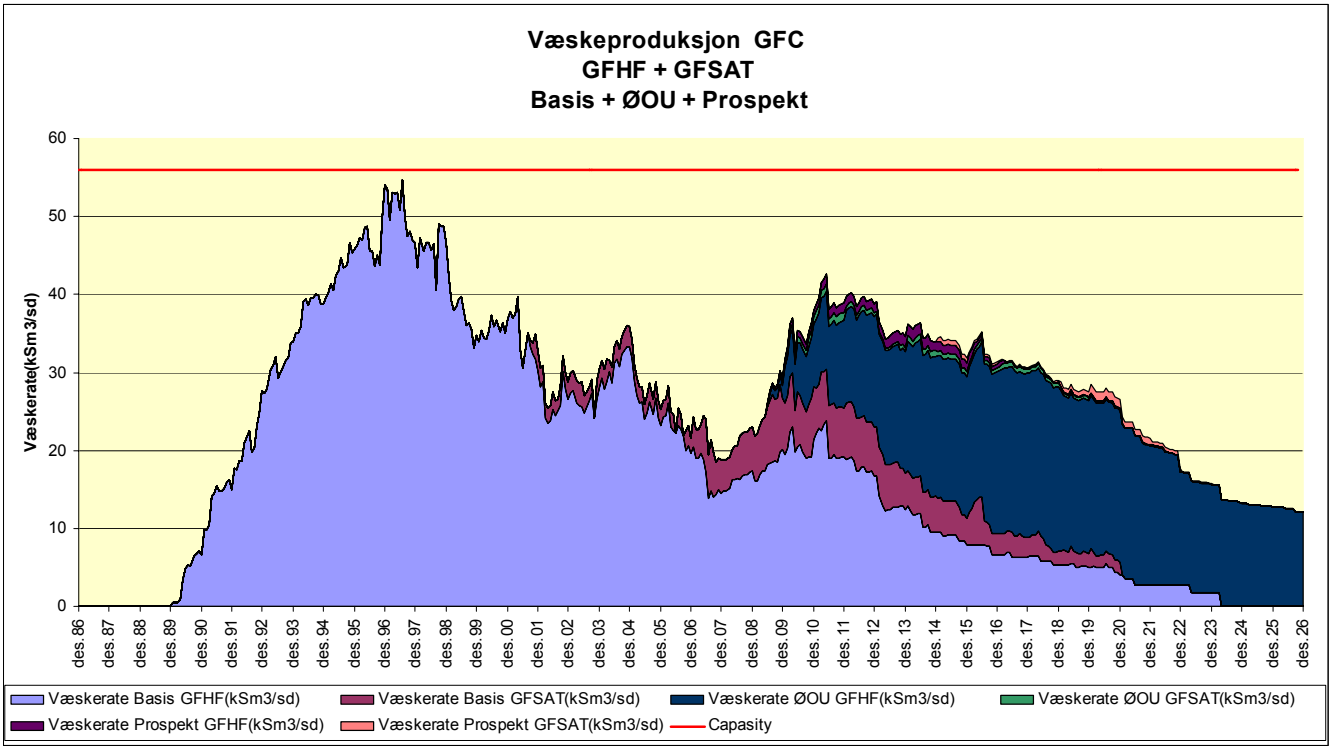
Figur 7.7.18: Oljeproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



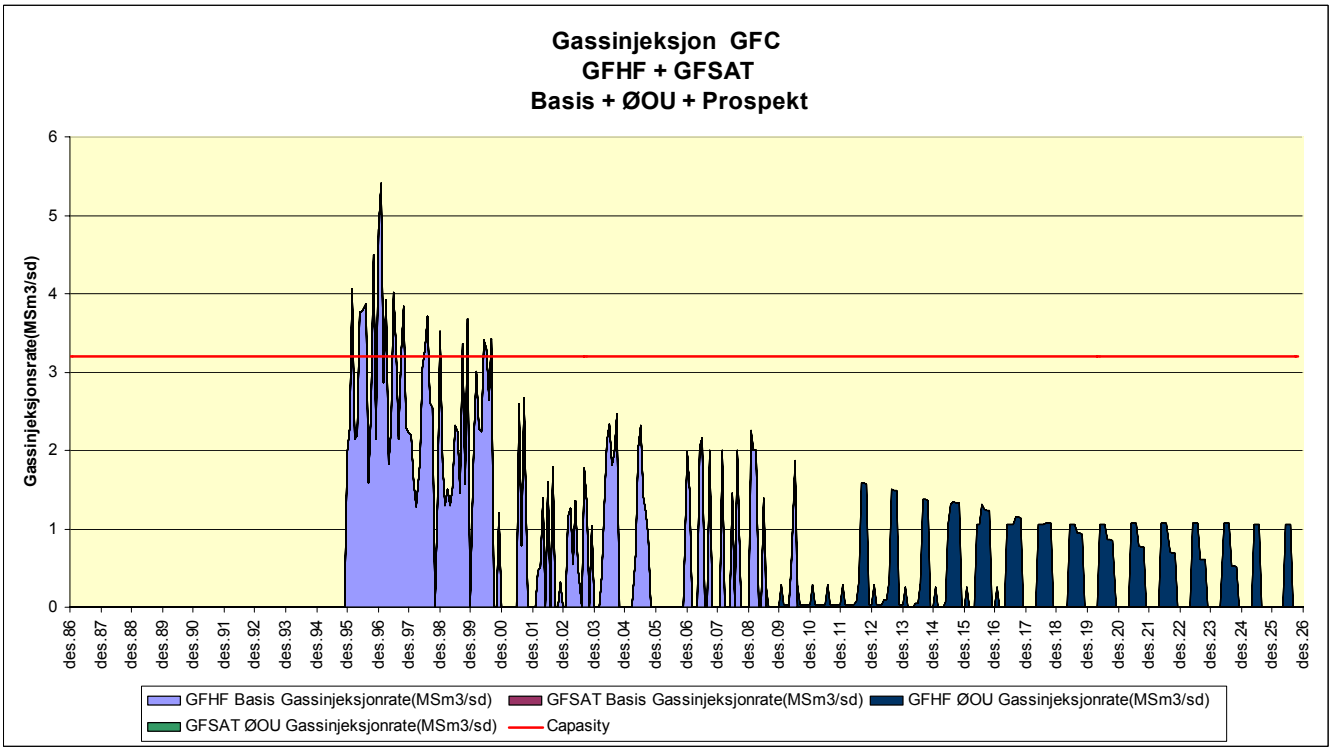
Figur 7.7.19: Gassproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



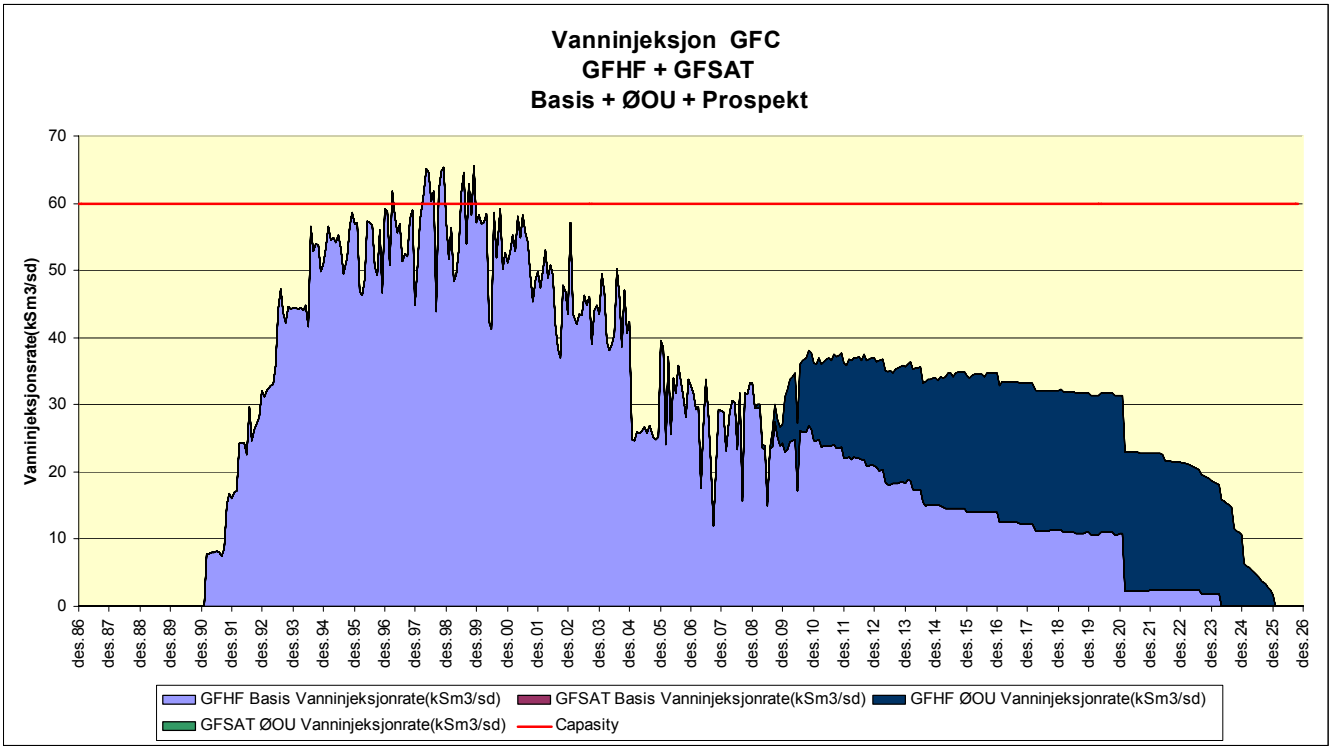
Figur 7.7.20: Vannproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



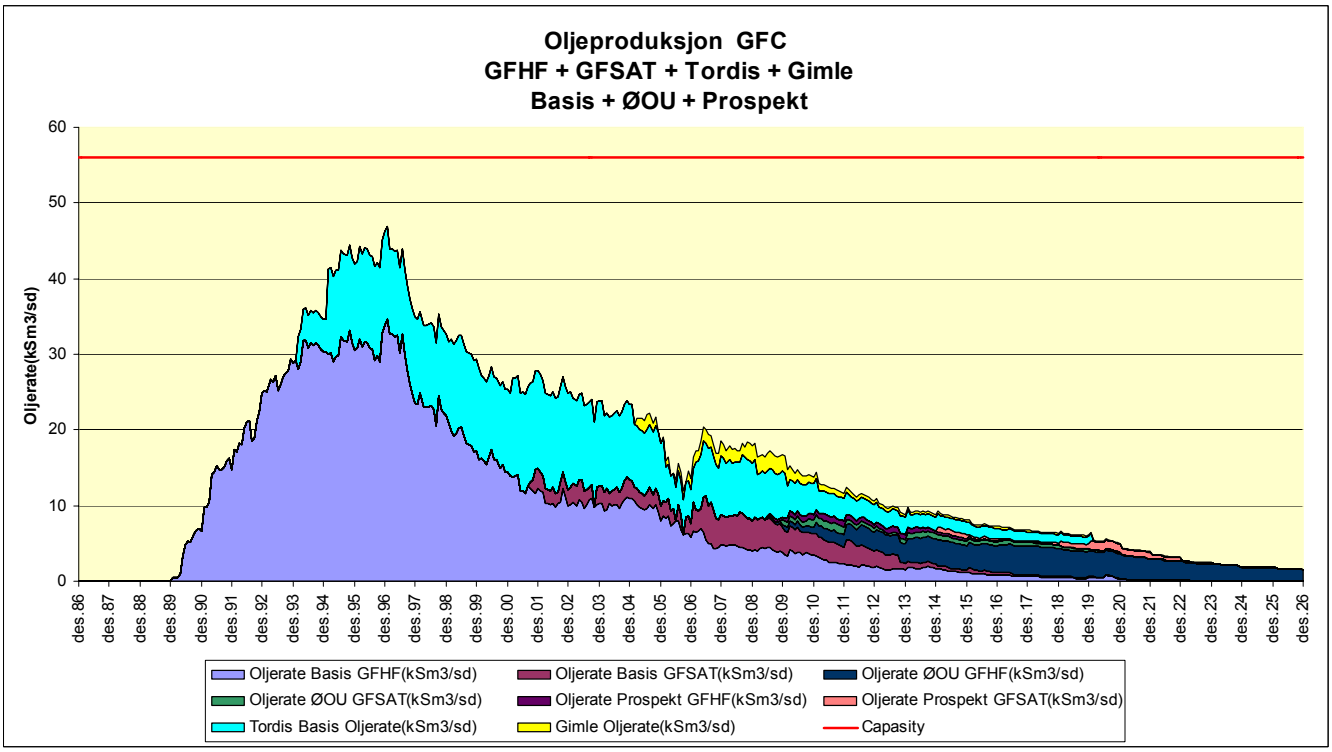
Figur 7.7.21: Væskeproduksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



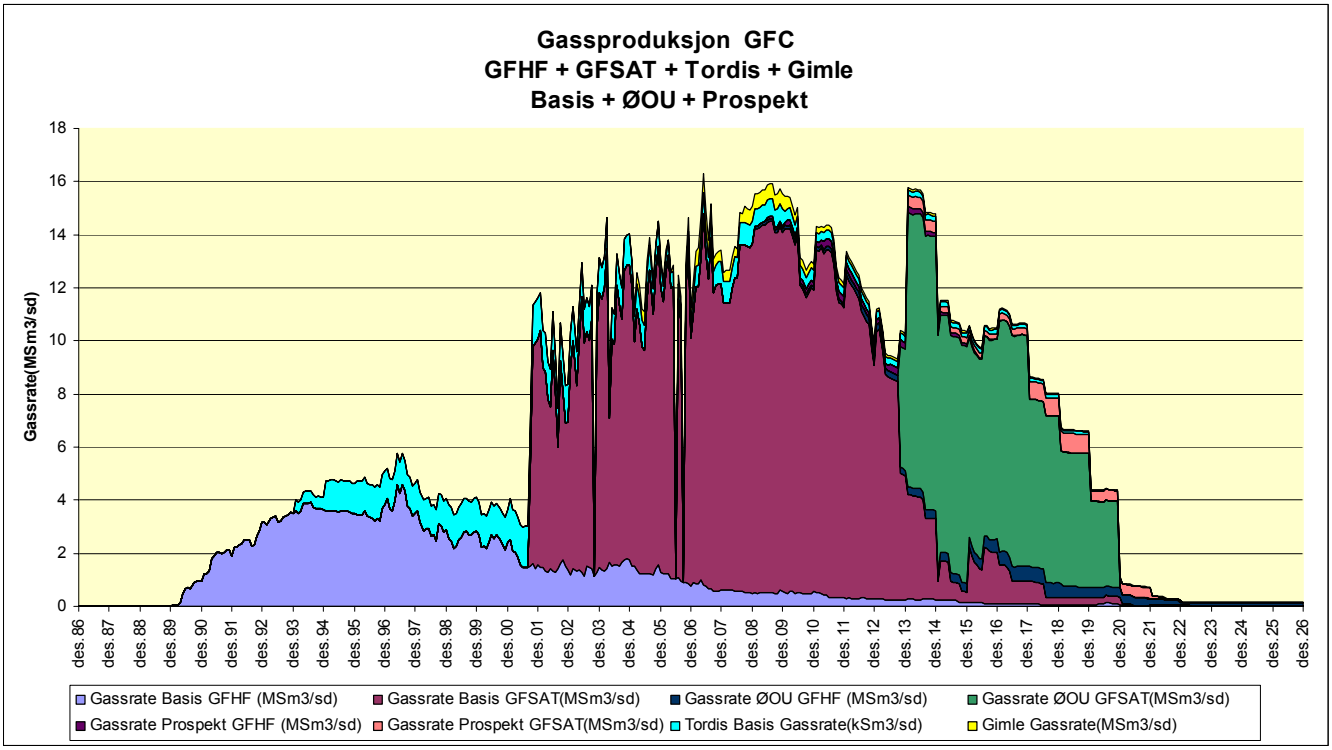
Figur 7.7.22: Gassinjeksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



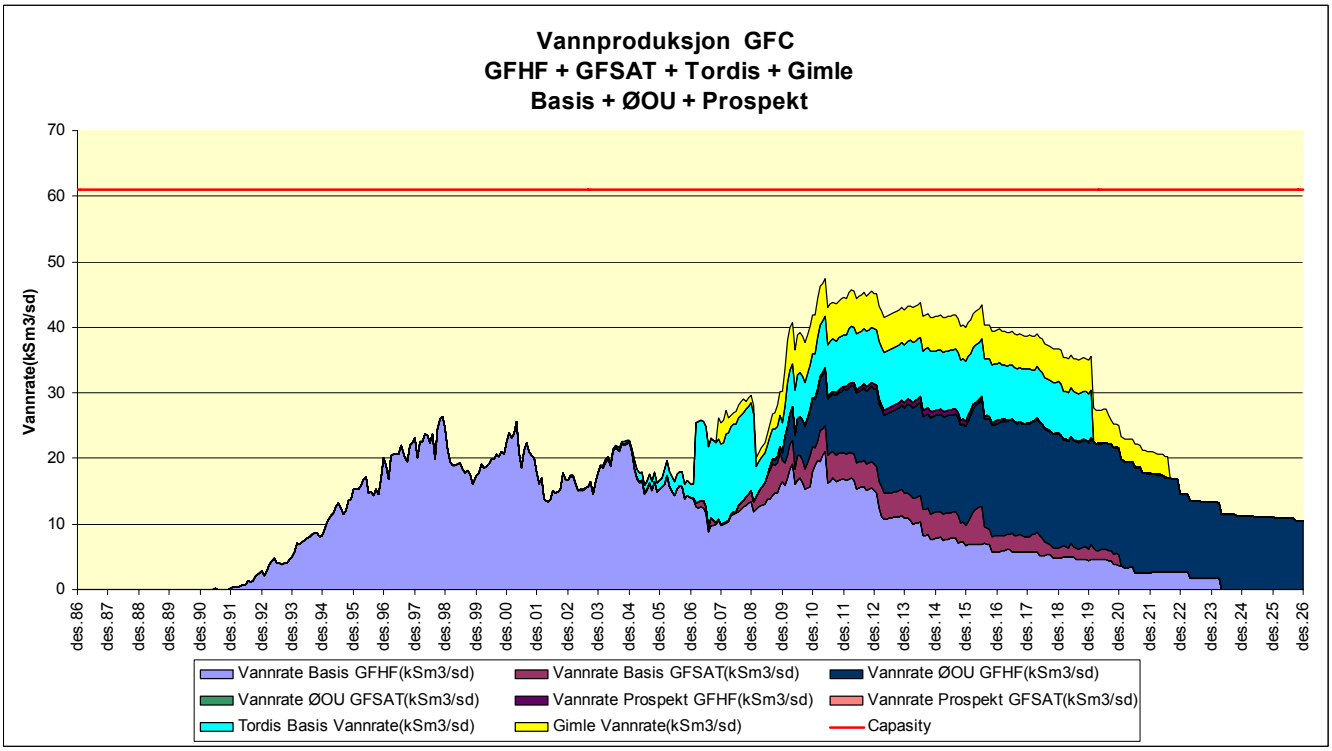
Figur 7.7.23: Vanninjeksjonsrate mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



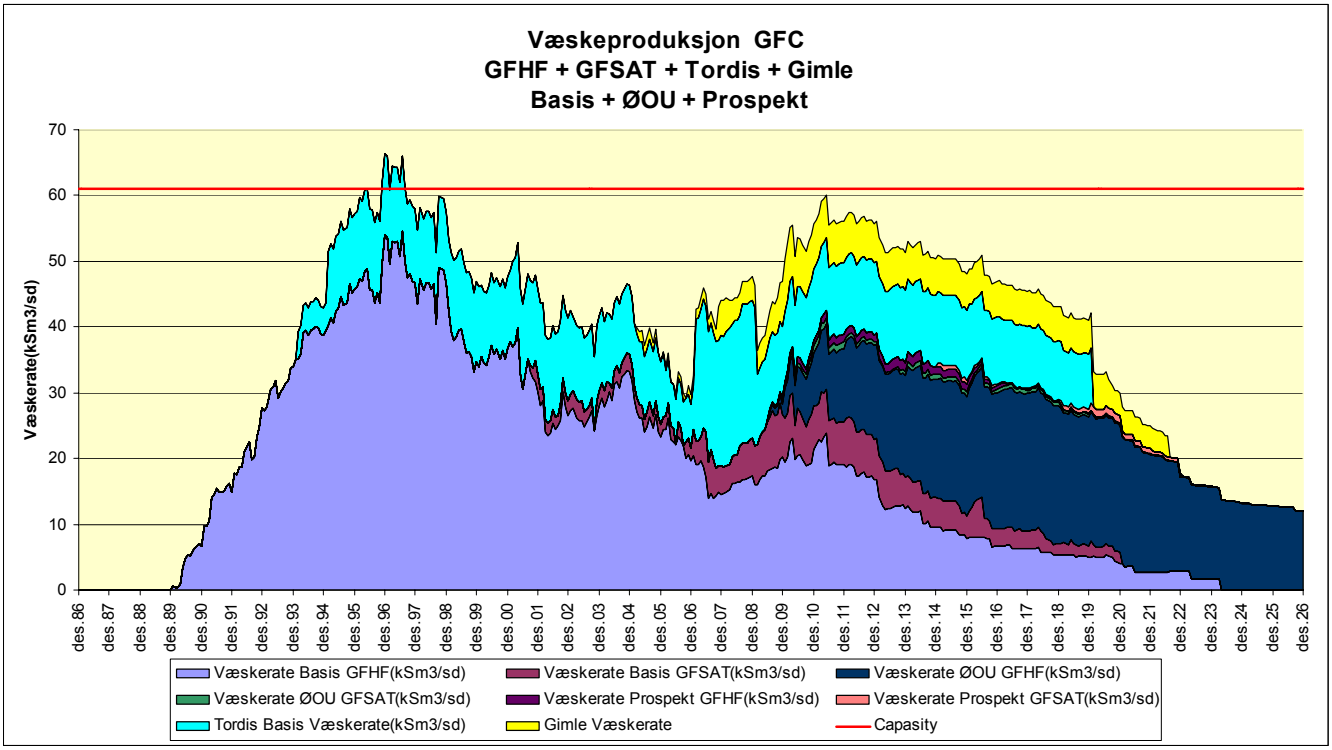
Figur 7.7.24: Oljeproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter. (Kun basis profil for Tordis og Gimle)



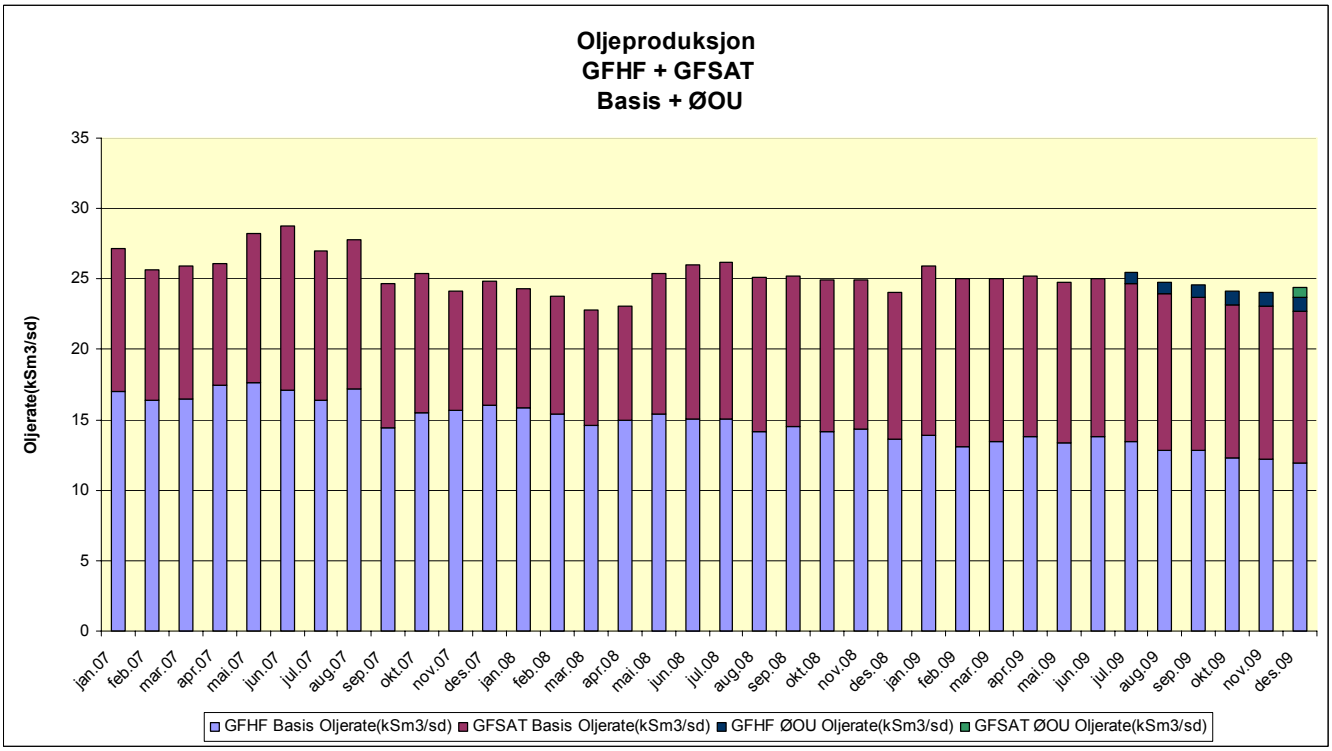
Figur 7.7.25: Gassproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter. (Kun basis profil for Tordis og Gimle)



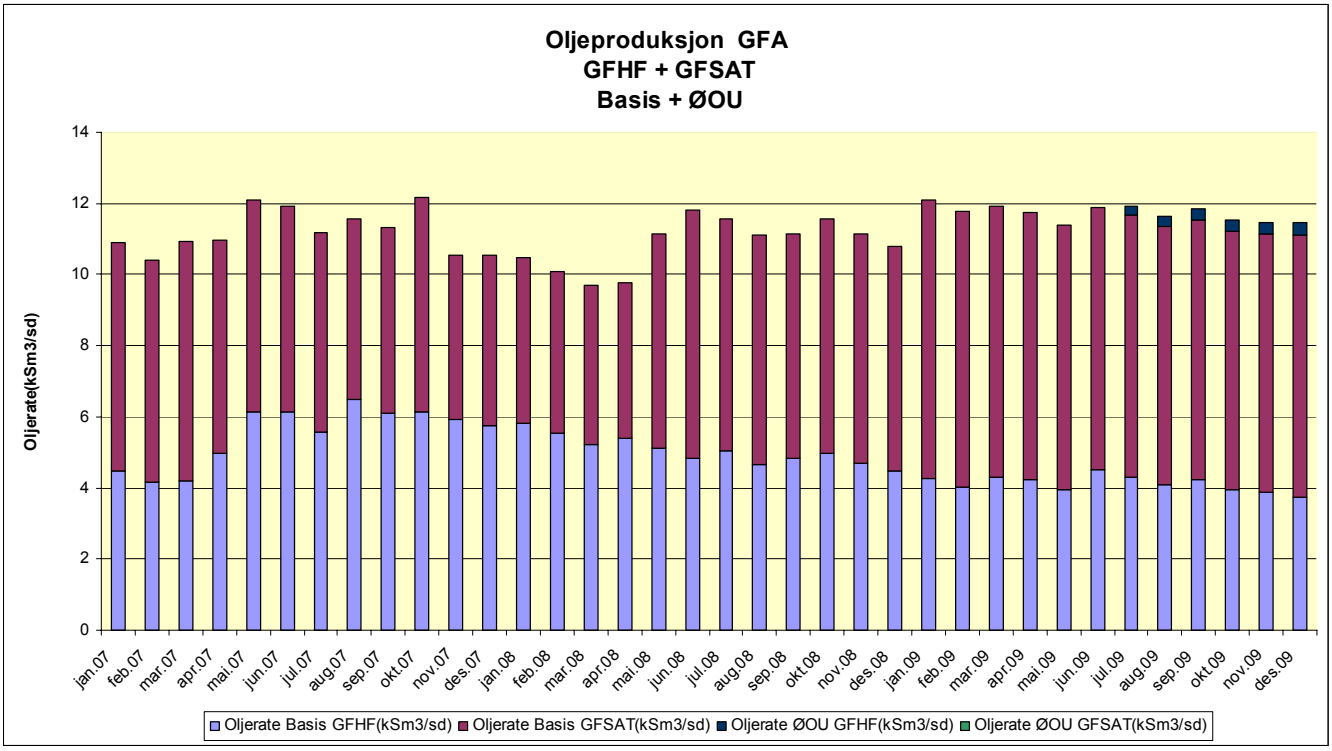
Figur 7.7.26: Vannproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter. (Kun basis profil for Tordis og Gimle)



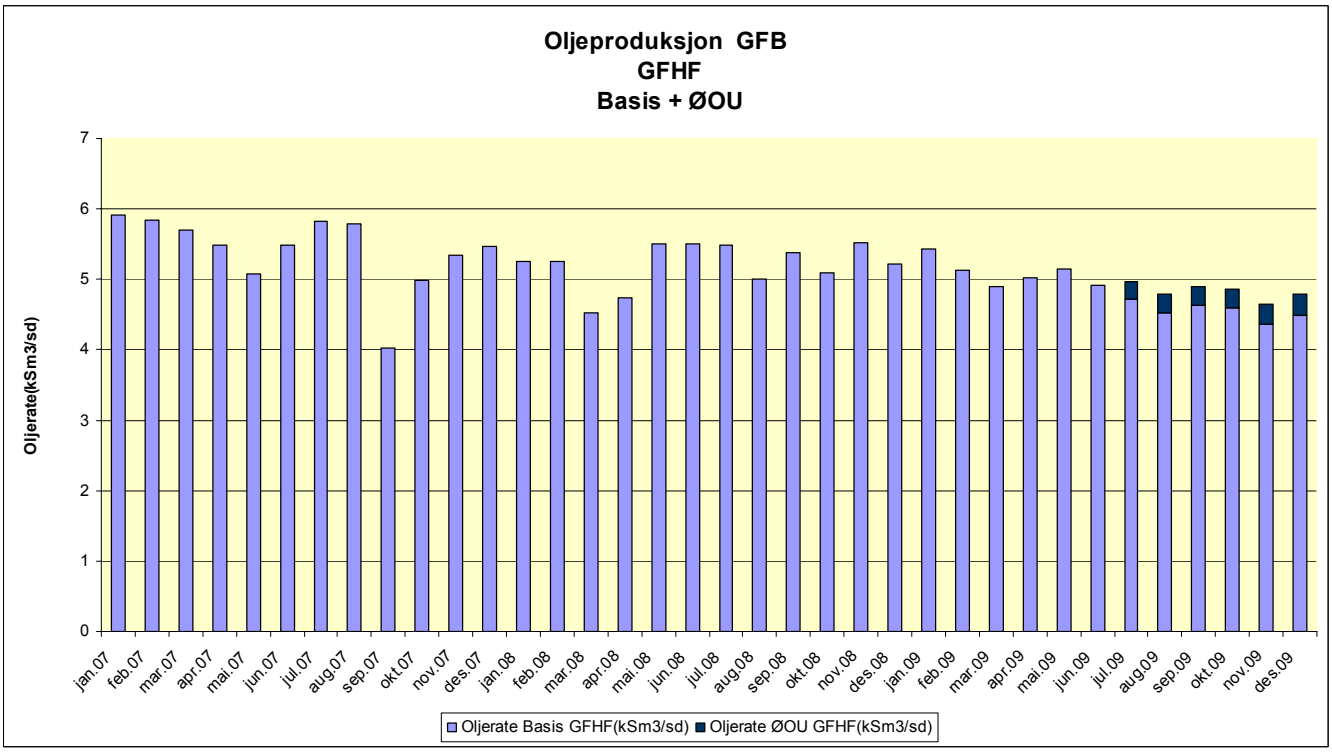
Figur 7.7.27: Væskeproduksjonsrate mot GFC inkl. Gimle og Tordis. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter. (Kun basis profil for Tordis og Gimle)



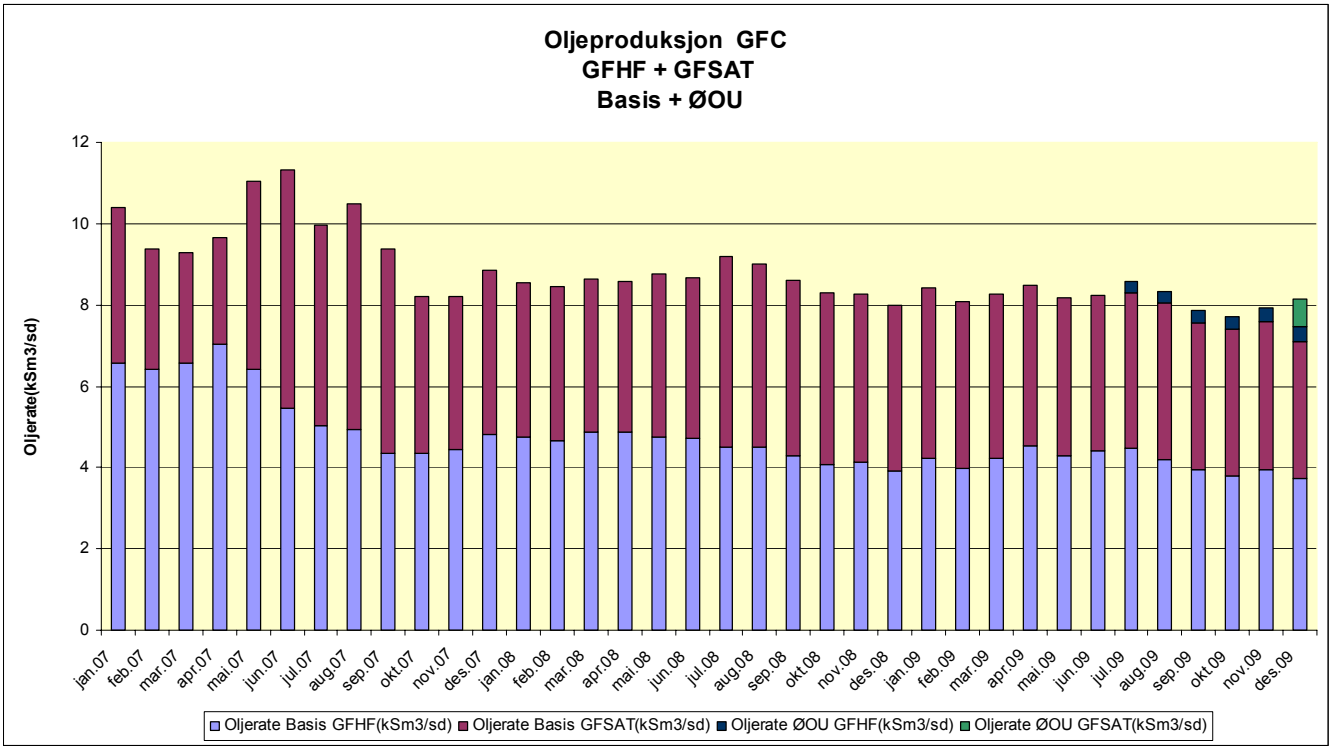
Figur 7.7.28: Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU.



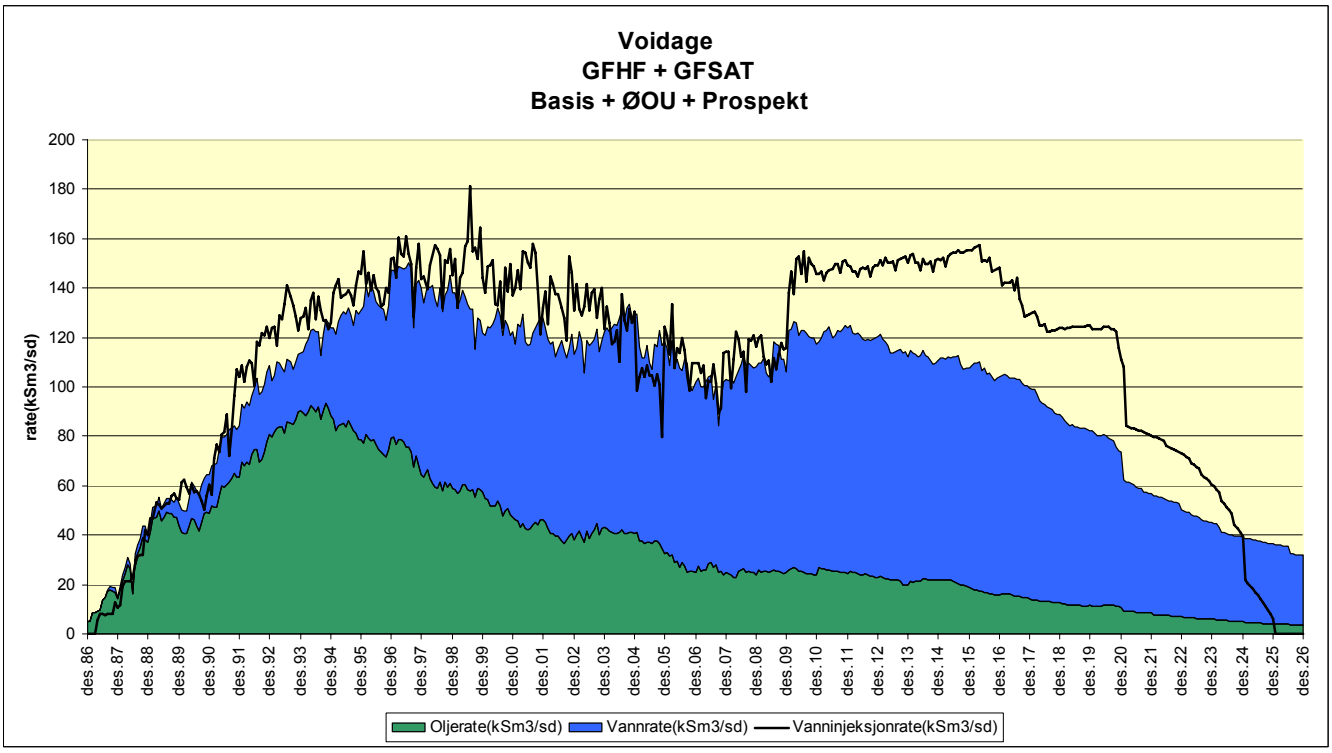
Figur 7.7.29: Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU.



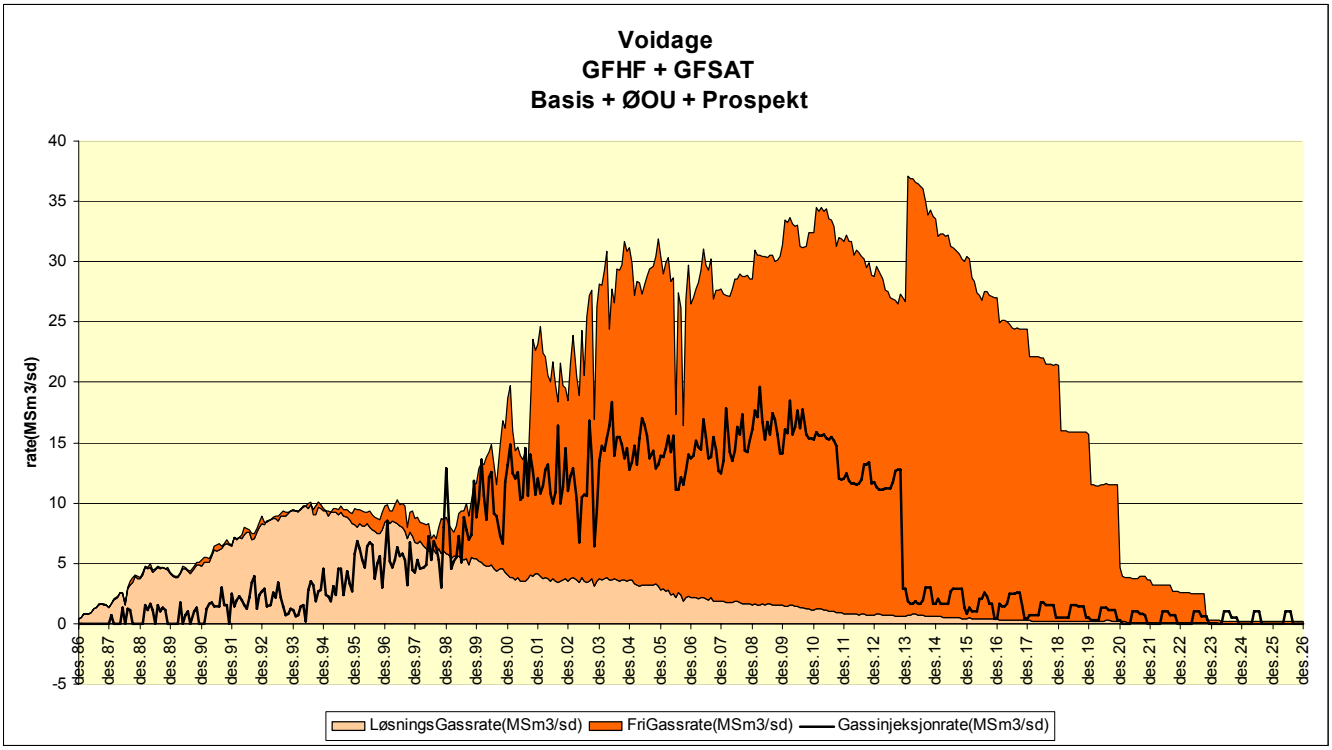
Figur 7.7.30: Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU.



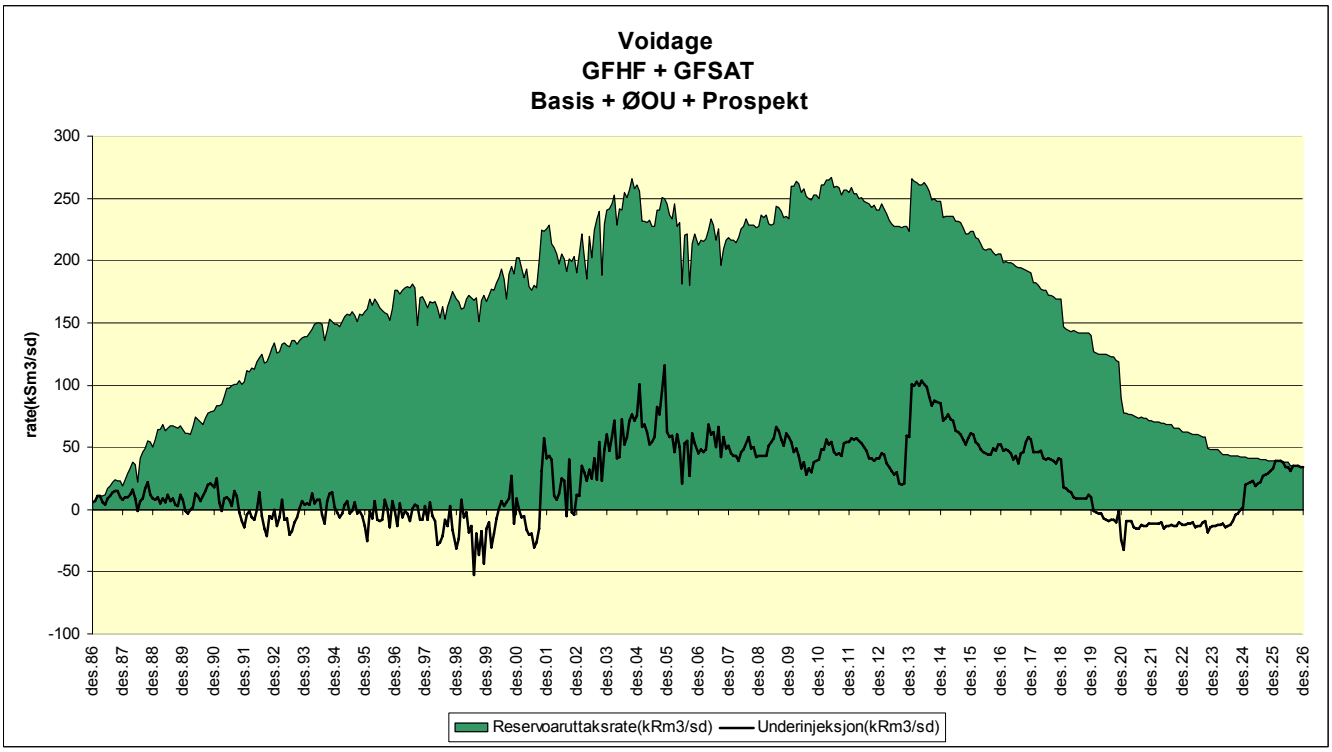
Figur 7.7.31: Korttidsprognose oljeproduksjon GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU.



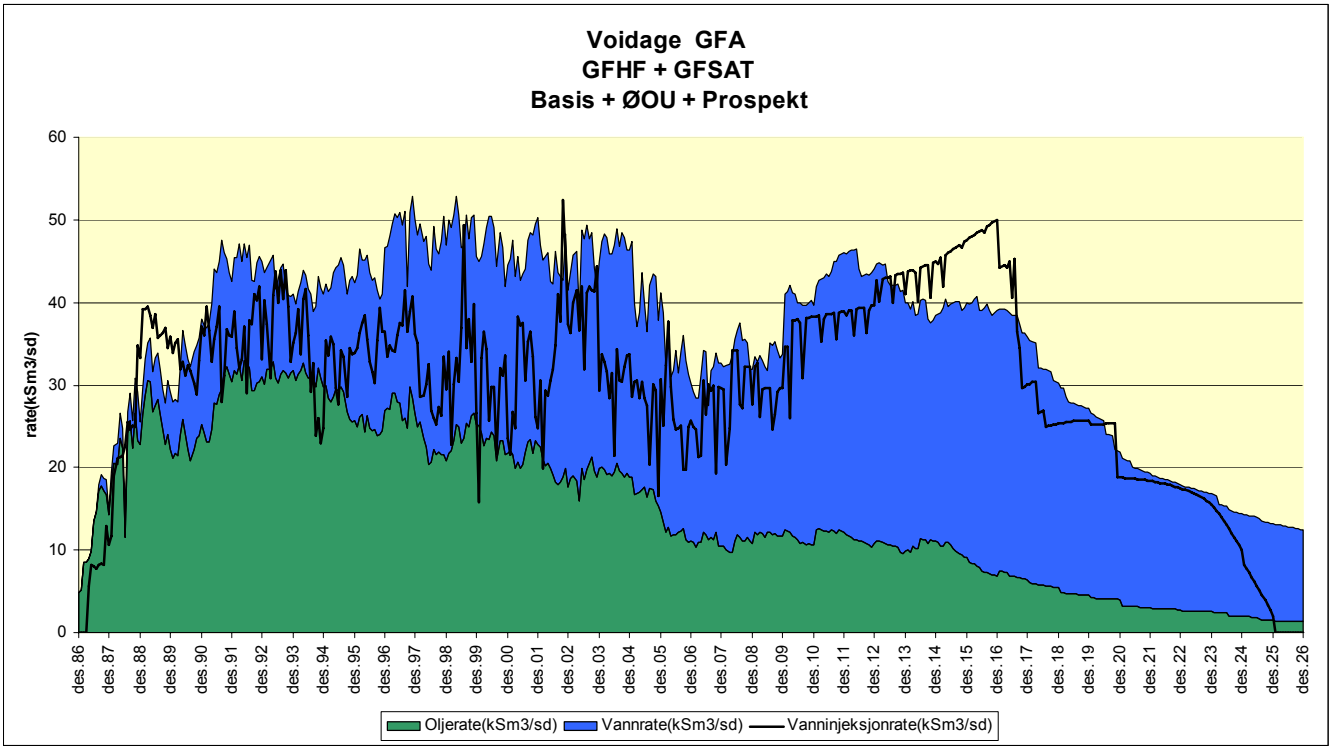
Figur 7.7.32: Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



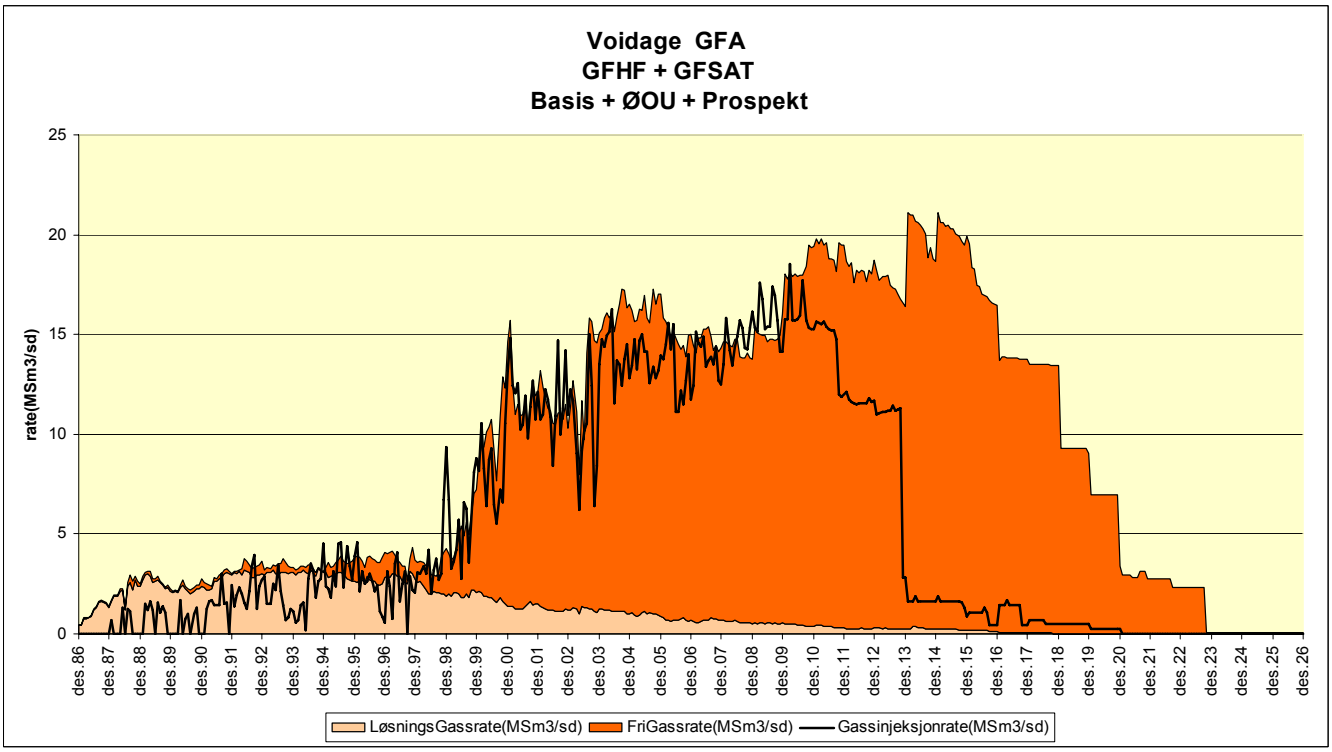
Figur 7.7.33: Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



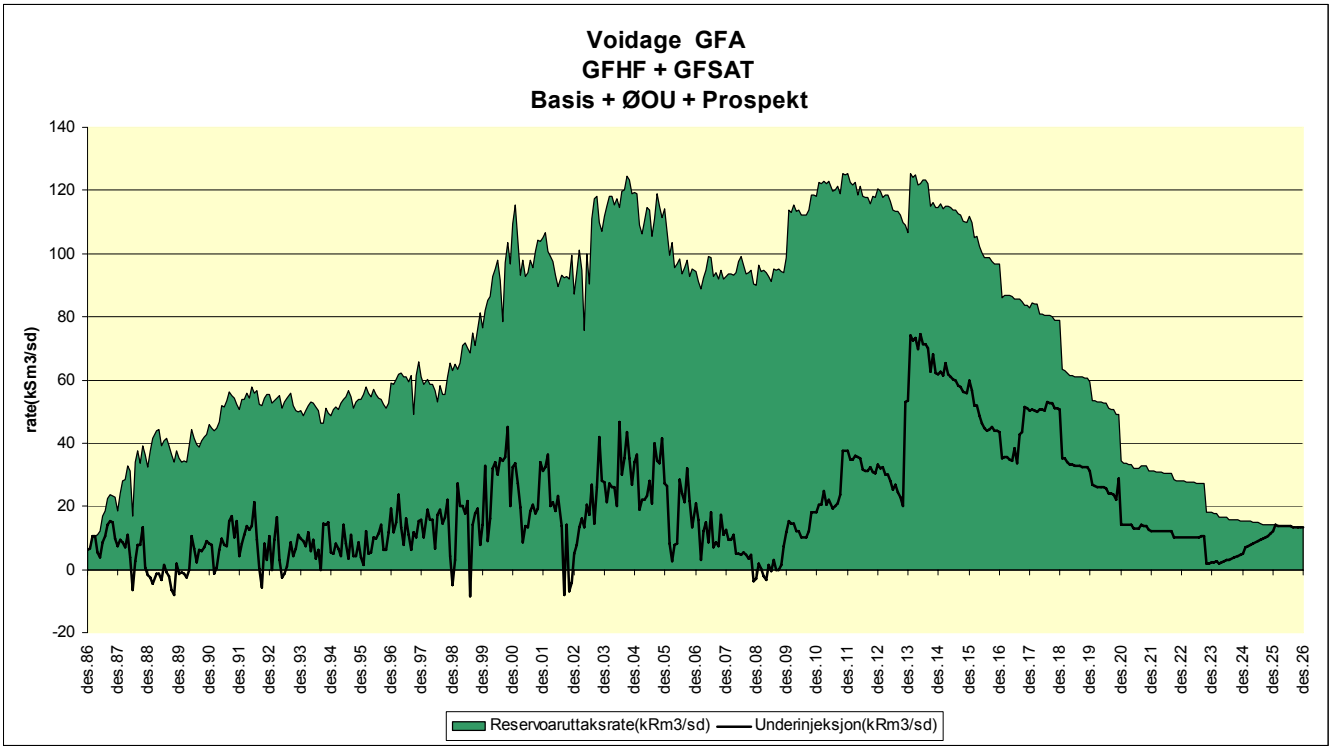
Figur 7.7.34: Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



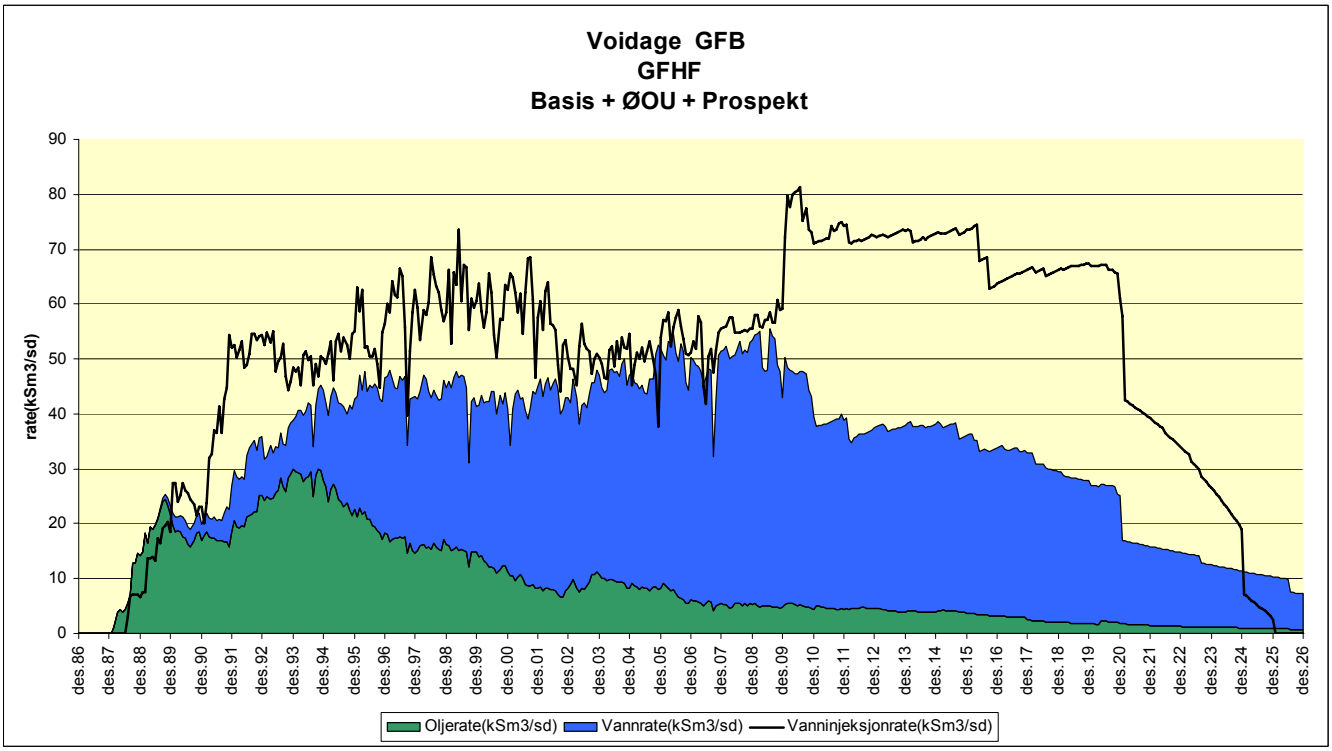
Figur 7.7.35: Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



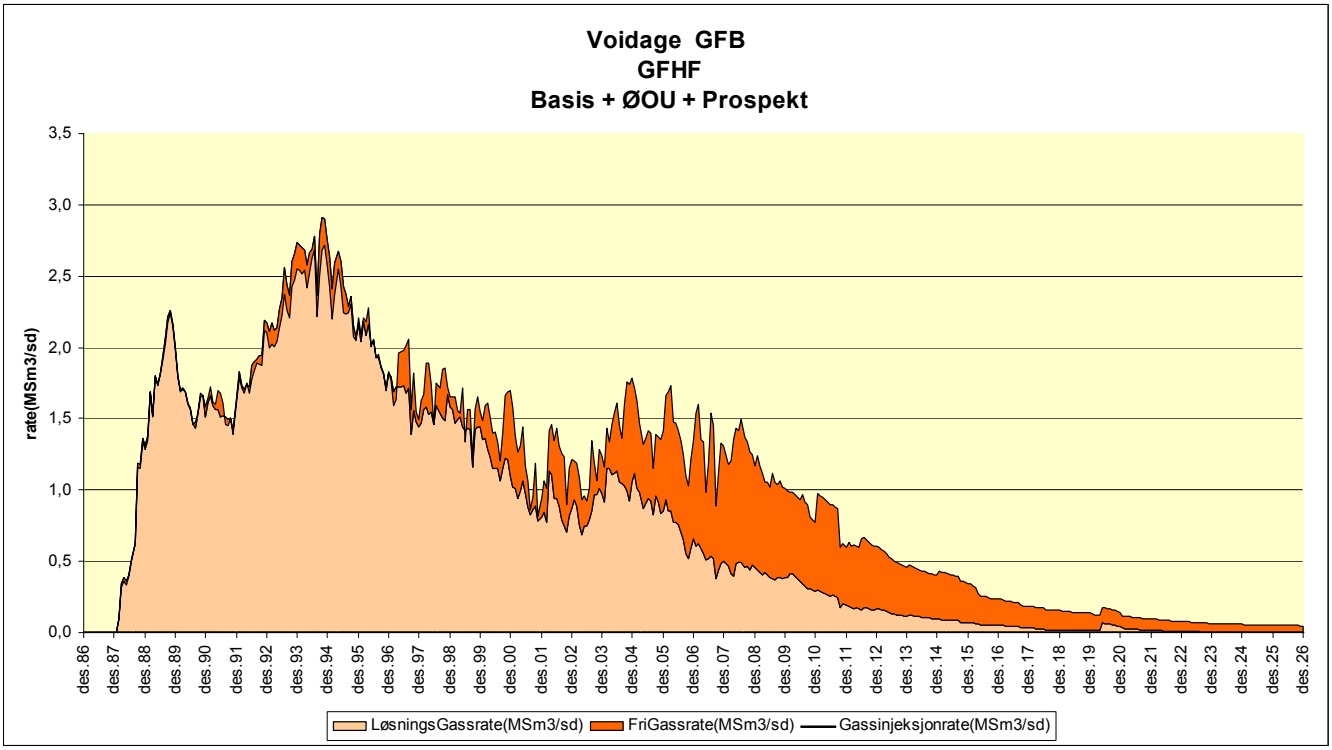
Figur 7.7.36: Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



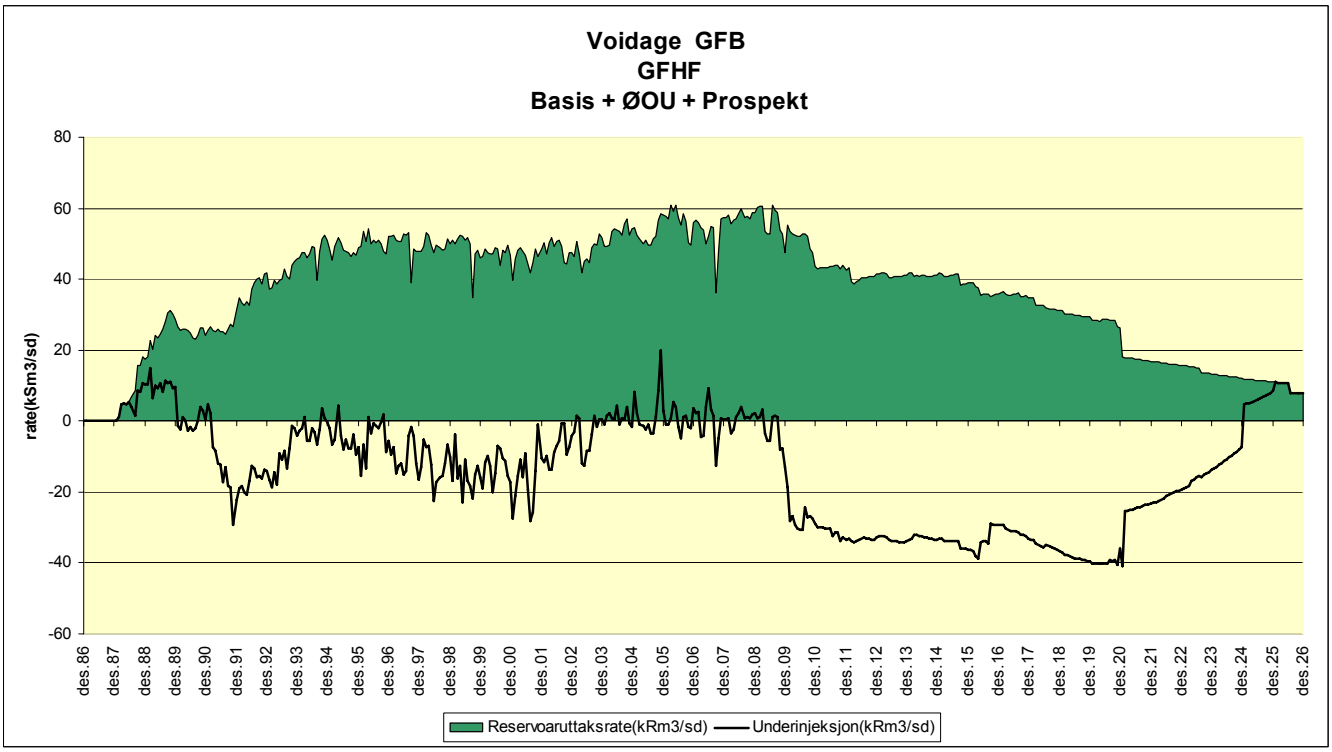
Figur 7.7.37: Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFA. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



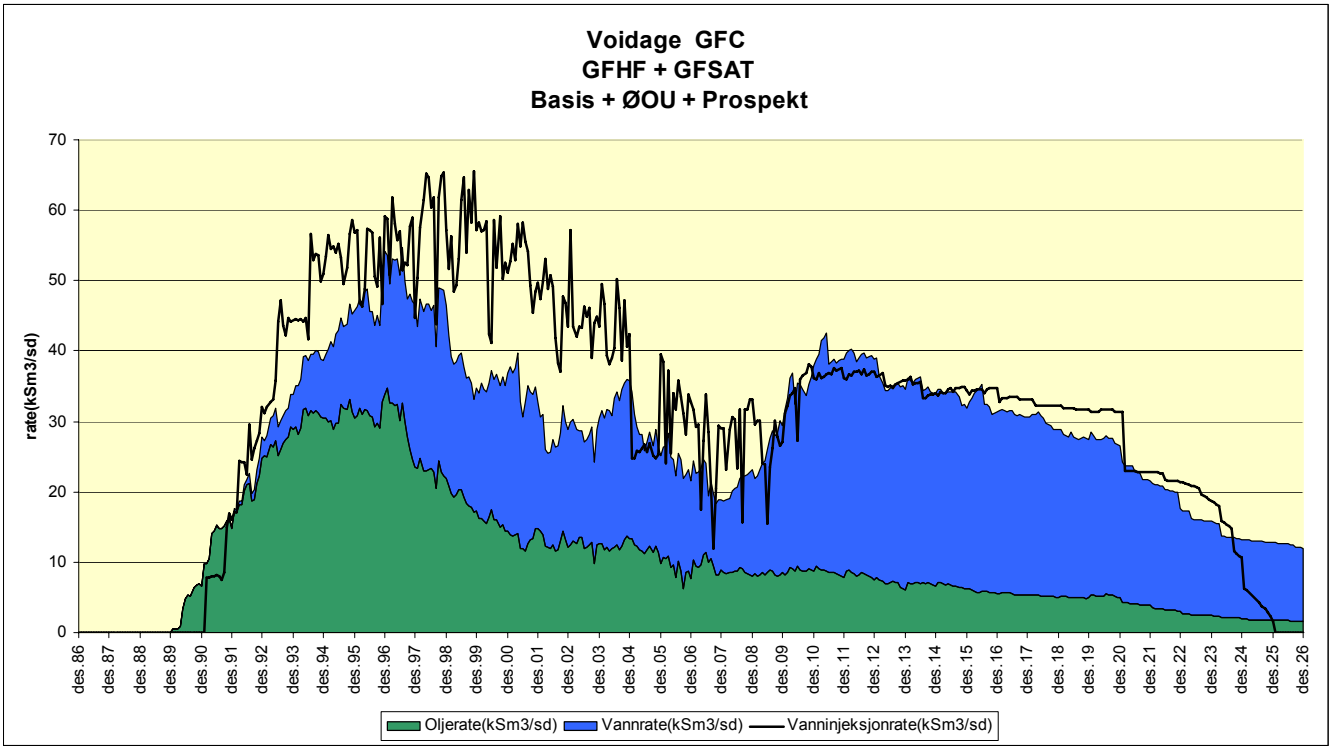
Figur 7.7.38: Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



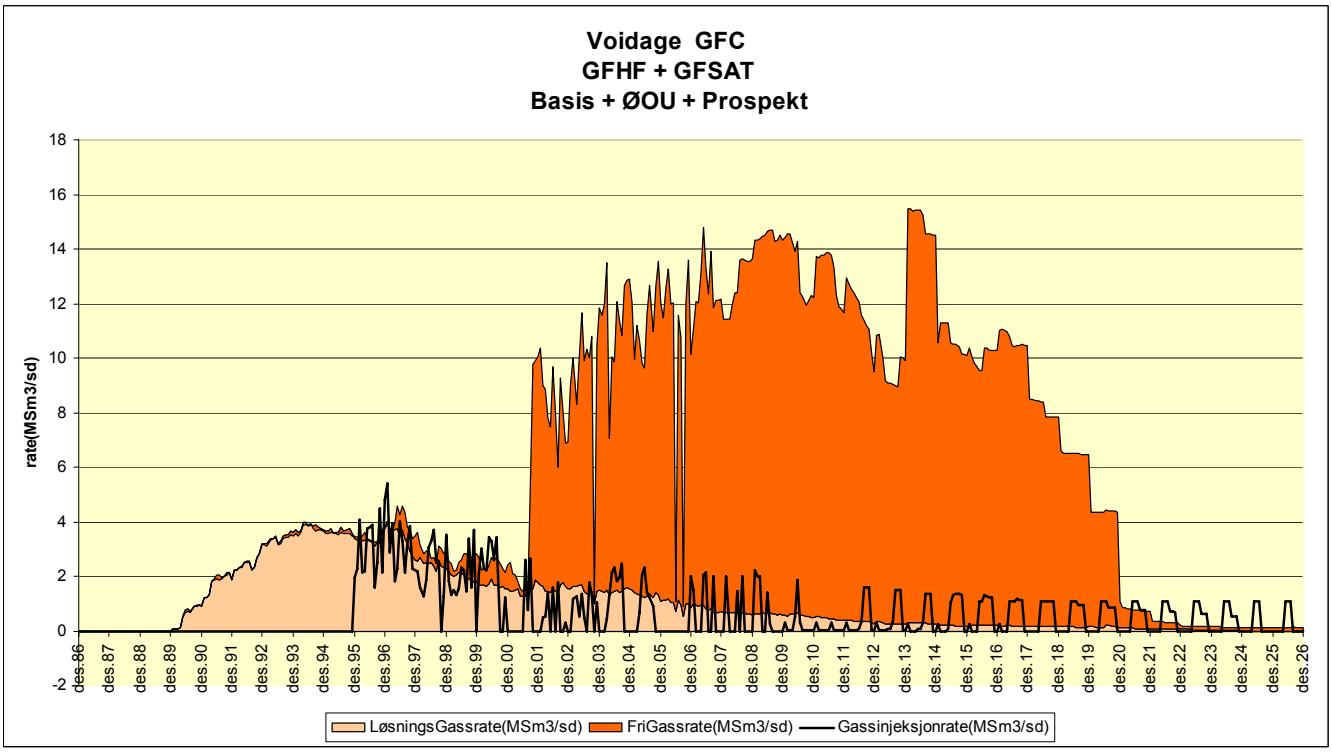
Figur 7.7.39: Gassproduksjon og injeksjon for GF HF mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



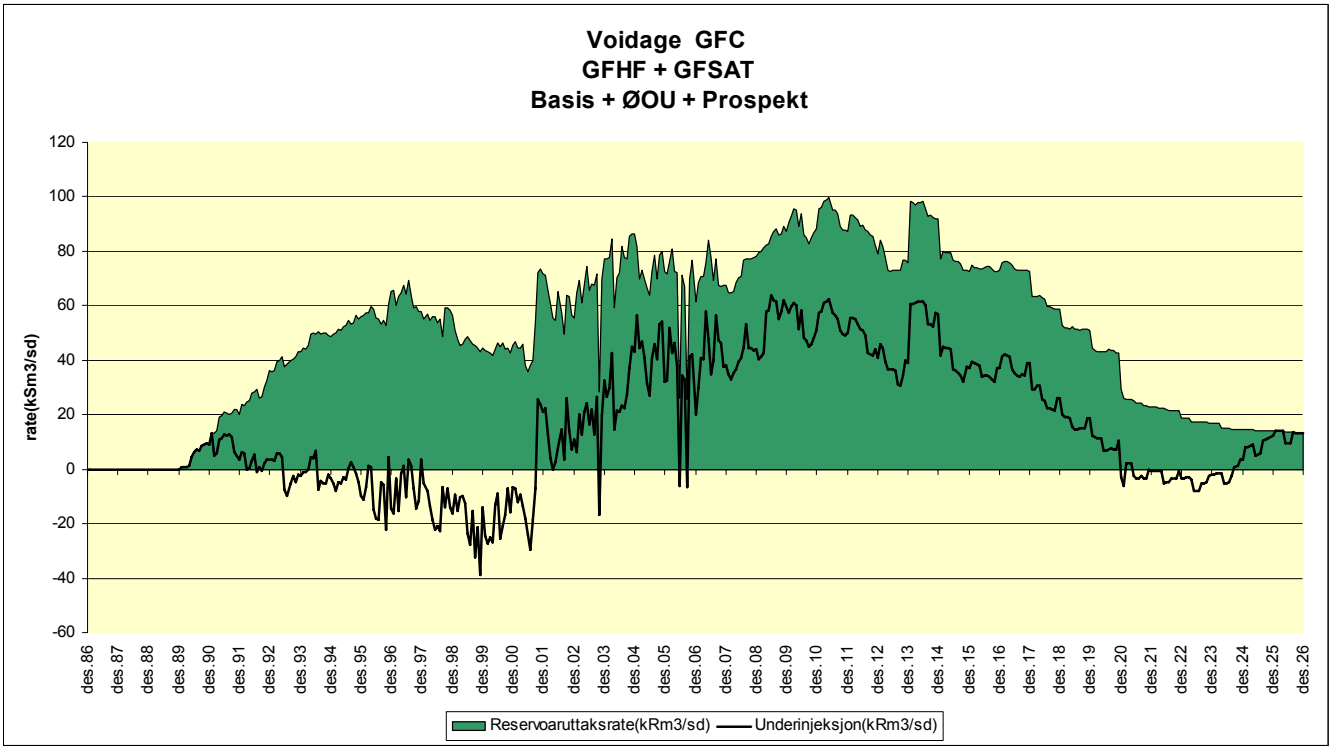
Figur 7.7.40: Reservoaruttak og injeksjon for GF HF mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



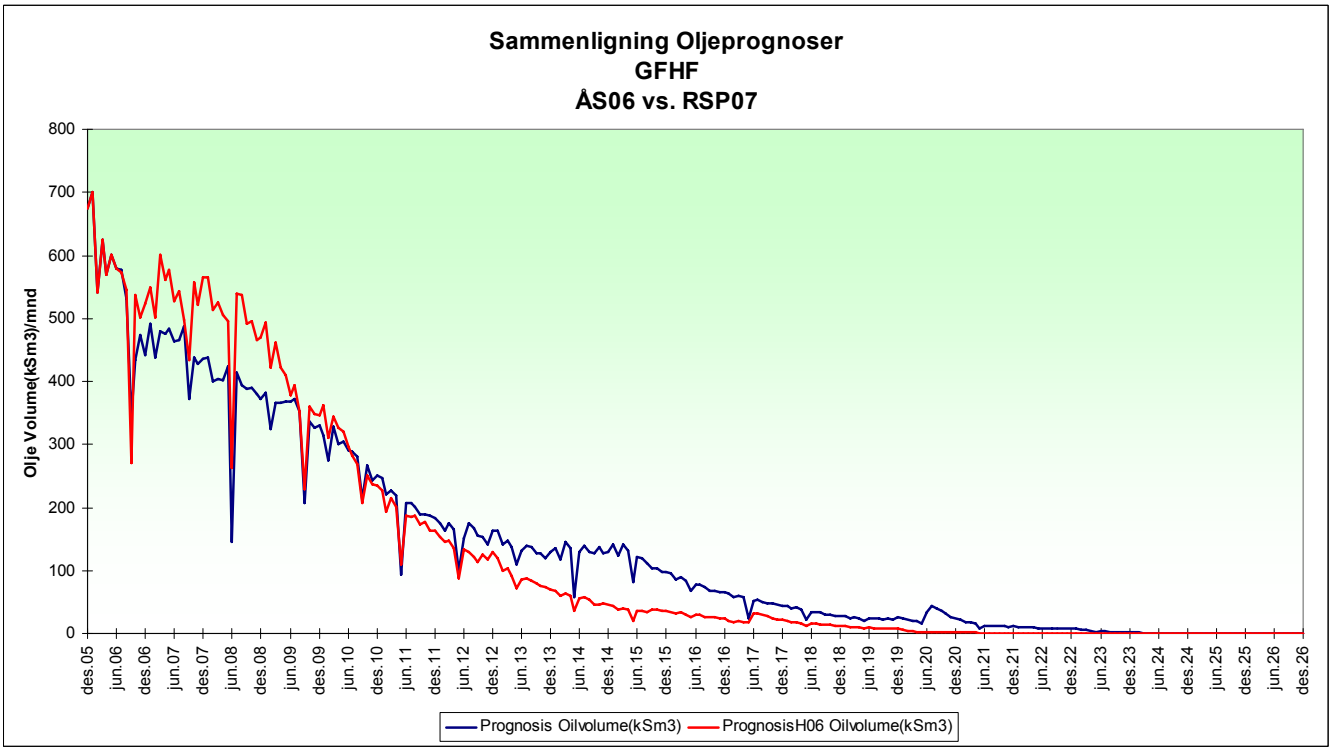
Figur 7.7.41: Væskeproduksjon og injeksjon for GF HF mot GFB. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



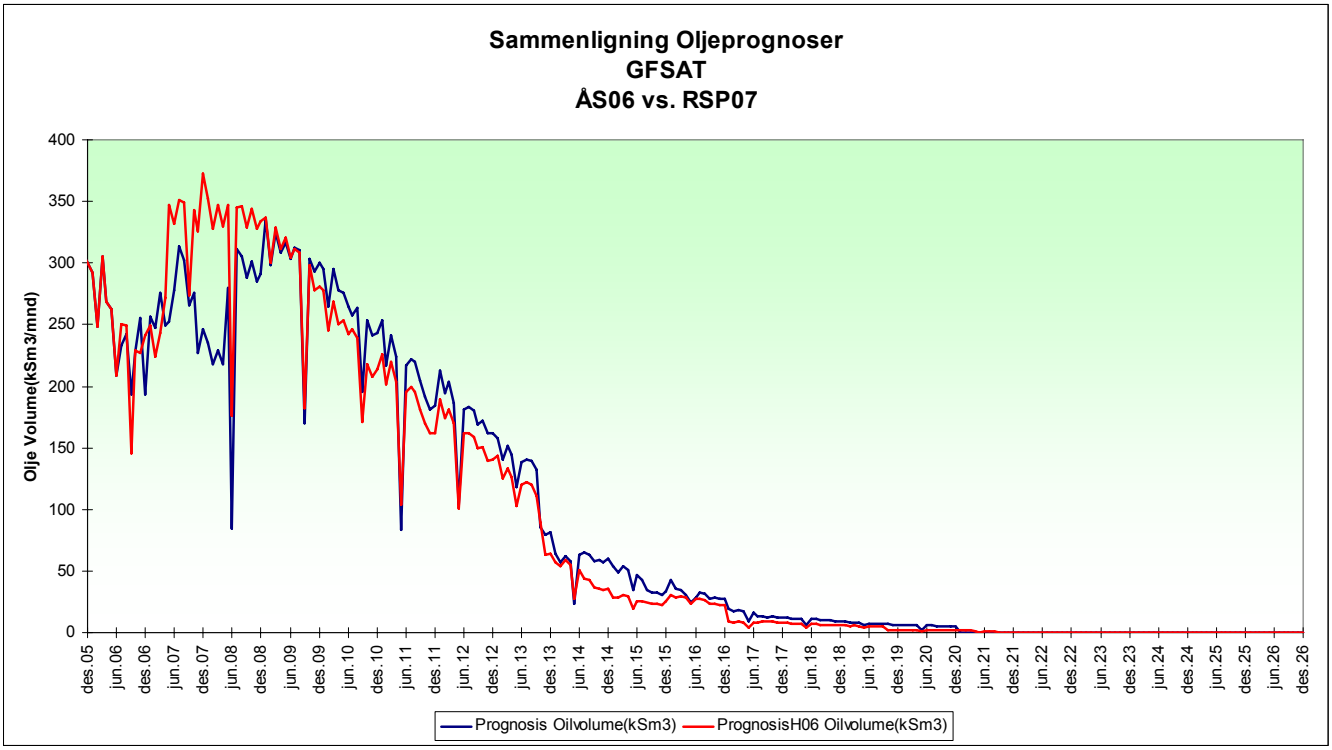
Figur 7.7.42: Gassproduksjon og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



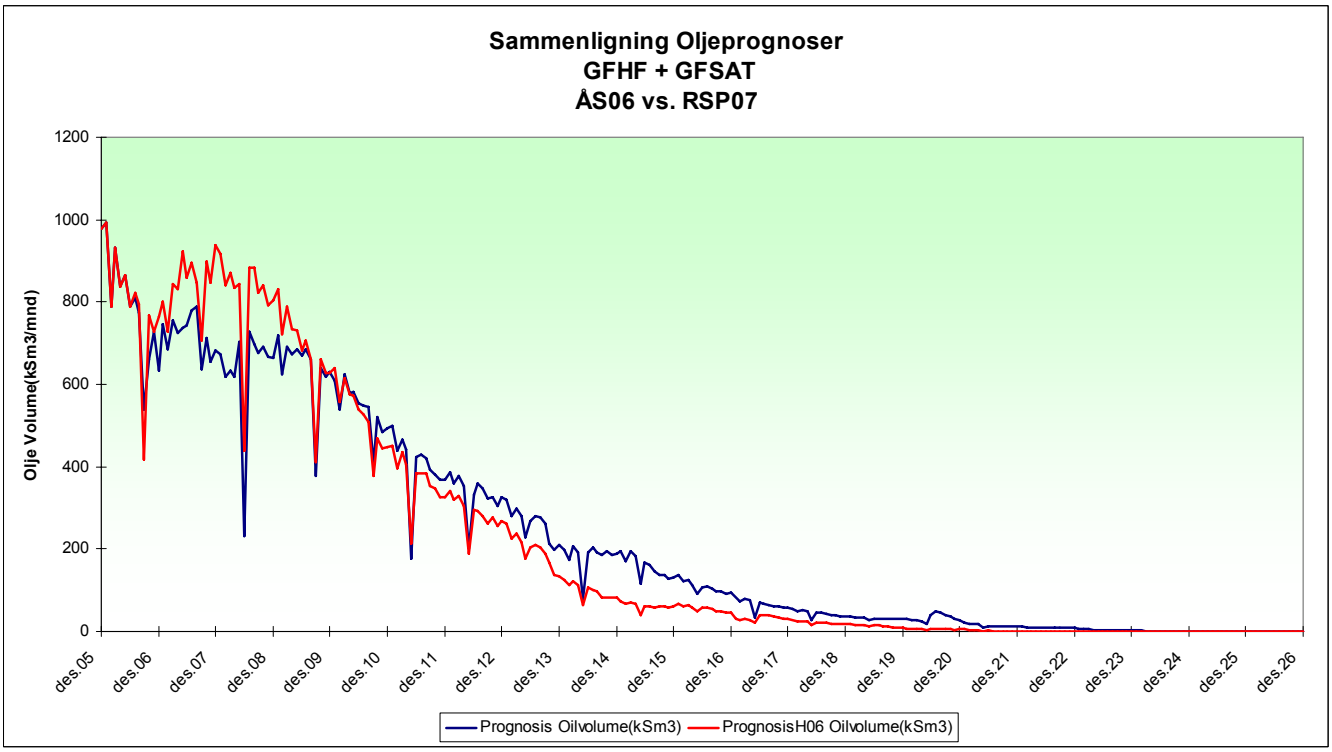
Figur 7.7.43: Reservoaruttak og injeksjon for GF HF og GF SAT mot GFC. Forventningsprofil inklusiv ØOU og prospekter.



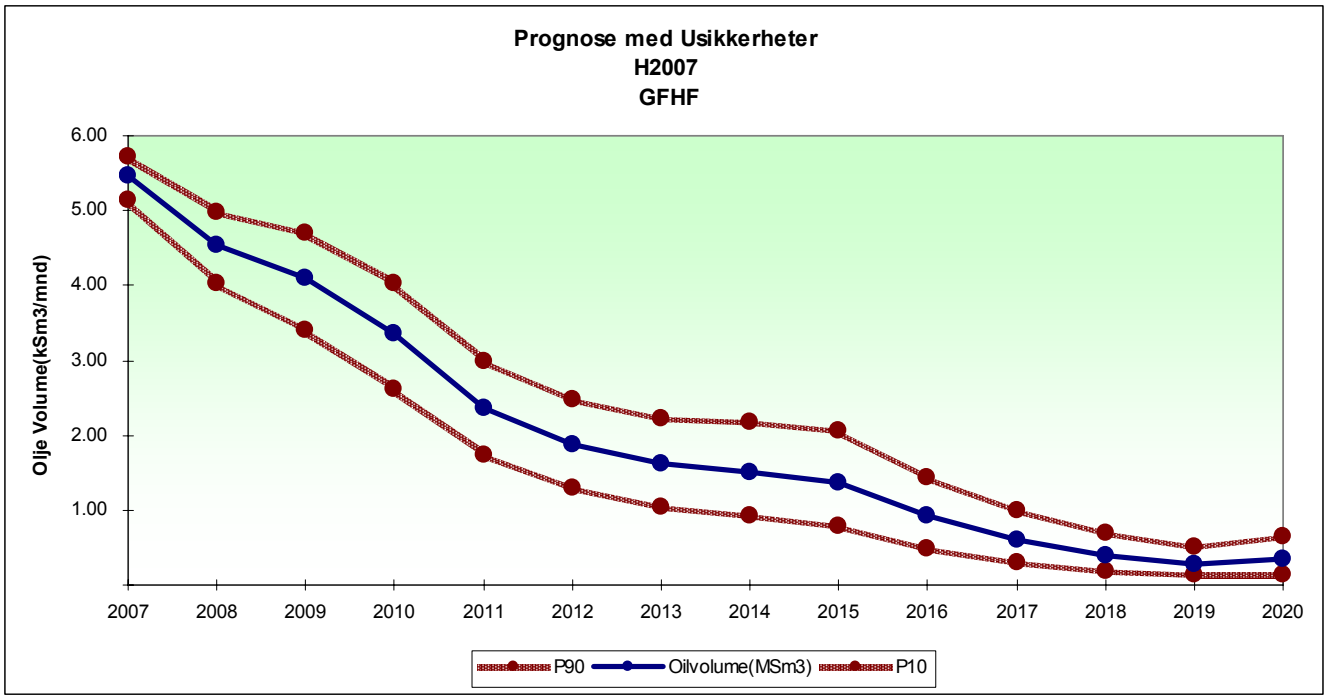
Figur 7.7.44: Sammenligning oljeprognoser RSP06 mot RSP07 for GF HF



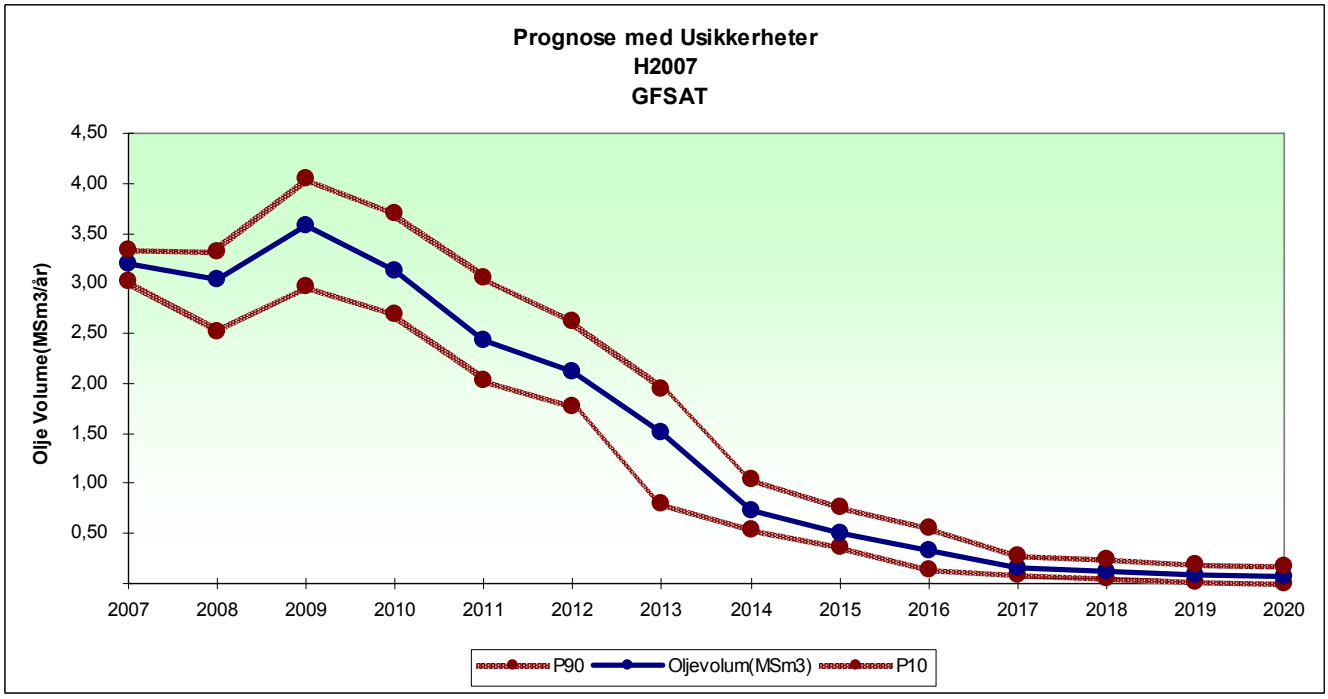
Figur 7.7.45: Sammenligning oljeprognoser RSP06 mot RSP07 for GF SAT



Figur 7.7.46: Sammenligning oljeprognoser RSP07 mot RSP06 for GF HF og GF SAT.



Figur 7.7.47: Basis oljeprognose GF HF med usikkerheter



Figur 7.7.48: Basis oljeprognose GF SAT med usikkerheter

7.8 Tabeller

I tabellene under blir det rapportert profiler til og med år 2025. For GF HF kommer ØOU utover dette på til sammen 4,12 MSm^3. Merk at dette kan medføre mindre avvik i forhold til reserveestimatene gitt i kapittel 8. Ambisjonsvolum for GF HF og GF SAT er inkludert i ØOU profiler.

Tabell 7.8.1 Basis Prognose GF HF uten GF SAT og Tordis
Tabell 7.8.2 Basis Prognose GF HF med GF SAT og Tordis
Tabell 7.8.3 Basis Prognose GF SAT

Tabell 7.8.4 Basis Prognose GF HF mot GFA
Tabell 7.8.5 Basis Prognose GF HF og GF SAT mot GFA
Tabell 7.8.6 Basis Prognose GF SAT mot GFA

Tabell 7.8.7 Basis Prognose GF HF mot GFB

Tabell 7.8.8 Basis Prognose GF HF mot GFC
Tabell 7.8.9 Basis Prognose GF HF og GF SAT mot GFC
Tabell 7.8.10 Basis Prognose GF SAT mot GFC

Tabell 7.8.11 Basis Prognose GF HF og GF SAT med Tordis og Gimle mot GFC

Tabell 7.8.12 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF
Tabell 7.8.13 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT
Tabell 7.8.14 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF SAT
Tabell 7.8.15 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFA
Tabell 7.8.16 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT mot GFA
Tabell 7.8.17 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFB
Tabell 7.8.18 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFC
Tabell 7.8.19 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT mot GFC
Tabell 7.8.20 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF SAT mot GFA
Tabell 7.8.21 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF SAT mot GFC
Tabell 7.8.22 Basis Prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT med Tordis mot GFC

Tabell 7.8.23 Basis prognose Gulltopp
Tabell 7.8.24 Basis prognose Alun
Tabell 7.8.25 Basis prognose Skinfaks
Tabell 7.8.26 Basis prognose Tordis
Tabell 7.8.27 Basis prognose Gimle

Tabell 7.8.1: Basis Prognose GF HF

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	28,76	8,64	2,98	31,73	0,09	2,93	102	26,93	1,12
1989	46,89	15,49	5,68	52,58	0,11	4,60	98	52,40	1,32
1990	44,66	14,83	13,09	57,75	0,23	4,54	102	57,70	1,16
1991	58,86	19,91	19,22	78,08	0,25	6,23	106	82,58	1,75
1992	72,51	25,03	25,89	98,40	0,26	7,72	106	113,39	2,19
1993	84,72	28,68	24,06	108,78	0,22	8,98	106	128,75	1,80
1994	90,26	30,74	30,75	121,01	0,25	9,52	105	129,48	2,14
1995	83,18	28,09	44,89	128,07	0,35	9,42	113	139,61	3,31
1996	76,30	25,45	59,33	135,63	0,44	9,18	120	141,90	5,46
1997	74,05	24,12	70,35	144,40	0,49	9,47	128	150,47	5,46
1998	60,82	19,85	76,83	137,64	0,56	8,03	132	148,96	5,53
1999	51,39	17,35	72,36	123,74	0,58	7,37	143	153,61	6,28
2000	41,36	13,29	73,08	114,44	0,64	9,12	221	141,20	7,27
2001	32,22	10,54	77,30	109,52	0,71	6,80	211	144,97	4,31
2002	27,87	9,21	75,75	103,62	0,73	5,39	193	136,16	3,51
2003	29,16	9,51	75,91	105,07	0,72	6,01	206	134,22	3,44
2004	28,51	9,73	85,21	113,72	0,75	6,78	238	125,20	4,89
2005	25,02	8,37	77,62	102,64	0,76	5,33	213	103,54	3,34
2006	19,45	6,42	77,99	97,44	0,80	3,89	200	113,40	2,49
2007	16,45	5,46	69,94	86,39	0,81	3,76	229	103,66	2,55
2008	14,76	4,55	79,57	94,33	0,84	3,60	244	113,85	2,78
2009	13,09	4,10	76,83	89,92	0,85	2,69	206	110,70	2,80
2010	10,57	3,36	67,92	78,50	0,87	2,17	205	116,11	2,02
2011	7,73	2,37	62,58	70,31	0,89	1,52	196	109,83	1,31
2012	5,98	1,89	57,66	63,64	0,91	1,06	177	103,75	1,23
2013	5,03	1,61	52,09	57,12	0,91	0,98	194	101,77	1,17
2014	4,85	1,51	46,05	50,90	0,90	0,93	193	96,21	1,14
2015	4,35	1,37	39,42	43,77	0,90	0,90	207	92,81	1,07
2016	2,86	0,92	31,06	33,91	0,92	0,52	183	84,22	0,60
2017	1,98	0,60	25,63	27,61	0,93	0,33	168	63,83	1,00
2018	1,28	0,40	19,24	20,52	0,94	0,23	180	46,75	0,00
2019	0,90	0,29	16,20	17,10	0,95	0,18	206	43,03	0,00
2020	1,08	0,34	14,95	16,04	0,93	0,23	212	40,68	0,00
2021	0,52	0,17	4,63	5,15	0,90	0,10	198	5,77	0,00
2022	0,32	0,11	4,46	4,79	0,93	0,05	159	3,99	0,00
2023	0,16	0,05	3,56	3,72	0,96	0,03	214	2,84	0,00
2024	0,08	0,01	2,38	2,47	0,97	0,02	258	1,83	
2025									
Totalt		358,37							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	16,97	490,55	73,61	90,57	0,81	4,11	242	109,89	3,12
feb. 07	16,43	438,63	71,05	87,48	0,81	3,83	233	105,70	2,41
mar. 07	16,49	479,85	70,07	86,56	0,81	3,49	212	108,66	2,40
apr. 07	17,50	476,25	72,48	89,98	0,81	3,80	217	95,48	2,73
mai. 07	17,60	484,14	72,17	89,77	0,80	3,43	195	102,69	5,27
jun. 07	17,09	464,14	72,39	89,48	0,81	3,97	232	101,99	3,37
jul. 07	16,43	464,76	65,08	81,51	0,80	4,04	246	109,10	1,10
aug. 07	17,22	486,80	69,51	86,73	0,80	4,07	236	101,50	1,10
sep. 07	14,47	371,15	56,03	70,50	0,79	3,38	233	89,49	3,40
okt. 07	15,48	437,49	66,67	82,15	0,81	3,59	232	91,38	2,90
nov. 07	15,70	427,16	75,19	90,88	0,83	3,74	238	113,85	1,40
des. 07	16,04	435,68	75,01	91,05	0,82	3,71	231	114,23	1,40
jan. 08	15,84	438,65	76,06	91,90	0,83	3,80	240	114,12	1,40
feb. 08	15,44	399,43	77,44	92,88	0,83	3,79	245	99,44	5,81
mar. 08	14,63	404,08	76,43	91,06	0,84	3,53	241	111,25	2,16
apr. 08	14,99	401,49	78,58	93,57	0,84	3,65	244	122,51	1,42
mai. 08	15,37	423,40	78,87	94,24	0,84	3,70	241	119,17	2,37
jun. 08	15,05	145,95	80,70	95,75	0,84	3,75	249	112,19	3,84
jul. 08	15,05	414,77	83,29	98,34	0,85	3,73	248	114,19	3,16
aug. 08	14,19	393,07	80,26	94,44	0,85	3,53	249	97,93	4,47
sep. 08	14,48	388,02	80,85	95,33	0,85	3,64	252	119,33	1,48
okt. 08	14,15	389,10	81,03	95,18	0,85	3,55	251	118,76	1,49
nov. 08	14,36	380,95	80,06	94,42	0,85	3,36	234	120,92	2,49
des. 08	13,59	372,24	81,24	94,84	0,86	3,21	236	116,34	3,26
jan. 09	13,91	381,36	80,63	94,54	0,85	3,20	230	119,14	3,53
feb. 09	13,12	324,90	81,40	94,52	0,86	2,97	226	119,11	3,54
mar. 09	13,43	365,72	82,68	96,11	0,86	2,93	218	110,60	5,97
apr. 09	13,79	365,34	75,92	89,72	0,85	2,80	203	107,67	3,09
mai. 09	13,39	368,05	74,85	88,24	0,85	2,70	201	109,17	1,58
jun. 09	13,82	368,20	75,00	88,83	0,84	2,47	179	100,71	3,00
jul. 09	13,49	372,18	76,33	89,83	0,85	2,62	194	110,75	1,59
aug. 09	12,81	351,61	77,62	90,43	0,86	2,56	200	103,81	3,58
sep. 09	12,82	207,77	78,95	91,77	0,86	2,48	193	109,45	3,08
okt. 09	12,32	336,51	74,13	86,44	0,86	2,48	202	114,52	1,54
nov. 09	12,22	325,81	74,09	86,30	0,86	2,60	213	111,47	1,53
des. 09	11,95	329,51	70,40	82,35	0,85	2,53	212	112,03	1,51

Tabell 7.8.2: Basis Prognose GF HF og GF SAT

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	28,76	8,64	2,98	31,73	0,09	2,93	102	26,93	1,12
1989	46,89	15,49	5,68	52,58	0,11	4,60	98	52,40	1,32
1990	44,66	14,83	13,09	57,75	0,23	4,54	102	57,70	1,16
1991	58,86	19,91	19,22	78,08	0,25	6,23	106	82,58	1,75
1992	72,51	25,03	25,89	98,40	0,26	7,72	106	113,39	2,19
1993	84,72	28,68	24,06	108,78	0,22	8,98	106	128,75	1,80
1994	90,26	30,74	30,75	121,01	0,25	9,52	105	129,48	2,14
1995	83,18	28,09	44,89	128,07	0,35	9,42	113	139,61	3,31
1996	76,30	25,45	59,33	135,63	0,44	9,18	120	141,90	5,46
1997	74,05	24,12	70,35	144,40	0,49	9,47	128	150,47	5,46
1998	61,03	19,92	76,83	137,86	0,56	8,14	133	148,96	6,21
1999	58,26	19,48	72,58	130,84	0,55	9,30	160	153,61	7,30
2000	51,25	16,27	73,66	124,91	0,59	14,45	282	141,20	10,39
2001	44,48	14,37	78,56	123,04	0,64	17,18	386	144,97	12,28
2002	39,98	12,94	76,77	116,76	0,66	20,73	519	136,16	11,93
2003	40,93	12,88	76,85	117,77	0,65	23,45	573	134,22	11,15
2004	41,22	13,89	86,13	127,35	0,68	29,07	705	125,20	15,01
2005	36,93	12,23	79,22	116,15	0,68	29,15	789	103,54	14,49
2006	28,18	9,35	80,09	108,28	0,74	26,40	937	113,40	13,33
2007	26,30	8,64	73,26	99,56	0,74	28,55	1085	103,66	14,44
2008	24,65	7,60	82,30	106,94	0,77	28,26	1147	113,85	15,23
2009	24,36	7,67	81,72	106,08	0,77	28,68	1177	110,70	16,35
2010	20,26	6,49	75,71	95,97	0,79	29,07	1435	116,11	15,28
2011	15,60	4,81	71,28	86,88	0,82	28,10	1801	109,83	13,45
2012	12,66	4,00	66,40	79,06	0,84	23,03	1819	103,75	10,52
2013	9,72	3,12	60,68	70,40	0,86	18,01	1852	101,77	8,60
2014	7,07	2,20	52,82	59,89	0,88	8,69	1229	96,21	1,64
2015	5,93	1,87	46,03	51,96	0,89	4,95	835	92,81	1,50
2016	4,00	1,29	37,49	41,49	0,90	5,03	1257	84,22	0,85
2017	2,54	0,78	30,73	33,27	0,92	1,45	572	63,83	1,20
2018	1,67	0,52	24,19	25,86	0,94	0,81	485	46,75	0,35
2019	1,17	0,38	20,79	21,96	0,95	0,47	405	43,03	0,25
2020	1,29	0,40	18,46	19,75	0,93	0,51	399	40,68	0,25
2021	0,52	0,17	4,63	5,15	0,90	0,12	224	5,77	0,00
2022	0,32	0,11	4,46	4,79	0,93	0,05	159	3,99	0,00
2023	0,16	0,05	3,56	3,72	0,96	0,03	214	2,84	0,00
2024	0,08	0,01	2,38	2,47	0,97	0,02	258	1,83	
2025		0,00							
Totalt		406,45							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	27,20	746,66	76,26	103,46	0,74	27,04	994	109,89	13,96
feb. 07	25,62	685,97	74,29	99,91	0,74	27,73	1083	105,70	15,15
mar. 07	25,92	755,45	73,83	99,75	0,74	28,24	1089	108,66	14,60
apr. 07	26,12	725,44	76,13	102,25	0,74	29,29	1122	95,48	14,41
mai. 07	28,22	736,85	75,93	104,15	0,73	31,05	1100	102,69	16,94
jun. 07	28,73	741,82	75,89	104,62	0,73	29,73	1035	101,99	15,52
jul. 07	26,96	778,58	68,15	95,10	0,72	29,27	1086	109,10	13,72
aug. 07	27,82	788,80	73,22	101,05	0,72	30,20	1085	101,50	13,86
sep. 07	24,71	636,50	59,53	84,24	0,71	26,94	1090	89,49	15,52
okt. 07	25,35	712,89	69,73	95,08	0,73	27,66	1091	91,38	14,40
nov. 07	24,10	653,90	78,18	102,28	0,76	27,62	1146	113,85	12,66
des. 07	24,88	682,14	77,99	102,87	0,76	27,79	1117	114,23	12,51
jan. 08	24,28	674,10	78,42	102,70	0,76	27,32	1125	114,12	13,52
feb. 08	23,79	616,82	79,83	103,62	0,77	27,20	1143	99,44	17,83
mar. 08	22,83	632,87	78,84	101,67	0,78	27,07	1186	111,25	14,19
apr. 08	23,06	619,07	81,01	104,07	0,78	27,69	1201	122,51	13,46
mai. 08	25,41	703,41	81,30	106,71	0,76	28,59	1125	119,17	14,38
jun. 08	25,99	230,81	83,18	109,17	0,76	28,58	1099	112,19	16,33
jul. 08	26,23	726,68	86,43	112,65	0,77	29,00	1106	114,19	15,68
aug. 08	25,12	698,00	83,51	108,63	0,77	28,79	1146	97,93	17,34
sep. 08	25,17	676,19	84,24	109,41	0,77	28,75	1142	119,33	14,35
okt. 08	24,96	690,66	83,66	108,62	0,77	28,91	1158	118,76	14,27
nov. 08	24,94	666,28	82,87	107,81	0,77	28,62	1148	120,92	15,30
des. 08	24,02	663,13	84,25	108,27	0,78	28,60	1191	116,34	16,14
jan. 09	25,96	717,57	83,63	109,59	0,76	29,26	1127	119,14	17,11
feb. 09	25,01	623,51	84,78	109,79	0,77	28,83	1153	119,11	17,15
mar. 09	25,06	690,29	86,43	111,50	0,78	28,79	1149	110,60	19,58
apr. 09	25,24	674,09	79,92	105,16	0,76	28,68	1136	107,67	16,75
mai. 09	24,72	684,36	79,29	104,01	0,76	28,69	1160	109,17	15,29
jun. 09	25,06	671,32	79,94	105,01	0,76	28,44	1135	100,71	16,76
jul. 09	24,67	684,21	81,92	106,59	0,77	28,69	1163	110,75	15,41
aug. 09	23,93	661,72	83,89	107,82	0,78	28,63	1197	103,81	17,42
sep. 09	23,72	377,40	84,61	108,33	0,78	28,07	1183	109,45	16,96
okt. 09	23,19	639,99	80,25	103,44	0,78	28,19	1215	114,52	15,47
nov. 09	23,08	618,85	80,59	103,67	0,78	28,54	1237	111,47	14,11
des. 09	22,71	629,75	75,34	98,05	0,77	29,39	1294	112,03	14,15

Tabell 7.8.3: Basis Prognose GF SAT

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990		0,00							
1991		0,00							
1992		0,00							
1993		0,00							
1994		0,00							
1995		0,00							
1996		0,00							
1997		0,00							
1998	0,85	0,07	0,00	0,85	0,00	0,44	513	0,00	4,10
1999	6,88	2,13	0,22	7,10	0,03	1,93	281	0,00	1,75
2000	9,89	2,98	0,58	10,47	0,06	5,33	539	0,00	3,12
2001	12,25	3,83	1,26	13,51	0,09	10,37	847	0,00	7,97
2002	12,12	3,73	1,02	13,14	0,08	15,35	1267	0,00	8,42
2003	11,76	3,37	0,94	12,70	0,07	17,44	1482	0,00	7,72
2004	12,71	4,16	0,92	13,62	0,07	22,29	1755	0,00	10,12
2005	11,91	3,86	1,60	13,51	0,12	23,82	2000	0,00	11,15
2006	8,73	2,93	2,10	10,84	0,19	22,51	2578	0,00	10,84
2007	9,85	3,19	3,32	13,17	0,25	24,78	2516	0,00	12,23
2008	9,89	3,05	2,73	12,61	0,22	24,66	2494	0,00	12,99
2009	11,28	3,58	4,88	16,16	0,30	25,99	2305	0,00	13,70
2010	9,69	3,13	7,79	17,47	0,45	26,90	2776	0,00	13,65
2011	7,87	2,44	8,69	16,57	0,52	26,58	3376	0,00	12,64
2012	6,68	2,11	8,74	15,42	0,57	21,97	3288	0,00	9,73
2013	4,69	1,51	8,59	13,28	0,65	17,03	3628	0,00	7,75
2014	2,22	0,69	6,77	8,99	0,75	7,75	3486	0,00	0,50
2015	1,57	0,50	6,62	8,19	0,81	4,05	2573	0,00	0,44
2016	1,15	0,37	6,44	7,58	0,85	4,51	3932	0,00	0,45
2017	0,56	0,18	5,10	5,66	0,90	1,12	1991	0,00	0,45
2018	0,39	0,12	4,95	5,34	0,93	0,58	1495	0,00	0,35
2019	0,27	0,09	4,59	4,86	0,94	0,29	1059	0,00	0,25
2020	0,21	0,06	3,51	3,72	0,94	0,28	1385	0,00	0,25
2021		0,00							
2022		0,00							
2023		0,00							
2024		0,00							
2025		0,00							
Totalt		48,08							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,24	256,11	2,65	12,89	0,21	22,93	2241	0,00	10,84
feb. 07	9,19	247,34	3,24	12,43	0,26	23,91	2601	0,00	12,74
mar. 07	9,43	275,60	3,76	13,20	0,29	24,74	2623	0,00	12,20
apr. 07	8,62	249,20	3,65	12,27	0,30	25,50	2957	0,00	11,68
mai. 07	10,62	252,71	3,76	14,37	0,26	27,62	2602	0,00	11,67
jun. 07	11,64	277,68	3,50	15,14	0,23	25,76	2213	0,00	12,14
jul. 07	10,53	313,81	3,06	13,59	0,23	25,22	2396	0,00	12,62
aug. 07	10,60	302,00	3,72	14,32	0,26	26,13	2465	0,00	12,76
sep. 07	10,24	265,35	3,50	13,74	0,25	23,56	2301	0,00	12,12
okt. 07	9,87	275,40	3,06	12,93	0,24	24,08	2439	0,00	11,50
nov. 07	8,41	226,73	2,99	11,40	0,26	23,87	2840	0,00	11,26
des. 07	8,83	246,45	2,98	11,81	0,25	24,08	2726	0,00	11,11
jan. 08	8,44	235,45	2,36	10,80	0,22	23,53	2788	0,00	12,12
feb. 08	8,35	217,40	2,39	10,73	0,22	23,41	2804	0,00	12,01
mar. 08	8,20	228,79	2,41	10,61	0,23	23,54	2871	0,00	12,04
apr. 08	8,07	217,59	2,42	10,49	0,23	24,04	2980	0,00	12,04
mai. 08	10,04	280,01	2,43	12,46	0,19	24,89	2480	0,00	12,01
jun. 08	10,95	84,86	2,48	13,43	0,18	24,83	2269	0,00	12,49
jul. 08	11,18	311,91	3,14	14,32	0,22	25,27	2261	0,00	12,52
aug. 08	10,93	304,93	3,25	14,18	0,23	25,26	2311	0,00	12,88
sep. 08	10,69	288,17	3,39	14,07	0,24	25,11	2350	0,00	12,87
okt. 08	10,81	301,56	2,63	13,44	0,20	25,36	2346	0,00	12,77
nov. 08	10,58	285,33	2,81	13,39	0,21	25,26	2387	0,00	12,81
des. 08	10,43	290,89	3,01	13,43	0,22	25,40	2436	0,00	12,88
jan. 09	12,05	336,22	3,00	15,05	0,20	26,06	2162	0,00	13,57
feb. 09	11,89	298,61	3,38	15,27	0,22	25,86	2175	0,00	13,61
mar. 09	11,63	324,57	3,75	15,39	0,24	25,86	2223	0,00	13,62
apr. 09	11,45	308,75	4,00	15,45	0,26	25,88	2261	0,00	13,66
mai. 09	11,34	316,31	4,44	15,77	0,28	25,99	2293	0,00	13,71
jun. 09	11,24	303,12	4,94	16,18	0,31	25,97	2311	0,00	13,76
jul. 09	11,18	312,03	5,58	16,77	0,33	26,06	2330	0,00	13,82
aug. 09	11,12	310,11	6,27	17,39	0,36	26,07	2346	0,00	13,85
sep. 09	10,90	169,63	5,65	16,56	0,34	25,59	2347	0,00	13,88
okt. 09	10,88	303,48	6,12	17,00	0,36	25,71	2363	0,00	13,93
nov. 09	10,87	293,05	6,51	17,37	0,37	25,94	2388	0,00	12,58
des. 09	10,76	300,25	4,94	15,70	0,31	26,86	2496	0,00	12,64

Tabell 7.8.4: Basis Prognose GF HF mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	21,74	6,49	2,98	24,71	0,12	2,30	106	23,78	1,12
1989	26,55	8,65	5,22	31,77	0,16	2,74	103	37,26	1,32
1990	22,96	7,53	10,02	32,99	0,30	2,38	103	32,81	1,16
1991	27,84	9,40	14,58	42,42	0,34	2,84	102	35,40	1,75
1992	31,16	10,71	14,08	45,24	0,31	3,39	109	36,35	2,19
1993	31,36	10,69	11,69	43,04	0,27	3,42	109	39,05	1,80
1994	31,07	10,41	10,43	41,50	0,25	3,25	104	32,23	2,14
1995	28,01	9,46	15,03	43,04	0,35	3,58	128	32,92	3,15
1996	25,09	8,18	18,62	43,71	0,43	3,75	150	35,39	2,32
1997	27,43	8,69	21,96	49,38	0,44	3,74	136	36,74	2,56
1998	22,04	7,32	25,06	47,10	0,53	3,37	153	29,15	3,28
1999	17,46	5,85	24,71	42,17	0,59	3,23	185	34,03	4,44
2000	13,24	4,17	23,15	36,39	0,64	5,20	393	28,93	5,30
2001	10,13	3,20	23,35	33,48	0,70	3,94	389	31,08	3,81
2002	9,45	2,98	23,96	33,41	0,72	2,71	287	34,98	3,00
2003	9,55	2,95	25,54	35,09	0,73	3,56	373	38,97	2,93
2004	8,96	3,06	26,99	35,95	0,75	3,69	412	31,17	3,85
2005	6,95	2,24	22,56	29,51	0,76	2,59	372	27,59	2,63
2006	5,02	1,69	19,34	24,37	0,79	1,47	292	26,28	2,32
2007	5,50	1,78	17,48	22,99	0,76	1,72	313	26,44	1,91
2008	5,05	1,50	21,33	26,38	0,81	1,73	343	29,69	2,32
2009	4,12	1,30	19,42	23,54	0,83	1,19	289	28,66	2,18
2010	2,91	0,92	18,13	21,04	0,86	0,87	299	30,01	1,83
2011	2,28	0,68	19,13	21,41	0,89	0,63	278	31,52	1,31
2012	1,60	0,51	19,66	21,27	0,92	0,51	317	31,47	1,23
2013	1,59	0,51	18,08	19,67	0,92	0,52	329	34,27	1,17
2014	1,79	0,55	15,04	16,83	0,89	0,51	283	34,22	1,14
2015	1,65	0,53	12,12	13,76	0,88	0,53	321	34,55	1,07
2016	1,03	0,33	9,40	10,42	0,90	0,30	293	34,80	0,60
2017	0,68	0,21	7,26	7,94	0,91	0,17	251	22,64	1,00
2018	0,34	0,11	3,52	3,86	0,91	0,12	341	8,51	0,00
2019	0,17	0,05	1,86	2,02	0,92	0,09	522	6,50	
2020	0,11	0,03	1,54	1,65	0,93	0,10	895	6,50	
2021	0,07	0,02	1,13	1,20	0,94	0,05	686		
2022	0,05	0,02	0,95	1,00	0,95	0,01	282		
2023	0,05	0,02	0,95	1,00	0,95	0,01	293		
2024	0,05	0,00	0,95	1,00	0,95	0,01	299		
2025									
Totalt		136,78							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	4,47	133,43	15,77	20,24	0,78	1,65	370	24,91	1,62
feb. 07	4,16	108,66	15,47	19,63	0,79	1,36	326	24,58	2,41
mar. 07	4,21	123,57	14,69	18,89	0,78	1,26	300	21,34	2,40
apr. 07	4,96	129,02	17,65	22,61	0,78	1,48	299	21,47	2,73
mai. 07	6,12	152,18	19,46	25,58	0,76	1,62	265	30,53	3,22
jun. 07	6,14	148,68	19,52	25,66	0,76	2,05	333	26,42	1,22
jul. 07	5,57	153,60	13,98	19,55	0,72	1,84	331	30,15	1,10
aug. 07	6,48	179,95	17,50	23,98	0,73	1,97	304	29,29	1,10
sep. 07	6,11	163,92	18,19	24,30	0,75	1,91	312	29,93	1,40
okt. 07	6,14	170,00	18,85	24,99	0,75	1,88	307	19,32	2,90
nov. 07	5,92	158,57	19,31	25,23	0,77	1,83	310	29,71	1,40
des. 07	5,76	159,32	19,43	25,19	0,77	1,78	309	29,60	1,40
jan. 08	5,83	158,16	19,60	25,42	0,77	1,95	334	29,49	1,40
feb. 08	5,54	140,71	20,14	25,67	0,78	2,02	365	20,38	3,81
mar. 08	5,23	141,80	20,66	25,89	0,80	1,71	327	24,78	2,16
apr. 08	5,39	141,09	21,55	26,94	0,80	1,70	316	34,20	1,42
mai. 08	5,11	137,89	22,19	27,30	0,81	1,68	329	34,19	2,37
jun. 08	4,83	21,43	22,65	27,48	0,82	1,76	364	34,19	2,39
jul. 08	5,06	135,83	23,79	28,84	0,82	1,69	333	27,69	3,16
aug. 08	4,66	125,65	22,04	26,70	0,83	1,59	342	27,18	2,47
sep. 08	4,82	126,21	22,11	26,92	0,82	1,77	367	32,18	1,48
okt. 08	4,98	131,49	22,15	27,13	0,82	1,77	356	32,18	1,49
nov. 08	4,70	123,38	19,44	24,14	0,81	1,61	342	32,17	2,49
des. 08	4,47	120,53	19,67	24,14	0,81	1,55	347	27,67	3,26
jan. 09	4,26	114,87	19,93	24,19	0,82	1,54	361	32,16	1,53
feb. 09	4,01	97,78	19,69	23,70	0,83	1,42	353	32,16	1,54
mar. 09	4,30	115,83	19,99	24,29	0,82	1,40	326	25,66	3,97
apr. 09	4,23	110,79	19,75	23,98	0,82	1,31	309	29,00	3,09
mai. 09	3,95	107,13	19,20	23,15	0,83	1,23	312	29,15	1,58
jun. 09	4,50	119,41	18,25	22,75	0,80	1,02	226	29,14	1,60
jul. 09	4,31	118,11	19,10	23,41	0,82	1,07	249	29,14	1,59
aug. 09	4,08	110,16	19,54	23,62	0,83	1,10	269	24,14	3,58
sep. 09	4,24	89,13	20,13	24,36	0,83	1,06	250	25,98	3,08
okt. 09	3,94	106,30	19,56	23,51	0,83	1,04	264	29,13	1,54
nov. 09	3,90	103,56	18,79	22,69	0,83	1,05	269	29,12	1,53
des. 09	3,72	102,19	19,11	22,83	0,84	1,04	280	29,12	1,51

Tabell 7.8.5: Basis Prognose GF HF og GF SAT mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	21,74	6,49	2,98	24,71	0,12	2,30	106	23,78	1,12
1989	26,55	8,65	5,22	31,77	0,16	2,74	103	37,26	1,32
1990	22,96	7,53	10,02	32,99	0,30	2,38	103	32,81	1,16
1991	27,84	9,40	14,58	42,42	0,34	2,84	102	35,40	1,75
1992	31,16	10,71	14,08	45,24	0,31	3,39	109	36,35	2,19
1993	31,36	10,69	11,69	43,04	0,27	3,42	109	39,05	1,80
1994	31,07	10,41	10,43	41,50	0,25	3,25	104	32,23	2,14
1995	28,01	9,46	15,03	43,04	0,35	3,58	128	32,92	3,15
1996	25,09	8,18	18,62	43,71	0,43	3,75	150	35,39	2,32
1997	27,43	8,69	21,96	49,38	0,44	3,74	136	36,74	2,56
1998	22,25	7,39	25,06	47,31	0,53	3,48	156	29,15	3,96
1999	24,34	7,98	24,93	49,26	0,51	5,16	212	34,03	5,46
2000	23,12	7,15	23,73	46,86	0,51	10,53	455	28,93	8,42
2001	21,70	6,83	24,61	46,31	0,53	11,89	548	31,08	11,78
2002	19,51	6,09	24,97	44,47	0,56	11,30	579	34,98	11,42
2003	19,19	5,71	26,40	45,59	0,58	12,88	671	38,97	10,40
2004	19,41	6,58	27,82	47,23	0,59	16,16	833	31,17	13,97
2005	16,79	5,38	24,11	40,90	0,59	16,35	974	27,59	13,78
2006	12,02	4,10	21,40	33,41	0,64	14,89	1239	26,28	13,17
2007	11,21	3,73	20,13	31,34	0,64	14,68	1309	26,44	13,79
2008	10,86	3,23	23,32	34,18	0,68	14,24	1311	29,69	14,78
2009	11,57	3,70	20,83	32,40	0,64	13,41	1159	28,66	15,73
2010	9,59	3,08	22,31	31,90	0,70	15,32	1598	30,01	15,08
2011	7,58	2,29	23,89	31,48	0,76	14,89	1963	31,52	13,45
2012	5,57	1,80	24,40	29,97	0,81	11,58	2077	31,47	10,52
2013	4,57	1,47	22,70	27,26	0,83	9,73	2130	34,27	8,60
2014	3,34	1,02	17,87	21,21	0,84	4,74	1420	34,22	1,64
2015	2,82	0,91	15,00	17,82	0,84	3,72	1315	34,55	1,50
2016	1,74	0,56	12,19	13,93	0,88	3,03	1743	34,80	0,85
2017	0,97	0,30	9,88	10,86	0,91	0,20	210	22,64	1,20
2018	0,56	0,18	6,29	6,85	0,92	0,14	253	8,51	0,35
2019	0,33	0,11	4,77	5,10	0,94	0,11	325	6,50	0,25
2020	0,23	0,07	3,45	3,67	0,94	0,11	486	6,50	0,25
2021	0,07	0,02	1,13	1,20	0,94	0,05	686		
2022	0,05	0,02	0,95	1,00	0,95	0,01	282		
2023	0,05	0,02	0,95	1,00	0,95	0,01	293		
2024	0,05	0,00	0,95	1,00	0,95	0,01	299		
2025									
Totalt		173,96							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,88	323,89	18,36	29,24	0,63	14,46	1328	24,91	12,46
feb. 07	10,40	274,25	18,07	28,47	0,63	14,09	1354	24,58	15,15
mar. 07	10,95	317,83	17,47	28,41	0,61	14,84	1355	21,34	14,60
apr. 07	10,96	300,96	20,23	31,19	0,65	14,84	1354	21,47	14,41
mai. 07	12,10	324,60	22,07	34,17	0,65	15,27	1262	30,53	14,88
jun. 07	11,92	309,04	22,09	34,01	0,65	15,25	1280	26,42	13,36
jul. 07	11,17	324,42	16,33	27,50	0,59	15,41	1380	30,15	13,72
aug. 07	11,56	331,56	20,16	31,72	0,64	14,86	1286	29,29	13,86
sep. 07	11,32	304,64	20,88	32,19	0,65	14,22	1257	29,93	13,52
okt. 07	12,16	337,96	21,67	33,83	0,64	14,43	1187	19,32	14,40
nov. 07	10,55	283,56	22,04	32,60	0,68	14,16	1342	29,71	12,66
des. 07	10,55	292,87	22,16	32,71	0,68	14,33	1358	29,60	12,51
jan. 08	10,48	287,93	21,74	32,22	0,67	14,66	1399	29,49	13,52
feb. 08	10,08	259,11	22,29	32,38	0,69	14,61	1448	20,38	15,83
mar. 08	9,68	266,01	22,85	32,54	0,70	14,43	1490	24,78	14,19
apr. 08	9,75	258,91	23,76	33,52	0,71	14,37	1473	34,20	13,46
mai. 08	11,14	306,37	24,37	35,51	0,69	14,76	1324	34,19	14,38
jun. 08	11,81	21,43	24,86	36,67	0,68	14,76	1250	34,19	14,88
jul. 08	11,57	317,50	25,98	37,55	0,69	13,90	1201	27,69	15,68
aug. 08	11,10	305,58	24,28	35,38	0,69	13,81	1244	27,18	15,34
sep. 08	11,16	297,31	24,38	35,54	0,69	13,82	1238	32,18	14,35
okt. 08	11,57	315,29	23,52	35,09	0,67	14,10	1219	32,18	14,27
nov. 08	11,14	296,97	20,79	31,93	0,65	13,84	1242	32,17	15,30
des. 08	10,81	297,35	21,02	31,83	0,66	13,78	1275	27,67	16,14
jan. 09	12,11	333,90	21,33	33,44	0,64	13,88	1147	32,16	15,11
feb. 09	11,79	293,12	21,08	32,87	0,64	13,55	1149	32,16	15,15
mar. 09	11,91	328,32	21,39	33,30	0,64	13,49	1132	25,66	17,58
apr. 09	11,75	313,57	21,07	32,82	0,64	13,37	1138	29,00	16,75
mai. 09	11,41	315,06	20,53	31,93	0,64	13,36	1171	29,15	15,29
jun. 09	11,89	318,75	19,57	31,47	0,62	13,06	1098	29,14	15,36
jul. 09	11,66	323,21	20,43	32,09	0,64	13,16	1129	29,14	15,41
aug. 09	11,36	313,41	20,91	32,27	0,65	13,17	1159	24,14	17,42
sep. 09	11,54	245,37	21,51	33,05	0,65	13,07	1133	25,98	16,96
okt. 09	11,21	308,97	20,99	32,20	0,65	13,13	1171	29,13	15,47
nov. 09	11,13	298,68	20,31	31,44	0,65	13,31	1196	29,12	14,11
des. 09	11,11	308,27	20,84	31,95	0,65	14,38	1294	29,12	14,15

Tabell 7.8.6: Basis prognose GF SAT mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990		0,00							
1991		0,00							
1992		0,00							
1993		0,00							
1994		0,00							
1995		0,00							
1996		0,00							
1997		0,00							
1998	0,85	0,07	0,00	0,85	0,00	0,44	513	0,00	4,10
1999	6,88	2,13	0,22	7,10	0,03	1,93	281	0,00	1,75
2000	9,89	2,98	0,58	10,47	0,06	5,33	539	0,00	3,12
2001	11,57	3,64	1,25	12,82	0,10	7,96	688	0,00	7,97
2002	10,06	3,11	1,00	11,07	0,09	8,59	854	0,00	8,42
2003	9,64	2,76	0,86	10,50	0,08	9,31	966	0,00	7,72
2004	10,46	3,52	0,83	11,29	0,07	12,47	1193	0,00	10,12
2005	9,85	3,14	1,55	11,39	0,14	13,76	1398	0,00	11,15
2006	6,99	2,41	2,05	9,04	0,23	13,42	1920	0,00	10,84
2007	5,71	1,94	2,64	8,35	0,32	12,96	2271	0,00	11,89
2008	5,81	1,73	1,99	7,80	0,25	12,50	2152	0,00	12,45
2009	7,45	2,41	1,41	8,86	0,16	12,22	1640	0,00	13,55
2010	6,68	2,16	4,18	10,86	0,38	14,45	2164	0,00	13,25
2011	5,30	1,61	4,76	10,07	0,47	14,25	2689	0,00	12,14
2012	3,97	1,28	4,74	8,71	0,54	11,07	2788	0,00	9,28
2013	2,98	0,96	4,62	7,60	0,61	9,21	3090	0,00	7,42
2014	1,55	0,47	2,83	4,38	0,65	4,24	2735	0,00	0,50
2015	1,18	0,38	2,88	4,06	0,71	3,19	2702	0,00	0,44
2016	0,71	0,23	2,80	3,51	0,80	2,73	3847	0,00	0,45
2017	0,30	0,09	2,62	2,92	0,90	0,03	117	0,00	0,45
2018	0,22	0,07	2,77	2,99	0,93	0,03	117	0,00	0,35
2019	0,16	0,05	2,91	3,08	0,95	0,02	117	0,00	0,25
2020	0,12	0,04	1,91	2,02	0,94	0,01	109	0,00	0,25
2021		0,00							
2022		0,00							
2023		0,00							
2024		0,00							
2025		0,00							
Totalt		37,17							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	6,41	190,47	2,59	9,00	0,29	12,80	1997	0,00	10,84
feb. 07	6,24	165,59	2,59	8,83	0,29	12,73	2040	0,00	12,74
mar. 07	6,74	194,26	2,78	9,52	0,29	13,57	2014	0,00	12,20
apr. 07	6,00	171,94	2,58	8,58	0,30	13,35	2226	0,00	11,68
mai. 07	5,98	172,41	2,61	8,59	0,30	13,65	2281	0,00	11,67
jun. 07	5,78	160,36	2,57	8,35	0,31	13,20	2284	0,00	12,14
jul. 07	5,60	170,82	2,35	7,95	0,30	13,56	2424	0,00	12,62
aug. 07	5,08	151,61	2,66	7,74	0,34	12,89	2539	0,00	12,76
sep. 07	5,20	140,71	2,69	7,89	0,34	12,31	2367	0,00	12,12
okt. 07	6,02	167,96	2,82	8,84	0,32	12,55	2084	0,00	11,50
nov. 07	4,63	124,98	2,74	7,37	0,37	12,33	2661	0,00	11,26
des. 07	4,79	133,55	2,73	7,52	0,36	12,55	2621	0,00	11,11
jan. 08	4,65	129,77	2,14	6,79	0,32	12,72	2734	0,00	12,12
feb. 08	4,55	118,40	2,16	6,70	0,32	12,59	2768	0,00	12,01
mar. 08	4,45	124,22	2,19	6,64	0,33	12,72	2857	0,00	12,04
apr. 08	4,37	117,82	2,21	6,58	0,34	12,66	2898	0,00	12,04
mai. 08	6,04	168,48	2,17	8,21	0,26	13,08	2165	0,00	12,01
jun. 08	6,98	0,00	2,21	9,19	0,24	13,00	1863	0,00	12,49
jul. 08	6,51	181,67	2,19	8,70	0,25	12,21	1876	0,00	12,52
aug. 08	6,45	179,93	2,23	8,68	0,26	12,22	1894	0,00	12,88
sep. 08	6,34	171,10	2,28	8,62	0,26	12,05	1900	0,00	12,87
okt. 08	6,59	183,81	1,37	7,96	0,17	12,33	1871	0,00	12,77
nov. 08	6,44	173,58	1,36	7,79	0,17	12,23	1901	0,00	12,81
des. 08	6,34	176,83	1,35	7,69	0,18	12,23	1930	0,00	12,88
jan. 09	7,85	219,03	1,41	9,26	0,15	12,35	1573	0,00	13,57
feb. 09	7,78	195,35	1,39	9,17	0,15	12,13	1559	0,00	13,61
mar. 09	7,62	212,48	1,40	9,02	0,16	12,09	1587	0,00	13,62
apr. 09	7,52	202,78	1,32	8,84	0,15	12,06	1604	0,00	13,66
mai. 09	7,45	207,93	1,33	8,78	0,15	12,13	1627	0,00	13,71
jun. 09	7,39	199,33	1,33	8,72	0,15	12,04	1630	0,00	13,76
jul. 09	7,35	205,10	1,33	8,68	0,15	12,09	1645	0,00	13,82
aug. 09	7,28	203,25	1,37	8,65	0,16	12,08	1658	0,00	13,85
sep. 09	7,30	156,24	1,38	8,69	0,16	12,01	1644	0,00	13,88
okt. 09	7,26	202,67	1,43	8,69	0,16	12,08	1663	0,00	13,93
nov. 09	7,23	195,12	1,52	8,75	0,17	12,26	1695	0,00	12,58
des. 09	7,39	206,08	1,73	9,11	0,19	13,34	1806	0,00	12,64

Tabell 7.8.7: Basis prognose GF HF mot GFB

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988	7,66	2,15	0,00	7,66	0,00	0,69	90	6,29	0,00
1989	20,34	6,84	0,47	20,81	0,02	1,86	92	15,13	0,00
1990	17,71	5,97	3,06	20,78	0,15	1,62	91	24,89	0,00
1991	17,23	5,82	4,62	21,84	0,21	1,58	92	37,85	0,00
1992	21,43	7,25	10,58	32,01	0,33	1,84	86	52,25	0,00
1993	26,52	8,83	8,42	34,94	0,24	2,23	84	50,07	0,00
1994	28,58	9,79	12,61	41,19	0,31	2,55	89	48,79	0,00
1995	24,35	8,18	17,64	41,98	0,42	2,28	94	52,07	0,00
1996	20,10	6,64	24,72	44,82	0,55	1,99	99	53,85	0,00
1997	16,67	5,22	27,79	44,46	0,63	1,78	107	58,79	0,00
1998	15,84	5,03	28,41	44,25	0,64	1,74	110	60,29	0,00
1999	14,93	5,02	29,09	44,02	0,66	1,55	104	62,68	0,00
2000	12,40	4,16	30,09	42,49	0,71	1,50	121	59,13	0,00
2001	9,44	3,20	32,39	41,83	0,77	1,16	123	60,97	0,00
2002	7,73	2,53	36,36	44,09	0,82	1,23	159	54,97	0,00
2003	9,33	3,21	34,37	43,70	0,79	1,12	120	50,41	0,00
2004	9,38	3,16	37,56	46,94	0,80	1,52	162	50,83	0,00
2005	8,32	2,73	38,67	46,99	0,82	1,41	170	49,18	0,00
2006	7,12	2,42	43,40	50,52	0,86	1,39	196	54,93	0,00
2007	5,41	1,83	41,29	46,70	0,88	1,30	241	51,50	0,00
2008	5,20	1,58	46,49	51,70	0,90	1,31	252	55,62	0,00
2009	4,82	1,51	43,58	48,40	0,90	0,98	203	57,18	0,00
2010	3,98	1,24	33,09	37,08	0,89	0,79	199	61,67	0,00
2011	2,78	0,83	25,42	28,19	0,90	0,50	179	54,52	0,00
2012	2,35	0,75	22,15	24,50	0,90	0,26	111	50,63	0,00
2013	1,78	0,56	22,60	24,38	0,93	0,20	112	48,67	0,00
2014	1,26	0,38	21,84	23,10	0,95	0,15	122	45,50	0,00
2015	1,36	0,43	19,75	21,11	0,94	0,16	121	43,60	0,00
2016	0,88	0,27	15,04	15,92	0,94	0,11	122	35,38	0,00
2017	0,61	0,18	12,57	13,18	0,95	0,07	122	28,73	0,00
2018	0,41	0,13	10,40	10,81	0,96	0,04	109	26,79	0,00
2019	0,28	0,09	9,58	9,85	0,97	0,03	112	25,51	0,00
2020	0,46	0,14	9,08	9,54	0,95	0,05	99	24,46	0,00
2021	0,26	0,09	0,58	0,84	0,69	0,02	90	2,77	0,00
2022	0,12	0,04	0,91	1,03	0,88	0,01	90	1,61	0,00
2023	0,06	0,01	1,10	1,16	0,95	0,01	90	1,11	0,00
2024		0,00							
2025		0,00							
Totalt		108,18							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	5,91	170,34	43,98	49,89	0,88	1,54	260	53,21	0,00
feb. 07	5,84	153,67	42,98	48,82	0,88	1,60	274	51,89	0,00
mar. 07	5,70	163,54	42,92	48,62	0,88	1,36	238	57,72	0,00
apr. 07	5,49	153,47	42,26	47,75	0,89	1,34	244	56,54	0,00
mai. 07	5,08	146,03	40,37	45,45	0,89	0,98	194	44,94	0,00
jun. 07	5,48	158,33	41,16	46,64	0,88	1,19	217	41,78	0,00
jul. 07	5,83	166,09	42,29	48,12	0,88	1,54	264	50,52	0,00
aug. 07	5,79	164,44	42,22	48,01	0,88	1,45	251	51,76	0,00
sep. 07	4,02	110,39	28,18	32,20	0,88	0,89	222	47,60	0,00
okt. 07	4,99	141,93	37,84	42,82	0,88	1,13	226	51,59	0,00
nov. 07	5,35	147,19	45,42	50,76	0,89	1,33	249	54,82	0,00
des. 07	5,48	156,06	45,88	51,36	0,89	1,31	239	55,59	0,00
jan. 08	5,25	146,18	46,48	51,73	0,90	1,24	236	55,63	0,00
feb. 08	5,25	136,88	47,17	52,42	0,90	1,18	224	55,94	0,00
mar. 08	4,52	125,69	45,47	49,99	0,91	1,21	267	57,56	0,00
apr. 08	4,73	127,31	45,68	50,41	0,91	1,35	285	57,61	0,00
mai. 08	5,50	153,56	45,14	50,64	0,89	1,43	261	54,74	0,00
jun. 08	5,50	24,76	46,40	51,90	0,89	1,42	257	54,75	0,00
jul. 08	5,48	151,70	47,69	53,17	0,90	1,50	273	54,76	0,00
aug. 08	5,01	139,94	45,97	50,98	0,90	1,37	273	55,12	0,00
sep. 08	5,38	144,95	46,19	51,57	0,90	1,34	249	55,36	0,00
okt. 08	5,09	142,44	46,05	51,14	0,90	1,26	248	54,96	0,00
nov. 08	5,52	144,76	47,52	53,04	0,90	1,25	226	55,55	0,00
des. 08	5,21	141,54	48,15	53,37	0,90	1,17	225	55,47	0,00
jan. 09	5,42	147,55	48,84	54,27	0,90	1,14	211	57,48	0,00
feb. 09	5,14	125,97	49,56	54,70	0,91	1,07	208	57,42	0,00
mar. 09	4,89	130,24	50,10	55,00	0,91	1,02	208	55,36	0,00
apr. 09	5,02	130,65	43,35	48,37	0,90	0,95	190	55,13	0,00
mai. 09	5,14	139,78	42,58	47,72	0,89	0,95	185	56,65	0,00
jun. 09	4,92	129,45	42,99	47,92	0,90	0,92	187	56,62	0,00
jul. 09	4,72	128,01	43,39	48,10	0,90	1,01	215	58,08	0,00
aug. 09	4,53	122,76	43,76	48,29	0,91	0,96	211	56,06	0,00
sep. 09	4,63	97,26	44,16	48,79	0,91	0,94	203	56,04	0,00
okt. 09	4,59	124,51	39,91	44,49	0,90	0,97	210	60,21	0,00
nov. 09	4,36	114,08	39,48	43,84	0,90	0,92	211	58,48	0,00
des. 09	4,49	122,19	34,85	39,34	0,89	0,91	203	58,69	0,00

Tabell 7.8.8: Basis prognose GF HF mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	0,00	0,55	137		
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	0,00	1,81	131	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	0,06	2,49	125	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	0,13	3,33	124	39,63	0,00
1994	30,61	10,55	7,71	38,32	0,20	3,73	122	48,47	0,00
1995	30,82	10,45	12,22	43,04	0,28	3,56	115	54,62	1,97
1996	31,11	10,63	15,99	47,10	0,34	3,43	110	52,67	3,14
1997	29,95	10,21	20,61	50,56	0,41	3,95	132	54,95	3,11
1998	22,94	7,51	23,36	46,30	0,50	2,92	127	59,51	2,45
1999	18,99	6,48	18,56	37,56	0,49	2,59	137	56,90	2,01
2000	15,73	4,95	19,84	35,57	0,56	2,42	154	53,15	2,62
2001	12,65	4,14	21,56	34,21	0,63	1,70	135	52,92	2,01
2002	10,69	3,71	15,43	26,12	0,59	1,44	135	46,21	1,01
2003	10,28	3,35	16,00	26,28	0,61	1,33	130	44,84	1,12
2004	10,18	3,51	20,66	30,84	0,67	1,57	154	43,20	1,78
2005	9,75	3,40	16,39	26,14	0,63	1,33	136	26,78	1,42
2006	7,30	2,31	15,24	22,55	0,68	1,03	140	32,19	1,98
2007	5,53	1,84	11,16	16,70	0,67	0,74	133	25,73	1,93
2008	4,51	1,47	11,74	16,25	0,72	0,56	124	28,53	1,82
2009	4,15	1,29	13,83	17,98	0,77	0,52	126	24,86	1,85
2010	3,68	1,19	16,70	20,38	0,82	0,51	139	24,44	1,17
2011	2,67	0,86	18,04	20,71	0,87	0,38	144	23,79	0,00
2012	2,02	0,63	15,85	17,87	0,89	0,29	144	21,64	0,00
2013	1,66	0,54	11,41	13,07	0,87	0,25	153	18,82	0,00
2014	1,80	0,58	9,17	10,97	0,84	0,27	152	16,48	0,00
2015	1,35	0,42	7,55	8,90	0,85	0,21	155	14,66	0,00
2016	0,95	0,31	6,62	7,57	0,87	0,11	120	14,04	0,00
2017	0,69	0,22	5,80	6,49	0,89	0,09	127	12,46	0,00
2018	0,53	0,16	5,32	5,86	0,91	0,07	133	11,46	0,00
2019	0,45	0,15	4,77	5,22	0,91	0,06	144	11,01	0,00
2020	0,52	0,17	4,33	4,85	0,89	0,09	167	10,81	0,00
2021	0,19	0,06	2,92	3,11	0,94	0,03	175	3,00	0,00
2022	0,15	0,05	2,61	2,76	0,95	0,03	174	2,38	0,00
2023	0,08	0,02	1,97	2,05	0,96	0,02	217	2,20	0,00
2024	0,05	0,00	1,75	1,80	0,97	0,01	230	1,83	
2025		0,00							
Totalt		113,41							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	6,59	186,79	13,86	20,45	0,68	0,92	140	31,77	1,51
feb. 07	6,42	176,30	12,60	19,02	0,66	0,87	136	29,23	0,00
mar. 07	6,58	192,73	12,46	19,04	0,65	0,87	133	29,59	0,00
apr. 07	7,04	193,76	12,57	19,62	0,64	0,97	138	17,47	0,00
mai. 07	6,40	185,93	12,34	18,74	0,66	0,82	129	27,22	2,05
jun. 07	5,47	157,12	11,71	17,18	0,68	0,73	134	33,78	2,15
jul. 07	5,03	145,08	8,81	13,84	0,64	0,66	132	28,44	0,00
aug. 07	4,95	142,42	9,79	14,74	0,66	0,65	130	20,45	0,00
sep. 07	4,34	96,84	9,66	14,00	0,69	0,58	133	11,97	2,00
okt. 07	4,36	125,56	9,98	14,33	0,70	0,57	132	20,47	0,00
nov. 07	4,43	121,39	10,46	14,89	0,70	0,58	131	29,32	0,00
des. 07	4,80	120,31	9,70	14,50	0,67	0,62	129	29,04	0,00
jan. 08	4,76	134,31	9,99	14,75	0,68	0,61	128	29,00	0,00
feb. 08	4,66	121,84	10,13	14,79	0,69	0,59	127	23,12	2,00
mar. 08	4,88	136,59	10,29	15,17	0,68	0,61	125	28,91	0,00
apr. 08	4,88	133,09	11,35	16,23	0,70	0,60	123	30,70	0,00
mai. 08	4,77	131,94	11,54	16,30	0,71	0,59	123	30,24	0,00
jun. 08	4,71	99,76	11,65	16,36	0,71	0,57	121	23,25	1,45
jul. 08	4,51	127,25	11,82	16,33	0,72	0,55	121	31,74	0,00
aug. 08	4,52	127,47	12,25	16,77	0,73	0,57	125	15,62	2,00
sep. 08	4,28	116,86	12,56	16,84	0,75	0,53	125	31,79	0,00
okt. 08	4,08	115,17	12,83	16,91	0,76	0,51	125	31,62	0,00
nov. 08	4,13	112,81	13,10	17,24	0,76	0,51	124	33,19	0,00
des. 08	3,91	110,17	13,42	17,33	0,77	0,48	124	33,20	0,00
jan. 09	4,22	118,94	11,86	16,09	0,74	0,52	123	29,49	2,00
feb. 09	3,97	101,15	12,14	16,11	0,75	0,48	121	29,54	2,00
mar. 09	4,24	119,64	12,59	16,83	0,75	0,51	120	29,58	2,00
apr. 09	4,55	123,90	12,83	17,37	0,74	0,54	118	23,54	0,00
mai. 09	4,29	121,14	13,06	17,36	0,75	0,51	119	23,37	0,00
jun. 09	4,40	119,34	13,76	18,16	0,76	0,53	121	14,95	1,40
jul. 09	4,47	126,07	13,85	18,32	0,76	0,54	120	23,53	0,00
aug. 09	4,21	118,69	14,31	18,52	0,77	0,51	121	23,62	0,00
sep. 09	3,96	21,38	14,66	18,62	0,79	0,48	122	27,43	0,00
okt. 09	3,78	105,69	14,65	18,44	0,79	0,47	125	25,18	0,00
nov. 09	3,96	108,17	15,81	19,78	0,80	0,63	159	23,87	0,00
des. 09	3,73	105,12	16,45	20,18	0,82	0,58	155	24,22	0,00

Tabell 7.8.9: Basis prognose GF HF og GF SAT mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	0,00	0,55	137		
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	0,00	1,81	131	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	0,06	2,49	125	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	0,13	3,33	124	39,63	0,00
1994	30,61	10,55	7,71	38,32	0,20	3,73	122	48,47	0,00
1995	30,82	10,45	12,22	43,04	0,28	3,56	115	54,62	1,97
1996	31,11	10,63	15,99	47,10	0,34	3,43	110	52,67	3,14
1997	29,95	10,21	20,61	50,56	0,41	3,95	132	54,95	3,11
1998	22,94	7,51	23,36	46,30	0,50	2,92	127	59,51	2,45
1999	18,99	6,48	18,56	37,56	0,49	2,59	137	56,90	2,01
2000	15,73	4,95	19,84	35,57	0,56	2,42	154	53,15	2,62
2001	13,33	4,34	21,57	34,90	0,62	4,12	309	52,92	2,01
2002	12,74	4,32	15,45	28,19	0,55	8,20	643	46,21	1,01
2003	12,41	3,96	16,07	28,48	0,56	9,46	762	44,84	1,12
2004	12,43	4,15	20,75	33,17	0,63	11,39	917	43,20	1,78
2005	11,81	4,12	16,44	28,26	0,58	11,39	964	26,78	1,42
2006	9,05	2,84	15,29	24,34	0,63	10,11	1118	32,19	1,98
2007	9,68	3,09	11,84	21,52	0,55	12,56	1298	25,73	1,93
2008	8,59	2,79	12,48	21,07	0,59	12,71	1481	28,53	1,82
2009	7,97	2,46	17,30	25,27	0,68	14,29	1793	24,86	1,85
2010	6,69	2,17	20,31	27,00	0,75	12,96	1936	24,44	1,17
2011	5,24	1,69	21,97	27,21	0,81	12,71	2425	23,79	0,00
2012	4,73	1,45	19,85	24,58	0,81	11,19	2364	21,64	0,00
2013	3,37	1,09	15,38	18,76	0,82	8,07	2393	18,82	0,00
2014	2,47	0,80	13,11	15,58	0,84	3,79	1534	16,48	0,00
2015	1,75	0,53	11,29	13,03	0,87	1,07	612	14,66	0,00
2016	1,39	0,45	10,26	11,65	0,88	1,89	1364	14,04	0,00
2017	0,96	0,31	8,28	9,24	0,90	1,17	1223	12,46	0,00
2018	0,70	0,22	7,50	8,20	0,91	0,62	889	11,46	0,00
2019	0,56	0,18	6,45	7,01	0,92	0,33	594	11,01	0,00
2020	0,60	0,19	5,94	6,54	0,91	0,36	592	10,81	0,00
2021	0,19	0,06	2,92	3,11	0,94	0,05	246	3,00	0,00
2022	0,15	0,05	2,61	2,76	0,95	0,03	174	2,38	0,00
2023	0,08	0,02	1,97	2,05	0,96	0,02	217	2,20	0,00
2024	0,05	0,00	1,75	1,80	0,97	0,01	230	1,83	
2025		0,00							
Totalt		124,31							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,41	252,43	13,93	24,34	0,57	11,05	1062	31,77	1,51
feb. 07	9,37	258,06	13,25	22,62	0,59	12,05	1285	29,23	0,00
mar. 07	9,28	274,07	13,44	22,72	0,59	12,04	1298	29,59	0,00
apr. 07	9,67	271,02	13,64	23,31	0,59	13,12	1357	17,47	0,00
mai. 07	11,04	266,23	13,49	24,53	0,55	14,79	1340	27,22	2,05
jun. 07	11,33	274,44	12,64	23,97	0,53	13,29	1173	33,78	2,15
jul. 07	9,96	288,07	9,52	19,49	0,49	12,32	1237	28,44	0,00
aug. 07	10,47	292,81	10,84	21,31	0,51	13,89	1326	20,45	0,00
sep. 07	9,38	221,48	10,47	19,84	0,53	11,83	1262	11,97	2,00
okt. 07	8,21	233,01	10,22	18,43	0,55	12,10	1475	20,47	0,00
nov. 07	8,20	223,14	10,72	18,92	0,57	12,12	1478	29,32	0,00
des. 07	8,85	233,21	9,95	18,80	0,53	12,15	1373	29,04	0,00
jan. 08	8,55	239,99	10,21	18,76	0,54	11,42	1336	29,00	0,00
feb. 08	8,46	220,84	10,36	18,82	0,55	11,42	1350	23,12	2,00
mar. 08	8,63	241,16	10,51	19,14	0,55	11,43	1325	28,91	0,00
apr. 08	8,57	232,85	11,57	20,14	0,57	11,98	1397	30,70	0,00
mai. 08	8,76	243,48	11,79	20,56	0,57	12,40	1415	30,24	0,00
jun. 08	8,68	184,62	11,92	20,60	0,58	12,40	1428	23,25	1,45
jul. 08	9,18	257,48	12,76	21,94	0,58	13,61	1482	31,74	0,00
aug. 08	9,00	252,47	13,27	22,26	0,60	13,61	1513	15,62	2,00
sep. 08	8,62	233,93	13,67	22,29	0,61	13,59	1576	31,79	0,00
okt. 08	8,30	232,93	14,09	22,39	0,63	13,54	1631	31,62	0,00
nov. 08	8,28	224,56	14,56	22,84	0,64	13,53	1635	33,19	0,00
des. 08	8,00	224,24	15,08	23,07	0,65	13,65	1707	33,20	0,00
jan. 09	8,42	236,12	13,46	21,88	0,62	14,23	1689	29,49	2,00
feb. 09	8,08	204,41	14,13	22,22	0,64	14,21	1759	29,54	2,00
mar. 09	8,26	231,73	14,94	23,20	0,64	14,28	1730	29,58	2,00
apr. 09	8,47	229,87	15,50	23,98	0,65	14,36	1694	23,54	0,00
mai. 09	8,18	229,52	16,17	24,35	0,66	14,38	1758	23,37	0,00
jun. 09	8,24	223,13	17,38	25,62	0,68	14,46	1754	14,95	1,40
jul. 09	8,30	233,00	18,10	26,40	0,69	14,51	1747	23,53	0,00
aug. 09	8,04	225,56	19,21	27,25	0,71	14,50	1804	23,62	0,00
sep. 09	7,56	34,77	18,93	26,49	0,71	14,06	1861	27,43	0,00
okt. 09	7,40	206,50	19,35	26,74	0,72	14,10	1906	25,18	0,00
nov. 09	7,59	206,09	20,80	28,39	0,73	14,31	1885	23,87	0,00
des. 09	7,11	199,29	19,66	26,76	0,73	14,10	1984	24,22	0,00

Tabell 7.8.10: Basis prognose GF SAT mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990		0,00							
1991		0,00							
1992		0,00							
1993		0,00							
1994		0,00							
1995		0,00							
1996		0,00							
1997		0,00							
1998		0,00							
1999		0,00							
2000		0,00							
2001	2,05	0,20	0,01	2,06	0,01	7,25	3536		
2002	2,05	0,62	0,02	2,07	0,01	6,76	3292		
2003	2,32	0,61	0,08	2,40	0,03	8,86	3820		
2004	2,25	0,64	0,09	2,34	0,04	9,82	4368		
2005	2,07	0,72	0,06	2,12	0,03	10,06	4871		
2006	2,09	0,52	0,06	2,15	0,03	10,90	5216		
2007	4,15	1,24	0,68	4,83	0,14	11,82	2852		
2008	4,08	1,32	0,74	4,82	0,15	12,15	2980		
2009	3,82	1,17	3,47	7,29	0,48	13,77	3601		
2010	3,01	0,97	3,60	6,61	0,55	12,45	4137		
2011	2,57	0,83	3,93	6,50	0,60	12,33	4790		
2012	2,71	0,83	4,00	6,71	0,60	10,90	4021		
2013	1,71	0,55	3,97	5,69	0,70	7,82	4564		
2014	0,68	0,22	3,94	4,62	0,85	3,52	5205		
2015	0,39	0,12	3,74	4,13	0,90	0,86	2187		
2016	0,44	0,14	3,64	4,08	0,89	1,78	4068		
2017	0,27	0,09	2,48	2,74	0,90	1,08	4068		
2018	0,17	0,05	2,18	2,35	0,93	0,55	3282		
2019	0,11	0,04	1,68	1,79	0,94	0,27	2422		
2020	0,09	0,03	1,61	1,69	0,95	0,27	3142		
2021		0,00							
2022		0,00							
2023		0,00							
2024		0,00							
2025		0,00							
Totalt		10,91							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	3,82	65,64	0,07	3,89	0,02	10,13	2649	0,00	0,00
feb. 07	2,95	81,75	0,65	3,60	0,18	11,18	3791	0,00	0,00
mar. 07	2,69	81,34	0,98	3,68	0,27	11,17	4144	0,00	0,00
apr. 07	2,63	77,26	1,07	3,70	0,29	12,14	4625	0,00	0,00
mai. 07	4,63	80,29	1,15	5,78	0,20	13,97	3016	0,00	0,00
jun. 07	5,86	117,31	0,93	6,79	0,14	12,56	2143	0,00	0,00
jul. 07	4,93	143,00	0,71	5,64	0,13	11,66	2365	0,00	0,00
aug. 07	5,52	150,39	1,06	6,58	0,16	13,24	2397	0,00	0,00
sep. 07	5,04	124,64	0,81	5,84	0,14	11,25	2233	0,00	0,00
okt. 07	3,85	107,44	0,25	4,10	0,06	11,53	2994	0,00	0,00
nov. 07	3,77	101,75	0,26	4,03	0,06	11,54	3060	0,00	0,00
des. 07	4,05	112,90	0,25	4,30	0,06	11,53	2849	0,00	0,00
jan. 08	3,79	105,68	0,22	4,01	0,05	10,81	2854	0,00	0,00
feb. 08	3,80	99,00	0,23	4,03	0,06	10,82	2847	0,00	0,00
mar. 08	3,75	104,57	0,22	3,97	0,06	10,82	2887	0,00	0,00
apr. 08	3,70	99,76	0,21	3,91	0,05	11,38	3076	0,00	0,00
mai. 08	4,00	111,54	0,26	4,25	0,06	11,81	2954	0,00	0,00
jun. 08	3,97	84,86	0,27	4,24	0,06	11,83	2982	0,00	0,00
jul. 08	4,67	130,24	0,95	5,62	0,17	13,06	2798	0,00	0,00
aug. 08	4,48	125,00	1,02	5,50	0,19	13,05	2912	0,00	0,00
sep. 08	4,34	117,07	1,11	5,45	0,20	13,05	3007	0,00	0,00
okt. 08	4,22	117,76	1,26	5,48	0,23	13,03	3087	0,00	0,00
nov. 08	4,14	111,75	1,46	5,60	0,26	13,02	3143	0,00	0,00
des. 08	4,09	114,07	1,65	5,74	0,29	13,16	3220	0,00	0,00
jan. 09	4,20	117,18	1,60	5,80	0,28	13,71	3264	0,00	0,00
feb. 09	4,11	103,26	1,99	6,10	0,33	13,73	3339	0,00	0,00
mar. 09	4,02	112,09	2,35	6,37	0,37	13,78	3429	0,00	0,00
apr. 09	3,93	105,97	2,68	6,61	0,41	13,82	3518	0,00	0,00
mai. 09	3,88	108,38	3,11	6,99	0,44	13,87	3570	0,00	0,00
jun. 09	3,85	103,79	3,61	7,46	0,48	13,93	3619	0,00	0,00
jul. 09	3,83	106,93	4,25	8,08	0,53	13,97	3645	0,00	0,00
aug. 09	3,83	106,86	4,90	8,73	0,56	13,99	3654	0,00	0,00
sep. 09	3,60	13,39	4,27	7,87	0,54	13,58	3772	0,00	0,00
okt. 09	3,61	100,81	4,69	8,31	0,57	13,62	3771	0,00	0,00
nov. 09	3,63	97,93	4,99	8,62	0,58	13,68	3768	0,00	0,00
des. 09	3,38	94,17	3,21	6,59	0,49	13,52	4007	0,00	0,00

Tabell 7.8.11: Basis prognose GF HF og GF SAT med Tordis og Gimle mot GFC

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1	0,00	0,00
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	2	0,00	0,00
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	3	0,00	0,00
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	4,00	0,55	4	0,00	0,00
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	5,00	1,81	5	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	6,00	2,49	6	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	7,00	3,33	7	39,63	0,00
1994	35,55	12,10	7,71	43,26	8,00	4,23	8	48,47	0,00
1995	43,25	14,59	12,22	55,48	9,00	4,83	9	54,62	1,97
1996	44,60	15,14	15,99	60,60	10,00	4,82	10	52,67	3,14
1997	43,06	14,33	20,61	63,66	11,00	5,29	11	54,95	3,11
1998	34,85	11,48	23,36	58,20	12,00	4,19	12	59,51	2,45
1999	32,26	10,90	18,56	50,82	13,00	3,97	13	56,90	2,01
2000	28,38	8,95	19,84	48,23	14,00	3,83	14	53,15	2,62
2001	27,59	9,09	21,57	49,16	15,00	5,81	15	52,92	2,01
2002	26,59	8,94	15,47	42,06	16,00	9,76	16	46,21	1,01
2003	25,49	8,08	16,14	41,62	17,00	10,95	17	44,84	1,12
2004	23,46	7,84	21,15	44,61	18,00	12,68	18	43,20	1,78
2005	22,22	7,45	17,92	40,15	19,00	12,81	19	26,78	1,42
2006	15,48	4,76	17,84	33,32	20,00	11,13	20	32,19	1,98
2007	19,23	6,29	17,60	36,83	21,00	14,01	21	30,73	1,93
2008	18,46	6,08	19,68	38,14	22,00	14,06	22	32,98	1,82
2009	17,23	5,38	21,88	39,11	23,00	15,62	23	29,80	1,85
2010	12,49	4,10	29,07	41,56	24,00	13,80	24	29,44	1,17
2011	9,29	3,04	30,84	40,13	25,00	13,26	25	28,79	0,00
2012	8,23	2,57	28,85	37,08	26,00	11,65	26	26,64	0,00
2013	6,33	2,07	24,26	30,59	27,00	8,46	27	23,82	0,00
2014	4,83	1,59	22,00	26,83	28,00	4,09	28	21,48	0,00
2015	3,87	1,21	20,28	24,15	29,00	1,34	29	19,66	0,00
2016	3,19	1,05	18,90	22,09	30,00	2,12	30	19,04	0,00
2017	2,53	0,83	16,70	19,23	31,00	1,37	31	17,46	0,00
2018	2,20	0,70	15,85	18,05	32,00	0,81	32	16,46	0,00
2019	1,81	0,60	14,48	16,29	33,00	0,49	33	16,01	0,00
2020	0,72	0,23	10,31	11,03	34,00	0,38	34	15,04	0,00
2021	0,26	0,08	6,33	6,59	35,00	0,06	35	6,30	0,00
2022	0,22	0,06	5,76	5,98	36,00	0,04	36	5,44	0,00
2023	0,08	0,02	1,97	2,05	37,00	0,02	37	2,20	0,00
2024	0,05	0,00	1,75	1,80	38,00	0,01	38	1,83	0,00
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	39,00	0,00	39	0,00	0,00
Totalt		191,81							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	18,31	297,82	26,14	44,44	0,59	12,29	671	31,77	1,51
feb. 07	17,41	299,50	25,45	42,86	0,59	13,39	769	29,23	0,00
mar. 07	18,17	328,96	25,66	43,82	0,59	13,52	744	29,59	0,00
apr. 07	18,95	321,46	25,86	44,81	0,58	14,69	775	17,47	0,00
mai. 07	19,73	316,90	25,75	45,48	0,57	16,30	826	27,22	2,05
jun. 07	20,77	327,97	24,86	45,62	0,54	14,91	718	33,78	2,15
jul. 07	18,70	335,73	21,77	40,47	0,54	13,81	738	28,44	0,00
aug. 07	19,22	339,16	23,19	42,41	0,55	15,15	788	20,45	0,00
sep. 07	18,13	257,40	22,87	40,99	0,56	13,10	723	11,97	2,00
okt. 07	16,98	290,88	25,70	42,68	0,60	13,29	783	25,47	0,00
nov. 07	17,85	279,17	26,25	44,10	0,60	13,39	750	34,32	0,00
des. 07	18,45	289,66	25,61	44,06	0,58	13,40	726	34,04	0,00
jan. 08	17,31	285,91	27,14	44,46	0,61	12,59	727	34,00	0,00
feb. 08	17,71	270,00	26,04	43,75	0,60	12,68	716	27,80	2,00
mar. 08	17,49	294,53	25,56	43,05	0,59	12,66	723	33,28	0,00
apr. 08	17,30	280,66	26,71	44,01	0,61	13,17	761	34,96	0,00
mai. 08	17,39	289,94	27,02	44,40	0,61	13,57	780	34,43	0,00
jun. 08	16,67	217,98	27,24	43,92	0,62	13,49	809	27,36	1,45
jul. 08	18,36	298,16	28,16	46,51	0,61	14,81	807	35,79	0,00
aug. 08	18,11	291,18	28,72	46,83	0,61	14,80	818	19,62	2,00
sep. 08	18,64	296,69	28,26	46,90	0,60	15,05	807	36,50	0,00
okt. 08	18,18	297,78	28,70	46,88	0,61	14,96	823	36,27	0,00
nov. 08	18,16	287,31	29,20	47,36	0,62	14,95	823	37,86	0,00
des. 08	17,88	289,09	29,75	47,63	0,62	15,06	842	37,89	0,00
jan. 09	16,71	300,92	19,41	36,12	0,54	15,44	924	34,24	2,00
feb. 09	16,37	262,96	20,13	36,51	0,55	15,43	942	34,32	2,00
mar. 09	16,55	296,53	21,01	37,55	0,56	15,50	937	34,44	2,00
apr. 09	16,76	292,58	21,67	38,43	0,56	15,58	929	28,49	0,00
mai. 09	16,47	294,31	22,47	38,94	0,58	15,60	947	28,37	0,00
jun. 09	16,53	285,84	23,91	40,45	0,59	15,68	949	19,95	1,40
jul. 09	16,59	297,80	24,98	41,57	0,60	15,73	948	28,53	0,00
aug. 09	16,33	290,35	26,47	42,80	0,62	15,72	963	28,62	0,00
sep. 09	15,85	47,46	26,64	42,48	0,63	15,28	964	32,43	0,00
okt. 09	15,68	271,30	27,68	43,37	0,64	15,32	977	30,18	0,00
nov. 09	15,88	268,81	30,07	45,96	0,65	15,53	978	28,87	0,00
des. 09	15,40	264,09	29,98	45,38	0,66	15,33	996	29,22	0,00

*Produsert vann Tordis inkluderer kun vann fra Tordis til GFC. Tordis produserer i tillegg vann som injiseres direkte i Utsira formasjonen.
**Tordis injisert vann er ikke inkludert i vanninjeksjonen.

Tabell 7.8.12: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	28,76	8,64	2,98	31,73	0,09	2,93	102	26,93	1,12
1989	46,89	15,49	5,68	52,58	0,11	4,60	98	52,40	1,32
1990	44,66	14,83	13,09	57,75	0,23	4,54	102	57,70	1,16
1991	58,86	19,91	19,22	78,08	0,25	6,23	106	82,58	1,75
1992	72,51	25,03	25,89	98,40	0,26	7,72	106	113,39	2,19
1993	84,72	28,68	24,06	108,78	0,22	8,98	106	128,75	1,80
1994	90,26	30,74	30,75	121,01	0,25	9,52	105	129,48	2,14
1995	83,18	28,09	44,89	128,07	0,35	9,42	113	139,61	3,31
1996	76,30	25,45	59,33	135,63	0,44	9,18	120	141,90	5,46
1997	74,05	24,12	70,35	144,40	0,49	9,47	128	150,47	5,46
1998	60,82	19,85	76,83	137,64	0,56	8,03	132	148,96	5,53
1999	51,39	17,35	72,36	123,74	0,58	7,37	143	153,61	6,28
2000	41,36	13,29	73,08	114,44	0,64	9,12	221	141,20	7,27
2001	32,22	10,54	77,30	109,52	0,71	6,80	211	144,97	4,31
2002	27,87	9,21	75,75	103,62	0,73	5,39	193	136,16	3,51
2003	29,16	9,51	75,91	105,07	0,72	6,01	206	134,22	3,44
2004	28,51	9,73	85,21	113,72	0,75	6,78	238	125,20	4,89
2005	25,02	8,37	77,62	102,64	0,76	5,33	213	103,54	3,34
2006	19,45	6,42	77,99	97,44	0,80	3,89	200	113,40	2,49
2007	16,45	5,46	69,94	86,39	0,81	3,76	229	103,66	2,55
2008	14,76	4,55	79,57	94,33	0,84	3,60	244	113,85	2,78
2009	13,90	4,36	80,49	94,39	0,85	4,07	293	112,94	2,88
2010	14,12	4,54	88,95	103,08	0,86	3,82	270	147,26	3,05
2011	14,16	4,47	87,73	101,89	0,86	3,55	251	147,79	2,44
2012	13,79	4,47	87,36	101,15	0,86	3,19	231	147,51	2,85
2013	13,85	4,56	85,30	99,15	0,86	2,85	206	150,86	2,82
2014	14,67	4,71	83,65	98,32	0,85	2,41	164	150,55	1,55
2015	14,00	4,53	82,98	96,99	0,86	2,00	143	153,53	1,66
2016	12,17	4,04	82,86	95,03	0,87	1,39	114	151,81	1,24
2017	10,90	3,51	81,60	92,50	0,88	1,16	106	137,50	1,61
2018	9,31	3,03	74,21	83,51	0,89	1,00	107	125,10	0,78
2019	8,28	2,75	67,79	76,06	0,89	0,79	96	124,26	0,75
2020	7,97	2,60	63,86	71,83	0,89	0,75	94	121,90	0,96
2021	6,89	2,25	50,51	57,40	0,88	0,55	80	84,46	0,92
2022	6,05	2,01	46,58	52,63	0,89	0,40	66	76,46	0,88
2023	5,36	1,75	40,93	46,29	0,88	0,29	53	66,71	0,84
2024	4,81	1,58	35,74	40,55	0,88	0,25	52	50,00	0,79
2025	4,27	1,43	33,05	37,32	0,89	0,24	55	14,55	1,06
Totalt		395,89							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	16,97	490,55	73,61	90,57	0,81	4,11	242	109,89	3,12
feb. 07	16,43	438,63	71,05	87,48	0,81	3,83	233	105,70	2,41
mar. 07	16,49	479,85	70,07	86,56	0,81	3,49	212	108,66	2,40
apr. 07	17,50	476,25	72,48	89,98	0,81	3,80	217	95,48	2,73
mai. 07	17,60	484,14	72,17	89,77	0,80	3,43	195	102,69	5,27
jun. 07	17,09	464,14	72,39	89,48	0,81	3,97	232	101,99	3,37
jul. 07	16,43	464,76	65,08	81,51	0,80	4,04	246	109,10	1,10
aug. 07	17,22	486,80	69,51	86,73	0,80	4,07	236	101,50	1,10
sep. 07	14,47	371,15	56,03	70,50	0,79	3,38	233	89,49	3,40
okt. 07	15,48	437,49	66,67	82,15	0,81	3,59	232	91,38	2,90
nov. 07	15,70	427,16	75,19	90,88	0,83	3,74	238	113,85	1,40
des. 07	16,04	435,68	75,01	91,05	0,82	3,71	231	114,23	1,40
jan. 08	15,84	438,65	76,06	91,90	0,83	3,80	240	114,12	1,40
feb. 08	15,44	399,43	77,44	92,88	0,83	3,79	245	99,44	5,81
mar. 08	14,63	404,08	76,43	91,06	0,84	3,53	241	111,25	2,16
apr. 08	14,99	401,49	78,58	93,57	0,84	3,65	244	122,51	1,42
mai. 08	15,37	423,40	78,87	94,24	0,84	3,70	241	119,17	2,37
jun. 08	15,05	145,95	80,70	95,75	0,84	3,75	249	112,19	3,84
jul. 08	15,05	414,77	83,29	98,34	0,85	3,73	248	114,19	3,16
aug. 08	14,19	393,07	80,26	94,44	0,85	3,53	249	97,93	4,47
sep. 08	14,48	388,02	80,85	95,33	0,85	3,64	252	119,33	1,48
okt. 08	14,15	389,10	81,03	95,18	0,85	3,55	251	118,76	1,49
nov. 08	14,36	380,95	80,06	94,42	0,85	3,36	234	120,92	2,49
des. 08	13,59	372,24	81,24	94,84	0,86	3,21	236	116,34	3,26
jan. 09	13,91	381,36	80,63	94,54	0,85	4,45	320	119,64	4,03
feb. 09	13,12	324,90	81,40	94,52	0,86	4,24	323	120,61	3,54
mar. 09	13,64	371,74	82,68	96,32	0,86	4,22	309	112,10	5,97
apr. 09	14,00	371,10	75,93	89,93	0,84	4,10	293	109,17	3,09
mai. 09	13,59	373,93	74,86	88,45	0,85	4,01	295	110,67	1,58
jun. 09	14,38	383,81	75,01	89,40	0,84	3,89	270	102,21	3,00
jul. 09	14,82	410,49	86,54	101,35	0,85	4,05	273	111,75	1,84
aug. 09	14,19	391,22	85,93	100,11	0,86	4,00	282	107,34	3,58
sep. 09	14,23	228,40	86,15	100,38	0,86	3,93	276	113,05	3,08
okt. 09	13,77	378,36	80,63	94,39	0,85	3,94	286	117,69	1,79
nov. 09	13,70	367,23	80,10	93,80	0,85	4,07	297	115,21	1,53
des. 09	13,46	373,11	76,08	89,54	0,85	4,00	297	115,84	1,51

Tabell 7.8.13: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	28,76	8,64	2,98	31,73	0,09	2,93	102	26,93	1,12
1989	46,89	15,49	5,68	52,58	0,11	4,60	98	52,40	1,32
1990	44,66	14,83	13,09	57,75	0,23	4,54	102	57,70	1,16
1991	58,86	19,91	19,22	78,08	0,25	6,23	106	82,58	1,75
1992	72,51	25,03	25,89	98,40	0,26	7,72	106	113,39	2,19
1993	84,72	28,68	24,06	108,78	0,22	8,98	106	128,75	1,80
1994	90,26	30,74	30,75	121,01	0,25	9,52	105	129,48	2,14
1995	83,18	28,09	44,89	128,07	0,35	9,42	113	139,61	3,31
1996	76,30	25,45	59,33	135,63	0,44	9,18	120	141,90	5,46
1997	74,05	24,12	70,35	144,40	0,49	9,47	128	150,47	5,46
1998	61,03	19,92	76,83	137,86	0,56	8,14	133	148,96	6,21
1999	58,26	19,48	72,58	130,84	0,55	9,30	160	153,61	7,30
2000	51,25	16,27	73,66	124,91	0,59	14,45	282	141,20	10,39
2001	44,48	14,37	78,56	123,04	0,64	17,18	386	144,97	12,28
2002	39,98	12,94	76,77	116,76	0,66	20,73	519	136,16	11,93
2003	40,93	12,88	76,85	117,77	0,65	23,45	573	134,22	11,15
2004	41,22	13,89	86,13	127,35	0,68	29,07	705	125,20	15,01
2005	36,93	12,23	79,22	116,15	0,68	29,15	789	103,54	14,49
2006	28,18	9,35	80,09	108,28	0,74	26,40	937	113,40	13,33
2007	26,30	8,64	73,26	99,56	0,74	28,55	1085	103,66	14,44
2008	24,65	7,60	82,30	106,94	0,77	28,26	1147	113,85	15,23
2009	25,23	7,95	85,38	110,61	0,77	30,53	1210	112,94	16,43
2010	25,23	8,13	96,74	121,97	0,79	32,53	1289	147,26	16,30
2011	25,57	8,04	96,53	122,10	0,79	33,21	1299	147,79	14,58
2012	23,97	7,69	96,56	120,53	0,80	30,47	1271	147,51	12,14
2013	21,61	7,05	94,00	115,61	0,81	27,57	1276	150,86	10,24
2014	21,67	6,90	90,49	112,16	0,81	35,55	1641	150,55	2,05
2015	20,84	6,70	89,69	110,52	0,81	31,30	1502	153,53	2,10
2016	16,81	5,53	89,69	106,50	0,84	27,68	1646	151,81	1,49
2017	15,40	4,93	87,33	102,73	0,85	24,68	1603	137,50	1,79
2018	13,11	4,23	79,96	93,07	0,86	21,79	1662	125,10	1,13
2019	11,63	3,83	72,55	84,18	0,86	15,91	1368	124,26	1,00
2020	11,31	3,66	67,37	78,68	0,86	10,93	966	121,90	0,73
2021	8,81	2,86	50,51	59,32	0,85	3,81	432	84,46	0,92
2022	7,48	2,47	46,58	54,06	0,86	3,02	404	76,46	0,88
2023	6,32	2,06	40,93	47,25	0,87	1,96	311	66,71	0,84
2024	5,39	1,75	35,74	41,13	0,87	0,25	46	50,00	0,79
2025	4,48	1,49	33,05	37,53	0,88	0,24	53	14,55	1,06
Totalt		457,89							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	27,20	746,66	76,26	103,46	0,74	27,04	994	109,89	13,96
feb. 07	25,62	685,97	74,29	99,91	0,74	27,73	1083	105,70	15,15
mar. 07	25,92	755,45	73,83	99,75	0,74	28,24	1089	108,66	14,60
apr. 07	26,12	725,44	76,13	102,25	0,74	29,29	1122	95,48	14,41
mai. 07	28,22	736,85	75,93	104,15	0,73	31,05	1100	102,69	16,94
jun. 07	28,73	741,82	75,89	104,62	0,73	29,73	1035	101,99	15,52
jul. 07	26,96	778,58	68,15	95,10	0,72	29,27	1086	109,10	13,72
aug. 07	27,82	788,80	73,22	101,05	0,72	30,20	1085	101,50	13,86
sep. 07	24,71	636,50	59,53	84,24	0,71	26,94	1090	89,49	15,52
okt. 07	25,35	712,89	69,73	95,08	0,73	27,66	1091	91,38	14,40
nov. 07	24,10	653,90	78,18	102,28	0,76	27,62	1146	113,85	12,66
des. 07	24,88	682,14	77,99	102,87	0,76	27,79	1117	114,23	12,51
jan. 08	24,28	674,10	78,42	102,70	0,76	27,32	1125	114,12	13,52
feb. 08	23,79	616,82	79,83	103,62	0,77	27,20	1143	99,44	17,83
mar. 08	22,83	632,87	78,84	101,67	0,78	27,07	1186	111,25	14,19
apr. 08	23,06	619,07	81,01	104,07	0,78	27,69	1201	122,51	13,46
mai. 08	25,41	703,41	81,30	106,71	0,76	28,59	1125	119,17	14,38
jun. 08	25,99	230,81	83,18	109,17	0,76	28,58	1099	112,19	16,33
jul. 08	26,23	726,68	86,43	112,65	0,77	29,00	1106	114,19	15,68
aug. 08	25,12	698,00	83,51	108,63	0,77	28,79	1146	97,93	17,34
sep. 08	25,17	676,19	84,24	109,41	0,77	28,75	1142	119,33	14,35
okt. 08	24,96	690,66	83,66	108,62	0,77	28,91	1158	118,76	14,27
nov. 08	24,94	666,28	82,87	107,81	0,77	28,62	1148	120,92	15,30
des. 08	24,02	663,13	84,25	108,27	0,78	28,60	1191	116,34	16,14
jan. 09	25,96	717,57	83,63	109,59	0,76	30,98	1193	119,64	17,61
feb. 09	25,01	623,51	84,78	109,79	0,77	30,57	1222	120,61	17,15
mar. 09	25,27	696,32	86,43	111,71	0,77	30,54	1209	112,10	19,58
apr. 09	25,45	679,86	79,93	105,37	0,76	30,45	1196	109,17	16,75
mai. 09	24,93	690,24	79,29	104,22	0,76	30,47	1222	110,67	15,29
jun. 09	25,62	686,93	79,95	105,58	0,76	30,32	1184	102,21	16,76
jul. 09	26,00	722,52	92,12	118,12	0,78	30,58	1176	111,75	15,66
aug. 09	25,30	701,33	92,20	117,50	0,78	30,54	1207	107,34	17,42
sep. 09	25,14	398,03	91,80	116,94	0,79	29,98	1193	113,05	16,96
okt. 09	24,64	681,83	86,75	111,39	0,78	30,11	1222	117,69	15,72
nov. 09	24,57	660,27	86,60	111,17	0,78	30,47	1240	115,21	14,11
des. 09	24,89	692,13	81,02	105,91	0,76	31,33	1258	115,84	14,15

Tabell 7.8.14: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF SAT

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990		0,00							
1991		0,00							
1992		0,00							
1993		0,00							
1994		0,00							
1995		0,00							
1996		0,00							
1997		0,00							
1998	0,85	0,07	0,00	0,85	0,00	0,44	513	0,00	4,10
1999	6,88	2,13	0,22	7,10	0,03	1,93	281	0,00	1,75
2000	9,89	2,98	0,58	10,47	0,06	5,33	539	0,00	3,12
2001	12,25	3,83	1,26	13,51	0,09	10,37	847	0,00	7,97
2002	12,12	3,73	1,02	13,14	0,08	15,35	1267	0,00	8,42
2003	11,76	3,37	0,94	12,70	0,07	17,44	1482	0,00	7,72
2004	12,71	4,16	0,92	13,62	0,07	22,29	1755	0,00	10,12
2005	11,91	3,86	1,60	13,51	0,12	23,82	2000	0,00	11,15
2006	8,73	2,93	2,10	10,84	0,19	22,51	2578	0,00	10,84
2007	9,85	3,19	3,32	13,17	0,25	24,78	2516	0,00	11,89
2008	9,89	3,05	2,73	12,61	0,22	24,66	2494	0,00	12,45
2009	11,33	3,59	4,88	16,21	0,30	26,45	2334	0,00	13,55
2010	11,11	3,59	7,79	18,89	0,41	28,71	2585	0,00	13,25
2011	11,41	3,57	8,81	20,22	0,44	29,67	2601	0,00	12,14
2012	10,18	3,22	9,20	19,38	0,47	27,28	2679	0,00	9,28
2013	7,76	2,50	8,71	16,46	0,53	24,72	3186	0,00	7,42
2014	7,00	2,19	6,85	13,85	0,49	33,14	4736	0,00	0,50
2015	6,83	2,17	6,70	13,54	0,50	29,30	4289	0,00	0,44
2016	4,64	1,50	6,83	11,47	0,60	26,29	5663	0,00	0,45
2017	4,50	1,42	5,72	10,22	0,56	23,52	5224	0,00	0,45
2018	3,80	1,20	5,75	9,55	0,60	20,79	5468	0,00	0,35
2019	3,35	1,08	4,76	8,12	0,59	15,12	4509	0,00	0,25
2020	3,34	1,07	3,51	6,86	0,51	10,18	3045	0,00	0,25
2021	1,92	0,60	0,00	1,92	0,00	3,26	1694		
2022	1,43	0,46	0,00	1,43	0,00	2,62	1831		
2023	0,96	0,31	0,00	0,96	0,00	1,68	1754		
2024	0,58	0,17	0,00	0,58	0,00	0,00	0		
2025	0,35	0,07	0,00	0,35	0,00	0,00	0		
Totalt		**62,0**							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,24	256,11	2,65	12,89	0,21	22,93	2241	0,00	10,84
feb. 07	9,19	247,34	3,24	12,43	0,26	23,91	2601	0,00	12,74
mar. 07	9,43	275,60	3,76	13,20	0,29	24,74	2623	0,00	12,20
apr. 07	8,62	249,20	3,65	12,27	0,30	25,50	2957	0,00	11,68
mai. 07	10,62	252,71	3,76	14,37	0,26	27,62	2602	0,00	11,67
jun. 07	11,64	277,68	3,50	15,14	0,23	25,76	2213	0,00	12,14
jul. 07	10,53	313,81	3,06	13,59	0,23	25,22	2396	0,00	12,62
aug. 07	10,60	302,00	3,72	14,32	0,26	26,13	2465	0,00	12,76
sep. 07	10,24	265,35	3,50	13,74	0,25	23,56	2301	0,00	12,12
okt. 07	9,87	275,40	3,06	12,93	0,24	24,08	2439	0,00	11,50
nov. 07	8,41	226,73	2,99	11,40	0,26	23,87	2840	0,00	11,26
des. 07	8,83	246,45	2,98	11,81	0,25	24,08	2726	0,00	11,11
jan. 08	8,44	235,45	2,36	10,80	0,22	23,53	2788	0,00	12,12
feb. 08	8,35	217,40	2,39	10,73	0,22	23,41	2804	0,00	12,01
mar. 08	8,20	228,79	2,41	10,61	0,23	23,54	2871	0,00	12,04
apr. 08	8,07	217,59	2,42	10,49	0,23	24,04	2980	0,00	12,04
mai. 08	10,04	280,01	2,43	12,46	0,19	24,89	2480	0,00	12,01
jun. 08	10,95	84,86	2,48	13,43	0,18	24,83	2269	0,00	12,49
jul. 08	11,18	311,91	3,14	14,32	0,22	25,27	2261	0,00	12,52
aug. 08	10,93	304,93	3,25	14,18	0,23	25,26	2311	0,00	12,88
sep. 08	10,69	288,17	3,39	14,07	0,24	25,11	2350	0,00	12,87
okt. 08	10,81	301,56	2,63	13,44	0,20	25,36	2346	0,00	12,77
nov. 08	10,58	285,33	2,81	13,39	0,21	25,26	2387	0,00	12,81
des. 08	10,43	290,89	3,01	13,43	0,22	25,40	2436	0,00	12,88
jan. 09	12,05	336,22	3,00	15,05	0,20	26,52	2201	0,00	13,57
feb. 09	11,89	298,61	3,38	15,27	0,22	26,33	2214	0,00	13,61
mar. 09	11,63	324,57	3,75	15,39	0,24	26,33	2263	0,00	13,62
apr. 09	11,45	308,75	4,00	15,45	0,26	26,35	2301	0,00	13,66
mai. 09	11,34	316,31	4,44	15,77	0,28	26,46	2334	0,00	13,71
jun. 09	11,24	303,12	4,94	16,18	0,31	26,44	2352	0,00	13,76
jul. 09	11,18	312,03	5,58	16,77	0,33	26,53	2372	0,00	13,82
aug. 09	11,12	310,11	6,27	17,39	0,36	26,54	2388	0,00	13,85
sep. 09	10,90	169,63	5,65	16,56	0,34	26,05	2389	0,00	13,88
okt. 09	10,88	303,48	6,12	17,00	0,36	26,17	2406	0,00	13,93
nov. 09	10,87	293,05	6,51	17,37	0,37	26,41	2430	0,00	12,58
des. 09	11,43	319,02	4,94	16,37	0,30	27,32	2390	0,00	12,64

Tabell 7.8.15: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	0,00
1988	21,74	6,49	2,98	24,71	0,12	2,30	106	23,78	1,12
1989	26,55	8,65	5,22	31,77	0,16	2,74	103	37,26	1,32
1990	22,96	7,53	10,02	32,99	0,30	2,38	103	32,81	1,16
1991	27,84	9,40	14,58	42,42	0,34	2,84	102	35,40	1,75
1992	31,16	10,71	14,08	45,24	0,31	3,39	109	36,35	2,19
1993	31,36	10,69	11,69	43,04	0,27	3,42	109	39,05	1,80
1994	31,07	10,41	10,43	41,50	0,25	3,25	104	32,23	2,14
1995	28,01	9,46	15,03	43,04	0,35	3,58	128	32,92	3,15
1996	25,09	8,18	18,62	43,71	0,43	3,75	150	35,39	2,32
1997	27,43	8,69	21,96	49,38	0,44	3,74	136	36,74	2,56
1998	22,04	7,32	25,06	47,10	0,53	3,37	153	29,15	3,28
1999	17,46	5,85	24,71	42,17	0,59	3,23	185	34,03	4,44
2000	13,24	4,17	23,15	36,39	0,64	5,20	393	28,93	5,30
2001	10,13	3,20	23,35	33,48	0,70	3,94	389	31,08	3,81
2002	9,45	2,98	23,96	33,41	0,72	2,71	287	34,98	3,00
2003	9,55	2,95	25,54	35,09	0,73	3,56	373	38,97	2,93
2004	8,96	3,06	26,99	35,95	0,75	3,69	412	31,17	3,85
2005	6,95	2,24	22,56	29,51	0,76	2,59	372	27,59	2,63
2006	5,02	1,69	19,34	24,37	0,79	1,47	292	26,28	2,32
2007	5,50	1,78	17,48	22,99	0,76	1,72	313	26,44	1,91
2008	5,05	1,50	21,33	26,38	0,81	1,73	343	29,69	2,32
2009	4,43	1,40	20,28	24,72	0,82	2,31	520	29,07	2,18
2010	3,96	1,27	24,99	28,96	0,86	2,09	526	35,83	1,83
2011	4,52	1,40	26,83	31,35	0,86	1,93	426	38,05	1,31
2012	4,20	1,38	28,37	32,56	0,87	1,82	434	38,71	1,23
2013	4,80	1,58	27,49	32,29	0,85	1,62	338	42,46	1,17
2014	5,14	1,62	25,45	30,59	0,83	1,21	235	43,59	1,14
2015	4,94	1,63	26,47	31,41	0,84	0,95	192	45,97	1,07
2016	4,19	1,39	28,66	32,85	0,87	0,54	129	48,86	0,60
2017	3,39	1,08	27,92	31,31	0,89	0,31	91	39,04	1,00
2018	2,73	0,91	23,12	25,85	0,89	0,21	78	26,82	0,00
2019	2,42	0,80	20,24	22,66	0,89	0,17	70	25,59	0,00
2020	2,20	0,71	18,53	20,73	0,89	0,16	71	24,20	0,00
2021	2,04	0,68	16,94	18,98	0,89	0,10	49	18,59	0,00
2022	1,90	0,63	15,66	17,56	0,89	0,07	35	17,94	0,00
2023	1,78	0,57	14,68	16,46	0,89	0,07	37	16,56	0,00
2024	1,62	0,54	13,01	14,63	0,89	0,05	33	12,72	0,00
2025	1,50	0,50	12,08	13,58	0,89	0,05	34	5,29	0,00
Totalt		149,10							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	4,47	133,43	15,77	20,24	0,78	1,65	370	24,91	1,62
feb. 07	4,16	108,66	15,47	19,63	0,79	1,36	326	24,58	2,41
mar. 07	4,21	123,57	14,69	18,89	0,78	1,26	300	21,34	2,40
apr. 07	4,96	129,02	17,65	22,61	0,78	1,48	299	21,47	2,73
mai. 07	6,12	152,18	19,46	25,58	0,76	1,62	265	30,53	3,22
jun. 07	6,14	148,68	19,52	25,66	0,76	2,05	333	26,42	1,22
jul. 07	5,57	153,60	13,98	19,55	0,72	1,84	331	30,15	1,10
aug. 07	6,48	179,95	17,50	23,98	0,73	1,97	304	29,29	1,10
sep. 07	6,11	163,92	18,19	24,30	0,75	1,91	312	29,93	1,40
okt. 07	6,14	170,00	18,85	24,99	0,75	1,88	307	19,32	2,90
nov. 07	5,92	158,57	19,31	25,23	0,77	1,83	310	29,71	1,40
des. 07	5,76	159,32	19,43	25,19	0,77	1,78	309	29,60	1,40
jan. 08	5,83	158,16	19,60	25,42	0,77	1,95	334	29,49	1,40
feb. 08	5,54	140,71	20,14	25,67	0,78	2,02	365	20,38	3,81
mar. 08	5,23	141,80	20,66	25,89	0,80	1,71	327	24,78	2,16
apr. 08	5,39	141,09	21,55	26,94	0,80	1,70	316	34,20	1,42
mai. 08	5,11	137,89	22,19	27,30	0,81	1,68	329	34,19	2,37
jun. 08	4,83	21,43	22,65	27,48	0,82	1,76	364	34,19	2,39
jul. 08	5,06	135,83	23,79	28,84	0,82	1,69	333	27,69	3,16
aug. 08	4,66	125,65	22,04	26,70	0,83	1,59	342	27,18	2,47
sep. 08	4,82	126,21	22,11	26,92	0,82	1,77	367	32,18	1,48
okt. 08	4,98	131,49	22,15	27,13	0,82	1,77	356	32,18	1,49
nov. 08	4,70	123,38	19,44	24,14	0,81	1,61	342	32,17	2,49
des. 08	4,47	120,53	19,67	24,14	0,81	1,55	347	27,67	3,26
jan. 09	4,26	114,87	19,93	24,19	0,82	2,59	608	32,16	1,78
feb. 09	4,01	97,78	19,69	23,70	0,83	2,48	619	32,66	1,54
mar. 09	4,51	121,86	19,99	24,50	0,82	2,49	552	26,16	3,97
apr. 09	4,44	116,56	19,75	24,19	0,82	2,40	542	29,50	3,09
mai. 09	4,16	113,01	19,21	23,36	0,82	2,34	563	29,65	1,58
jun. 09	4,70	125,01	18,26	22,96	0,80	2,13	453	29,64	1,60
jul. 09	4,76	131,29	21,62	26,38	0,82	2,19	461	29,64	1,59
aug. 09	4,55	123,84	21,55	26,11	0,83	2,23	490	24,64	3,58
sep. 09	4,73	100,07	21,83	26,55	0,82	2,20	466	26,48	3,08
okt. 09	4,45	120,80	21,07	25,51	0,83	2,19	493	29,13	1,79
nov. 09	4,41	117,90	20,14	24,55	0,82	2,21	501	29,62	1,53
des. 09	4,24	117,27	20,36	24,60	0,83	2,21	520	29,62	1,51

Tabell 7.8.16: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	4,87	0,04	0,00	4,87	0,00	0,44	91		
1987	12,67	4,02	0,54	13,21	0,04	1,19	94	8,65	
1988	21,74	6,49	2,98	24,71	0,12	2,30	106	23,78	1,12
1989	26,55	8,65	5,22	31,77	0,16	2,74	103	37,26	1,32
1990	22,96	7,53	10,02	32,99	0,30	2,38	103	32,81	1,16
1991	27,84	9,40	14,58	42,42	0,34	2,84	102	35,40	1,75
1992	31,16	10,71	14,08	45,24	0,31	3,39	109	36,35	2,19
1993	31,36	10,69	11,69	43,04	0,27	3,42	109	39,05	1,80
1994	31,07	10,41	10,43	41,50	0,25	3,25	104	32,23	2,14
1995	28,01	9,46	15,03	43,04	0,35	3,58	128	32,92	3,15
1996	25,09	8,18	18,62	43,71	0,43	3,75	150	35,39	2,32
1997	27,43	8,69	21,96	49,38	0,44	3,74	136	36,74	2,56
1998	22,25	7,39	25,06	47,31	0,53	3,48	156	29,15	3,96
1999	24,34	7,98	24,93	49,26	0,51	5,16	212	34,03	5,46
2000	23,12	7,15	23,73	46,86	0,51	10,53	455	28,93	8,42
2001	21,70	6,83	24,61	46,31	0,53	11,89	548	31,08	11,78
2002	19,51	6,09	24,97	44,47	0,56	11,30	579	34,98	11,42
2003	19,19	5,71	26,40	45,59	0,58	12,88	671	38,97	10,40
2004	19,41	6,58	27,82	47,23	0,59	16,16	833	31,17	13,97
2005	16,79	5,38	24,11	40,90	0,59	16,35	974	27,59	13,78
2006	12,02	4,10	21,40	33,41	0,64	14,89	1239	26,28	13,17
2007	11,21	3,73	20,13	31,34	0,64	14,68	1309	26,44	13,79
2008	10,86	3,23	23,32	34,18	0,68	14,24	1311	29,69	14,78
2009	11,89	3,81	21,69	33,58	0,65	14,99	1261	29,07	15,77
2010	11,32	3,65	29,17	40,50	0,72	18,35	1621	35,83	16,03
2011	12,33	3,81	31,71	44,03	0,72	19,26	1563	38,05	14,50
2012	11,10	3,60	33,56	44,66	0,75	18,20	1640	38,71	11,67
2013	10,48	3,41	32,22	42,70	0,75	17,38	1659	42,46	9,79
2014	10,73	3,36	28,36	39,09	0,73	20,07	1871	43,59	1,66
2015	10,14	3,29	29,44	39,58	0,74	20,23	1994	45,97	1,55
2016	7,61	2,49	31,83	39,44	0,81	17,35	2278	48,86	0,87
2017	6,92	2,18	31,14	38,05	0,82	13,79	1994	39,04	1,22
2018	5,71	1,85	26,65	32,36	0,82	13,48	2360	26,82	0,60
2019	4,69	1,53	23,29	27,97	0,83	9,26	1976	25,59	0,50
2020	4,12	1,32	20,44	24,56	0,83	6,69	1621	24,20	0,25
2021	3,15	1,02	16,94	20,09	0,84	2,94	933	18,59	0,00
2022	2,85	0,94	15,66	18,51	0,85	2,62	921	17,94	0,00
2023	2,59	0,83	14,68	17,27	0,85	1,74	672	16,56	0,00
2024	2,20	0,71	13,01	15,21	0,86	0,05	24	12,72	0,00
2025	1,70	0,56	12,08	13,79	0,88	0,05	29	5,29	0,00
		196,81							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,88	323,89	18,36	29,24	0,63	14,46	1328	24,91	12,46
feb. 07	10,40	274,25	18,07	28,47	0,63	14,09	1354	24,58	15,15
mar. 07	10,95	317,83	17,47	28,41	0,61	14,84	1355	21,34	14,60
apr. 07	10,96	300,96	20,23	31,19	0,65	14,84	1354	21,47	14,41
mai. 07	12,10	324,60	22,07	34,17	0,65	15,27	1262	30,53	14,88
jun. 07	11,92	309,04	22,09	34,01	0,65	15,25	1280	26,42	13,36
jul. 07	11,17	324,42	16,33	27,50	0,59	15,41	1380	30,15	13,72
aug. 07	11,56	331,56	20,16	31,72	0,64	14,86	1286	29,29	13,86
sep. 07	11,32	304,64	20,88	32,19	0,65	14,22	1257	29,93	13,52
okt. 07	12,16	337,96	21,67	33,83	0,64	14,43	1187	19,32	14,40
nov. 07	10,55	283,56	22,04	32,60	0,68	14,16	1342	29,71	12,66
des. 07	10,55	292,87	22,16	32,71	0,68	14,33	1358	29,60	12,51
jan. 08	10,48	287,93	21,74	32,22	0,67	14,66	1399	29,49	13,52
feb. 08	10,08	259,11	22,29	32,38	0,69	14,61	1448	20,38	15,83
mar. 08	9,68	266,01	22,85	32,54	0,70	14,43	1490	24,78	14,19
apr. 08	9,75	258,91	23,76	33,52	0,71	14,37	1473	34,20	13,46
mai. 08	11,14	306,37	24,37	35,51	0,69	14,76	1324	34,19	14,38
jun. 08	11,81	21,43	24,86	36,67	0,68	14,76	1250	34,19	14,88
jul. 08	11,57	317,50	25,98	37,55	0,69	13,90	1201	27,69	15,68
aug. 08	11,10	305,58	24,28	35,38	0,69	13,81	1244	27,18	15,34
sep. 08	11,16	297,31	24,38	35,54	0,69	13,82	1238	32,18	14,35
okt. 08	11,57	315,29	23,52	35,09	0,67	14,10	1219	32,18	14,27
nov. 08	11,14	296,97	20,79	31,93	0,65	13,84	1242	32,17	15,30
des. 08	10,81	297,35	21,02	31,83	0,66	13,78	1275	27,67	16,14
jan. 09	12,11	333,90	21,33	33,44	0,64	15,40	1272	32,16	15,36
feb. 09	11,79	293,12	21,08	32,87	0,64	15,08	1279	32,66	15,15
mar. 09	12,12	334,34	21,39	33,51	0,64	15,04	1241	26,16	17,58
apr. 09	11,95	319,34	21,07	33,03	0,64	14,93	1249	29,50	16,75
mai. 09	11,61	320,94	20,53	32,14	0,64	14,93	1286	29,65	15,29
jun. 09	12,09	324,34	19,58	31,68	0,62	14,64	1211	29,64	15,36
jul. 09	12,11	336,39	22,95	35,07	0,65	14,75	1218	29,64	15,41
aug. 09	11,84	327,09	22,92	34,76	0,66	14,77	1248	24,64	17,42
sep. 09	12,03	256,31	23,21	35,24	0,66	14,68	1220	26,48	16,96
okt. 09	11,71	323,47	22,49	34,21	0,66	14,74	1259	29,13	15,72
nov. 09	11,64	313,02	21,66	33,31	0,65	14,93	1282	29,62	14,11
des. 09	11,63	323,34	22,08	33,71	0,66	16,01	1376	29,62	14,15

Tabell 7.8.17: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFB

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988	7,66	2,15	0,00	7,66	0,00	0,69	90	6,29	0,00
1989	20,34	6,84	0,47	20,81	0,02	1,86	92	15,13	0,00
1990	17,71	5,97	3,06	20,78	0,15	1,62	91	24,89	0,00
1991	17,23	5,82	4,62	21,84	0,21	1,58	92	37,85	0,00
1992	21,43	7,25	10,58	32,01	0,33	1,84	86	52,25	0,00
1993	26,52	8,83	8,42	34,94	0,24	2,23	84	50,07	0,00
1994	28,58	9,79	12,61	41,19	0,31	2,55	89	48,79	0,00
1995	24,35	8,18	17,64	41,98	0,42	2,28	94	52,07	0,00
1996	20,10	6,64	24,72	44,82	0,55	1,99	99	53,85	0,00
1997	16,67	5,22	27,79	44,46	0,63	1,78	107	58,79	0,00
1998	15,84	5,03	28,41	44,25	0,64	1,74	110	60,29	0,00
1999	14,93	5,02	29,09	44,02	0,66	1,55	104	62,68	0,00
2000	12,40	4,16	30,09	42,49	0,71	1,50	121	59,13	0,00
2001	9,44	3,20	32,39	41,83	0,77	1,16	123	60,97	0,00
2002	7,73	2,53	36,36	44,09	0,82	1,23	159	54,97	0,00
2003	9,33	3,21	34,37	43,70	0,79	1,12	120	50,41	0,00
2004	9,38	3,16	37,56	46,94	0,80	1,52	162	50,83	0,00
2005	8,32	2,73	38,67	46,99	0,82	1,41	170	49,18	0,00
2006	7,12	2,42	43,40	50,52	0,86	1,39	196	54,93	0,00
2007	5,41	1,83	41,29	46,70	0,88	1,30	241	51,50	0,00
2008	5,20	1,58	46,49	51,70	0,90	1,31	252	55,62	0,00
2009	4,96	1,56	45,92	50,87	0,90	1,08	218	57,68	0,00
2010	5,07	1,61	41,49	46,57	0,89	0,91	180	76,87	0,00
2011	4,64	1,43	33,90	38,54	0,88	0,84	182	72,94	0,00
2012	4,62	1,51	31,82	36,44	0,87	0,62	135	72,00	0,00
2013	4,15	1,36	33,36	37,51	0,89	0,52	125	72,78	0,00
2014	3,96	1,25	33,95	37,91	0,90	0,43	110	72,26	0,00
2015	4,02	1,32	33,28	37,30	0,89	0,39	98	73,13	0,00
2016	3,40	1,12	30,76	34,16	0,90	0,27	79	68,45	0,00
2017	3,00	0,94	30,49	33,50	0,91	0,21	70	65,18	0,00
2018	2,23	0,73	28,42	30,64	0,93	0,17	75	65,93	0,00
2019	1,92	0,64	26,40	28,32	0,93	0,14	75	66,87	0,00
2020	1,97	0,62	24,70	26,67	0,93	0,15	76	66,17	0,00
2021	1,61	0,54	14,80	16,41	0,90	0,11	66	42,28	0,00
2022	1,36	0,45	13,90	15,26	0,91	0,09	63	36,48	0,00
2023	1,18	0,38	12,51	13,68	0,91	0,07	60	29,98	0,00
2024	1,06	0,35	10,84	11,90	0,91	0,06	59	22,62	0,00
2025	0,95	0,32	9,82	10,77	0,91	0,05	57	4,99	0,00
Totalt		117,65							

	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	5,91	170,34	43,98	49,89	0,88	1,54	260	53,21	0,00
feb. 07	5,84	153,67	42,98	48,82	0,88	1,60	274	51,89	0,00
mar. 07	5,70	163,54	42,92	48,62	0,88	1,36	238	57,72	0,00
apr. 07	5,49	153,47	42,26	47,75	0,89	1,34	244	56,54	0,00
mai. 07	5,08	146,03	40,37	45,45	0,89	0,98	194	44,94	0,00
jun. 07	5,48	158,33	41,16	46,64	0,88	1,19	217	41,78	0,00
jul. 07	5,83	166,09	42,29	48,12	0,88	1,54	264	50,52	0,00
aug. 07	5,79	164,44	42,22	48,01	0,88	1,45	251	51,76	0,00
sep. 07	4,02	110,39	28,18	32,20	0,88	0,89	222	47,60	0,00
okt. 07	4,99	141,93	37,84	42,82	0,88	1,13	226	51,59	0,00
nov. 07	5,35	147,19	45,42	50,76	0,89	1,33	249	54,82	0,00
des. 07	5,48	156,06	45,88	51,36	0,89	1,31	239	55,59	0,00
jan. 08	5,25	146,18	46,48	51,73	0,90	1,24	236	55,63	0,00
feb. 08	5,25	136,88	47,17	52,42	0,90	1,18	224	55,94	0,00
mar. 08	4,52	125,69	45,47	49,99	0,91	1,21	267	57,56	0,00
apr. 08	4,73	127,31	45,68	50,41	0,91	1,35	285	57,61	0,00
mai. 08	5,50	153,56	45,14	50,64	0,89	1,43	261	54,74	0,00
jun. 08	5,50	24,76	46,40	51,90	0,89	1,42	257	54,75	0,00
jul. 08	5,48	151,70	47,69	53,17	0,90	1,50	273	54,76	0,00
aug. 08	5,01	139,94	45,97	50,98	0,90	1,37	273	55,12	0,00
sep. 08	5,38	144,95	46,19	51,57	0,90	1,34	249	55,36	0,00
okt. 08	5,09	142,44	46,05	51,14	0,90	1,26	248	54,96	0,00
nov. 08	5,52	144,76	47,52	53,04	0,90	1,25	226	55,55	0,00
des. 08	5,21	141,54	48,15	53,37	0,90	1,17	225	55,47	0,00
jan. 09	5,42	147,55	48,84	54,27	0,90	1,24	229	57,98	0,00
feb. 09	5,14	125,97	49,56	54,70	0,91	1,17	228	57,92	0,00
mar. 09	4,89	130,24	50,10	55,00	0,91	1,12	228	55,86	0,00
apr. 09	5,02	130,65	43,35	48,37	0,90	1,05	210	55,63	0,00
mai. 09	5,14	139,78	42,58	47,72	0,89	1,05	205	57,15	0,00
jun. 09	4,92	129,45	42,99	47,92	0,90	1,02	207	57,12	0,00
jul. 09	4,97	135,33	50,43	55,40	0,91	1,11	224	58,58	0,00
aug. 09	4,79	130,32	49,31	54,10	0,91	1,06	221	56,56	0,00
sep. 09	4,90	103,29	48,79	53,69	0,91	1,04	212	56,54	0,00
okt. 09	4,87	132,53	43,92	48,79	0,90	1,07	219	60,71	0,00
nov. 09	4,64	122,05	43,04	47,69	0,90	1,02	220	58,98	0,00
des. 09	4,79	130,62	38,07	42,86	0,89	1,01	211	59,19	0,00

Tabell 7.8.18: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	0,00	0,55	137		
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	0,00	1,81	131	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	0,06	2,49	125	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	0,13	3,33	124	39,63	0,00
1994	30,61	10,55	7,71	38,32	0,20	3,73	122	48,47	0,00
1995	30,82	10,45	12,22	43,04	0,28	3,56	115	54,62	1,97
1996	31,11	10,63	15,99	47,10	0,34	3,43	110	52,67	3,14
1997	29,95	10,21	20,61	50,56	0,41	3,95	132	54,95	3,11
1998	22,94	7,51	23,36	46,30	0,50	2,92	127	59,51	2,45
1999	18,99	6,48	18,56	37,56	0,49	2,59	137	56,90	2,01
2000	15,73	4,95	19,84	35,57	0,56	2,42	154	53,15	2,62
2001	12,65	4,14	21,56	34,21	0,63	1,70	135	52,92	2,01
2002	10,69	3,71	15,43	26,12	0,59	1,44	135	46,21	1,01
2003	10,28	3,35	16,00	26,28	0,61	1,33	130	44,84	1,12
2004	10,18	3,51	20,66	30,84	0,67	1,57	154	43,20	1,78
2005	9,75	3,40	16,39	26,14	0,63	1,33	136	26,78	1,42
2006	7,30	2,31	15,24	22,55	0,68	1,03	140	32,19	1,98
2007	5,53	1,84	11,16	16,70	0,67	0,74	133	25,73	1,93
2008	4,51	1,47	11,74	16,25	0,72	0,56	124	28,53	1,82
2009	4,51	1,40	14,29	18,80	0,76	0,69	153	26,18	1,58
2010	5,09	1,66	22,46	27,55	0,82	0,82	161	34,56	0,27
2011	5,00	1,64	26,99	32,00	0,84	0,78	156	36,80	0,08
2012	4,98	1,58	27,17	32,15	0,85	0,75	150	36,81	0,47
2013	4,89	1,62	24,45	29,35	0,83	0,71	146	35,62	0,46
2014	5,58	1,84	24,25	29,82	0,81	0,77	137	34,70	0,68
2015	5,05	1,59	23,23	28,28	0,82	0,66	131	34,44	0,95
2016	4,58	1,52	23,44	28,02	0,84	0,58	126	34,50	1,06
2017	4,50	1,49	23,19	27,69	0,84	0,64	143	33,28	0,98
2018	4,35	1,39	22,66	27,02	0,84	0,62	142	32,34	1,07
2019	3,93	1,31	21,15	25,08	0,84	0,48	122	31,80	1,00
2020	3,80	1,27	20,63	24,43	0,84	0,44	117	31,53	0,96
2021	3,24	1,04	18,78	22,01	0,85	0,34	106	23,58	0,92
2022	2,79	0,93	17,02	19,81	0,86	0,25	90	22,04	0,88
2023	2,41	0,80	13,74	16,15	0,85	0,15	62	20,17	0,84
2024	2,14	0,69	11,88	14,02	0,85	0,13	63	14,66	0,79
2025	1,83	0,61	11,15	12,97	0,86	0,13	72	4,27	1,06
Totalt		129,13							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	6,59	186,79	13,86	20,45	0,68	0,92	140	31,77	1,51
feb. 07	6,42	176,30	12,60	19,02	0,66	0,87	136	29,23	0,00
mar. 07	6,58	192,73	12,46	19,04	0,65	0,87	133	29,59	0,00
apr. 07	7,04	193,76	12,57	19,62	0,64	0,97	138	17,47	0,00
mai. 07	6,40	185,93	12,34	18,74	0,66	0,82	129	27,22	2,05
jun. 07	5,47	157,12	11,71	17,18	0,68	0,73	134	33,78	2,15
jul. 07	5,03	145,08	8,81	13,84	0,64	0,66	132	28,44	0,00
aug. 07	4,95	142,42	9,79	14,74	0,66	0,65	130	20,45	0,00
sep. 07	4,34	96,84	9,66	14,00	0,69	0,58	133	11,97	2,00
okt. 07	4,36	125,56	9,98	14,33	0,70	0,57	132	20,47	0,00
nov. 07	4,43	121,39	10,46	14,89	0,70	0,58	131	29,32	0,00
des. 07	4,80	120,31	9,70	14,50	0,67	0,62	129	29,04	0,00
jan. 08	4,76	134,31	9,99	14,75	0,68	0,61	128	29,00	0,00
feb. 08	4,66	121,84	10,13	14,79	0,69	0,59	127	23,12	2,00
mar. 08	4,88	136,59	10,29	15,17	0,68	0,61	125	28,91	0,00
apr. 08	4,88	133,09	11,35	16,23	0,70	0,60	123	30,70	0,00
mai. 08	4,77	131,94	11,54	16,30	0,71	0,59	123	30,24	0,00
jun. 08	4,71	99,76	11,65	16,36	0,71	0,57	121	23,25	1,45
jul. 08	4,51	127,25	11,82	16,33	0,72	0,55	121	31,74	0,00
aug. 08	4,52	127,47	12,25	16,77	0,73	0,57	125	15,62	2,00
sep. 08	4,28	116,86	12,56	16,84	0,75	0,53	125	31,79	0,00
okt. 08	4,08	115,17	12,83	16,91	0,76	0,51	125	31,62	0,00
nov. 08	4,13	112,81	13,10	17,24	0,76	0,51	124	33,19	0,00
des. 08	3,91	110,17	13,42	17,33	0,77	0,48	124	33,20	0,00
jan. 09	4,22	118,94	11,86	16,09	0,74	0,62	147	29,49	2,25
feb. 09	3,97	101,15	12,14	16,11	0,75	0,58	147	30,04	2,00
mar. 09	4,24	119,64	12,59	16,83	0,75	0,61	144	30,08	2,00
apr. 09	4,55	123,90	12,83	17,37	0,74	0,64	141	24,04	0,00
mai. 09	4,29	121,14	13,06	17,36	0,75	0,62	143	23,87	0,00
jun. 09	4,76	129,36	13,77	18,52	0,74	0,74	155	15,45	1,40
jul. 09	5,09	143,87	14,48	19,57	0,74	0,74	146	23,53	0,25
aug. 09	4,84	137,06	15,06	19,91	0,76	0,71	147	26,15	0,00
sep. 09	4,61	25,04	15,53	20,14	0,77	0,69	149	30,03	0,00
okt. 09	4,45	125,02	15,64	20,09	0,78	0,68	153	27,85	0,00
nov. 09	4,65	127,27	16,91	21,56	0,78	0,84	180	26,61	0,00
des. 09	4,43	125,22	17,65	22,08	0,80	0,79	177	27,02	0,00

Tabell 7.8.19: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	0,00	0,55	137		
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	0,00	1,81	131	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	0,06	2,49	125	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	0,13	3,33	124	39,63	0,00
1994	30,61	10,55	7,71	38,32	0,20	3,73	122	48,47	0,00
1995	30,82	10,45	12,22	43,04	0,28	3,56	115	54,62	1,97
1996	31,11	10,63	15,99	47,10	0,34	3,43	110	52,67	3,14
1997	29,95	10,21	20,61	50,56	0,41	3,95	132	54,95	3,11
1998	22,94	7,51	23,36	46,30	0,50	2,92	127	59,51	2,45
1999	18,99	6,48	18,56	37,56	0,49	2,59	137	56,90	2,01
2000	15,73	4,95	19,84	35,57	0,56	2,42	154	53,15	2,62
2001	13,33	4,34	21,57	34,90	0,62	4,12	309	52,92	2,01
2002	12,74	4,32	15,45	28,19	0,55	8,20	643	46,21	1,01
2003	12,41	3,96	16,07	28,48	0,56	9,46	762	44,84	1,12
2004	12,43	4,15	20,75	33,17	0,63	11,39	917	43,20	1,78
2005	11,81	4,12	16,44	28,26	0,58	11,39	964	26,78	1,42
2006	9,05	2,84	15,29	24,34	0,63	10,11	1118	32,19	1,98
2007	9,68	3,09	11,84	21,52	0,55	12,56	1298	25,73	1,93
2008	8,59	2,79	12,48	21,07	0,59	12,71	1481	28,53	1,82
2009	8,39	2,59	17,77	26,15	0,68	14,45	1723	26,18	1,58
2010	8,84	2,87	26,07	34,91	0,75	13,26	1501	34,56	0,27
2011	8,61	2,80	30,92	39,53	0,78	13,11	1523	36,80	0,08
2012	8,26	2,59	31,17	39,43	0,79	11,65	1410	36,81	0,47
2013	6,98	2,29	28,42	35,40	0,80	9,67	1387	35,62	0,46
2014	6,98	2,30	28,19	35,17	0,80	15,04	2155	34,70	0,68
2015	6,68	2,09	26,97	33,65	0,80	10,67	1599	34,44	0,95
2016	5,80	1,92	27,10	32,90	0,82	10,06	1735	34,50	1,06
2017	5,48	1,81	25,70	31,17	0,82	10,68	1949	33,28	0,98
2018	5,18	1,65	24,88	30,06	0,83	8,14	1573	32,34	1,07
2019	5,02	1,66	22,87	27,89	0,82	6,50	1296	31,80	1,00
2020	5,22	1,72	22,24	27,46	0,81	4,10	785	31,53	0,96
2021	4,05	1,30	18,78	22,83	0,82	0,76	188	23,58	0,92
2022	3,27	1,08	17,02	20,29	0,84	0,31	96	22,04	0,88
2023	2,55	0,85	13,74	16,29	0,84	0,15	58	20,17	0,84
2024	2,14	0,69	11,88	14,02	0,85	0,13	63	14,66	0,79
2025	1,83	0,61	11,15	12,97	0,86	0,13	72	4,27	1,06
Totalt		143,43							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	10,41	252,43	13,93	24,34	0,57	11,05	1062	31,77	1,51
feb. 07	9,37	258,06	13,25	22,62	0,59	12,05	1285	29,23	0,00
mar. 07	9,28	274,07	13,44	22,72	0,59	12,04	1298	29,59	0,00
apr. 07	9,67	271,02	13,64	23,31	0,59	13,12	1357	17,47	0,00
mai. 07	11,04	266,23	13,49	24,53	0,55	14,79	1340	27,22	2,05
jun. 07	11,33	274,44	12,64	23,97	0,53	13,29	1173	33,78	2,15
jul. 07	9,96	288,07	9,52	19,49	0,49	12,32	1237	28,44	0,00
aug. 07	10,47	292,81	10,84	21,31	0,51	13,89	1326	20,45	0,00
sep. 07	9,38	221,48	10,47	19,84	0,53	11,83	1262	11,97	2,00
okt. 07	8,21	233,01	10,22	18,43	0,55	12,10	1475	20,47	0,00
nov. 07	8,20	223,14	10,72	18,92	0,57	12,12	1478	29,32	0,00
des. 07	8,85	233,21	9,95	18,80	0,53	12,15	1373	29,04	0,00
jan. 08	8,55	239,99	10,21	18,76	0,54	11,42	1336	29,00	0,00
feb. 08	8,46	220,84	10,36	18,82	0,55	11,42	1350	23,12	2,00
mar. 08	8,63	241,16	10,51	19,14	0,55	11,43	1325	28,91	0,00
apr. 08	8,57	232,85	11,57	20,14	0,57	11,98	1397	30,70	0,00
mai. 08	8,76	243,48	11,79	20,56	0,57	12,40	1415	30,24	0,00
jun. 08	8,68	184,62	11,92	20,60	0,58	12,40	1428	23,25	1,45
jul. 08	9,18	257,48	12,76	21,94	0,58	13,61	1482	31,74	0,00
aug. 08	9,00	252,47	13,27	22,26	0,60	13,61	1513	15,62	2,00
sep. 08	8,62	233,93	13,67	22,29	0,61	13,59	1576	31,79	0,00
okt. 08	8,30	232,93	14,09	22,39	0,63	13,54	1631	31,62	0,00
nov. 08	8,28	224,56	14,56	22,84	0,64	13,53	1635	33,19	0,00
des. 08	8,00	224,24	15,08	23,07	0,65	13,65	1707	33,20	0,00
jan. 09	8,42	236,12	13,46	21,88	0,62	14,33	1701	29,49	2,25
feb. 09	8,08	204,41	14,13	22,22	0,64	14,32	1771	30,04	2,00
mar. 09	8,26	231,73	14,94	23,20	0,64	14,39	1742	30,08	2,00
apr. 09	8,47	229,87	15,50	23,98	0,65	14,46	1707	24,04	0,00
mai. 09	8,18	229,52	16,17	24,35	0,66	14,48	1771	23,87	0,00
jun. 09	8,60	233,15	17,38	25,98	0,67	14,66	1704	15,45	1,40
jul. 09	8,92	250,80	18,74	27,66	0,68	14,71	1649	23,53	0,25
aug. 09	8,67	243,92	19,96	28,64	0,70	14,71	1696	26,15	0,00
sep. 09	8,21	38,43	19,80	28,01	0,71	14,26	1737	30,03	0,00
okt. 09	8,07	225,83	20,33	28,40	0,72	14,30	1774	27,85	0,00
nov. 09	8,28	225,20	21,90	30,18	0,73	14,52	1754	26,61	0,00
des. 09	8,48	238,17	20,87	29,34	0,71	14,31	1688	27,02	0,00

Tabell 7.8.20: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF SAT mot GFA

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986		0,00							
1987		0,00							
1988		0,00							
1989		0,00							
1990		0,00							
1991		0,00							
1992		0,00							
1993		0,00							
1994		0,00							
1995		0,00							
1996		0,00							
1997		0,00							
1998	0,85	0,07	0,00	0,85	0,00	0,44	513	0,00	4,10
1999	6,88	2,13	0,22	7,10	0,03	1,93	281	0,00	1,75
2000	9,89	2,98	0,58	10,47	0,06	5,33	539	0,00	3,12
2001	11,57	3,64	1,25	12,82	0,10	7,96	688	0,00	7,97
2002	10,06	3,11	1,00	11,07	0,09	8,59	854	0,00	8,42
2003	9,64	2,76	0,86	10,50	0,08	9,31	966	0,00	7,72
2004	10,46	3,52	0,83	11,29	0,07	12,47	1193	0,00	10,12
2005	9,85	3,14	1,55	11,39	0,14	13,76	1398	0,00	11,15
2006	6,99	2,41	2,05	9,04	0,23	13,42	1920	0,00	10,84
2007	5,71	1,94	2,64	8,35	0,32	12,96	2271	0,00	11,89
2008	5,81	1,73	1,99	7,80	0,25	12,50	2152	0,00	12,45
2009	7,45	2,41	1,41	8,86	0,16	12,69	1702	0,00	13,55
2010	7,36	2,38	4,18	11,54	0,36	16,27	2210	0,00	13,25
2011	7,80	2,40	4,88	12,68	0,38	17,34	2222	0,00	12,14
2012	6,90	2,22	5,20	12,10	0,43	16,38	2374	0,00	9,28
2013	5,68	1,83	4,73	10,41	0,45	15,76	2776	0,00	7,42
2014	5,59	1,74	2,91	8,50	0,34	18,86	3374	0,00	0,50
2015	5,20	1,67	2,96	8,17	0,36	19,28	3706	0,00	0,44
2016	3,42	1,10	3,17	6,59	0,48	16,80	4915	0,00	0,45
2017	3,53	1,11	3,22	6,74	0,48	13,49	3824	0,00	0,45
2018	2,98	0,95	3,53	6,51	0,54	13,27	4453	0,00	0,35
2019	2,27	0,73	3,05	5,32	0,57	9,09	4009	0,00	0,25
2020	1,93	0,61	1,91	3,83	0,50	6,53	3391	0,00	0,25
2021	1,11	0,34	0,00	1,11	0,00	2,84	2564		
2022	0,95	0,31	0,00	0,95	0,00	2,56	2686		
2023	0,82	0,26	0,00	0,82	0,00	1,68	2057		
2024	0,58	0,17	0,00	0,58	0,00	0,00	0		
2025	0,35	0,07	0,00	0,35	0,00	0,00	0		
Totalt		47,71							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	6,41	190,47	2,59	9,00	0,29	12,80	1997	0,00	10,84
feb. 07	6,24	165,59	2,59	8,83	0,29	12,73	2040	0,00	12,74
mar. 07	6,74	194,26	2,78	9,52	0,29	13,57	2014	0,00	12,20
apr. 07	6,00	171,94	2,58	8,58	0,30	13,35	2226	0,00	11,68
mai. 07	5,98	172,41	2,61	8,59	0,30	13,65	2281	0,00	11,67
jun. 07	5,78	160,36	2,57	8,35	0,31	13,20	2284	0,00	12,14
jul. 07	5,60	170,82	2,35	7,95	0,30	13,56	2424	0,00	12,62
aug. 07	5,08	151,61	2,66	7,74	0,34	12,89	2539	0,00	12,76
sep. 07	5,20	140,71	2,69	7,89	0,34	12,31	2367	0,00	12,12
okt. 07	6,02	167,96	2,82	8,84	0,32	12,55	2084	0,00	11,50
nov. 07	4,63	124,98	2,74	7,37	0,37	12,33	2661	0,00	11,26
des. 07	4,79	133,55	2,73	7,52	0,36	12,55	2621	0,00	11,11
jan. 08	4,65	129,77	2,14	6,79	0,32	12,72	2734	0,00	12,12
feb. 08	4,55	118,40	2,16	6,70	0,32	12,59	2768	0,00	12,01
mar. 08	4,45	124,22	2,19	6,64	0,33	12,72	2857	0,00	12,04
apr. 08	4,37	117,82	2,21	6,58	0,34	12,66	2898	0,00	12,04
mai. 08	6,04	168,48	2,17	8,21	0,26	13,08	2165	0,00	12,01
jun. 08	6,98	0,00	2,21	9,19	0,24	13,00	1863	0,00	12,49
jul. 08	6,51	181,67	2,19	8,70	0,25	12,21	1876	0,00	12,52
aug. 08	6,45	179,93	2,23	8,68	0,26	12,22	1894	0,00	12,88
sep. 08	6,34	171,10	2,28	8,62	0,26	12,05	1900	0,00	12,87
okt. 08	6,59	183,81	1,37	7,96	0,17	12,33	1871	0,00	12,77
nov. 08	6,44	173,58	1,36	7,79	0,17	12,23	1901	0,00	12,81
des. 08	6,34	176,83	1,35	7,69	0,18	12,23	1930	0,00	12,88
jan. 09	7,85	219,03	1,41	9,26	0,15	12,81	1632	0,00	13,57
feb. 09	7,78	195,35	1,39	9,17	0,15	12,60	1619	0,00	13,61
mar. 09	7,62	212,48	1,40	9,02	0,16	12,55	1648	0,00	13,62
apr. 09	7,52	202,78	1,32	8,84	0,15	12,52	1665	0,00	13,66
mai. 09	7,45	207,93	1,33	8,78	0,15	12,59	1689	0,00	13,71
jun. 09	7,39	199,33	1,33	8,72	0,15	12,51	1692	0,00	13,76
jul. 09	7,35	205,10	1,33	8,68	0,15	12,56	1708	0,00	13,82
aug. 09	7,28	203,25	1,37	8,65	0,16	12,54	1722	0,00	13,85
sep. 09	7,30	156,24	1,38	8,69	0,16	12,48	1708	0,00	13,88
okt. 09	7,26	202,67	1,43	8,69	0,16	12,55	1727	0,00	13,93
nov. 09	7,23	195,12	1,52	8,75	0,17	12,73	1759	0,00	12,58
des. 09	7,39	206,08	1,73	9,11	0,19	13,80	1869	0,00	12,64

Tabell 7.8.21: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF SAT mot GFC

År	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd
1986		0,00						
1987		0,00						
1988		0,00						
1989		0,00						
1990		0,00						
1991		0,00						
1992		0,00						
1993		0,00						
1994		0,00						
1995		0,00						
1996		0,00						
1997		0,00						
1998		0,00						
1999		0,00						
2000		0,00						
2001	2,05	0,20	0,01	2,06	0,01	7,25	3536	
2002	2,05	0,62	0,02	2,07	0,01	6,76	3292	
2003	2,32	0,61	0,08	2,40	0,03	8,86	3820	
2004	2,25	0,64	0,09	2,34	0,04	9,82	4368	
2005	2,07	0,72	0,06	2,12	0,03	10,06	4871	
2006	2,09	0,52	0,06	2,15	0,03	10,90	5216	
2007	4,15	1,24	0,68	4,83	0,14	11,82	2852	
2008	4,08	1,32	0,74	4,82	0,15	12,15	2980	
2009	3,88	1,19	3,47	7,35	0,47	13,77	3549	
2010	3,75	1,21	3,60	7,35	0,49	12,45	3320	
2011	3,60	1,16	3,93	7,53	0,52	12,33	3421	
2012	3,28	1,00	4,00	7,28	0,55	10,90	3322	
2013	2,08	0,67	3,97	6,05	0,66	8,96	4305	
2014	1,41	0,45	3,94	5,35	0,74	14,28	10152	
2015	1,63	0,50	3,74	5,37	0,70	10,01	6151	
2016	1,22	0,40	3,66	4,88	0,75	9,49	7755	
2017	0,98	0,31	2,51	3,48	0,72	10,03	10278	
2018	0,82	0,25	2,22	3,04	0,73	7,52	9143	
2019	1,09	0,35	1,72	2,80	0,61	6,02	5552	
2020	1,42	0,45	1,61	3,03	0,53	3,65	2574	
2021	0,82	0,26	0,00	0,82	0,00	0,42	515	
2022	0,48	0,15	0,00	0,48	0,00	0,06	131	
2023	0,14	0,05	0,00	0,14	0,00	0,00	0	
2024		0,00						
2025		0,00						
Totalt		14,29						

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	3,82	65,64	0,07	3,89	0,02	10,13	2649	0,00	0,00
feb. 07	2,95	81,75	0,65	3,60	0,18	11,18	3791	0,00	0,00
mar. 07	2,69	81,34	0,98	3,68	0,27	11,17	4144	0,00	0,00
apr. 07	2,63	77,26	1,07	3,70	0,29	12,14	4625	0,00	0,00
mai. 07	4,63	80,29	1,15	5,78	0,20	13,97	3016	0,00	0,00
jun. 07	5,86	117,31	0,93	6,79	0,14	12,56	2143	0,00	0,00
jul. 07	4,93	143,00	0,71	5,64	0,13	11,66	2365	0,00	0,00
aug. 07	5,52	150,39	1,06	6,58	0,16	13,24	2397	0,00	0,00
sep. 07	5,04	124,64	0,81	5,84	0,14	11,25	2233	0,00	0,00
okt. 07	3,85	107,44	0,25	4,10	0,06	11,53	2994	0,00	0,00
nov. 07	3,77	101,75	0,26	4,03	0,06	11,54	3060	0,00	0,00
des. 07	4,05	112,90	0,25	4,30	0,06	11,53	2849	0,00	0,00
jan. 08	3,79	105,68	0,22	4,01	0,05	10,81	2854	0,00	0,00
feb. 08	3,80	99,00	0,23	4,03	0,06	10,82	2847	0,00	0,00
mar. 08	3,75	104,57	0,22	3,97	0,06	10,82	2887	0,00	0,00
apr. 08	3,70	99,76	0,21	3,91	0,05	11,38	3076	0,00	0,00
mai. 08	4,00	111,54	0,26	4,25	0,06	11,81	2954	0,00	0,00
jun. 08	3,97	84,86	0,27	4,24	0,06	11,83	2982	0,00	0,00
jul. 08	4,67	130,24	0,95	5,62	0,17	13,06	2798	0,00	0,00
aug. 08	4,48	125,00	1,02	5,50	0,19	13,05	2912	0,00	0,00
sep. 08	4,34	117,07	1,11	5,45	0,20	13,05	3007	0,00	0,00
okt. 08	4,22	117,76	1,26	5,48	0,23	13,03	3087	0,00	0,00
nov. 08	4,14	111,75	1,46	5,60	0,26	13,02	3143	0,00	0,00
des. 08	4,09	114,07	1,65	5,74	0,29	13,16	3220	0,00	0,00
jan. 09	4,20	117,18	1,60	5,80	0,28	13,71	3264	0,00	0,00
feb. 09	4,11	103,26	1,99	6,10	0,33	13,73	3339	0,00	0,00
mar. 09	4,02	112,09	2,35	6,37	0,37	13,78	3429	0,00	0,00
apr. 09	3,93	105,97	2,68	6,61	0,41	13,82	3518	0,00	0,00
mai. 09	3,88	108,38	3,11	6,99	0,44	13,87	3570	0,00	0,00
jun. 09	3,85	103,79	3,61	7,46	0,48	13,93	3619	0,00	0,00
jul. 09	3,83	106,93	4,25	8,08	0,53	13,97	3645	0,00	0,00
aug. 09	3,83	106,86	4,90	8,73	0,56	13,99	3654	0,00	0,00
sep. 09	3,60	13,39	4,27	7,87	0,54	13,58	3772	0,00	0,00
okt. 09	3,61	100,81	4,69	8,31	0,57	13,62	3771	0,00	0,00
nov. 09	3,63	97,93	4,99	8,62	0,58	13,68	3768	0,00	0,00
des. 09	4,05	112,95	3,21	7,26	0,44	13,52	3340	0,00	0,00

Tabell 7.8.22: Basis prognose med ØOU og prospekt for GF HF og GF SAT med Tordis og Gimle mot GFC

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
1990	3,98	1,34	0,00	3,99	0,00	0,55	137	0,00	0,00
1991	13,79	4,69	0,02	13,82	0,00	1,81	131	10,18	0,00
1992	19,92	7,07	1,22	21,14	0,06	2,49	125	24,80	0,00
1993	26,85	9,15	3,95	30,79	0,13	3,33	124	39,63	0,00
1994	34,87	12,10	7,71	42,58	0,18	4,16	119	48,47	0,00
1995	42,17	14,59	12,22	54,39	0,22	4,72	112	54,62	1,97
1996	43,43	15,14	15,99	59,43	0,27	4,70	108	52,67	3,14
1997	41,25	14,33	20,61	61,86	0,33	5,11	124	54,95	3,11
1998	33,81	11,48	23,36	57,17	0,41	4,08	121	59,51	2,45
1999	31,10	10,90	18,56	49,67	0,37	3,85	124	56,90	2,01
2000	26,64	8,95	19,84	46,48	0,43	3,63	136	53,15	2,62
2001	26,35	9,09	21,57	47,92	0,45	5,66	215	52,92	2,01
2002	25,38	8,94	15,45	40,83	0,38	9,62	379	46,21	1,01
2003	23,69	8,08	16,07	39,76	0,40	10,75	454	44,84	1,12
2004	22,50	7,84	20,75	43,25	0,48	12,56	558	43,20	1,78
2005	21,43	7,45	16,48	37,91	0,43	12,71	593	26,78	1,42
2006	14,75	4,76	15,30	30,05	0,51	11,04	749	32,19	1,98
2007	18,55	6,29	12,73	31,27	0,41	13,94	751	30,73	1,93
2008	17,76	6,08	14,34	32,10	0,45	13,98	787	32,98	1,82
2009	16,68	5,51	20,40	37,07	0,55	15,67	940	31,13	1,58
2010	14,24	4,81	32,16	46,40	0,69	14,06	988	39,56	0,27
2011	12,37	4,15	36,65	49,01	0,75	13,63	1102	41,80	0,08
2012	11,40	3,71	36,67	48,06	0,76	12,06	1059	41,81	0,47
2013	9,72	3,27	33,78	43,50	0,78	10,03	1032	40,62	0,46
2014	9,16	3,08	33,45	42,61	0,78	15,32	1672	39,70	0,68
2015	8,56	2,76	32,16	40,72	0,79	10,92	1274	39,44	0,95
2016	7,47	2,52	32,24	39,71	0,81	10,28	1376	39,50	1,06
2017	6,93	2,33	30,81	37,74	0,82	10,86	1567	38,28	0,98
2018	6,52	2,13	29,98	36,50	0,82	8,31	1275	37,34	1,07
2019	6,18	2,07	27,96	34,14	0,82	6,65	1077	36,80	1,00
2020	5,34	1,76	26,60	31,94	0,83	4,12	772	35,76	0,96
2021	4,12	1,32	22,19	26,31	0,84	0,78	189	26,88	0,92
2022	3,34	1,09	20,17	23,51	0,86	0,33	98	25,09	0,88
2023	2,55	0,85	13,74	16,29	0,84	0,15	58	20,17	0,84
2024	2,14	0,69	11,88	14,02	0,85	0,13	63	14,66	0,79
2025	1,83	0,61	11,15	12,97	0,86	0,13	72	4,27	1,06
Totalt		210,92							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
feb. 07	18,31	297,82	26,14	44,44	0,59	12,29	671	31,77	1,51
mar. 07	17,41	299,50	25,45	42,86	0,59	13,39	769	29,23	0,00
apr. 07	18,17	328,96	25,66	43,82	0,59	13,52	744	29,59	0,00
mai. 07	18,95	321,46	25,86	44,81	0,58	14,69	775	17,47	0,00
jun. 07	19,73	316,90	25,75	45,48	0,57	16,30	826	27,22	2,05
jul. 07	20,77	327,97	24,86	45,62	0,54	14,91	718	33,78	2,15
aug. 07	18,70	335,73	21,77	40,47	0,54	13,81	738	28,44	0,00
sep. 07	19,22	339,16	23,19	42,41	0,55	15,15	788	20,45	0,00
okt. 07	18,13	257,40	22,87	40,99	0,56	13,10	723	11,97	2,00
nov. 07	16,98	290,88	25,70	42,68	0,60	13,29	783	25,47	0,00
des. 07	17,85	279,17	26,25	44,10	0,60	13,39	750	34,32	0,00
jan. 08	18,45	289,66	25,61	44,06	0,58	13,40	726	34,04	0,00
feb. 08	17,31	285,91	27,14	44,46	0,61	12,59	727	34,00	0,00
mar. 08	17,71	270,00	26,04	43,75	0,60	12,68	716	27,80	2,00
apr. 08	17,49	294,53	25,56	43,05	0,59	12,66	723	33,28	0,00
mai. 08	17,30	280,66	26,71	44,01	0,61	13,17	761	34,96	0,00
jun. 08	17,39	289,94	27,02	44,40	0,61	13,57	780	34,43	0,00
jul. 08	16,67	217,98	27,24	43,92	0,62	13,49	809	27,36	1,45
aug. 08	18,36	298,16	28,16	46,51	0,61	14,81	807	35,79	0,00
sep. 08	18,11	291,18	28,72	46,83	0,61	14,80	818	19,62	2,00
okt. 08	18,64	296,69	28,26	46,90	0,60	15,05	807	36,50	0,00
nov. 08	18,18	297,78	28,70	46,88	0,61	14,96	823	36,27	0,00
des. 08	18,16	287,31	29,20	47,36	0,62	14,95	823	37,86	0,00
jan. 09	17,88	289,09	29,75	47,63	0,62	15,06	842	37,89	0,00
feb. 09	16,71	300,92	19,41	36,12	0,54	15,54	930	34,24	2,25
mar. 09	16,37	262,96	20,13	36,51	0,55	15,53	949	34,82	2,00
apr. 09	16,55	296,53	21,01	37,55	0,56	15,60	943	34,94	2,00
mai. 09	16,76	292,58	21,67	38,43	0,56	15,68	936	28,99	0,00
jun. 09	16,47	294,31	22,47	38,94	0,58	15,71	954	28,87	0,00
jul. 09	16,89	295,86	23,91	40,81	0,59	15,88	940	20,45	1,40
aug. 09	17,21	315,60	25,62	42,82	0,60	15,93	926	28,53	0,25
sep. 09	16,96	308,72	27,22	44,19	0,62	15,93	939	31,15	0,00
okt. 09	16,50	51,12	27,51	44,01	0,63	15,48	938	35,03	0,00
nov. 09	16,35	290,63	28,67	45,02	0,64	15,52	949	32,85	0,00
des. 09	16,57	287,92	31,17	47,74	0,65	15,74	950	31,61	0,00
jan. 00	16,77	302,97	31,19	47,95	0,65	15,54	927	32,02	0,00

*Produsert vann Tordis inkluderer kun vann fra Tordis til GFC. Tordis produserer i tillegg vann som injiseres direkte i Utsira formasjonen.
**Tordis injisert vann er ikke inkludert i vanninjeksjonen.

Tabell 7.8.23: Basis prognose Gulltopp

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1991	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1992	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1994	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1995	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2008	2,38	0,46	0,00	2,38	0,00	0,30	126	0,00	
2009	2,50	0,81	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
2010	2,28	0,74	0,29	2,57	0,11	0,28	124	0,00	
2011	1,69	0,52	0,81	2,50	0,32	0,21	126	0,00	
2012	1,25	0,40	1,25	2,50	0,50	0,16	126	0,00	
2013	0,96	0,31	1,49	2,45	0,61	0,12	122	0,00	
2014	0,72	0,22	1,50	2,22	0,68	0,09	120	0,00	
2015	0,53	0,17	1,50	2,03	0,74	0,06	120	0,00	
2016	0,39	0,13	1,50	1,89	0,79	0,05	119	0,00	
2017	0,30	0,09	1,50	1,80	0,84	0,03	117	0,00	
2018	0,22	0,07	1,50	1,72	0,87	0,03	117	0,00	
2019	0,16	0,05	1,50	1,66	0,90	0,02	117	0,00	
2020	0,12	0,04	1,50	1,62	0,93	0,01	118	0,00	
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
Totalt		3,99							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
feb. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mar. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
apr. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mai. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jun. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jul. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
aug. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
sep. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
okt. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
nov. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
des. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jan. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
feb. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mar. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
apr. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mai. 08	1,50	41,85	0,00	1,50	0,00	0,18	120	0,00	
jun. 08	2,50	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0	0,00	
jul. 08	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
aug. 08	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
sep. 08	2,50	67,43	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
okt. 08	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
nov. 08	2,50	67,43	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
des. 08	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
jan. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
feb. 09	2,50	62,78	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
mar. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
apr. 09	2,50	67,43	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
mai. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
jun. 09	2,50	67,43	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
jul. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
aug. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
sep. 09	2,50	53,48	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
okt. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
nov. 09	2,50	67,43	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	
des. 09	2,50	69,75	0,00	2,50	0,00	0,30	120	0,00	

Tabell 7.8.24: Basis prognose Alun

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1991	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1992	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1994	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1995	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2009	1,00	0,32	0,14	1,14	0,12	0,08	75	0,00	
2010	0,65	0,21	2,47	3,13	0,79	0,05	75	0,00	
2011	0,22	0,07	2,34	2,56	0,92	0,02	75	0,00	
2012	0,13	0,04	2,02	2,15	0,94	0,01	75	0,00	
2013	0,08	0,03	1,84	1,92	0,96	0,01	75	0,00	
2014	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2016	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2020	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
Totalt		0,67							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
feb. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mar. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
apr. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mai. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jun. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jul. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
aug. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
sep. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
okt. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
nov. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
des. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jan. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
feb. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mar. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
apr. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mai. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jun. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jul. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
aug. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
sep. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
okt. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
nov. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
des. 08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jan. 09	1,00	27,90	0,00	1,00	0,00	0,08	75	0,00	
feb. 09	1,00	25,11	0,00	1,00	0,00	0,07	68	0,00	
mar. 09	1,00	27,90	0,00	1,00	0,00	0,08	83	0,00	
apr. 09	1,00	26,97	0,00	1,00	0,00	0,07	73	0,00	
mai. 09	1,00	27,90	0,00	1,00	0,00	0,08	78	0,00	
jun. 09	1,00	26,97	0,00	1,00	0,00	0,07	73	0,00	
jul. 09	1,00	27,90	0,00	1,00	0,00	0,08	78	0,00	
aug. 09	1,00	27,90	0,03	1,03	0,03	0,08	75	0,00	
sep. 09	1,00	21,39	0,05	1,05	0,05	0,07	73	0,00	
okt. 09	1,00	27,90	0,09	1,09	0,08	0,08	78	0,00	
nov. 09	1,00	26,97	0,18	1,18	0,15	0,07	73	0,00	
des. 09	1,00	27,90	0,35	1,35	0,26	0,08	78	0,00	

Tabell 7.8.25: Basis prognose Skinfaks

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1991	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1992	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1994	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1995	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2005	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2007	0,58	0,06	0,00	0,58	0,01	0,91	1589	0,00	
2008	0,90	0,29	0,18	1,09	0,17	0,92	1019	0,00	
2009	0,62	0,19	2,57	3,19	0,80	0,89	1422	0,00	
2010	0,35	0,11	2,76	3,11	0,89	0,16	449	0,00	
2011	0,35	0,11	3,26	3,61	0,90	0,18	529	0,00	
2012	0,97	0,29	3,46	4,43	0,78	0,46	473	0,00	
2013	0,62	0,20	3,50	4,13	0,85	0,45	719	0,00	
2014	0,46	0,15	3,29	3,75	0,88	0,28	613	0,00	
2015	0,37	0,11	2,84	3,21	0,89	0,19	520	0,00	
2016	0,38	0,12	2,77	3,14	0,88	0,86	2263	0,00	
2017	0,27	0,09	1,88	2,15	0,88	0,64	2409	0,00	
2018	0,17	0,05	1,49	1,66	0,90	0,38	2235	0,00	
2019	0,11	0,04	1,25	1,36	0,92	0,02	149	0,00	
2020	0,09	0,03	1,50	1,58	0,95	0,03	343	0,00	
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
Totalt		1,85							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
feb. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mar. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
apr. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
mai. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jun. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
jul. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
aug. 07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
sep. 07	0,60	17,16	0,02	0,62	0,03	0,33	545	0,00	
okt. 07	0,42	11,85	0,00	0,42	0,00	0,35	824	0,00	
nov. 07	0,45	12,11	0,00	0,45	0,00	0,35	780	0,00	
des. 07	0,83	23,06	0,00	0,83	0,00	0,92	1113	0,00	
jan. 08	0,94	26,13	0,00	0,94	0,00	0,92	982	0,00	
feb. 08	1,00	26,16	0,00	1,00	0,00	0,92	916	0,00	
mar. 08	1,02	28,53	0,00	1,02	0,00	0,92	900	0,00	
apr. 08	1,04	27,95	0,00	1,04	0,00	0,92	888	0,00	
mai. 08	1,03	28,72	0,00	1,03	0,00	0,92	894	0,00	
jun. 08	1,02	21,81	0,02	1,04	0,02	0,92	902	0,00	
jul. 08	0,95	26,55	0,07	1,02	0,07	0,92	967	0,00	
aug. 08	0,85	23,75	0,14	0,99	0,14	0,92	1081	0,00	
sep. 08	0,78	21,03	0,24	1,02	0,23	0,92	1180	0,00	
okt. 08	0,74	20,77	0,39	1,13	0,34	0,92	1236	0,00	
nov. 08	0,74	19,93	0,58	1,32	0,44	0,92	1245	0,00	
des. 08	0,72	20,06	0,77	1,49	0,52	0,92	1279	0,00	
jan. 09	0,84	23,34	0,71	1,55	0,46	1,07	1279	0,00	
feb. 09	0,79	19,92	1,11	1,90	0,58	1,07	1349	0,00	
mar. 09	0,73	20,37	1,46	2,19	0,67	1,07	1465	0,00	
apr. 09	0,67	18,06	1,78	2,45	0,73	1,07	1598	0,00	
mai. 09	0,65	18,20	2,21	2,87	0,77	1,07	1640	0,00	
jun. 09	0,64	17,16	2,72	3,35	0,81	1,07	1682	0,00	
jul. 09	0,65	18,11	3,35	4,00	0,84	1,07	1648	0,00	
aug. 09	0,67	18,82	4,00	4,67	0,86	1,06	1564	0,00	
sep. 09	0,47	1,74	3,36	3,83	0,88	0,59	1267	0,00	
okt. 09	0,51	14,11	3,78	4,28	0,88	0,60	1178	0,00	
nov. 09	0,54	14,64	4,07	4,61	0,88	0,60	1107	0,00	
des. 09	0,33	9,33	2,29	2,62	0,87	0,32	946	0,00	

*Skinfaks profiler er eksklusiv gass til gassløft.

Tabell 7.8.26: Basis prognose Tordis

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1991	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1992	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1994	4,94	1,56	0,00	4,94	0,00	0,51	103	0,00	
1995	12,43	4,14	0,00	12,43	0,00	1,27	103	0,00	
1996	13,50	4,51	0,00	13,50	0,00	1,39	103	0,00	
1997	13,10	4,12	0,00	13,10	0,00	1,34	103	0,00	
1998	11,91	3,97	0,00	11,91	0,00	1,27	106	0,00	
1999	13,26	4,42	0,00	13,26	0,00	1,38	104	0,00	
2000	12,66	4,00	0,00	12,66	0,00	1,40	111	3,75	
2001	14,26	4,75	0,00	14,26	0,00	1,69	119	7,69	
2002	13,84	4,61	0,03	13,87	0,00	1,56	112	5,65	
2003	13,08	4,12	0,07	13,15	0,01	1,50	114	7,54	
2004	11,03	3,69	0,40	11,43	0,04	1,29	117	10,90	
2005	9,08	3,03	1,44	10,53	0,14	1,06	116	6,58	
2006	5,29	1,67	2,55	7,84	0,32	0,65	124	5,22	
2007	7,83	2,61	4,88	12,71	0,38	0,88	112	3,19	
2008	8,06	2,69	5,34	13,41	0,40	0,90	112	4,50	
2009	7,01	2,21	1,95	8,96	0,22	0,75	108	4,49	
2010	4,53	1,51	2,67	7,20	0,37	0,49	109	4,48	
2011	3,29	1,10	3,15	6,44	0,49	0,36	110	4,51	
2012	2,93	0,94	3,51	6,44	0,54	0,33	111	4,54	
2013	2,51	0,84	3,52	6,03	0,58	0,28	113	4,55	
2014	1,99	0,66	3,64	5,63	0,65	0,22	111	4,58	
2015	1,82	0,58	3,81	5,63	0,68	0,20	111	4,61	
2016	1,54	0,51	3,50	5,04	0,69	0,17	111	4,63	
2017	1,35	0,45	3,30	4,65	0,71	0,15	112	4,64	
2018	1,30	0,42	3,24	4,55	0,71	0,15	113	4,66	
2019	1,07	0,36	2,94	4,01	0,73	0,12	112	4,67	
2020	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2021	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
Totalt		63,45							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	6,44	0,20	12,20	18,64	0,65	0,68	106	8,74	
feb. 07	6,56	0,18	12,20	18,76	0,65	0,76	115	8,74	
mar. 07	7,12	0,22	12,20	19,32	0,63	0,82	116	8,74	
apr. 07	7,57	0,23	12,20	19,77	0,62	0,86	114	8,74	
mai. 07	6,96	0,22	12,20	19,16	0,64	0,79	113	8,74	
jun. 07	7,66	0,23	12,20	19,86	0,61	0,85	111	8,74	
jul. 07	7,21	0,22	12,20	19,41	0,63	0,80	111	8,74	
aug. 07	7,14	0,22	12,20	19,34	0,63	0,80	111	8,74	
sep. 07	7,15	0,21	12,20	19,35	0,63	0,80	111	8,74	
okt. 07	6,78	0,21	12,20	18,97	0,64	0,76	111	8,74	
nov. 07	7,65	0,23	12,20	19,85	0,61	0,85	111	8,74	
des. 07	7,65	0,24	12,20	19,85	0,61	0,85	111	8,74	
jan. 08	7,18	0,22	13,37	20,55	0,65	0,80	112	12,32	
feb. 08	7,44	0,21	13,37	20,80	0,64	0,83	112	12,32	
mar. 08	7,02	0,22	13,37	20,39	0,66	0,78	112	12,32	
apr. 08	7,02	0,21	13,37	20,39	0,66	0,78	112	12,32	
mai. 08	7,02	0,22	13,37	20,39	0,66	0,78	112	12,32	
jun. 08	6,51	0,20	13,37	19,87	0,67	0,73	112	12,32	
jul. 08	7,77	0,24	13,37	21,14	0,63	0,87	111	12,32	
aug. 08	7,77	0,24	13,37	21,14	0,63	0,87	111	12,32	
sep. 08	7,77	0,23	13,37	21,14	0,63	0,87	111	12,32	
okt. 08	7,64	0,24	13,37	21,01	0,64	0,85	111	12,32	
nov. 08	7,64	0,23	13,37	21,01	0,64	0,85	111	12,32	
des. 08	7,64	0,24	13,37	21,01	0,64	0,85	111	12,32	
jan. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
feb. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
mar. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
apr. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
mai. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
jun. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
jul. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
aug. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
sep. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
okt. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
nov. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	
des. 09	6,05	0,18	4,60	10,65	0,43	0,65	108	12,30	

*Produsert vann Tordis inkluderer kun vann fra Tordis til GFC. Tordis produserer i tillegg vann som injiseres direkte i Utsira formasjonen.

Tabell 7.8.27: Basis prognose Gimle

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	MSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
1986	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1987	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1988	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1989	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1990	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1991	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1992	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1993	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1994	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1995	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1998	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
1999	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2001	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2005	1,33	0,30	0,03	1,36	0,03	0,36	272	0,00	
2006	1,14	0,25	0,00	1,14	0,00	0,36	320	0,00	
2007	1,72	0,59	0,88	2,60	0,34	0,57	333	5,00	
2008	1,81	0,61	1,86	3,67	0,51	0,45	246	4,45	
2009	2,24	0,71	2,63	4,87	0,54	0,57	254	4,95	
2010	1,27	0,42	6,09	7,36	0,83	0,35	275	5,00	
2011	0,75	0,25	5,72	6,48	0,88	0,19	253	5,00	
2012	0,56	0,18	5,50	6,06	0,91	0,13	232	5,00	
2013	0,44	0,15	5,36	5,80	0,92	0,10	225	5,00	
2014	0,36	0,12	5,26	5,62	0,94	0,08	221	5,00	
2015	0,30	0,10	5,19	5,49	0,94	0,07	218	5,00	
2016	0,26	0,09	5,14	5,40	0,95	0,06	216	5,00	
2017	0,23	0,08	5,12	5,34	0,96	0,05	214	5,00	
2018	0,20	0,06	5,10	5,30	0,96	0,04	213	5,00	
2019	0,18	0,06	5,10	5,27	0,97	0,04	212	5,00	
2020	0,12	0,04	4,37	4,48	0,97	0,03	214	4,23	
2021	0,07	0,02	3,41	3,48	0,98	0,02	218	3,30	
2022	0,07	0,01	3,15	3,22	0,98	0,01	219	3,05	
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2024	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
2025	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0,00	
Totalt		4,05							

Dato	Oljerate	Oljevolum	Vannrate	Væskerate	Vannkutt	Gassrate	GOF	Vanninjeksjonsrate	Gassinjeksjonsrate
	kSm3/sd	kSm3	kSm3/sd	kSm3/sd	Fraksjon	MSm3/sd	Sm3/Sm3	kSm3/sd	MSm3/sd
jan. 07	1,46	45,20	0,01	1,47	0,01	0,56	384	0,00	
feb. 07	1,48	41,27	0,00	1,48	0,00	0,58	395	0,00	
mar. 07	1,77	54,67	0,01	1,78	0,01	0,66	371	0,00	
apr. 07	1,71	50,21	0,01	1,73	0,01	0,71	414	0,00	
mai. 07	1,73	50,46	0,06	1,79	0,04	0,72	415	0,00	
jun. 07	1,78	53,30	0,02	1,80	0,01	0,77	434	0,00	
jul. 07	1,53	47,43	0,05	1,58	0,03	0,68	444	0,00	
aug. 07	1,60	46,13	0,15	1,75	0,09	0,47	293	0,00	
sep. 07	1,60	35,71	0,20	1,80	0,11	0,47	297	0,00	
okt. 07	2,00	57,66	3,27	5,27	0,62	0,43	216	5,00	
nov. 07	2,00	55,80	3,34	5,34	0,63	0,42	209	5,00	
des. 07	1,95	56,22	3,46	5,41	0,64	0,39	202	5,00	
jan. 08	1,59	45,70	3,57	5,15	0,69	0,37	232	5,00	
feb. 08	1,82	48,96	2,31	4,13	0,56	0,43	237	4,68	
mar. 08	1,84	53,15	1,68	3,52	0,48	0,44	240	4,38	
apr. 08	1,71	47,60	1,77	3,48	0,51	0,41	241	4,26	
mai. 08	1,60	46,24	1,86	3,46	0,54	0,39	243	4,19	
jun. 08	1,49	33,17	1,95	3,44	0,57	0,36	244	4,10	
jul. 08	1,40	40,43	2,03	3,43	0,59	0,34	244	4,04	
aug. 08	1,33	38,46	2,09	3,42	0,61	0,33	244	4,00	
sep. 08	2,24	62,53	1,22	3,47	0,35	0,59	264	4,72	
okt. 08	2,24	64,61	1,24	3,48	0,36	0,57	253	4,65	
nov. 08	2,24	62,53	1,27	3,51	0,36	0,56	251	4,67	
des. 08	2,24	64,61	1,31	3,55	0,37	0,56	250	4,69	
jan. 09	2,24	64,61	1,35	3,59	0,38	0,56	250	4,75	
feb. 09	2,24	58,36	1,40	3,64	0,38	0,56	251	4,79	
mar. 09	2,24	64,61	1,47	3,71	0,40	0,57	253	4,86	
apr. 09	2,24	62,53	1,56	3,80	0,41	0,57	254	4,95	
mai. 09	2,24	64,61	1,70	3,94	0,43	0,57	255	5,00	
jun. 09	2,24	62,53	1,93	4,17	0,46	0,57	255	5,00	
jul. 09	2,24	64,61	2,28	4,52	0,50	0,57	255	5,00	
aug. 09	2,24	64,61	2,66	4,90	0,54	0,57	254	5,00	
sep. 09	2,24	12,51	3,10	5,34	0,58	0,57	254	5,00	
okt. 09	2,24	64,61	3,73	5,98	0,62	0,57	254	5,00	
nov. 09	2,24	62,53	4,67	6,91	0,68	0,57	255	5,00	
des. 09	2,24	64,61	5,72	7,96	0,72	0,58	258	5,00	

8.1 Innledning 2

8.2 Tilstedeværende ressurser 6
8.2.1 Gullfaks hovedfelt (GF HF) 6
8.2.2 Gullfaks Satellitter (GF SAT) 7

8.3 Reserver 8

8.4 Ressursregnskap 10

8.5 Prospekter i Gullfaksområdet 13
8.5.1 Leteaktivitet i perioden 2006/2007 14
8.5.2 Revidert letestrategi 14
8.5.3 Seismisk datainnsamling 23
8.5.4 Muligheter i grenseområdene til Gullfakslisensen 23

8.6 Beregningsmetodikk for tilstedeværende ressurser og reserver 26
8.6.1 GF HF 26
8.6.2 GF SAT 27

8.7 Figurer og tabeller 28
8.7.1 Utfyllende tabeller GF HF 29
8.7.2 Utfyllende tabeller GF SAT 35

8.8 Referanser 42

8.1 Innledning

Dette kapittelet beskriver nøkkeltall for ressurser og reserver på både Gullfaks hovedfelt (GF HF) og satellittfelt (GF SAT). Forventningsverdier, usikkerhet og endringer siden RSP-05 (Ref. 1) er vist for alle felt, funn og prospekter i Gullfaksområdet (Figur 8.1.4). Økt utvinning blir omtalt i kapittel 9, men nøkkeltall knyttet til ressursregnskapet er tatt med her.

Kapittel 8.2 oppsummerer tilstedeværende ressurser, mens kapittel 8.3 beskriver reservene. Ressursregnskapet er vist i kapittel 8.4 og endringer fra Årlig statusrapport i 2006 (Ref. 2) er beskrevet. Kapittel 8.5 er en utfyllende beskrivelse av prospekter i Gullfaksområdet, mens beregningsmetodikk og utfyllende figurer og tabeller er i kapittel 8.6 og 8.7.

I Tabell 8.1.1 nedenfor viser en oversikt over de totale olje- og gassreserver og utvinnbare ressurser i Gullfakslisensene, slik de er estimert i RSP-07 og beskrevet i dette kapittelet.

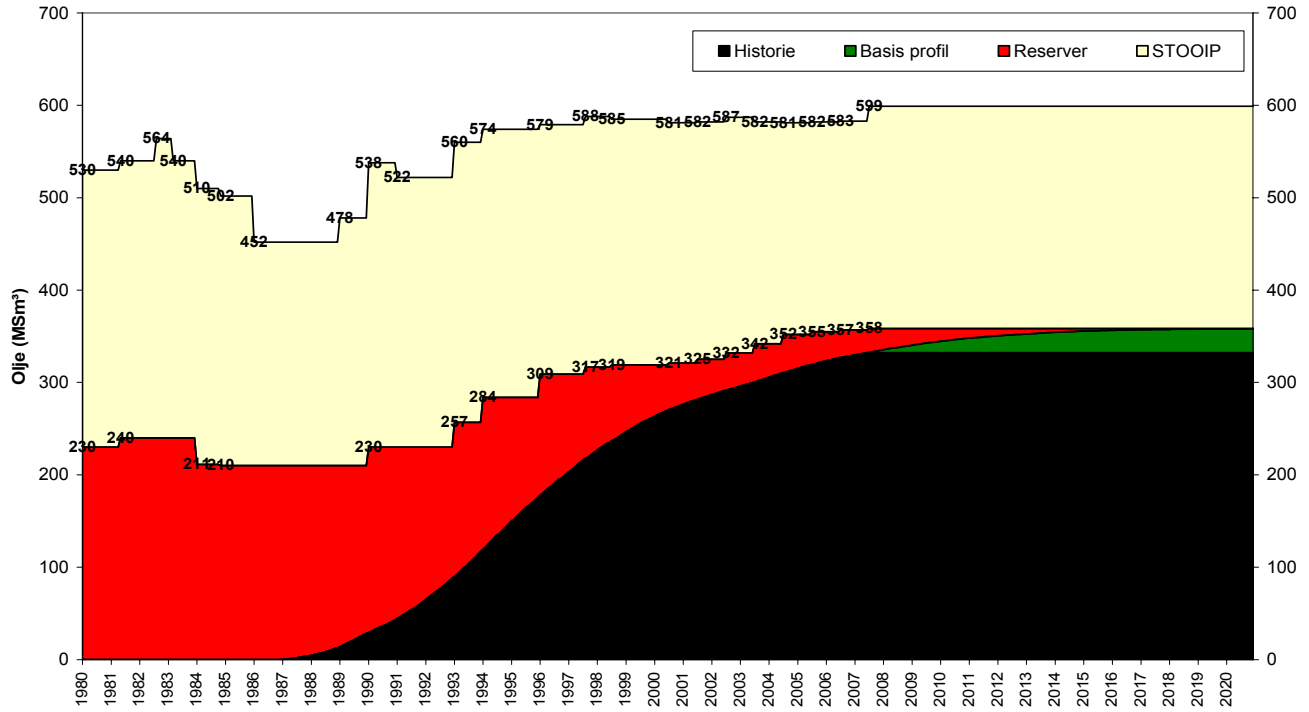
Tabell 8.1.1: Totale reserver og utvinnbare ressurser i Gullfakslisensene

	GF HF MSm^3	GF SAT MSm^3	Prospekter* MSm^3	Totalt MSm^3
Reserver, RK 0-3, olje	358,4	48,1	0	406,5
Reserver, RK 0-3, o.e. Gass*****	28,4	47,4	0	75,8
Ressurser (RK 4-9), o.e. olje + gass	39,4 + 1,6	10,2 + 47,7	6,2 + 5,7	55,8 + 55,0
Sum olje	**397,8**	**58,3**	**6,2**	**462,3**
Sum olje + gass, o.e	**427,8**	**153,4**	**11,9**	**593,1**

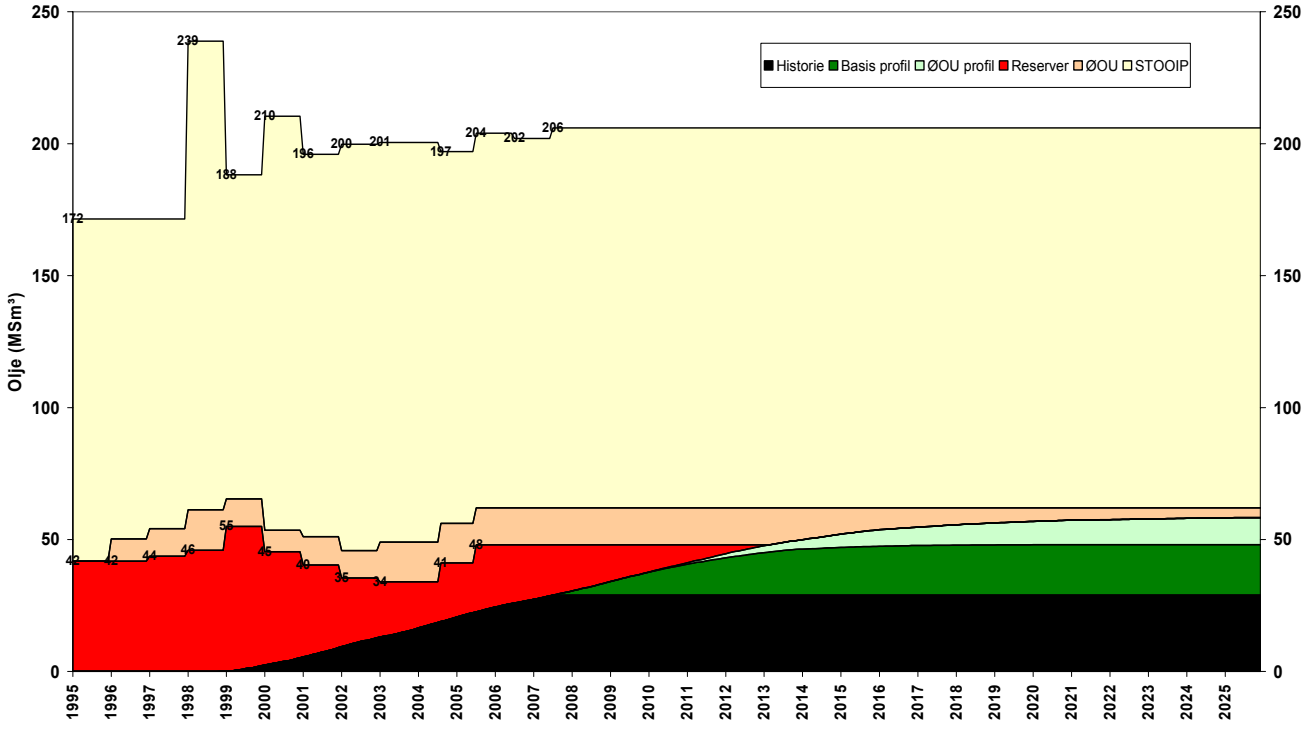
* Risket andel innenfor Gullfakslisensene.
** o.e. : oljeekvivalent
*** All gass er rikgass hvor NGL er inkludert. Se kapittel 10 for oppsplitting i tørrgass/fuel&flare/NGL.

Figur 8.1.1 og figur 8.1.2 viser utviklingen over tid av ressurser, basis reserver og historisk produksjon for GF HF og GF SAT. Ressurskategoriene (RK) er basert på OD's klassifikasjons-system (Ref. 3) og vist i figur 8.1.3.

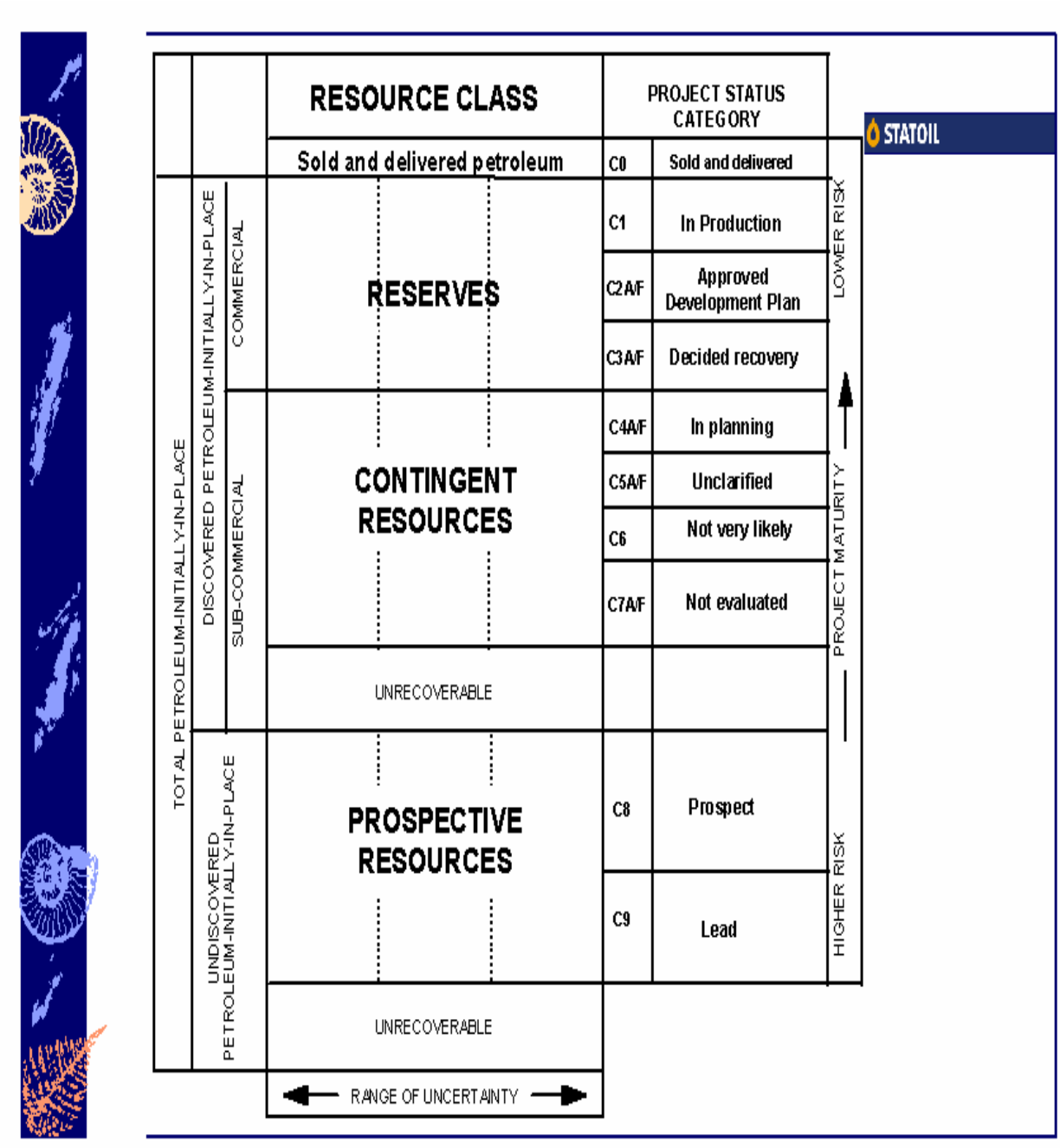
Figur 8.1.4 er en oversikt over felt, funn og prospekter i Gullfaksområdet.



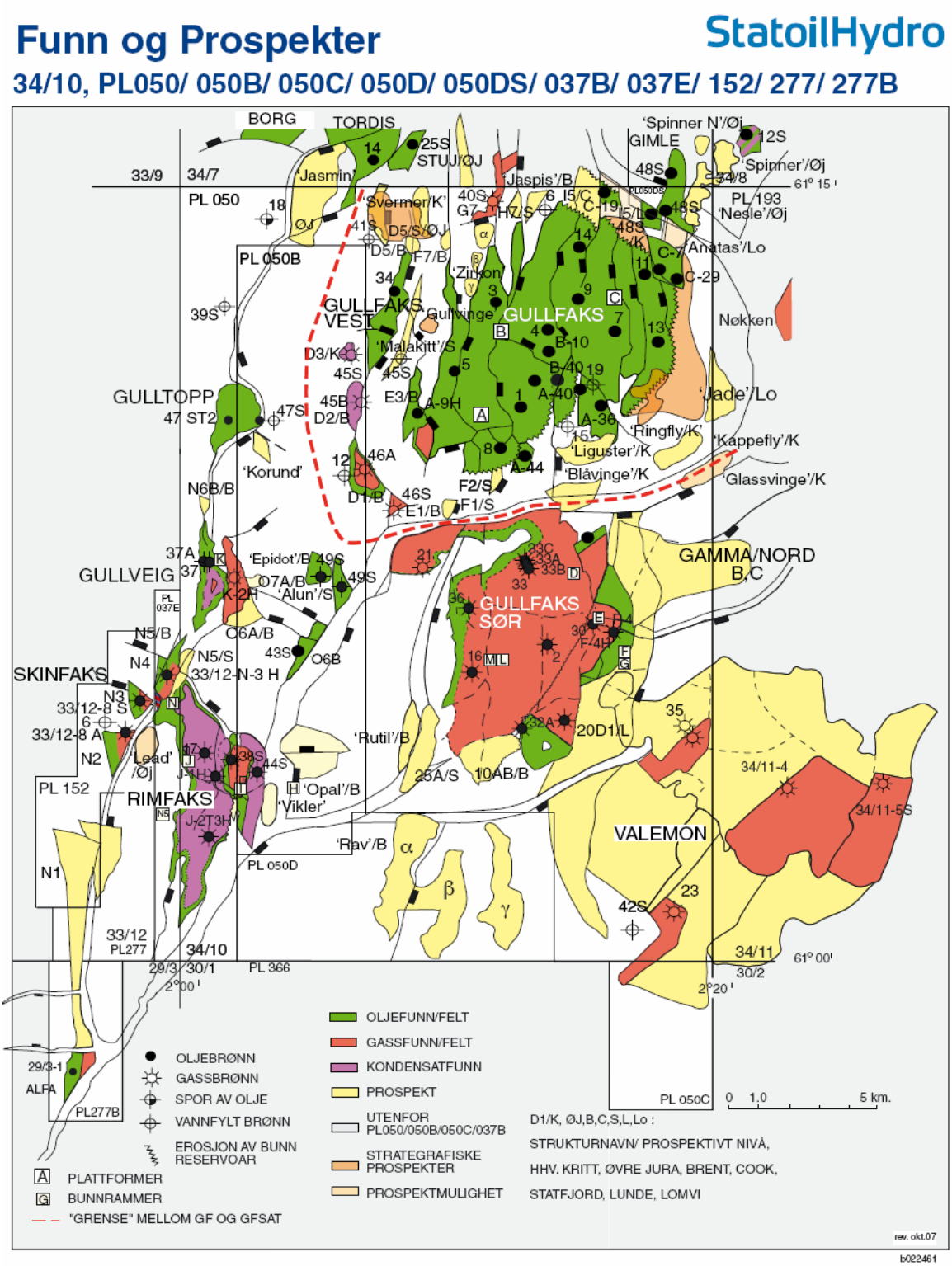
Figur 8.1.1: Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks Hovedfelt



Figur 8.1.2: Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks Satellitter



Figur 8.1.3: Ressursklassifikasjonssystemet (felles for StatoilHydro og OD)



Figur 8.1.4: Felt, funn og prospekter i PL050/050B/50C/050DS/PL037B/037E/152/277/277B

8.2 Tilstedeværende ressurser

8.2.1 Gullfaks hovedfelt (GF HF)

Forventningsverdier for hydrokarbon porevolum (HKPV) og tilstedeværende ressurser (STOOIP) er basert på geomodellen fra 1999 for reservoarene i Brentgruppen og Kransleddet. For Lundeformasjonen er tallene basert på modellen fra 2000. For Cook, Sverdrupleddet og Statfjordformasjonen er tallene basert på en ny modell fra 2005. Mindre justeringer av volumene er foretatt i forbindelse med blant annet nye brønnresultater.

I 2003 ble reservene oppdatert i nærbrønnsområdene til de nye brønnene B-7A, B-1A, B-42C, B-42D, B-15A, B-9A, B-39B, C-45, C-41A, C-26A, C-15B, C-15C, C-23B, C-23C, samt at resonering av C-7 og AVO-studien gav et foreløpig oppjustert volum i Krans. I 2004 ble reservene oppdatert i nærbrønnsområdene til brønnene A-30A, A-29A, A-15A (hovedfeltdelen), B-3A, B-42F, B-27A, B-26A, C-43, C-46 (hovedfeltdelen) og C-5A. Videre ble volumene i Statfjordformasjonen, Lundeformasjonen og Sverdrupformasjonen justert ned etter en rekartlegging av bunn kritt.

I 2005 førte brønnresultater fra A-25BT2, A-7B, B-1BT4, C-5BT2 og C-9AT3 til mindre justeringer av reservene. Videre ble volumene i Sverdrup og Statfjord justert basert på den nye modellen. I 2006 indikerte produksjonstesten i C-46 høyere volum i Lunde enn tidligere antatt. Dette resulterte i en økning av HKPV på 1,6 Mm^3 (STOOIP økte med 1,1 Mm^3).

I 2007 er HKPV i segment K1 i Statfjord redusert med 0,140 Mm^3, etter en rekartlegging utført i 2006. Dette tilsvarer en reduksjon på 0.111 MSm^3 i STOOIP (fra 3,175 MSm^3 til 3,064 MSm^3). I tillegg har volumene i Cook blitt justert basert på den nye modellen. Usikkerheten i reserveanslagene er beregnet ut fra usikkerhet i geologiske, petrofysiske og reservoartekniske parametrer. Det er foretatt en Monte Carlo simulering, og estimerte tilstedeværende ressurser med usikkerhetsspenn for GF HF er vist i Tabell 8.2.1.

Tabell 8.2.1: Tilstedeværende ressurser med usikkerhetsvurdering for GF HF

Reservoar	Olje og kondensat MSm^3			Ass. Gass GSm^3		
	P90	Basis	P10	P90	Basis	P10
Brent	424,0	439,7	456,4	39,0	40,5	42,0
Cook	55,2	60,1	65,0	5,5	5,9	6,4
Statfjord inkl, Krans	85,6	93,0	100,6	21,0	22,8	24,7
Lunde	4,8	5,9	7,0	0,4	0,4	0,5
Totalt GF HF	581,7	598,7	616,4	65,9	69,7	73,7

Tabell 8.A.1 i Vedlegg 8.A viser HKPV-resultater for de enkelte reservoarene, inkludert usikkerhetsspenn. Total HKPV for GF HF er i RSP-07 beregnet til 764,5 Mm^3. Total STOOIP for GF HF er beregnet til 598,7 MSm^3.

8.2.2 Gullfaks Satellitter (GF SAT)

Tabell 8.2.2 viser estimerte tilstedeværende ressurser for GF SAT. Endringene fra det som ble rapportert i ÅS-06 er forandringer av Skinfaks volumer: 0,3 MSm^3 mindre olje og 0,1 MSm^3 mer kondensat, mens den totale gassen er den samme. Dette skyldes at Ness 3D var vannfylt i N-2 H brønnen (N 3 segmentet), mens i tidligere ressurstall var denne oljefylt. Forandringer fra RSP05 er at N4 og N5 segmentene på Skinnfaks ikke hadde forventede kontakter. Det var mindre olje og mer gass i disse segmentene enn det som var prognosert.

Det bygges nye geologiske modeller for GF Sør Brent og GF Sør Statfjord. Disse vil være ferdige neste år og vil da gi nye ressurstall.

Tabell 8.2.2: Tilstedeværende ressurser for GF SAT

Felt	Olje	Kond.	Olje og kond.	Ass. Gass	Fri gass	Total gass
	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
GF Sør Brent	39,9	21,7	61,6	8,4	77,9	86,3
GF Sør Statfjord	34,9	2,7	37,6	6,1	9,7	15,8
Rimfaks Brent	21,5	11,2	32,7	7,8	17,5	25,3
Rimfaks Statfjjord	12,4	1,9	14,3	3,2	2,9	6,1
Gullveig Brent	6,4	1,8	8,1	2,6	2,2	4,8
Skinfaks Brent	3,8	1,6	5,4	1,0	3,1	4,1
Gulltopp Brent	8,9	0	8,9	1,1	0	1,1
Epidot	2,4	0	2,4	0,1	0	0,2
Alun	1,3	0	1,3	0,1	0	0,1
Totalt GF SAT	131,5	40,9	172,3	30,5	113,3	143,8

Usikkerhetsvurderingen for de tilstedeværende ressurser for GF SAT er vist i Tabell 8.2.3 For olje/kondensat og for gass.

Tabell 8.2.3: Tilstedeværende ressurser med usikkerhetsvurdering for GF SAT

Felt	Olje og kondensat MSm^3			Gass GSm^3		
	P90	Basis	P10	P90	Basis	P10
GF Sør Brent	48,0	61,6	71,4	74,2	86,3	98,1
GF Sør Statfjord	32,0	37,6	43,1	13,7	15,8	16,1
Rimfaks Brent	28,1	32,7	34,0	21,6	25,3	25,9
Rimfaks Statfjord	13,8	14,3	16,5	5,4	6,1	6,9
Gullveig Brent	6,9	8,1	9,5	4,4	4,8	5,6
Skinfaks Brent	3,4	5,4	7,1	2,8	4,1	5,1
Gulltopp Brent	6,7	8,9	11,1	0,8	1,1	1,4
Epidot	1,7	2,4	3,1	0,1	0,2	0,3
Alun	1	1,3	1,6	0	0,1	0,2
Totalt GF SAT	141,6	172,3	197,6	123	143,8	159,6

8.3 Reserver

Basisreservene med usikkerhetsspenn (RK 0-3) for GF HF er vist i Tabell 8.3.1 for olje og gass. For olje er reservene økt med 3,5 MSm^3 i forhold til RSP-05. Dette reflekterer en økning på 4,5 MS m^3 i Brentgruppen og en økning på 0,2 MS m^3 i Cook, samt en reduksjon på 0,9 MS m^3 i Statfjord og en reduksjon på 0,3 MS m^3 i Lunde.

Tabell 8.3.1: Reserver med usikkerheter for GF HF

Reservoar	Utvinnbar olje og kondensat MSm^3			Utvinnbar gass (Ass.) GSm^3		
	P90	**Basis**	**P10**	**P90**	**Basis**	**P10**
Brent	275,5	281,7	289,2	19,9	22,5	23,8
Cook	18,9	20,5	22,3	1,4	1,6	1,9
Statfjord inkl. Krans	53,1	55,3	58,9	3,8	4,4	4,9
Lunde	0,7	0,9	1,1	0,1	0,1	0,1
Totalt GF HF	352,1	358,4	366,8	25,5	28,6	30,2

Utvinnbare oljereserver er økt i forhold til RSP-05 fra 354,9 til 358,4 MSm^3. Basis reserver er klassifisert i ressurskategori i henhold til OD og StatoilHydros ressursklassifikasjon, Tabell 8.1.2.

Etter at gasskontrakten til Gullfaks Hovedfelt gikk ut høsten 2002 var strategien at all gass som produseres på Gullfaks Hovedfelt skulle reinjiseres i reservoaret for å vedlikeholde reservoartrykket og øke utvinningen av loftsolje. Hovedstrategien var nedflanks VAG-injeksjon. Fra 2002 til 2004 ble ikke salgbare gassreserver bokført. Erfaringene medførte at en fra 2004 har kvantifiserte gassreservene. Prognosene for gasseksport vil naturligvis være bestemt av feltets planlagte produksjon og injeksjon, men i det daglige vil dette igjen bli påvirket av tilgjengelighet av gasseksportskapasitet og markedets etterspørsel av gass (se også kap.10 Gassdisponering).

Det er gjort en evaluering for å vurdere hvor mye gass en kan forvente å eksportere fra feltet i årene framover basert på historisk gasseksport. Den viser at en stort sett har eksportert med en «eksport GOF» (volum gass eksportert / volum olje produsert) i området 50 - 75. Ved å anta at denne blir 70 totalt for basis og ØOU prognosene, gir det en samlet framtidig eksport på 3,1 GSm^3. Det ligger videre inne en høyere eksport GOF for ØOU som gir et volum i RK 7.

Basisreservene med usikkerhetsspenn for GF SAT er vist i tabell 8.3.2. For de totale olje- og kondensatreservene er det liten forandring fra ÅS06 (0,4% økning).

Tabell 8.3.2: Reserver med usikkerheter GF SAT

	Utvinnbar olje og kondensat MSm^3			Utvinnbar rikgass GSm^3		
	P90	**Basis**	**P10**	**P90**	**Basis**	**P10**
GF Sør Brent	10,37	11,80	13,42	39,70	47,43	55,48
GF Sør Statfjord	4,06	4,73	5,65			
Rimfaks Brent	11,46	14,09	16,78			
Rimfaks Statfjord	6,65	7,32	7,85			
Gullveig Brent	3,31	3,65	3,79			
Skinfaks	1,19	1,84	2,69			
Gulltopp	2,75	3,99	5,38			
Alun	0,50	0,67	0,74			
Totalt GF SAT	40,29	48,08	56,3	39,70	47,43	55,48

Gullfaks Sør Statfjord formasjonen har hatt en nedgang i oljereservene på 0,4 MSm^3. Grunnen til dette er riggmangel til å bore det planlagte sidesteget fra G-3. Det har også vært problemer med å få samkjørt Gullfaks Sør Brent formasjon brønnene M-1 AH og M-4 AHT2 med N-brønnene, siden trykket i N-brønnene er mye høyere. Dette har gitt en reduksjon i 0,2 MSm^3 for Gullfaks Sør Brent formasjonen. Trykket i Gullveig Brent har ikke falt som forventet, slik at brønnene produserer bedre og lengre enn forventet (0,3 MSm^3). Disse ekstra reservene, samt funnet i prospektet, Alun, gjør at de totale reservene for Gullfaks Satellitter ikke har forandret seg så mye fra i fjor. Hovedforandringen fra RSP05 er en økning av reserver på 2,1 MSm^3 (hovedsakelig på Rimfaks Brent) siden gassinjeksjonen ble forlenget og reduksjon på Skinfaks på 1,2 MSm^3 pga. av andre kontakter enn forventet i N4 og N5 segmentene.

8.4 Ressursregnskap

Ressursregnskapet for hovedfeltet er vist i tabell 8.4.1 for olje og i tabell 8.4.2 for gass. Tabell 8.4.3 og tabell 8.4.4 viser tilsvarende for satelittfeltene. Endringene fra RSP05 (Ref. 2) er kort oppsummert i dette kapittelet, men beskrevet i detalj kapittel 4 for RK 1-3 og kapittel 9.3 og 9.4 for RK 4-7. En detaljert beskrivelse av prospekter (RK 8) er tatt med i neste kapittel 8.5.

Tabell 8.4.1: GF HF Ressursregnskap for olje per 31.12 2007

Ressurs kategori	Volum MS m^3	Kommentar
0	332,1	Produsert per 30.06 2007
1	2,6	Estimert produksjon 01.07 – 31.12 2007
1	23,6	Gjenværende basis per 31.12.2007
2	0	
3	0	
SUM Reserver	**358,4**	
4	17,8	Fremtidige dreneringspunkt som må defineres og modnes. Forbedret Sweep (FS) i Brent, Statfjord og Cook.
5	1,3	Vanninjeksjon Vestlig Provins (VP)
6	0,5	AMEOR
7	20,3	ØOU i Statfjord, Cook og Krans. Seinfase trykkavlastning Cook. Lav trykk Cook. Lunde ØOU 0,4<Sw<0,6. Pilot i forbindelse med IOR konserninitativ. Ambisjons ØOU.
8	2,2	Prospekter risket med funnsannsynlighet
SUM RK 0-8	**400,0**	**Ambisjon for oljeutvinning fra GF HF**

Modning/endringer i RK 4/5: Det er 1,8 MSm^3 som er flyttet ut av RK 4 til opp i RK 1 (1,5 MSm^3 i Brent Gr. og 0,3 MSm^3 i Cook formasjonen). Videre er 1,3 MSm^3 er flyttet inn i RK 5 fra RK 7 pga en mulig vanninjektor i 2009 (Se kap. 9.3.2).

Modning/endringer i RK 6: Siste året er en pilot for å teste potensialet til AMEOR (Mikrobakteriell ØOU) utført i Nedre Brent i I1-segmentet. Piloten er nå avsluttet, men det er ikke sett positive resultater. Volumer knyttet til AMEOR på 0,5 MSm^3 er derfor flyttet ned i RK 6. CO2 injeksjon har tidligere vært studert i detalj, og funnet ulønnsom for Gullfaks, og disse volumene er i RK 7 Ambisjons ØOU.

Modning/endringer i RK 7: Volumene som lå i RK 6 i RSP-05 knyttet til CO_2 og til Lunde er flyttet til RK 7 som ambisjonsvolumer. Videre er 0,5 mill. Sm^3 er flyttet fra klasse 5 til klasse 7 på grunn av AMEOR-pilot som beskrevet for RK 6.

Modning/endringer RK 8: Volumene som lå i RK 8 i RSP-05 er justert som beskrevet i kapittel 8.5. Prospekter risket med funnsansynlighet er justert ned med 1,2 MSm^3 som følge av resultater fra letebrønner i 2006/07.

Tabell 8.4.2: GF HF Ressursregnskap for gass per 31.12 2007

Ressurs Kategori	Volum,GSm³ rikgass	Kommentar
0	25,1	Solgt per 30.06 2007
1	0,2	Estimert salg 01.07 – 31.12.2007
1	3,1	Gjenværende basis pr. 31.12 2007
2	0	
3	0	
SUM Reserver	**28,4**	
4	0	Produsert gass reinjiseres for økt oljeutvinning
5	0	
6	0	
7	1,0	Senfase/blowdown av enkelte gasskapper
8	0,6	Prospekter risket med funnsannsynlighet
SUM RK 0-8	**30,0**	**Ambisjon for gassutvinning fra GF HF**

Modning/endringer, RK 4/5: Her er 0,1 GSm^3 flyttet opp i reserver (RK 1) på grunn av at oljereservene er justert med 1,8. MSm^3**.**

Modning/endringer, RK 7: Her er det ingen endringer. Se forøvrig også kapittel 9 Økt olje- og gassutvinning og kapittel 10 Gassdisponering.

Modning/endringer RK 8: Volumene i RSP-05 er justert som beskrevet i kapittel 8.5.

Tabell 8.4.3: GF SAT Ressursregnskap for olje per 31.12 2007

Ressurs kategori	Volum MSm³	Kommentar
0	28,6	Produsert per 30.06 2007
1	1,6	Estimert produksjon 01.07 – 31.12 2007
1	13,2	Gjenværende basis pr. 31.12 2007
2	4,7	Gjenværende Alun og Gulltopp
3	0	
SUM Reserver	**48,1**	
4	3,8	RF Brent gasskappe, RF Statfjord gasskappe, GF Sør Statfjord gasskappe og GV Statfjord, alle er del av GF SAT senfase, Inkluderer også 7.oljeprodusent GFS Statfjord og sidesteg GV.
5	2,0	GFS Brent, RF Brent, RF Statfjord og Skinfaks lavtrykksproduksjon, vanninjeksjon ved en av GF HF brønner for støtte GV Brent, Epidot og Rimfaks Cook.
6	2,2	Gullveig LPA, GF Sør Lunde, GFS Statfjord sidesteg, Rimfaks Lunde
7	4,4	Økt injeksjonskapasitet i GFSØR, GFS Statfjord lavtrykksproduksjon, RF Brent sidesteg i segment O4 og O1/O2 samt ambisjonsvolum.
8	3,7	Prospekter risket med funnsannsynlighet.
Total RK 0-8	**62,0**	**Ambisjon for oljeutvinning fra GF SAT**

Modning/endringer i RK 4/5: Nedlåsningstidspunktet for gasskappene på GF SAT påvirker volumene i RK 4, og tallene er oppdatert slik som beskrevet i kapittel 9.4. For RK 5 er Tordis ØOU besluttet, og oljevolumene for Gulltopp, Gullveig, Skinfaks og Epidot baserer seg på trykkprognoser for det felles vannbassenget. Kompenserende tiltak i form av vanninjeksjon fra GFA eller GFB er under evaluering, men er ikke tatt med i RK 5.

Modning/endringer i RK 6: Gullveig LPA er vurdert og ikke funnet tilstrekkelig lønnsomt. Det samme gjelder Rimfaks Statfjord sidesteg og Gullfaks Sør Lunde.

Modning/endringer i RK 7: Som for GF HF er noe av forskjellen mellom olje- og gassambisjonene og de konkrete prosjektene ennå ikke definerte for GF SAT. Dette er de såkalte ambisjonsvolumene for GF SAT hvor de områder der disse volumene kan modnes frem er GF Sør Brent, ekstra olje fra oljeleggen i segm.13C og ekstra kondensat fra ekstra gass-salg. Også på GF Sør Statfjord kan man få ekstra olje fra oljeleggen og økt gass-salg. Funnene Alun og Epidot er vurdert og vil bli utviklet fra GFA og volumene er flyttet ut av RK 7 og inn i høyere kategorier.

Modning/endringer RK 8: Volumene som lå i RK 8 i ÅS-06 (Ref. 1) er praktisk talt uendret som beskrevet i kapittel 8.5.

Tabell 8.4.4: GF SAT Ressursregnskap for gass per 31.12 2007

Ressurs kategori	Volum GSm³ rikgass	Kommentar
0	19,5	Solgt per 30.06 2007
1	1,9	Estimert salg 01.07 – 31.12 2007
1	26,0	Gjenværende GF Sør Brent pr. 31.12 2007
2	0	
3	0	
SUM Reserver	**47,4**	
4	26,3	GF SAT Senfase (nedblåsingsfasen for Rimfaks Brent/Statfjord, Gullveig Statfjord og GF Sør Statfjord)
5	11,5	Lavtrykksgassproduksjon fra GF Sør Brent, Rimfaks Brent, Rimfaks Statfjord og Skinfaks.
6	(0,2)	GF Sør Lunde
7	9,9	Lavtrykksgassproduksjon fra GF Sør Statfjord. Ambisjonsvolum som kan inkludere havbunns-våtgasskompresjon for L/M-rammene.
8	4,9	Utvinnbart risket med funnsannsynlighet.
Total	**100**	**Ambisjon for gassutvinning fra GF SAT**

Modning/endringer, RK 4/5:
RK 4 er knyttet til tidspunkt for oppstart av gass-salgsfasen av Rimfaks, Gullveig og GF Sør Statfjord og er oppdatert basert på arbeid siste året. vurderes i forhold til ØOU. I RK 5, der det aller meste er knyttet til lavtrykksproduksjon fra satellittbrønnstrøm på GFA og GFC.

Utover dette potensialet kommer potensialet fra Valemonområdet, inkl. i denne sammenheng Rav-og Gamma Nord-prospektene. Dette er forsiktig angitt med en volumambisjon på 5 GSm3 i ambisjonstrappen.

Modning/endringer i RK 6: For gassvolumer er det bare Gullfaks Sør Lunde som har volumer her. Dette er uendret fra sist år.

Modning/endringer, RK 7: For gass i RK 7 er det et stort ambisjonsvolum knyttet til oppsider i GF Sør Brent og Statfjord. For å nå ambisjonen for gass, kan det synes nødvendig å senke brønntrykkene på L/M-rammen lavere enn hittil antatt. Pr. i dag inneholder lavtrykks-scenariet for GFC ombygging av kompressortogene i år 2013. Reservoarstudier har vist at 40 bar senking av brønnhodetrykket (fra 80 til 40 bar) gir ca. 6 GS m^3 rikgass ekstra fra L/M-rammene (ligger som del av ressursklasse 5-volumene). En ytterligere senking av brønnhodetrykkene vil kreve kompresjon på havbunnen. Dette er ikke studert teknisk eller økonomisk for GF Sør ennå.

Ambisjonsvolum på 3,7 GS m^3 rikgass fra prospekter i GF SAT-området er også praktisk talt uendret selv om prospektporteføljen er endret (totalt urisket potensiale på 17,6 GSm3, se tabell 8.5.2). Funnene Alun og Epidot er vurdert og vil bli utviklet fra GFA og volumene er flyttet ut av RK 7 og inn i høyere kategorier.

8.5 Prospekter i Gullfaksområdet

Leting etter nye prospekter i Gullfaksområdet har de siste årene vært rettet mot områder med høy sannsynlighet for funn og utvikling av nye oljevolumer, snarere enn gass. Dette har vært en suksess, og har resultert i at det er påvist 12,5 millioner Sm^3 utvinnbar olje i Gullfaks-området. Hvis gassvolumene taes med er estimatet ca. 17 millioner Sm^3 utvinnbare o.e. Noe av dette er allerede satt i produksjon (Krans, Gimle og SRI).

Funnene inkluderer Skinfaks, Gulltopp, Lunde K, Gimle, Alun og Epidot. Med unntak av 2005 har det vært gjennomført minst en letebrønn i året enten fra flyter eller fra GF installasjonene. Følgende brønner er boret med flyterigg: 34/10-43 S (2001), 33/12-8 S/A og 34/10-47 S/ST2/A (2002) og 34/10-49 S (2006). Letebrønnene 34/10-45S (B-42 A/B/E/F, 2002/2003) og 34/10-46S/A (A-48, 2003) er boret fra Gullfaks A, 34/10-B-7B (2006) fra Gullfaks B, mens 34/10-48 S (C-46, 2004) og 34/10-50 S (C-20B, 2007) er boret fra Gullfaks C. Alle disse hadde leting som primærmål. For perioden 2001-2007 har det i snitt blitt boret nær 1,5 letebrønn pr. år i Gullfakslisensen.

Tanken om tidsriktig påvising og eventuell innfasing av gassressurser har medført at store områder som Gamma (Valemon), Gamma Nord og Opal ennå ikke er tilstrekkelig utforsket. Etter at Gullfaks Satellitter fase 2 startet å levere gass i 2001 har muligheter for eksport av eventuelle nye gassvolumer vært begrenset. Fremover vil det etter hvert åpne seg opp muligheter for å fase inn ekstra volumer. Selv om muligheten for gasseksport vil ligge forholdsvis langt frem i tid, er det likevel viktig å utforske de største uutforskede arealene og de områdene som har størst potensiale. Konseptvalget for Valemon og videre utvikling av området må besluttes før videre leteboring blir gjennomført. Samtidig ser det ut til at det kun er

Valemonområdet som kan utløse eventuell ny plattform i Gullfakslisensen. Utvikling med rammer og rør kan også tenkes for andre områder som Rav/Opal i sørvest eventuelt også Gamma Nord. Utforsking av det resterende Gullfaks området vil også være av betydning for vurdering av tilbakelevering av områder.

Ettersom Gullfaksfeltet nå ser ut til å kunne ha levetid frem mot 2025-30 vil dette påvirke aktivitetsbildet inklusive letestrategien. Dette gir oss bedre tid til å utforske de feltnære områdene. Det er viktig å vektlegge balansen mellom produsenter, injektorer, leteaktiviteter og tredjeparts brønner (for eksempel Gimle). Eventuell oppgradering av boreanleggene vil øke rekkevidden fra de faste installasjonene og vil gi større fleksibilitet i gjennomføringen. Det er viktig med en jevn aktivitet for å ivareta både kompetanse og fremdrift i letingen, og i perioden 2008 – 2012 legges det derfor opp til en dedikert letebrønn fra flyterigg hvert år.

8.5.1 Leteaktivitet i perioden 2006/2007

Leteaktiviteten i Gullfakslisensen var i perioden 2006/07 svært høy med boring av hele 9 prospekter. Disse var Apollobrønnen (34/10-49) med avklaring av 5 prospekter (Apollo, Epidot, Alun, Spinell og Sølvkåpe), et prospekt i 33/12-N-3H (N4, Nedre Brent), 34/10-B-7B (Turmalin) samt 2 prospekter i brønn 34/10-50 S (Biotitt og Albitt). Resultatet i denne perioden var ikke tilfredsstillende, med oljefunn i kun 2 av 9 prospekter. Riktignok hadde noen av disse (Apollo, Sølvkåpe og Albitt) forholdsvis lave funnsannsynligheter. Prospektene Apollo, Sølvkåpe og Turmalin kan sies å ha et vist restpotensiale, noe som betyr at brønnen ikke nødvendigvis har avklart hele prospektet. I tillegg ble det påvist sub-kommersielle mengder hydrokarboner i letebrønn -50 S. Det er et mindre restpotensiale i den utsklidde delen (slumpet) av Biotitt. Videre ble det påvist bevegelig olje i de øverste Lunde-sandene. Disse har vist oljemetninger rundt 50 %, men de strømmet olje under MDT-prøvetaking. Forsøk på å komplettere disse sandene som del av det produserende intervallet i brønnen mislykkes. I løpet av sommeren er også midtre/nedre del av Ness gjennomboret i både N2 og N3 segmentene på Skinfaks. I N2 segmentet ble det påvist noe gass i nedre del av Ness, mens det i N3 ble påvist olje i midtre del av Ness. Foreløpig evaluering av resultatene at kun sub-kommersielle mengder hydrokarboner er påvist.

Både Ringfly og Zirkon var lagt inn i planene for 2007. I tillegg var det lagt inn en Valemon brønn på varsling. Det samme er tilfelle med Korund som er en mulig kombinert lete- og pluggeaktivitet (plugging av letebrønn 34/10-47 S/A). Boring av Biotitt /Albitt prospektene ble delvis skjøvet fra 2006 til 2007.

8.5.2 Revidert letestrategi

Det siste året har inversjon av seismiske data begynt å gi verdifull ny informasjon på Gullfaks. Den første fasen har gått med til kalibrering og optimalisering av metoden. Men etter hvert vil teknologien kunne benyttes i både IOR- og letesammenheng, og antas derfor å representere et viktig leteverktøy i tiden fremover. Noen prospekter har allerede blitt definert ved å ta i bruk denne teknologien. Alle prospektene har ikke vært gjenstand for revurdering ennå, men noen har fått eller vil få endret funnsannsynligheten som følge av ny informasjon. Det forventes stor aktivitet knyttet til denne teknologien de neste årene og forhåpningene er store også med

hensyn til leting. Det er imidlertid viktig å være klar over begrensningene i metoden og hvordan valg av inngangsparametre påvirker det endelige resultatet.

Når det gjelder seismisk AVO, må det sies at øvre del av Brentgruppen, til dels også midtre/nedre del av Brentgruppen, gir et forholdsvis klart seismisk bilde av tilstedeværelse av hydrokarboner på Gullfaks HF og generelt i Gullfakslisensen. Unntakene er de dype områdene som Gullfaks Sør og Valemon som ikke gir konklusiv AVO-respons. De andre reservoar-enhetene (Krans, Cook, Statfjord, Lunde og Lomvi) gir ikke et entydig AVO-bilde. To tørre letebrønner det siste året (B-7, Turmalin, og -50 S, Biotitt/Albitt) er eksempler på dette.

GF HF
Sammenlignet med andre (infill/ IOR) boremål på Gullfaksfeltet vil fremdeles mange av prospektene være attraktive. De fleste er forholdsvis små, men noen har høy funnsannsynlighet. Prospektene bør i størst mulig grad bores i kombinasjon med andre boremål for å redusere risiko. Da som forlengelser av produksjons/injeksjonsbrønner, eventuelt som dedikerte pilothull. Ved boring av prospekter bør det foreligge et godt tilbakefallsmål.
Etter en aktiv leteperiode på Gullfaksfeltet siste året, vil resten av 2007 og 2008 hovedsakelig være forbeholdt boring av produksjons- og injeksjonsbrønner.

GF SAT
I dette området er det viktig å utforske og avklare dypere, større gasspotensialer i midt jura. Selv om både Apollo og Sølvkåpe er testet med negativt resultat er det fremdeles store stratigrafiske feller i randsonen av Gullfaks og Gullfaks Sør.

Ny letestrategi vedtatt høsten 2007
En ny letestrategi ble vedtatt i Gullfaks høsten 2007 (Ref. 4). Intensjonen med en frittstående letebrønn i året skal opprettholdes. Å modne de mest aktuelle prospektene frem til godkjenning (gjennomført KS og ferdigstilt RTD) er viktig i forhold til konkurransen om rigger og andre letebrønner. Tabell 2 og 3 viser at det fremdeles er et stort letepotensiale igjen i lisensen. Foruten Gamma Nord, Valemon og Rav viser tabellene et risket ressurspotensiale på ca.14 millioner utvinnbare o.e. (ca. 4 mill. o.e. på GF HF og 10 mill. o.e. i GF SAT). Selv om prospektene gjennomgående har lavere potensiale enn tidligere (mindre volum og generelt lavere funnsannsynligheter) viser estimatet at videre leting kan gi stor gevinst.

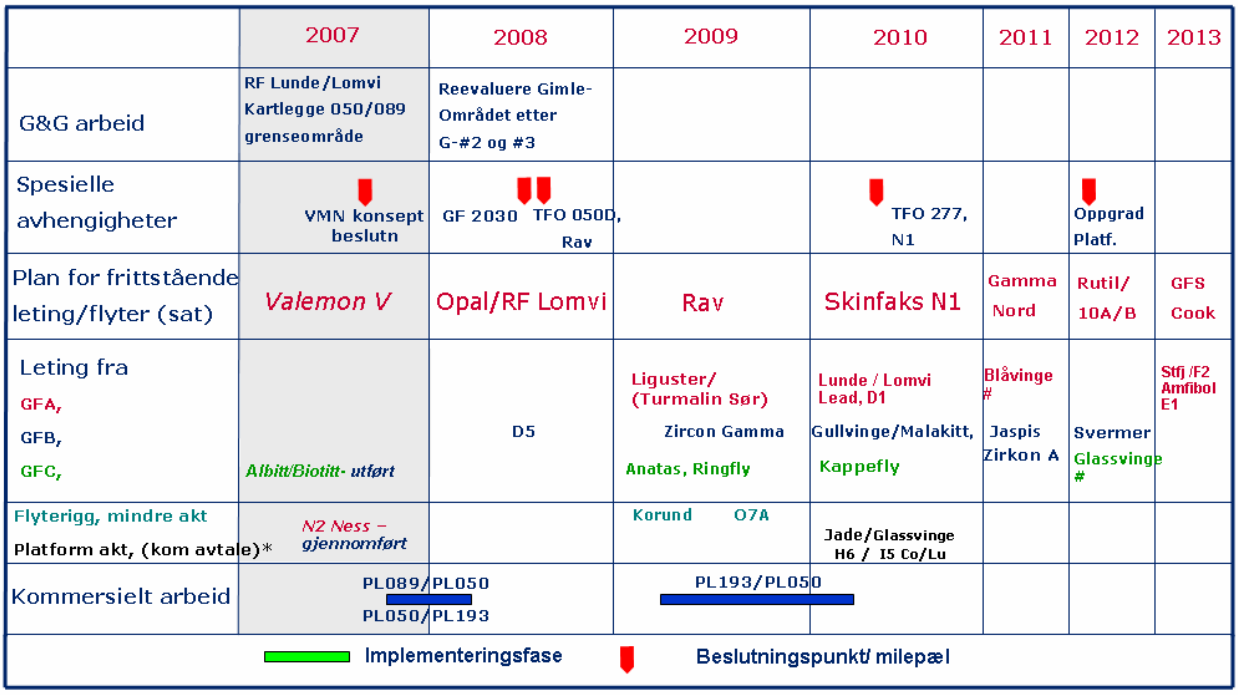
Følgende faktorer er vektlagt i forbindelse med revidert letestrategi:

- Levetidsbetraktninger tilsier at Gullfaksfeltet vil være i drift lenger enn tidligere antatt (2025+).
  - Mindre hastverk mht. leting. Kan vurdere frittstående leting til 2012+.
- Lav prospekt tilvekst: Færre nye prospekter er definert og evaluert siden forrige versjon av letestrategien
- Tilførsel av nye arealer (PL050D) øker muligheten for nye prospekter.
  - F.eks Brent i Rav, alfa/beta/gamma
- Kraftig aktivitetsøkning for flyterigger gjør det vanskelig å få dedikert rigg.
  - Fører til at letemål blir utsatt eller ikke boret.
- Restriksjoner på borelengde og antall lange brønner kan medføre mindre leting fra plattformene de neste årene.

  - Kan føre til at letemål, blir utsatt eller ikke boret.
- Gass oppsider i Valemonområdet aktualiserer sørøstlige del av blokken.
  - Avklaring høsten 2007 med hensyn til videre leting. Vurdere samtidig leting og feltutvikling. BOV planlagt april 2008.
- Arealbytte mellom PL050 og PL193 er utsatt.
  - Dette betyr for eksempel at Jade blir skjøvet ut i tid.
- Selv om Gimle er en egen Unit, er det naturlig å tenke seg at eventuelle nye funn vil ble faset mot Gullfaks C.
  - Viktig å vurdere letepiloter eventuelt forlengelser i forbindelse med nye brønnmål.
- Tildelinger i forbindelse med TFO2007 betyr nye aktører i nærområde til Gullfaks:
  - Wintershal ble operatør i en lisens vest for Gullfaks (tilbakelevert del av PL152).
  - Nexen ble operatør i en stor lisens øst for Visund, nord/nordøst for Kvitebjørn, (tilbakeleverte deler av PL120 og PL193).

Figur 8.5.1 viser planlagt leteaktivitet i Gullfakslisensen (Ref. 4) er beskrevet i det følgende. De største og mest interessante prospektene fremover vil hovedsakelig inneholde gass. Størstedelen av de gjenværende oljeprospektene har begrenset potensiale og ligger med hovedtyngde rundt Gullfaksfeltet (Brent – Lunde).

Figur 8.5.1: Leteaktiviteter i Gullfakslisensen, september 2007



GF 14.09.09, Eig

*: Kan ikke bores før kommersiell avtale er på plass
I 2011 og 2012 blir det to boremanskap. Ingen boring på GFA eller GFC disse årene.

Det gjenstår å utforske og eventuelt utvikle 3 store gassregioner i lisensen:

- Rimfaks Øst: Opal, Rutil og Rav
- Valemon: Sørøstlige deler av blokk 34/10
- Gamma Nord: Østlige del av blokk 34/10.

Ressurser, reserver og funnsannsynligheter for alle prospektene i PL050 er vist i tabell 8.5.1 og 8.5.2. Volumpotensiale for Rav, Valemon Vest og Gamma Nord vil bli rapportert på et senere tidspunkt.

8.5.2.1 Planer for 2008

Opal/Rutil/RF Trias – Frittstående letebrønn
Opal har blitt modnet frem og er et interessant og mulig tidsriktig boremål i 2008. Det er noen viktige faktorer som bør nevnes og avklares:

- Skal/ bør denne brønnen bores frittstående eller fra H-rammen?
- Dersom H-rammen er mest aktuell; er det ledig H-slisse allerede i 2008 (eller 2009)?

Det er større fleksibilitet både med hensyn til kombinasjonsmuligheter og geografisk plassering ved å bore denne brønnen med flere sidesteg fra en uavhengig frittstående posisjon. Det som er utfordringen med en slik løsning er at brønnen trolig ikke vil påvise store nok volumer til å utløse en egen utbygging. Det vil si at letebrønnen må plugges og forlates. Utvinnbare hydrokarboner må i neste omgang produseres via et sidesteg fra en brønn på H-rammen.
En frittstående brønn gir flere kombinasjonsmuligheter: Først bore Rutil (eventuelt også lille Rutil) deretter sidesteg til Opal/RF Lomvi, eller i motsatt rekkefølge. Dersom Rav inkluderes i dette konseptet, er det mer sannsynlig å tenke seg en optimalisert HTHP brønn for Rav, med påfølgende sidesteg til Rutil. Opal kan selvsagt også være et sidestegsalternativ, men mindre synergi (større avstand) tilsier at et slikt tilfelle blir mindre aktuelt.
Alternativene som må utredes videre er disse:

Alternativ 1: **Opal boret fra H-rammen:**

- Sidesteg fra H-brønn,
- Undersøke Opal
- Forlenge brønn til Lomvi
- Dersom funn;
  - Komplettere og produsere direkte
- Tørt i Opal/RF Lomvi;
  - Eventuelt sidesteg for produksjon i Lunde

Alternativ 2: **Opal/Rutil som frittstående letebrønn:**

- Undersøke Rutil
- Sidesteg til Opal
- Forlenge brønn til Lomvi
- Dersom funn;
  - Ingen produksjonstest
  - P&A

Alternativ 3: **Opal/ Rutil/ Rav. frittstående letebrønn:**

- Undersøker Rutil
- Sidesteg til Opal eller Rav
- Dersom funn;
  - Mulig produksjonstest
  - Gjenbruk vurderes

Dersom Rav blir boret som frittstående letebrønn, er foreløpig vurdering at brønnen bør planlegges for eventuell gjenbruk. Dette er svært kostbare letebrønner. Med begrenset volumpotensiale vil en ny brønn representere en stor ekstra kostnad.

D5, Brent – plattformaktivitet (kort forlengelse)
Dette er et relativt lite prospekt som vil bli boret som en forlengelse av en utfyllende brønn til Gullfaks Vest. På grunn av trykkfallet i Brent i vestlige deler av Gullfaks-området representerer det utfyllende boremålet samt D5-prospektet tidskritisk olje. Gitt funn vil brønnen bli komplettert og samprodusert med hovedmålet i GF Vest. Prospektet var godkjent i letebudsjettet allerede i 2005, og vil slik boreplanen ser ut pr i dag bli boret mot slutten av 2008.

Valemon Vest – Frittstående letebrønn – HTHP
Området er kartlagt og modnet i løpet av 2006/-07. En brønn i vestlige del av Valemon lå på letebudsjettet for 2007. Slik det ser ut nå er det lite aktuelt å bore en brønn i 2008, men konseptbeslutningen er forventet rundt årsskiftet 2007/2008. En BOV er planlagt til april 2008. Rekartlegging av Valemonområdet indikerer store oppsider i forhold til volumestimatene fra DG1 (BOK- Beslutning om konkretisering). Revidert topp Brent kart ligger i store områder betydelig grunnere enn det tidligere offisielle topp Brent kartet for området. Flere strukturer, bl.a. en nord - sør rygg med et areal som dekker et stort område. Oppflanks-letebrønnene i området -23 (og -20) og -42 S, peker seg ut sammen med et område midt mellom -23 brønnen og Kvitebjørn. Videre leteboring i denne regionen vil avhenge av beslutningen for utviklingen av området. En ny letebrønn i området bør også undersøke dypere stratigrafiske nivåer som Cook og Statfjord, som på tross av store dyp har gode reservoaregenskaper i området. Å bore letebrønner i dette området er svært kostbart (HTHP). Dersom flere brønner skal bores må plassering, nytteverdi og kostnadsdeling (PL050/PL193) gjennomgåes grundig.

Annet
DG2 for Gullfaks 2030 skal legges frem i februar 2008. Dette får innvirkning på om boreanleggene blir oppgradert, og dermed i hvilken grad det skal planlegges for lange brønner nå eller i fremtiden fra Gullfaks plattformene.

I vilkårene for Rav tildelingen i TFO2006 ble lisensen gitt en tidsfrist på et år for å vurdere prospektet/området i sammenheng med Valemon. Dette må besluttes og det må gis tilbakemelding til myndighetene i februar 2008.

8.5.2.2 Planer for 2009

Anatas – plattformaktivitet, GFC
Anatas har tidligere vært vurdert boret med pilothull i forkant av reservoarseksjonen til Gimle vanninjektor (34/10-C-51). Det planlagte pilothullet til Anatas var langt og da resultatet fra Albitt var negativt (tørr Lomvi brønn), ble denne løsningen forkastet. Antas foreslås skjøvet ut i tid, foreløpig til 2009. Andre kombinasjonsløsninger bør vurderes for ikke å komplisere Gimle brønnene unødig.

Anatas blir fremdeles betraktet som et interessant prospekt, selv om den seismiske AVO-responsen ikke bør tillegges like stor betydning som tidligere. Manglende kalibrering er en av hovedårsakene til at det bør legges mindre vekt på AVO for dette Lomvi prospektet.

Zirkon Gamma – GFB sidesteg
Zirkon består av tre del-segmenter (alfa, beta, gamma). Prospektene har høye funnsannsynligheter, men med stor sannsynlighet for å inneholde gass, spesielt i det nordligste segmentet. Både på grunn av det relativt store potensialet i Zirkon, men også siden dette er en ny letemodell, kan det være gunstig å bore prospektene relativt tidlig. Zirkon kan, som andre Tarbert volumer, være tidskritisk på grunn av økende trykkfall i regionen. Det nordligste segment (alfa) har også gode hydrokarbonindikasjoner på inversjonskuben. Det er ikke usannsynlig at dette prospektet kan kommunisere med gassfunnet i Tarbert i G7. Boring av disse prospektene er foreløpig skjøvet noe ut i tid, delvis pga prioritering av IOR boremål på hovedfeltet, men også fordi det er behov for å evaluere prospektene (letemodellen) ytterligere. Boringen av disse prospektene vil kreve et forholdsvis langt sidesteg fra en GFB brønn.

Ringfly – sidesteg GFC
Dette letemålet lå på plan for 2007 men ble utsatt delvis pga av tekniske forhold (primært poretrykk) og ønske om å prioritere oljeproduksjon. I henhold til den siste boreplanen ligger dette boremålet i 2009, men kan, på grunn av poretrykkforholdene, bli ytterlig forskjøvet ut i tid.

Liguster – sidesteg GFA
Dette målet er en vestlig analog til Ringfly. Også dette er en stratigrafisk felle i Kransleddet. På samme måte som Ringfly, er Liguster delvis påvist. En alternativ tolkning av A-44 T3 tilsier oljefylt Krans sand i denne brønnen (og ikke Statfjord). Dette prospektet bør bores i en gunstigere posisjon, grunnere og mer proksimalt lenger nord. Det kan kombineres med andre produksjonsmål, f.eks Cook i H1 eller prospekter som Turmalin Sør eller Blåvinge.

O7A – sidesteg fra flyterigg
Dette prospektet øst for Gullveig bør undersøkes i forbindelse med boring til Statfjordformasjonen. Høy funnsannsynlighet, interessante tilleggvolumer, god reservoarkvalitet og relativ enkel/ billig undersøkelse bør tale for denne kombinasjonsløsningen. Brønnene på Gullveig er klare for å sidestegbores innen kort tid. En viktig usikkerhetsfaktor for dette prospektet er at volumene kan være drenert fra primærbrønnene på Gullveig.

Rav (HTHP) – Frittstående letebrønn
Dersom Rav ikke samordnes med utviklingen av Valemon området kan en «drill & drop» beslutning føre til at prospektet blir boret så tidlig som i 2009. Prospektet er godt beskrevet i TFO søknaden for 2006, og tilhører den dype høytrykks gassregionen i sør og sørøst. I første omgang vil prospektet bli sett i sammenheng med en Valemon-utvikling.

Annet
Plugging av 34/10-47 S (Dolly - letebrønn Gulltopp) er lagt inn i 2009. Denne forutsetter at produsenten fra A-32 C er boret og satt i produksjon. Denne aktiviteten kan kombineres med leting i Korund prospektet like sør for Gulltopp. Dette innebærer boring av kun en seksjon, deretter permanent plugging.

8.5.2.3 Planer for 2010

Lunde I5 og D1 – middels/tung plattformaktivitet
Lunde 15 og D1 er prospektmuligheter, men fokus på Lunde vil øke i tiden fremover. Positiv langtidstest av Lunde i -48 S, samt lavere forventninger til oljerater fra øvrige Gullfaksbrønner sammenlignet med forventninger i Lunde, vil i tiden fremover føre til at Lunde blir viktigere. Videre kartlegging og evaluering må til for å modne disse prospektene. Boring av Albitt (Lomvi) gav dessverre negativt resultat (letebrønn -50S) men MDT-tester i Lunde sander gav olje fra intervaller som var evaluert til å ha høy vannmetning. Det er ikke påvist hydrokarboner i Lunde vest på feltet men D1 (boret vannfylt i Statfjord) er fremdeles uboret. Letebrønn -21 med gassfunn i Brent ligger vis a vis Lunde i D1 segmentet.

Jade – middels/tung plattformbrønn fra GFC
Jade er et midtre /nedre Lunde og Lomvi prospekt. Boring/testing av dette prospektet har blitt utsatt flere ganger i påvente av kommersiell avklaring. Boremålet er interessant av flere grunnere. Beliggenheten er gunstig i forhold til oljemigrasjon mot Gullfaks. Videre kan sandene i Lunde ha mange separate lukninger ettersom bunn kritt definerer en rygg som heller mot øst i dette området. Prospektet kan også kombineres med Glassvinge (utelukkende PL193) som er et kritt prospekt som ligger lenger ut i bassenget.

Glassvinge – Middels plattformbrønn fra GFC
Glassvinge representerer en stratigrafisk felle i Svarteformasjonen i Shetlandgruppen. Prospektet ligger sørøst for Gullfaks, med hovedtyngde i PL193. Prospektet tilhører samme playtype som Blåvinge (og Sølvkåpe – som ikke hadde sandutvikling). Tilstedeværelse av sand og forsegling /«pinch out» mot hovedstrukturen i vest er de største usikkerhetsmomentene for dette prospektet. Det er lenger nord funnet oljefylte sander på dette stratigrafiske nivået.

Skinfaks N1 – Fra flyterigg
N1 strukturen like vest for N5-satelittbrønnen kan bli boret i løpet av 2010. Det er mest gunstig å bore brønnen som et sidesteg fra N-5H, men dette betinger at denne er ferdig å produsere fra dagens posisjon på Rimfaks. Sannsynligvis er 2010 for tidlig i forhold til denne løsningen. Et annet alternativ kan være å bore brønnen som frittstående letebrønn, eventuelt be om en utsettelse med boring av N-5 sidesteget til N1 segmentet. Funnsannsynligheten er høy i dette segmentet og funn av gass i Ness i N2 segmentet nylig, vil styrke funnsannsynligheten for N1

ytterligere. Svar fra myndighetene angående utsettelse av boring av letebrønn i N1 gav ny frist 15/3-2011.

Kappefly – GFC sidesteg
Kappefly ligger sør for Ringfly, like øst for oljefylt Statfjord i I1-segmentet. Det ligger stratigrafisk noe dypere enn Ringfly og er en stratigrafisk felle i Kransleddet. Boring av prospektet kan gjøres i forbindelse med sidesteg av C-16 eller C-32. Det kan være økonomiske volumer her, men prospektet er trolig ikke tidskritisk. Trykkavlastning og delvis produserte ressurser kan ikke utelukkes i og med at fellen lapper på oljefylt Statfjord.

Gullvinge/Malakitt – GFB sidesteg (eventuelt GFA)
Dette er to prospekter/muligheter som kan kombineres testet i en og samme brønn. Boring til Malakitt, Statfjord på Gullfaks Vest (segment D3/D4) kan kombineres med Gullvinge som er en øvre jura/sein kritt mulighet som ligger nærmere Gullfaks B plattformen. Ingen av disse har spesielt høy funnsannsynlighet. Statfjordfellen på Gullfaks Vest har dårlig/uklar AVO respons. Det samme er tilfellet på inversjonsdataene. Riktignok er det en positiv respons helt i sør, innenfor lukning. Det samme kan også sies om Gullvinge, som kanskje viser noe bedre respons på inversjonsdataene. Disse boremålene kan kombineres med et behov for et nytt injeksjonspunkt i Tarbert. Dersom negativt resultat i begge disse prospektene kan brønnen benyttes som injektor i Øvre Brent.

H6/I5/Lunde – GFC/GFB sidesteg
Disse Cook (I5)og Statfjord (H6)-prospektene på grensen mot PL089 har begrenset potensiale, men ha relativt høye funnsannsynligheter. Cook har gode AVO-signaler og spesielt den nordlige delen av prospektet viser gode indikasjoner på inversjonskuben. Cook har høyest funnsannsynlighet, mens Statfjord har større potensiale men lavere funnsannsynlighet. Det er nå igangsatt et eget prosjekt for å detaljkartlegge grenseområdene mellom PL050/PL089. Det er ikke realistisk med boring av disse prospektene før tidligst i 2010. Dette har også sammenheng med kommersielle løsninger som må være på plass før prospektene kan bores. Spesielt gjelder dette Statfjordprospektet. Gullfaks C plattformen ligger nærmest, men både B og C plattformene er aktuelle for boring av disse prospektene. I tillegg har Lunde et potensiale i dette området, segment I5. Dette er blitt styrket etter Lunde-funnet og testen i C-46 (34/10-48 S). Prospektiviteten er ikke fullstendig avklart ennå. Lunde har ingen spesiell AVO i dette området.

8.5.2.4 Planer for 2011

Gamma Nord (HTHP) – Frittstående letebrønn
Dette prospektet bør sees i sammenheng med Valemon Vest. Beslutningen om videre frittstående leteboring i Valemon området, eventuelt leting i kombinasjon med feltutbygging, vil bli tatt i september 2007. Dersom det blir besluttet at der er behov for fortsatt leting med flyterigg vil Gamma Nord bli høyaktuell for boring. Ikke bare er strukturen stor med relativt høy funnsannsynlighet, men den ligger innenfor rekkevidde av F/G-rammene på Gullfaks Sør og (kanskje) GFA/C.

Japis – mindre plattformaktivitet
Ny informasjon (ulike seismisk prosesseringer) har medført et behov for å evaluere dette prospektet grundigere. Prospektet må også vurderes på ny i lys av nye 4D-data. Prospektet har likhetstrekk med Zirkon og bør bores etter dette.

Blåvinge/ Gamma N – Tung plattformbrønn
Blåvinge er mye samme letemodell som Sølvkåpe. Sølvkåpe, hvor det ikke ble funnet reservoar, ligger noe mer distalt i forhold til Blåvinge. Boring av Blåvinge i kombinasjon med Gamma Nord fra GFA, er mindre sannsynlig nå enn for noen år siden, ettersom det vil bli begrenset antall lange plattformbrønner pr. år. I tillegg er funnsannsynligheten relativt lav, slik at risikoen for en lang brønn trolig blir for stor. Blåvinge kan vente, men avklaring av potensialet i Gamma Nord begynner å haste, spesielt med tanke på eventuell innfasing mot Valemon.

Zircon Alfa Middels tung plattformbrønn
Det vil være fornuftig å bore Zirkon Gamma - den sørligste av den tre Zircon-prospektene først. Disse prospektene representerer en ny letemodell i Gullfaksområdet og basert på resultatene herfra kan det bli aktuelt å fremskynde boring av Alfa, eventuelt også utsette eller nedgradere forventningene til Zirkon Alfa. Prospektet ligger nær gassfunnet i G7 og prospektet har derfor høyest sannsynlighet for gass. En mindre justering av hastighetsfeltet i dybdemodellen kan faktisk gi samme kontakt i G7 som i Zirkon Alfa.

8.5.2.5 Planer for 2012 +

10 A/B – Frittstående letebrønn
Disse prospektene ligger på sørflanken av Gullfaks Sør. De kan utforskes og eventuelt settes i produksjon fra L/M-rammen. Alternativ kan disse bores og avklares ved hjelp av en frittstående brønn, kanskje i kombinasjon med Rutil dersom denne er utestet på dette tidspunkt. Området inneholder mest sannsynlig gass, kanskje med tynn oljesone.

Svermer, Krans – middels tung plattformbrønn
Analog til Apollo og de andre kransfunnene i vestlige deler av Gullfaks. Dette er fremdeles et umodent prospekt, men vil bli grundigere evaluert de nest årene. Prospektet er ikke tidskritisk. Prospektet er tolket å inneholde gass/kondensat. Trykket vil holde seg noenlunde på initielt nivå. Svermer ligger nærmest Gullfaks B av installasjonene i området. På grunn av GFB's begrensede gassbehandlingskapasitet passer Svermer som er et gass-/kondensatprospekt best inn forholdsvis sent i GFB's levetid. Inversjonskuben strekker seg så vidt inn i østligste deler av dette prospektet. Det er noen indikasjoner som tyder på hydrokarboner ut fra disse dataene, men mer data og arbeid må gjøres for å modne dette prospektet.

Gullfaks Sør, Cook
Cook er et relativt lite utforsket reservoarnivå på Gullfaks Sør. Fremtidige sidesteg på Gullfaks Sør må ha Cook som sekundærmål. Sentrale og vestlige deler av Cook er strukturelt relativt ukomplisert. Utvinning fra Cook kan være tidskritisk ettersom det kan være vanskelig å gjennombore et kraftig trykkavlastet Brent reservoar på et sent tidspunkt.

F1/F2/E1 Statfjord (Amfibol)
Disse prospektene er fremdeles noe umodne, men viser interessante indikasjoner på de nye inversjonsdata. Potensialet er lite, men prospektene vil få forholdsvis høy funnsannsynlighet og ligger i gode reservoarenheter (Statfjord) nær Gullfaks A. Inversjonsdata viser interessante indikasjoner i toppen av E1 segmentet. Dette er gitt navnet Amfibol. Det er definert som «lead» og må evalueres videre. Foreløpig ser det ut til å gi et forholdsvis lite volum, men kan gi høy funnsannsynlighet. Disse prospektene/mulighetene ligge svært nær Gullfaks A, kun 1,5-2km unna.

8.5.3 Seismisk datainnsamling

Det legges opp til repeterte 4D seismiske datainnsamling annet hvert år i Gullfakslisensen. Det ble samlet inn seismikk som i praksis dekker alle feltene innenfor produserende deler av Gullfakslisensen i 2005. Neste 4D innsamling planlegges i 2008. Denne innsamlingen vil bare dekke Gullfaks hovedfeltet.

8.5.4 Muligheter i grenseområdene til Gullfakslisensen

Mange av de gjenværende prospektene ligger i grenseområdene mot andre lisenser i nord, nordøst samt i den dype gassprovinsen i sørøst (Valemon). Aktiv kartleggingsaktivitet pågår i alle disse regionene.

Tre områder er avhengig av kommersielle avklaringer:

- Jade (Nøkken-området) PL050/PL193
- Valemonområdet PL050/PL193
- Gullfaks' nordområde PL050/P089.

Dersom det skal bores brønner i disse områdene, nært eller over lisensgrensen, må det foreligge kommersielle avtaler i forkant. Initiativet om en arealutjevning i PL050/PL193 er foreløpig utsatt på grunn av for store usikkerheter knyttet til ressursgrunnlaget.

Tabell 8.5.1 Gullfaks hovedfelt prospekter 2007

PL 050, G&G data														
Prosp./reservoir/segment					**HKPV**	**In place**		**Recoverable**		**Risked volumes in the object**		**Risked volumes in the license**		
	Reservoir	**Start prod**	**Main ph.**	**p(f)**	**exp. Mm3**	**Oil exp. MSm3**	**Gas exp. GSm3**	**Oil exp. MSm3**	**Gas exp. GSm3**	**Oil exp. MSm3**	**Gas exp. GSm3**	**in license %**	**Oil exp. MSm3**	**Gas exp. GSm3**
Hypothetical:														
E E3	Brent		oil	0.12	1.00	0.80	0.08	0.30	0.03	0.04	0.00	100%	0.04	0.00
D5	Brent		oil	0.75	1.00	0.60	0.15	0.25	0.08	0.19	0.06	100%	0.19	0.06
C I5B	Cook		oil	0.80	1.01	0.72	0.20	0.15	0.06	0.12	0.05	100%	0.12	0.05
C G2	Cook		oil	0.70	0.75	0.61	0.05	0.15	0.01	0.11	0.01	100%	0.11	0.01
S F2	Statfjord		oil	0.30	0.64	0.50	0.05	0.20	0.02	0.06	0.01	100%	0.06	0.01
Zirkon A	Brent		oil/gas	0.69	2.00	0.85	0.31	0.34	0.22	0.23	0.15	100%	0.23	0.15
Zirkon B	Brent		Oil/gas	0.50	1.05	0.59	0.18	0.22	0.09	0.11	0.05	100%	0.11	0.05
Zirkon G	Brent		oil/gas	0.44	1.10	0.75	0.15	0.28	0.07	0.12	0.03	100%	0.12	0.03
Ringfly	Krans		oil	0.60	3,1	2,2	0.40	0.60	0.16	0.36	0.10	100%	0.36	0.10
S H7	Statfjord		oil	0.10	3.80	3.30	0.30	1.30	0.12	0.13	0.01	100%	0.13	0.01
Anatas	Lomvi		oil	0.55	3.90	2.20	0.60	0.44	0.15	0.24	0.08	100%	0.24	0.08
Jade	Lomvi		oil	0.41	4.01	2.23	0.45	0.71	0.16	0.29	0.07	10%	0.03	0.01
Jade	Lomvi		gas	0.41	4.01	0.23	0.46	0.07	0.26	0.03	0.11	10%	0.00	0.01
Liguster	Krans		oil	0.40		2.30		0.40		0.16	0.00	100%	0.16	0.00
Malakitt, D3/D4	Statfjord		oil	0.13	5.76	4.24	0.41	1.71	0.20	0.22	0.03	100%	0.22	0.03
Sum Hypotetical GFHF										**2.41**	**0.74**		**2.12**	**0.59**
Speculative:	**(Prospekter under kritisk økonomisk nivå (små og/eller teknisk vanskelig utvinnbar)**													
B F7	Brent		oil	0.30	0.35	0.23	0.10	0.10	0.03	0.03	0.01	100%	0.03	0.01
C D1	Cook		oil	0.20	0.36	0.20		0.06		0.01		100%	0.01	0.00
S H6/I5	Statfjord		oil	0.30	3.80	3.04	0.20	0.66	0.70	0.20	0.21	1%	0.00	0.00
S D5	Statfjord		oil	0.05	1.00	0.75	0.08	0.30	0.03	0.02	0.00	100%	0.02	0.00
S F1	Statfjord		oil	0.15	4.40	3.31	0.33	1.30	0.13	0.20	0.02	100%	0.20	0.02
Kr L	Krans		oil	0.20	5.00	3.53	1.00	1.04	0.30	0.21	0.06	100%	0.21	0.06
Jasmin	Øvre jura		oil	0.14	7,1	4.28	0.43	2.14	0.28	0.30	0.04	55%	0.16	0.02
Jaspis, H6	Brent		oil	0.40	1.00	0.80	0.10	0.30	0.04	0.12	0.02	100%	0.12	0.02
Meldefly	Krans		oil	0.30		3.40		1.00		0.30	0.00	100%	0.30	0.00
Kappefly	Krans		oil	0.20	3.60	2.50				0.00	0.00	100%	0.00	0.00
Sum										**1.38**	**0.36**		**1.05**	**0.13**
Total potential										**3.79**	**1.10**		**3.17**	**0.72**
Leads:														
Blåvinge	Krans		oil	0.05	27.00	3.20	1.90	1.10	0.70	0.06	0.04	100%	0.06	0.04
Svermer	Krans		gas	0.20	6.00	1.50	2.00	0.52	0.70	0.10	0.14	100%	0.10	0.14
Lunde D1	Lunde		gas/oil	0.15	15.00	5.00	3.00	1.00	1.00	0.15	0.15	100%	0.15	0.15
Nedf.østfl.	Ø.jura		oil	0.22	3.50	2.50	0.71	0.75	0.21	0.17	0.05	100%	0.17	0.05
Kalsedon	Statfjord		oil	0.00	3.00	1.50	0.40	0.60	0.16	0.00	0.00	100%	0.00	0.00
Glassvinge	Krans													
Amfibol, E1			oil	0.15	4.00	3.00	0.40	0.75	0.10	0.11	0.02	100%	0.11	0.02
Lunde I5	Ikke ferdig evaluert		oil	0.25	3.80	2.05	0.62	0.41	0.12	0.10	0.03	100%	0.10	0.03
Sum														

Tabell 8.5.2: Ressurser og reserver i prospekter, Gullfaks Satellitter. 2007

PL 050, G&G data, Gullfaks Satellitter

Prosp./reservoar/segment				Til stede MSm3			Urisket volum (utvinnbart)						Risket volum i prospektet		Risket volum i lisensen		
		Ny															
Prospect	Reservoar	Segment			Olje/kond	Gass	Olje, urisket utvinnbart			Gass, urisket utvinnbart			Olje, risket	Gass, risket	%	Olje	Gass
Hypotetisk			Main ph.	p(f)	forv.	forv.	P(90)	forv.	P(10)	P(90)	forv.	P(10)	forv.	forv.	i lisens	forv.	forv.
N4	Statfjord	N4 oil leg	olje	0.9	1.04	0.33	0.13	**0.27**	0.43	0.07	**0.14**	0.21	0.24	0.13	100%	0.24	0.13
N4	Statfjord	N4 gas cap	olje	0.9	0.25	0.35	0.02	**0.06**	0.11	0.032	**0.111**	0.208	0.05	0.10	100%	0.05	0.10
N5a	Statfjord	N5a oil leg	olje	0.67	0.45	0.14	0.05	**0.11**	0.19	0.02	**0.05**	0.09	0.07	0.03	100%	0.07	0.03
N5a	Statfjord	N5a gas cap	gass	0.67	0.11	0.16	0.01	**0.02**	0.04	0.01	**0.02**	0.03	0.01	0.01	100%	0.01	0.01
N5b	Statfjord	N5b gas	gass	0.36	0.02	0.03	0.00	**0.00**	0.01	0.00	**0.01**	0.01	0.00	0.00	100%	0.00	0.00
N0_1A	Øvre Brent	N0_1A oil leg	olje	0.49	0.35	0.12	0.07	**0.13**	0.21	0.02	**0.04**	0.08	0.06	0.02	100%	0.06	0.02
N0_1A	Øvre Brent	N0_1A gas leg	gass	0.49	0.17	0.18	0.06	**0.08**	0.17	0.01	**0.09**	0.18	0.04	0.04	100%	0.04	0.04
N0_1B	Øvre Brent	N0_1B oil leg	olje	0.49	0.54	0.18	0.10	**0.20**	0.31	0.03	**0.07**	0.12	0.10	0.03	100%	0.10	0.03
N0_1B	Øvre Brent	N0_1B gas leg	gass	0.49	0.20	0.25	0.01	**0.10**	0.22	0.02	**0.13**	0.28	0.05	0.06	100%	0.05	0.06
N0_1B	Nedre Brent	N1 oil leg	olje	0.49	1.20	0.29	0.08	**0.22**	0.38	0.04	**0.09**	0.16	0.11	0.04	100%	0.11	0.04
N0_1B	Nedre Brent	N1 gas leg	gass	0.49	0.28	0.60	0.03	**0.08**	0.15	0.07	**0.19**	0.32	0.04	0.09	100%	0.04	0.09
N1_1C	Nedre Brent	N1 oil leg	olje	0.49	4.75	1.16	0.30	**0.86**	1.57	0.12	**0.35**	0.63	0.42	0.17	100%	0.42	0.17
N1_1C	Nedre Brent	N1 gas leg	gass	0.49	1.03	2.26	0.18	**0.31**	0.54	0.30	**0.68**	1.15	0.15	0.33	100%	0.15	0.33
N2A	Øvre Brent	N2A oil leg	olje	0.67	0.64	0.20	0.03	**0.08**	0.13	0.07	**0.04**	0.26	0.05	0.03	100%	0.05	0.03
N2A	Øvre Brent	N2A gas leg	gass	0.67	0.08	0.12	0.01	**0.03**	0.07	0.01	**0.14**	0.10	0.02	0.09	100%	0.02	0.09
N1	Statfjord	N1 oil leg	olje	0.40	1.26	0.59	0.12	**0.29**	0.49	0.05	**0.08**	0.24	0.12	0.03	100%	0.12	0.03
N1	Statfjord	N1 gas leg	gass	0.40	0.66	0.48	0.02	**0.08**	0.17	0.03	**0.05**	0.15	0.03	0.02	100%	0.03	0.02
Sølvtopp (NY -04)	Brent, Kun Tarber	N6B	olje	0.95	0.42	0.15	0.09	**0.14**	0.19	0.03	**0.05**	0.06	0.13	0.05	100%	0.13	0.05
O7A (reevaluert -04)	Brent	O7A oil	olje	0.92	0.61	0.21	0.12	**0.18**	0.26	0.04	**0.06**	0.09	0.17	0.06	100%	0.17	0.06
Opal	Brent	15C	gass/kond	0.32	3.11	5.92	0.48	**0.68**	0.90	2.06	**2.67**	3.30	0.22	0.85	100%	0.22	0.85
O6A	Brent	O6A oil	olje	0.36	2.10	1.00	0.50	**0.61**	0.73	0.22	**0.30**	0.38	0.22	0.11	100%	0.22	0.11
O6A	Brent	O6A gas	gass	0.36	0.76	1.06	0.26	**0.34**	0.42	0.51	**0.62**	0.74	0.12	0.22	100%	0.12	0.22
GFSør 10A,B	Brent	10 A,B, gas	gass	0.70	0.70	2.60	0.15	**0.19**	0.24	0.64	**0.94**	1.31	0.13	0.66	100%	0.13	0.66
GFSør 15A, Rutil	Brent	15A oil	olje	0.14	7.04	2.96	1.05	**1.83**	2.78	0.40	**0.76**	1.12	0.26	0.11	100%	0.26	0.11
GFSør 15A, Rutil	Brent	15A gas	gass	0.11	4.70	3.14	0.97	**1.64**	2.45	0.88	**1.45**	2.15	0.18	0.16	100%	0.18	0.16
GFSør 15A, Rutil	Ø. Brent, ny eval	15A mult	olje	0.35	1.06	0.23		**0.07**			**0.02**		0.02	0.01	100%	0.02	0.01
GFSør 15A, Rutil	Ø. Brent, ny eval	15A mult	gass	0.35	1.10	4.25		**0.33**			**1.70**		0.12	0.60	100%	0.12	0.60
GFSør 15A, Rutil	N. Brent, ny eval	15A mult	olje	0.24	0.25	0.05		**0.01**			**0.00**		0.00	0.00	100%	0.00	0.00
GFSør 15A, Rutil	N. Brent, ny eval	15A mult	gass	0.24	0.28	1.00		**0.08**			**0.40**		0.02	0.10	100%	0.02	0.10
GFSør 25A	Statfjord	25A oil	olje	0.10	7.44	3.11	0.82	**1.52**	2.38	0.31	**0.63**	1.02	0.15	0.06	100%	0.15	0.06
GFSør 25A	Statfjord	25A gas	gass	0.08	4.79	3.19	0.97	**1.63**	2.41	0.92	**1.48**	2.15	0.13	0.12	100%	0.13	0.12
GFSør 15A, Lille Rutil	Statfjord, ny eval	25A mult	olje	0.24	0.48	0.09		**0.03**			**0.01**		0.01	0.00	100%	0.01	0.00
GFSør 15A, Lille Rutil	Statfjord, ny eval	25A mult	gass	0.24	0.53	1.88		**0.16**			**0.75**		0.04	0.18	100%	0.04	0.18
GFSør 23A,B	Cook	23A,B, oil	olje	0.30	8.96	1.79	0.40	**0.55**	0.85	0.10	**0.16**	0.30	0.17	0.05	100%	0.17	0.05
GFSør 23A,B	Cook	23A,B, gas	gass	0.30	1.10	3.90	0.20	**0.27**	0.45	0.80	**1.17**	1.60	0.08	0.35	100%	0.08	0.35
Korund	Brent	O7B sør	olje	0.42	0,4	0,10		**0.12**			**0.03**		0.05	0.01	100%	0.05	0.01
RF Lomvi	Lomvi	P2	olje	0.18	5.90	7.40		**1.10**			**2.10**		0.20	0.38	100%	0.20	0.38
Sum Hyp. Prosp.								**13.17**			**17.57**		**3.74**	**4.92**		**3.74**	**4.92**

Tabell 8.5.2: Ressurser og reserver i prospekter, Gullfaks Satellitter, Forts.

Spekulative. Prospekter under kritisk økonomisk nivå (små og/eller teknisk vanskelig utvinnbar)

PL 050, G&G data, Gullfaks Satellitter

Prosp./reservoar/segment				Til stede MSm3			Urisket volum (utvinnbart)						Risket volum i prospektet		Risket volum i lisensen		
		Ny															
Prospect	Reservoar	Segment			Olje/kond	Gass	Olje, urisket utvinnbart			Gass, urisket utvinnbart			Olje, risket	Gass, risket	%	Olje	Gass
Hypotetisk			Main ph.	p(f)	forv.	forv.	P(90)	forv.	P(10)	P(90)	forv.	P(10)	forv.	forv.	i lisens	forv.	forv.
N6 Admiral	U Jurassic	N6/ O6 gas cap	gass	0.05	6.24	8.91	1.19	**1.81**	2.46	2.62	**3.91**	5.30	0.09	0.20	100%	0.09	0.20
GFSør 21A	Lunde	21A oil	olje	0.48	3.40	0.61	0.31	**0.51**	0.71	0.15	**0.18**	0.21	0.24	0.09	100%	0.24	0.09
GFSør 23C	Cook	23C, oil	olje	0.66	1.44	0.26	0.20	**0.28**	0.36	0.03	**0.07**	0.11	0.18	0.05	100%	0.18	0.05
GFSør 23C	Cook	23C, gas	gass	0.33	0.17	0.62	0.03	**0.09**	0.15	0.20	**0.36**	0.50	0.03	0.12	100%	0.03	0.12
GFSør 22A	Cook	22A oil	olje	0.50	1.55	0.30	0.18	**0.31**	0.44	0.06	**0.09**	0.12	0.16	0.05	100%	0.16	0.05
GFSør 22A	Cook	22A gas	gass	0.22	0.08	0.30	0.02	**0.04**	0.06	0.12	**0.18**	0.24	0.01	0.04	100%	0.01	0.04
GFSør 15A Cook	Cook	15A, oil	olje	0.20	8.96	1.79	0.40	**0.55**	0.85	0.10	**0.16**	0.30	0.11	0.03	100%	0.11	0.03
GFSør 15A Cook	Cook	15A gas	gass	0.20	1.10	3.90	0.20	**0.27**	0.45	0.80	**1.17**	1.60	0.05	0.23	100%	0.05	0.23
Sum Hyp Prosp:													**0.71**	**0.53**		**0.71**	**0.53**
Total													**4.45**	**5.45**		**4.45**	**5.45**
Leads																	
Vikler	Øvre jura		gass/olje												100%		

8.6 Beregningsmetodikk for tilstedeværende ressurser og reserver

8.6.1 GF HF

Fordelingene til geologiske-, petrofysiske- og væskeegenskaper er gitt på sonenivå for hvert av de 43 segmentene på Gullfaks Hovedfelt.

Volumetriske beregninger er foretatt med 3D modellering i IRAP RMS. Oppbygningen av modellene som er benyttet er beskrevet i kapittel 3. Bestemmelse av formasjonsvolumfaktor er basert på PVT-analyse, PVT-simuleringer, dybdekorreleringer og empiriske korrelasjoner (ref. 1). Data fra spesiell kjerneanalyse og logging av fløммede soner er lagt til grunn for bestemmelsen av restoljemetning bak front etter endt fløмming (Sor).

Parameterne som er nevnt over oppskaleres til formasjonsnivå (Tarbert, Ness, nedre Brent, Cook, Statfjord og Lunde) fordelt på hver enkelt segmentrekke. Utvinningsgrad er bestemt på bakgrunn av produksjonshistorie og forventning om restoljemetning.

Hydrokarbon porevolum (HKPV), tilstedeværende ressurser (STOOIP), utvinningsgrad og reserver beregnes fra følgende formler:

$$HKPV = Bergvolum \times N/B \times \phi \times (1 - S_{wi})$$

$$STOOIP = \frac{HKPV}{B_o}$$

$$Utvinningsgrad = \frac{(1 - S_{wi} - S_{or})}{(1 - S_{wi})} \times Sveip$$

$$\text{Re}\,server = \text{Pr}\,odusert + \Delta Utvinnings\,grad \times STOOIP$$

Bergvolum	= Samlet bergvolum over olje/vann kontakten
N/B	= Fraksjon netto sand av bergartsvolumet
φ	= Porøsitet i sandfraksjon
S_{wi}	= Initiell vannmetning i oljesonen
B_o	= Formasjonsvolum faktor
S_{or}	= Gjennomsnittlig restoljemetning i reservoaret (etter endt fløмming)
Sveip	= Fortrengningseffektivitet
Produsert	= Oljevolum som er produsert til nå
ΔUtvinningsgrad	= Endring i utvinningsgrad fra nå og til etter endt fløмming

Usikkerhet i ressurser og reserver for Gullfaksfeltet er beregnet ved Monte Carlo-simulering ved hjelp av @RISK.

Tabell 8.6.1: Usikkerhetsspenn i inngangsdata

INNGANGSPARAMETRE		Kommentar	Spennvidde (%)
Geologi	Bergvolum	Spennvidden varierer med størrelsen på segmentet, brønntetthet og kvalitet på seismikk.	±5-30
	Netto/Brutto	Lav usikkerhet p.g.a. høy brønntetthet og modent felt	±2-10
	Porøsitet	Som ovenfor	±3-9
	Swi	Som ovenfor	±4-9
PVT	Formasjonsvolumfaktor	Som ovenfor	±1-3
Reservoaroppførsel	Restoljemetning etter endt fløming	Som ovenfor	±13-20
Reservoaroppførsel	Fortrengningseffektivitet	Samme som ovenfor, men kan varerier etter hvor stort uttak som allerede er gjort.	±0-50

Basert på usikkerhetsspennet en kommer fram til med denne metoden, utarbeides det omhylningskurver. Disse omhylningskurvene framkommer ved å benytte erfaringsdata for usikkerhet i prognosene for det første året og at en antar at denne usikkerheten øker jevnt prosentvis utover i tid.

8.6.2 GF SAT

Ressursene på Gullfaks Satellitter beregnes fra geologiske og petrofysiske egenskaper i de geologiske modellene (IRAP RMS) på samme måte som for hovedfeltet. Reservene for satellittfeltene beregnes ut fra den geologiske modellen og reservoartekniske inngangdata i simuleringsmodeller. Disse modellene blir jevnlig oppdatert for feltene i drift. Volumfaktorene som er brukt for hvert enkelt felt er gitt i tabell 8.7.16 og væske- og gassressursene for feltene er gitt i tabellene 8.7.17 – 8.7.25.

Gullfaks Sør Brent har volumberegninger fra 2002. Modellen er ikke oppdatert siden senere brønner ikke har vist store forandringer. Gullfaks Sør er delt inn i 15 mindre segmenter. Alle store forkastningene er modellert i IRAP RMS. En ny geologisk modell blir nå bygget og skal være ferdig medio 2007.

Gullveig Brent
Det ble det laget nye IRAP modell i 1999. Denne var da oppdatert med hensyn på endringer i kartverket og ny brønninformasjon.

Gullveig Statfjord
For Statfjordformasjonen ble det bygget ny RMS 3D geologisk modell med oppdaterte dybde horisonter som ble ferdigstilt høsten 2003.

Rimfaks Brent
Ny IRAP RMS 3D modell ble ferdig høsten 2002 og er grunnlaget for volumene som er rapportert. Imidlertid er denne modellen ikke oppdatert med henblikk på opplysninger fra brønnen 34/10-J-5 H/ HT2/ AH, som viste at østlige deler av O4 segmentet er svært annerledes enn RMS modellen. Likevel har de nye opplysningene lite å si for totalvolumene i Rimfaks Brent.

Rimfaks Statfjord
Det ble bygget en ny 3D/2D geomodell i RMS i 2002. Denne var basert på den gamle modellen og ga derfor ikke signifikante endringer i volum.

Rimfaks Lunde
I 2004 ble det bygget en ny 3D geologisk modell for Rimfaks Lunde. Ny petrofysisk tolkning viste at det mest sannsynlig var forskjellige kontakter i de forskjellige sandene med grunnere kontakter oppover. Tidligere var det antatt en dyp kontakt. Dette har ført til en betydelig reduksjon av volumene i Rimfaks Lunde.

Gullfaks Sør Statfjord
I 2004 ble det bygget en ny geologisk modell for Statfjord formasjonen. I den senere tid er det gjort ny sonering og ny seismisk tolkning. En ny geologisk modell er under bygging og skal være ferdig i slutten av 2007.

Gullfaks Sør Lunde
Volumene er basert på deterministiske beregninger i IRAP. Dette ble gjort som del av et større studie av Lundeformasjonen på Satellittene i år 2000.

Skinfaks Brent
Volumene i Skinfaks Brent er basert på IRAP RMS 3D geomodell ferdigstilt våren 2003. Modellen er delt inn i 6 segmenter (N1, N2a, N2, N3, N4, N5). Modellen ble bygget i forbindelse med utarbeidelse av PUD for SRI prosjektet.

Skinfaks Statfjord
Volumene i Skinfaks Statfjord er basert på IRAP RMS 3D geologiskmodell ferdigstilt sommeren 2003. Det er kun volumene i N3 segmentene som er påvist, men disse er svært små. Volumene i N4 segmentet er større og har funnsannsynlighet på 90%.

8.7 Figurer og tabeller

Oversiktstabeller og figurer er tatt med i teksten, mens resterende er samlet i kapittel 8.7.1 for GF HF og kapittel 8.7.2 for GF SAT. I enkelte av tabellene kan det være et lite avvik mellom totalsum og summen av tallene i tabellen. Dette skyldes avrundinger i tallene som skal summeres, og vil til sammen kunne utgjøre en liten volumforskjell (maks 1 Mm^3).

Nedenfor er figurer og tabeller i hovedteksten listet opp:

Tabell 8.1.1: Totale olje og gass reserver og utvinnbare ressurser i Gullfakslisensene
Tabell 8.2.1: Tilstedeværende ressurser med usikkerhetsvurdering for GF HF
Tabell 8.2.2: Tilstedeværende ressurser for GF SAT
Tabell 8.2.3: Tilstedeværende ressurser med usikkerhetsvurdering for GF SAT
Tabell 8.3.1: Reserver med usikkerheter for GF HF
Tabell 8.3.2: Reserver med usikkerheter for GF SAT
Tabell 8.4.1: GF HF Ressursregnskap for olje pr 31.12 2007
Tabell 8.4.2: GF HF Ressursregnskap for gass pr 31.12 2007
Tabell 8.4.3: GF SAT Ressursregnskap for olje pr 31.12 2007
Tabell 8.4.4: GF SAT Ressursregnskap for gass pr 31.12 2007
Tabell 8.5.1: GF HF - Ressurser og reserver i prospekter 2007
Tabell 8.5.2: GF SAT - Ressurser og reserver i prospekter 2007
Tabell 8.6.1: Usikkerhetsspenn i inngangsdata

Figur 8.1.1: Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks Hovedfelt
Figur 8.1.2: Ressurs- og reserveutvikling for Gullfaks Satellitter
Figur 8.1.3: Ressursklassifikasjonssystemet (felles for StatoilHydro og OD)
Figur 8.1.4: Felt, funn og prospekter i PL050/050B/50C/050DS/PL037B/037E/152/277/277B
Figur 8.5.1: Leteaktiviteter i Gullfakslisensen, september 2007

8.7.1 Utfyllende tabeller GF HF

Tabell 8.7.1: HKPV for GF HF med usikkerhetsvurdering
Tabell 8.7.2: Endring i utvinningsgrad og fortrengningseffektivitet
Tabell 8.7.3: Endringer i HKPV (Mm^3), STOOIP (MSm^3) og utvinnbare oljereserver (MSm^3)
Tabell 8.7.4: GVK, GOK og OVK benyttet i ressursberegning på Gullfaksfeltet
Tabell 8.7.5: Bergvolum, deterministiske verdier
Tabell 8.7.6: Netto/brutto andel sand i bergarten, deterministiske verdier
Tabell 8.7.7: Porøsitet, deterministiske verdier
Tabell 8.7.8: Initiell vannmetning (S_{wi}), deterministiske verdier
Tabell 8.7.9: Formasjonsvolumfaktor, B_o, deterministiske verdier
Tabell 8.7.10: Restoljemetning etter endt fløming (S_{or}), deterministiske verdier
Tabell 8.7.11: Fortrengningseffektivitet (sveip)
Tabell 8.7.12: Hydrokarbon porevolum (HKPV), deterministiske verdier
Tabell 8.7.13: Tilstedeværende ressurser (STOOIP), deterministiske verdier
Tabell 8.7.14: Utvinningsgrad pr formasjon i GF HF
Tabell 8.7.15: Utvinnbare reserver i GF HF

Tabell 8.7.1: HKPV for GF HF med usikkerhetsvurdering

	HKPV M m^3		
	P_{10}	P_e	P_{90}
Brent u/GFV	518,6	536,0	553,2
Cook	71,0	77,2	83,5
Statfjord inkl. Krans/Sverdrup	120,8	131,9	143,2
Lunde	7,2	8,8	10,6
GFV	8,8	10,5	12,5
Gullfaks uten GFV	732,6	754,0	775,5
Sum Gullfaks hovedfelt	**743,2**	**764,5**	**786,0**

Tabell 8.7.2: Endring i utvinningsgrad og fortrengningseffektivitet

Reservoar	Utvinningsgrad			Fortrengningseffektivitet		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Tarbert	68 %	68 %	67 %	84 %	83 %	82 %
Ness	64 %	64 %	63 %	81 %	80 %	79 %
Nedre Brent	59 %	59 %	59 %	74 %	74 %	74 %
Cook	34 %	46 %	45 %	48 %	68 %	68 %
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	59 %	59 %	60 %	78 %	78 %	79 %
Lunde	14 %	14 %	23 %	19 %	19 %	32 %
Totalt Gullfaks	**60 %**	**61 %**	**61 %**	**76 %**	**78 %**	**77 %**

Avviksforklaringer til Tabell 8.7.2 og Tabell 8.7.3

I Brent er det ingen endringer i HKPV og STOOIP i forhold til RSP-05. I Tarbert og Ness skyldes økte uvinnbare reserver bedre produksjon fra eksisterende brønner, samt nye identifiserte boremål. Utvinnbare reserver i nedre Brent er litt høyere enn i 2005. Dette skyldes at eksisterende produsenter produserer bedre enn prognosert.

For Cook er utvinnbare reserver økt litt i forhold til 2005. Dette skyldes primært at boremålene PBCH23 og PBCH33 er bedre modnet og sekundært at noen produsenter produserer bedre enn antatt. Reduksjon i fortrengningseffektivitet og utvinningsgrad skyldes oppdatert HKPV fra ny geologisk modell. Den nye modellen er modellert ved hjelp av totalmetode, hvilket i praksis betyr at det ikke legges inn noe netto/gross. Dette har gitt utvinningsgrader som er i størrelsesorden riktigere for hva man skulle forvente ut fra reservoaregenskapene i Cook.

For Statfjord er det en liten nedgang i HKPV og STOOIP. Denne endringen er i segment K1, som ble retolket i løpet av 2006. Reservene for Statfjord ble da noe redusert i 2006, og er uendret frå 2006 til 2007. Nedgangen i 2006 skyldes resultatene fra boring av C-47.

HKPV og STOOIP for Lunde økte i 2006 med 1,6 Mm^3. Økningen skyldes i hovedsak en produksjonstest som ble utført i C-46 og som indikerte større volumer enn det som var antatt før testen. Oppgangen i reservene for Lunde er i samsvar med Lunde rapporten fra 2006.

Tabell 8.7.3: Endringer i HKPV (Mm^3), STOOIP (MSm^3) og utvinnbare oljereserver (MSm^3)

Reservoar	HKPV			STOOIP			Utvinnbare reserver		
	2007	**Rel. diff. 2005**	**% avvik 2005**	**2007**	**Rel. diff. 2005**	**% avvik 2005**	**2007**	**Rel. diff. 2005**	**% avvik 2005**
Tarbert (eks.GFV)	235,2	0,0	0,0 %	189,4	0,0	0,0 %	130,9	1,9	1,5 %
Ness	88,2	0,0	0,0 %	71,8	0,0	0,0 %	46,1	1,4	3,2 %
Nedre Brent	212,5	0,0	0,0 %	170,2	0,0	0,0 %	100,8	0,5	0,5 %
Cook	77,3	19,3	33,3 %	60,1	16,1	36,4 %	20,5	0,5	2,5 %
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	132,2	-0,1	-0,1 %	93,3	-0,1	-0,1 %	55,3	-0,9	-1,6 %
Lunde	9,3	1,6	21,4 %	6,2	1,1	22,3 %	0,9	-0,3	-28,1 %
GFV	10,0	0,0	0,0 %	7,9	0,0	0,0 %	3,9	0,6	19,6 %
Totalt Gullfaks	**765**	**20,8**	**2,8 %**	**599**	**17,1**	**2,9 %**	**358**	**3,8**	**1,1 %**

Tabell 8.7.4: GVK, GOK og OVK benyttet i ressursberegning på Gullfaksfeltet

Gruppe/ Formasjon	BLOKKER SONER		D1	D2	GFV D3/D4	E2	E3	F	G1	G(-G1)	H1/H2	H3/H4	H5/6/7	I1	I2A	I2C/3/4 / I5	J	K	L
Shetland/Kyrre	Krans	GNT	1943	1992	2034													2043	2043
Brent	Tarbert	GOK	-		-	1876,5	-	-	1793	-	-	-	-	-		-	-	-	-
		GVK			-	-	-	-	-	2044[2)]	-	-	-	-		-	-	-	-
		OVK	1993[8)]		1990	1890	1890	1947	1933	1947	1947	1947	1947	1947		1947	-	-	-
	Ness	GOK			-	1876,5	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-
		OVK			1990	1890	1890	1947	1933	1947	1947	1947	1947	1947		1947	-	-	-
	Etive/Rann.	OVK			-	-	-	1947	1933	1947	1947	1947	1947	1947	1783[7)]	1933	-	-	-
Cook	Cook-3	GNT			-	2075	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-
		OVK			-	-	-	-	1947[1)]	-	1926	1900	1900[4)]	-		2090	2090	2090	-
		ONT												1786					
	Cook-2	OVK			-	-	-	-	1947[1)]	-	1926	1900	1900[4)]	-		2090	2090	2090	-
		ONT												1786					
Amundsen	Sverdrup	OVK			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		2046	2046	2043	2043
Statfjord	S3-S11	OVK			-	-	-	-	2002[3)]	-	1869	-	-	1946		2046 2215[5)]	2046	2043	2043
	S1-S2	OVK			-	-	-	-	2002[3)]	-	2002[1)]	-	-	1966[6)]		2028	2028	2028	2028

Alle dybder i m SVD MHN
1) Ikke påvist, men mest sannsynlig
2) Gjelder G7
3) Mulig kontakt i Statfjordformasjonen
4) Gjelder kun H5
5) Gjelder kun I4
6) Gjelder kun S1
7) Påvist ved boring av C-5A
8) OVK=1993 i -A-48 A; vann opp til 1988 i leitebrønn -12.

Tabell 8.7.5: Bergvolum Mm³, forventningsverdier

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L	GF
Tarbert	41	50	629	302	56				**1078**
Ness		7	283	274	181		3		**749**
Nedre Brent			200	380	364		14		**958**
Cook			24	180	351	20	3		**578**
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	13			4	106	170	520	132	**944**
Lunde							53	91	**145**
Sum Gullfaks	**54**	**57**	**1136**	**1139**	**1058**	**190**	**594**	**223**	**4451**

I alle tabellene er volum i segmentrekke K og L slått sammen for Krans, og lagt under segmentrekke L i Statfjord. Dette er gjort fordi brønnene i segmentrekke L drar på reservene i begge segmentrekkene. Kransvolumene i D-rekken aggregeres sammen med Statfjord for å forenkle tabellene. Det understrekes at Krans i D-rekken ikke står i kommunikasjon med Statfjord.
For S1-S11 er volumene i segment I2 slått sammen med segmentrekke J i alle tabellene. Dette er gjort fordi I2 kommuniserer med J-rekken.

Tabell 8.7.6: Netto/brutto andel sand i bergarten

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	0,90	0,85	0,84	0,85	0,76			
Ness	0,55	0,50	0,47	0,47	0,51		0,53	
Nedre Brent			0,78	0,83	0,89		0,85	
Cook			1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,90			0,60	0,70	0,81	0,59	0,54
Lunde							0,55	0,35

Tabell 8.7.7: Porøsitet

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	0,32	0,33	0,34	0,34	0,34			
Ness	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33		0,32	
Nedre Brent			0,32	0,33	0,32		0,34	
Cook			0,21	0,22	0,21	0,22	0,20	
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,30			0,28	0,27	0,28	0,27	0,25
Lunde							0,22	0,25

Tabell 8.7.8: Initiell vannmetning (Swi)

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	0,15	0,29	0,20	0,18	0,10			
Ness	0,35	0,40	0,31	0,23	0,24		0,20	
Nedre Brent			0,22	0,17	0,18		0,23	
Cook			0,37	0,31	0,43	0,21	0,48	
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,15			0,34	0,23	0,25	0,15	0,20
Lunde							0,30	0,40

Tabell 8.7.9: Formasjonsvolumfaktor, Bo, Rm^3/Sm^3

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	1,27	1,49	1,24	1,22	1,23			
Ness	1,27	1,48	1,23	1,22	1,23		1,25	
Nedre Brent			1,26	1,24	1,25		1,25	
Cook			1,20	1,20	1,35	1,36	1,36	
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	6,00			1,26	1,26	1,37	1,43	1,43
Lunde							1,60	1,41

Tabell 8.7.10: Restoljemetning etter endt fløming (Sor)

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	0,15	0,15	0,15	0,15	0,11			
Ness	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15		0,15	
Nedre Brent			0,16	0,17	0,17		0,15	
Cook			0,13	0,19	0,20	0,22	0,22	
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,15			0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Lunde							0,18	0,18

Tabell 8.7.11: Fortrengningseffektivitet (sveip)

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L
Tarbert	0,60	0,96	0,80	0,90	1,00			
Ness		0,28	0,77	0,84	0,82			
Nedre Brent			0,72	0,74	0,78		0,13	
Cook			0,29	0,43	0,57	0,24		
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,61			0,80	0,73	0,92	0,76	0,71
Lunde							0,02	0,34

Tabell 8.7.12: Hydrokarbon porevolum (HKVP), Mm^3

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L	GF
Tarbert	10,0	10,0	142,3	71,0	12,0				**245**
Ness		0,7	29,5	33,1	24,5		0,4		**88**
Nedre Brent			39,1	86,0	84,3		3,2		**213**
Cook			3,2	27,8	42,3	3,6	0,3		**77**
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	2,9			0,4	15,3	28,2	71,2	14,2	**132**
Lunde							4,5	4,8	**9**
Sum Gullfaks	**13**	**11**	**214**	**218**	**178**	**32**	**80**	**19**	**765**

Tabell 8.7.13: Tilstedeværende ressurser (STOOIP), MSm^3

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L	GF
Tarbert	7,9	6,7	114,7	58,2	9,7				**197**
Ness		0,5	24,0	27,1	19,9		0,3		**72**
Nedre Brent			31,1	69,2	67,3		2,5		**170**
Cook			2,7	23,2	31,4	2,6	0,2		**60**
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,5			0,4	12,1	20,6	49,8	9,9	**93**
Lunde							2,8	3,4	**6**
Sum Gullfaks	**8**	**7**	**172**	**178**	**140**	**23**	**56**	**13**	**599**

Tabell 8.7.14: Utvinningsgrad, %

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L	GF
Tarbert	49 %	76 %	65 %	74 %	88 %				68 %
Ness		21 %	60 %	68 %	66 %				64 %
Nedre Brent			57 %	59 %	62 %		10 %		59 %
Cook			22 %	32 %	38 %	17 %			34 %
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	50 %			55 %	54 %	67 %	58 %	53 %	59 %
Lunde							1 %	24 %	14 %
Totalt	49 %	72 %	62 %	62 %	58 %	62 %	53 %	46 %	60 %

Tabell 8.7.15: Utvinnbare reserver, MSm^3

Formasjon	D	E	F&G	H	I	J	K&U	L	GF
Tarbert	3,9	5,1	74,4	42,9	8,6				**135**
Ness		0,1	14,5	18,4	13,1				**46**
Nedre Brent			17,9	41,0	41,6		0,3		**101**
Cook			0,6	7,4	12,1	0,5			**21**
Statfjord inkl. Krans og Sverdrup	0,2			0,2	6,6	13,9	29,1	5,3	**55**
Lunde								0,8	**1**
Sum Gullfaks	**4**	**5**	**107**	**110**	**82**	**14**	**29**	**6**	**358**

8.7.2 Utfyllende tabeller GF SAT

Tabell 8.7.16: Volumfaktorer for reservoarene på Gullfaks Satellitter
Tabell 8.7.17: Påviste ressurser pr. reservoar i Gullfaks Satellitter 1995–2005-2007
Tabell 8.7.18: HKPV og ressurser i Gullfaks Sør Brent, fordelt på segmenter
Tabell 8.7.19: HKPV og ressurser i Gullfaks Sør Statfjord
Tabell 8.7.20: HKPV og ressurser i Rimfaks Brent, fordelt på segmenter
Tabell 8.7.21: HKPV og ressurser i Rimfaks Statfjord, fordelt på segmenter
Tabell 8.7.22: HKPV og ressurser i Gullveig Brent , fordelt på «øvre» og «nedre» Brent
Tabell 8.7.23: HKPV og ressurser i Gullveig Statfjord, fordelt på «øvre» og «nedre» Statfjord
Tabell 8.7.24: HKPV og ressurser i Gulltopp, Brent
Tabell 8.7.25: HKPV og ressurser i Skinfaks

Tabell 8.7.16: Volumfaktorer for reservoarene i Gullfaks Satellitter

Volumfaktor	**Bo**	**Bg**	**Rs**	**Rv**
Enhet	**Rm^3/Sm^3**	**Rm^3/Sm^3**	**Sm^3/Sm^3**	**Sm^3/Sm^3**
Gullfaks Sør Brent*	1,59	0,00364	213	$0,24x10^{-3}$
Gullfaks Sør Cook	1,58	0,00364	200	$0,28x10^{-3}$
Gullfaks Sør Statfjord*	1,54	0,00364	185	$0,28x10^{-3}$
Gullfaks Sør Lunde	1,53	0,00364	180	$0,28x10^{-3}$
Rimfaks Brent**	1,797	0,00403	362,68	$0,638x10^{-3}$
Rimfaks Cook	1,95	-	314	-
Rimfaks Statfjord**	1,685	0,004	266	$0,655x10^{-3}$
Rimfaks Lunde "	1,81	0,0036	327	$0,77x10^{-3}$
Gullveig Brent***	2,2	0,00370	455	$0,83x10^{-3}$
Gullveig Statfjord $	-	0,0037	-	$0,35x10^{-3}$
O6B Statfjord""	1,8	0,0036	280	$0,75x10^{-3}$
Skinfaks N4/N5, øvre Brent	1,63 / 1.59	0,0040/0,0041	221/205	$0,31x10^{-3}$ /$0,27x10^{-3}$
Skinfaks N2/N3, øvre Brent	1,75/1,69	0,00381/ 0,00388	271/247	$0,55x10^{-3}$ /$0,38x10^{-3}$
Skinfaks N1	1,89	0,00381	329	$0,78x10^{-3}$
Gulltopp	1,35	-	120	-

Bo = Formasjonsvolumfaktor olje, Bg = Formasjonsvolumfaktor gass, Rs = Løsningsforhold (gass i olje), Rv = Kondensatutbytte (fra gasskappe)

* Verdier fra simuleringsmodell, oppdatert PVT våren 2003
** Gjennomsnittelige verdier fra modellen
*** Verdier ifra simuleringsmodell for øvre Brent, 2500TVDSS.
$ Basert på sammenlikning av trykkgradient med Gullfaks Sør Statfjord.
" Foreløpig antatt egneskaper som RF Statfjord. Rs er foreløpig verdi fra MDT. DST-testes 09.01.
"" Antatt noenlunde like egenskaper med RF S

Tabell 8.7.17: Påviste ressurser pr. reservoar i Gullfaks Satellitter 1995, 2003, 2005 og 2007

Felt/reservoar	HKPV				STOOIP				Ass. kondensat				GIIP (inkl. løsningsgass)			
	PUD-95 M m^3	RSP03 M Sm^3	RSP05 M Sm^3	RSP07 M Sm^3	PUD-95 M Sm^3	RSP03 M Sm^3	RSP05 M Sm^3	RSP07 M Sm^3	PUD-95 M Sm^3	RSP03 M Sm^3	RSP05 M Sm^3	RSP07 M Sm^3	PUD-95 G Sm^3	RSP03 G Sm^3	RSP05 G Sm^3	RSP07 G Sm^3
GF SØR Brent	383,8	338,3	338,3	338,3	45,7	39,9	39,9	39,9	24,0	20,3	21,7	21,7	95,1	86,3	86,3	86,3
GF SØR Statfjord	62,6	85,2	85,2	85,2	29,7	32,8	34,9***	34,9***	1,3	2,7	2,7	2,7	10,1	15,6	15,8	15,8
GF SØR Cook*	-	9,6	9,6	9,6	-	4,0	4,0	4,0	-	0,2	0,2	0,2	-	1,7	1,7	1,7
GF SØR Lunde	36,9	38,9	38,9	38,9	23,5	23,7	23,7	23,7	0,0	0,2	0,2	0,2	4,1	5,1	5,1	5,1
RIMFAKS Brent	102,8	109,2	109,2	109,2	13,1	21,5	21,5	21,5	14,7	11,2	11,2	11,2	24,5	25,3	25,3	25,3
RIMFAKS Cook	-	3,4	3,4	3,4	-	1,9	1,9	1,9	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9
RIMFAKS Statfjord	24,1	32,5	32,5	32,5	13,9	12,4	12,4	12,4	0,0	1,9	1,9	1,9	3,9	6,2	6,1	6,1
RIMFAKS Lunde	-	21,4	1,0	1,0	-	5,3	0,2	0,2	-	-	0,2	0,2	-	5,7	0,2	0,2
GULLVEIG Brent	10,1	22,4	22,5	22,5	5,6	5,7	6,4	6,4	0,0	2,1	1,8	1,8	2,2	4,7	4,7	4,7
GULLVEIG Statfjord	-	12,4	17,4	17,4	-	0,0	0,0	0,0	-	1,2	1,8	1,8	-	3,3	4,7	4,7
N7 Gulltopp	-	13,5	11,8	11,8	-	10,1	8,9	8,9	-	-	-	-	-	1,3	1,1	1,1
O6B Statfjord	-	1,0	0,6	1,1	-	0.6	0,4	0,8	-	-	0,6	0	-	0.2	0,6	0,1
Epidot				3,1				2,4				0				0,2
Alun				1,2				1,3				0				0,1
O7D			0,32	0,32												
Skinfaks**:	-	6,7	21,64	20,32	-	2,5	6,95	5,97	-	0,3	0,4	1,77	-	1,3	1,2	4,59
SUM	**620,3**	**694,5**	**692,36**	**695,84**	**131,5**	**160,4**	**159,1**	**164,27**	**40,0**	**40,1**	**41,1**	**41,8**	**139,9**	**157,6**	**159,6**	**156,89**

* Volumene er svært usikre. Ny seismisk tolkning av topp Cook forsetter.

** Gjelder funn og prospekter med mer enn 80% funnsannsynlighet. Uriskede tall

*** Dette er tall som kommer til å endre seg pga bygging av ny geomodell.

8.7.18: HKPV og ressurser i Gullfaks Sør Brent, fordelt på segmenter*

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
12A	12,6	3,2	15,8	7,9	0,2	8,1	0,9	1,7	2,5
13A	4,9	80,6	85,5	3,0	6,2	9,3	22,2	0,6	22,8
13B	0,0	32,5	32,5	0,0	2,5	2,5	8,9	0,0	8,9
13C	27,3	43,1	70,3	17,0	3,3	20,4	11,8	3,6	15,4
13D	3,6	31,7	35,3	2,2	2,4	4,7	8,7	0,5	9,2
14A	0,0	21,1	21,1	0,0	1,6	1,6	5,8	0,0	5,8
14C	1,2	0,7	1,8	0,7	0,1	0,8	0,2	0,2	0,3
14D	12,8	47,8	60,6	8,0	3,7	11,7	13,1	1,7	14,8
14E	1,6	1,6	3,2	1,0	0,1	1,1	0,4	0,2	0,7
15B	0,0	21,2	21,2	0,0	1,6	1,6	5,8	0,0	5,8
Sum	**63,9**	**283,4**	**347,4**	**39,9**	**21,7**	**61,6**	**77,9**	**8,4**	**86,3**

Vist deterministiske tall basert på den geomodell fra 2002.

8.7.19: HKPV og ressurser i Gullfaks Sør Statfjord

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
A1	4,0	0,0	4,0	2,6	0,0	2,6	0,0	0,5	0,5
A2	7,8	12,3	20,1	5,1	1,0	6,1	3,4	0,9	4,3
A3	12,2	5,3	17,5	7,9	0,4	8,3	1,5	1,5	3,0
A4	11,9	8,6	20,5	7,7	0,7	8,4	2,4	1,4	3,8
A5	14,7	8,5	23,2	9,5	0,6	10,1	2,3	1,8	4,1
A6				2,0		2,0	0,1		
Sum	**50,5**	**34,7**	**85,2**	**34,8**	**2,7**	**35,5**	**9,7**	**6,1**	**15,6**

8.7.20: HKPV og ressurser i Rimfaks Brent, fordelt på segmenter

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
O5	22,002	56,733	78,735	11,922	8,695	20,687	14,107	4,383	18,490
O4	5,992	9,430	15,422	3,941	1,739	5,680	2,454	1,459	3,913
O3	4,571	2,238	6,809	1,178	0,293	2,086	0,380	0,601	0,981
O2	5,452	2,209	7,661	3,326	0,460	3,786	0,588	1,205	1,793
O1	0,571	0,007	0,578	0,434	0,000	0,434	0,000	0,141	0,141
Sum	**38,589**	**70,617**	**109,205**	**21,476**	**11,187**	**32,529**	**17,529**	**7,789**	**25,318**

8.7.21: HKPV og ressurser i Rimfaks Statfjord, fordelt på segmenter*

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
P3	14,06	10,88	24,94	8,3	1,8	10,1	2,7	2,2	4,9
P2	6,84	0,72	7,56	4,1	0,1	4,1	0,2	1,1	1,3
Sum	**20,9**	**11,6**	**35,5**	**12,4**	**1,9**	**14,3**	**2,9**	**3,3**	**6,2**

*HKPV er deterministiske verdier fra RMS modell. Væske- og gassressurser er verdier fra Eclipse100 simulering RSP2003/BASIS.DATA.

8.7.22: HKPV og ressurser i Gullveig Brent, fordelt på øvre og nedre Brent*

Sone	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
"Øvre Brent"	*	*	17	*	*	6,0	*	*	3,6
"Nedre Brent"	*	*	5,5	*	*	2,14	*	*	1,1
Sum	**13,9**	**8,6**	**22,5**	**6,36**	**1,78**	**8.14**	**2,17**	**2,58**	**4,75**

- HKPV er deterministiske verdier fra Irap-modell. Volumer for olje, kondesat, fri gass og løsningsgass hentet fra reservoarsimuleringsmodellen. "Øvre Brent" omfatter Tarbert, Ness-3 og Ness-2C. "Nedre Brent" omfatter Ness-2B, Ness-2A, Ness-1, Etive og Rannoch. Modellen er nærmere beskrevet i ref. 14 og ref. 15. Tallene her er basert på et tilfelle med GOK=2571m og OVK=2622m for Tarbert, GOK=2531m og OVK=2622m for Ness3/2B og GOK=2523m og OVK=2622m for nedre Brent.
- * N/A pga overgang til E300 modell

8.7.23: HKPV og ressurser i Gullveig Statfjord, fordelt på øvre og nedre Stafjord*

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
Vestlig seg.	0,0	11,9	11,9	0,0	1,2	1,2	3,2	0,0	3,2
Østlig seg.	0,0	5,5	5,5	0,0	0,6	0,6	1,5	0,0	1,5
Sum	**0,0**	**17,4**	**17,4**	**0,0**	**1,8**	**1,8**	**4,7**	**0,0**	**4,7**

*HKPV er deterministiske verdier fra Irap-modell, mens volumer for olje, kondesat, fri gass og løsningsgass er hentet fra reservoarsimuleringsmodellen. "Øvre Statfjord" omfatter Nansen og Eiriksson-2. "Nedre Statfjord" omfatter Eiriksson-1 og Raude.

8.7.24: HKPV og ressurser i Gulltopp

Sone	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gass-ressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
Brent	11,8	-	11,8	4,0	-	4,0	-	0,48	0,48
Sum	**11,8**	**-**	**11,8**	**4,0**	**-**	**4,0**	**-**	**0,48**	**0,48**

8.7.25: HKPV og ressurser i Skinfaks

Segm.	HKPV			Væskeressurser			Gassressurser		
	Oljepore-volum	Gasspore-volum	Total HKPV	Olje	Kondensat	Totale væske-ressurser	Fri gass	Løsningsgass	Totale gassressurser
	Mm^3	Mm^3	Mm^3	MSm^3	MSm^3	MSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3
N1	2,57	4,50	7.07	1,43	0,93	2,36	1,2	0,47	1,67
N2	1,33	2,09	3,42	0,76	0,30	1,06	0,55	0,21	0,76
N3	2,16	1,97	4,13	1,28	0,19	1,47	0,51	0,32	0,83
N4	0.46	3,47	3,93	0,3	0,27	0,57	0,88	0.06	0,94
N5	0,65	1,21	1,86	0.43	0,08	0,51	0,3	0,088	0,39
Sum	**7,17**	**13,15**	**20,32**	**4,2**	**1,77**	**5,97**	**3,44**	**1,15**	**4,59**

8.8 Referanser

1. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2005
2. Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2006
3. Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, Oljedirektoratet
4. Letestrategi Gullfakslisensen, september 2007, GF RESU-HF-0500053.

9.1 Innledning 2

9.2 Utvinningsambisjon for Gullfaks hovedfelt (GF HF) 2

9.3 Status GF HF 3
9.3.1 Gullfaks Ambition Project 5
9.3.2 ØOU RK 4 7
9.3.3 ØOU RK 5 8
9.3.4 ØOU RK 6 8
9.3.5 ØOU RK 7 8
9.3.6 Prospekter RK 8 9

9.4 Utvinningsambisjoner for Gullfaks Satellitter (GF SAT) 9

9.5 Status GF SAT 12
9.5.1 ØOU RK 4 12
9.5.2 ØOU RK 5 13
9.5.3 ØOU RK 6 17
9.5.4 ØOU RK 7 18
9.5.5 Prospekter RK 8 19

9.6 ØOU-teknologi på Gullfaks 19
9.6.1 Teknologi allerede tatt i bruk 19
9.6.2 Teknologi som er/blir vurdert 21

9.7 Referanser 22

9.1 Innledning

Dette kapittelet beskriver de ambisjoner og strategier lisensen har for å øke utvinningen av olje og gass (ØOU) fra Gullfaksområdet og gir status for de estimerte volum fra ØOU-tiltakene. Statoil's definisjon av ØOU er:

> **Lønnsomme prosjekt som ved egne investeringer eller endret strategi akselererer eller øker utvinningen utover det som er besluttet.**

Denne definisjonen er i overensstemmelse med OD's Klassifisering av Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel (ref. 3) og er illustrert Figur 8.1.3. For et modent område som Gullfaks dekker definisjonen av ØOU påviste, ikke-kommersielle funn og også prospekt-potensialet (risket).

Kapittel 9 representerer også en oppdatering av ØOU handlingsplan for Gullfaks, som vil bli gjort hvert annet år videre fremover. I de årene hvor det ikke utarbeides en RSP vil den Årlige statusrapport (ref. 1) gi status også på ØOU handlingsplan. Ressursregnskapet i kapittel 8.4 inkluderer ØOU-volum, og beskriver de viktigste endringene fra RSP-05 (ref. 2).

Dette kapittelet bygger på ØOU handlingsplaner for Gullfaksfeltet, fase 1 og 2, (ref. 4 og 5) og ØOU handlingsplan for Gullfaks Satellitter (ref. 6). Disse gir en samlet oversikt over planlagt konvensjonell ØOU innen Gullfakslisensene ,som sist ble oppdatert i Gullfaks Langtidsplan 2007 (ref. 7).

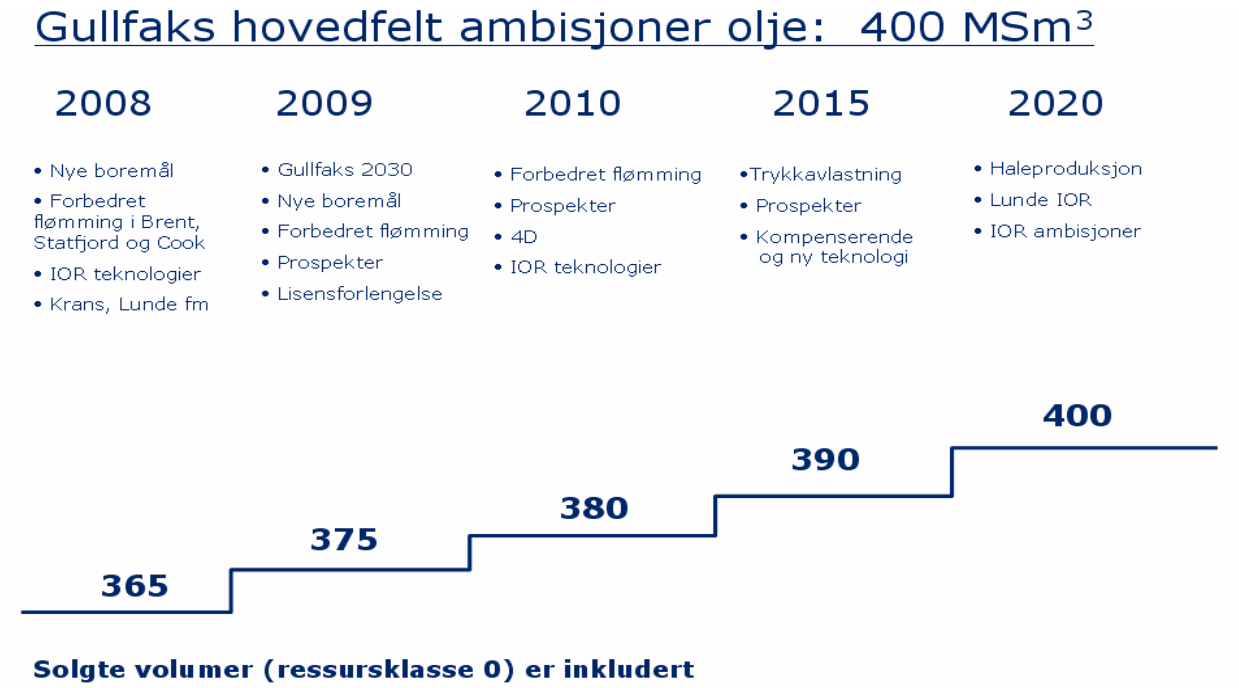
9.2 Utvinningsambisjon for Gullfaks hovedfelt (GF HF)

Ambisjonen for oljeutvinning er uendret på 400 mill. Sm^3. Figur 9.2.1 illustrer viktige tiltak frem mot 2020 som ligger til grunn for denne ambisjonen. GF HF ambisjon for utvinning av rikgass er 30 GSm^3 illustrert som totale gassambisjonen for Gullfaks i Figur 9.4.2.

Forbedret sveip (FS) er den primære dreneringsstrategi for å oppnå ambisjonene på GF HF. Hovedelementene innenfor FS er:

- Økt areelt sveip gjennom fortettet dreneringsmønster
- Økning i forventet mikroskopisk fortrengning ved at brønnene går med lønnsom oljerate og høyt vannkutt over mange år
- Økte uttaksrater ved hjelp av «sikker sandhåndtering».

Det er et volumrealiseringsgap på 14 MSm^3 mellom ambisjonen for oljeutvinning på 400 MSm^3 og basis + konkretiserte ØOU potensialet. Det er satt ned et prosjekt, Gullfaks Ambisjons Prosjekt (GAP), for å lukke dette gapet. Prosjektets mål er å modne Ambisjons-ressursene i RK 7 til RK 1-5 innen utgangen av 2008.



Figur 9.2-1 Gullfaks hovedfelt – ambisjonstrapp for modning av oljereserver

9.3 Status GF HF

Kapittel 4 beskriver basis oljereserver som i RSP-07 er estimert til 358 MSm^3 med en utvinningsgrad på 60 %. Ambisjonen om å øke utvinningen til 400 MSm³ i løpet av feltets levetid vil tilsvare 70 % utvinningsgrad for hovedformasjonene. Dette er konsistent med Statoil sin utvinningsambisjon for felt med faste installasjoner. GF HF vil ha produsert 335 MSm^3 pr. 31.12 2007 – 94 % av reservene og 84 % av ambisjonsvolumet.

Tabell 9.3.1 beskriver hvordan ØOU er en viktig del av ressursbildet for GF HF, og tabellen illustrerer de 14 MSm^3 som er ambisjons ØOU.

Tabell 9.3.1: GF HF - tilstedeværende ressurser, reserver, prospekter og ØOU potensiale

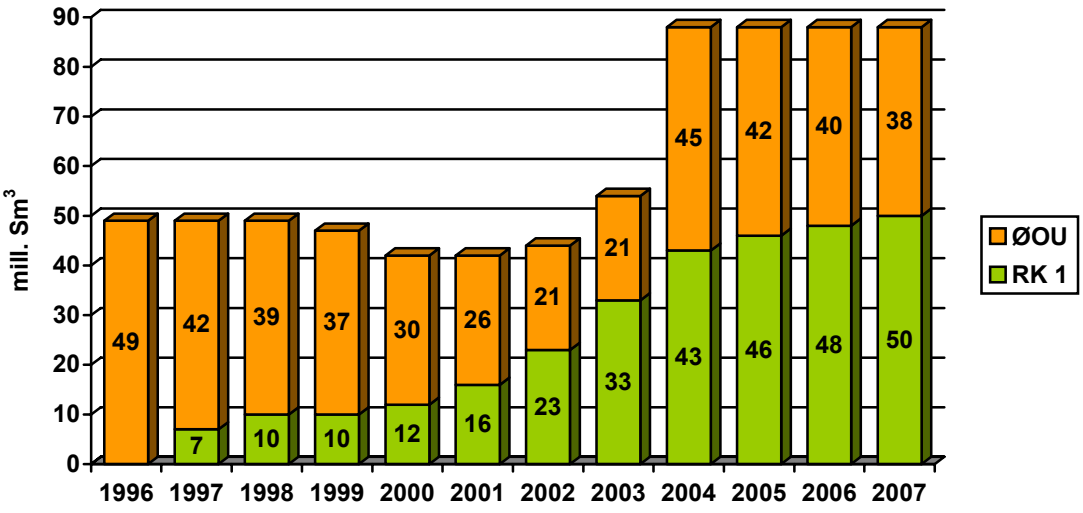
Alle volum i MSm^3	**Forventet (P_e)**
Tilstedeværende ressurser, STOOIP[1]	598
Reserver, inkl. historisk produksjon (RK 0-3)	358
Prospekter, risket (RK 8-9)	2
Konvensjonell ØOU, (RK 4-7)	26
Ambisjons ØOU (RK 7)	**14**
Ambisjon for oljeutvinning	400

[1]Ikke prospekter og Lunde med Sw>0,4

Tabell 9.3.2 er listen over ØOU-tiltak og tilhørende potensialet for de ulike ressurskategoriene. Disse tiltakene er beskrevet i det følgende. Figur 9.3.1 viser utviklingen i ØOU-volumer de siste ti år.

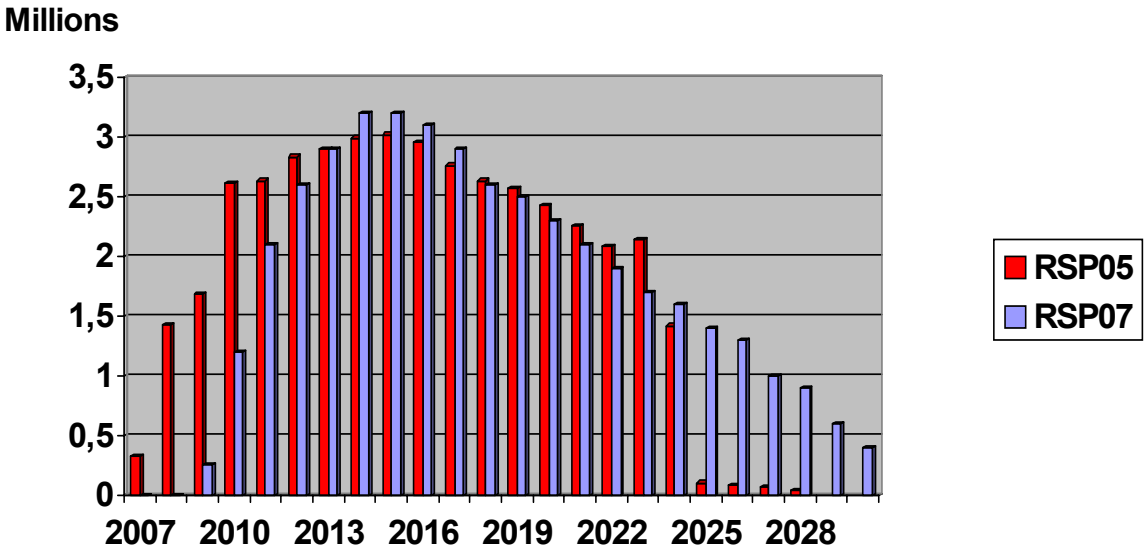
Tabell 9.3.2: : Økt utvinningstiltak for GF HF

ØOU-tiltak	Ress. klasse	Volum gitt realisering	Prod. start	CAPEX
		Olje		Faste
		MSm3	År	MNOK07
Nye IOR-brønner i Brent Gr.	4A	8,78	2010	
Forbedret sveip i Brent Gr.	4A	7,22	2009	
Infill Cook formasjonen	4A	0,25	2011	
Forbedret sveip i Cook ved økt vanninjeksjon	4A	0,22	2010	
Forbedret sveip i Statfjord formasjonen	4A	1,32	2012	
Vanninjeksjon VP	5A	1,3	2010	
Lunde IOR 0,4<Sw<0,6	7F	1,7	2017	
Senfase trykkavlastning Cook formasjonen	7A	1,0	2016	
Lavtrykk Cook formasjonen	7A	1,05	2013	
Krans/Kyrre IOR	7A	0,46	2014	
Lunde IOR	7A	1,73	2012	
Haler til 'basis profilet'	7A	0,06	2021	
Ambisjonsprofil	7A	13,87	2011	
Pilot i forbindelse med konserninitativet	7A	0,5	2013	
CO_2 prosjekt	6		-	
MIOR	6		-	
LP-produksjon GFA	6		-	



Figur 9.3.1: ØOU-volumer overført til basis i perioden 1996-2007. Hver stolpe viser ØOU volumer (alle klasser) (oransje) og økte basisvolumer i forhold til 1996 (grønt) i mill. Sm^3. Til sammen er det overført 50 mill. Sm^3 fra ØOU til basis i perioden

I RSP-07 er det kun mindre endringer i de offisielle reserve- og ressurstallene. Overføringen fra ØOU til basis er i år knyttet til nye definerte boremål som er flyttet fra RK 4A til RK 1. Figur 9.3.2 sammenligner ØOU-profil i RSP-07 med ØOU-profil i RSP-05 (ref. 2).



Figur 9.3.2: ØOU profil for RSP-07 (ambisjon inkludert) sammenlignet med RSP-05 (Ref. 2).

Alle ØOU-tall oppgitt i tabellene er uriskede tall. Estimatene i RSP-07 blir også innmeldt til myndighetene i Revidert nasjonal budsjett (RNB) for 2008.

9.3.1 Gullfaks Ambition Project

I forbindelse med konserninitiativet IOR ble det i 2006 satt ned et prosjekt med formål å modne ambisjonsressursene på GF HF fra kategori 7 til kategori 1-5. Prosjektet har fått navnet GAP (Gullfaks Ambisjons Prosjekt) og har varighet ut 2008. Hovedarbeidsområdene er:

- Statfjord simuleringsmodell. Her er bygget ny modell som nå historietilpasses. Vi vil senere kjøre prediksjoner for IOR-formål, innbefattet: Forbedret Sveip (FS), WAG, vanndivergering og vannbaserte kjemiske metoder.

- Cook simuleringsmodell. Her er også bygget ny modell som nå historietilpasses. Vi vil senere kjøre prediksjoner for IOR-formål, innbefattet: Vann/gassinjeksjon, lavtrykksproduksjon, nye dreneringspunkt og evt. vannbaserte kjemiske metoder.

- Brent simuleringsmodell. Historie oppdatert til høsten 2006. Optimalisering av prediksjoner pågår. Blir bruk i forbindelse med GF-2030 prosjektet. Segmentmodeller klippet ut fra full feltmodellen blir brukt til ulike studier.

- Simulert polymer og surfaktant fløming. Brukt Eclipse modell for segment I1 til å studere dette. Har påvist et potensial på 3-5 % økt utvinning i nedre Brent, noe lavere potensial i Statfjord fm. Vil fortsette simulering på en segmentmodell for H1, som er mindre fløm̊met og har en mer komplett Brent gruppe. Utgiftene ved en slik fløming er store og det er mange logistikkmessige utfordringer. Det er nedsatt et sentralt prosjekt innen vannbaserte kjemiske metoder på hovedkontoret som vil bidra med støtte til driftsenhetene og være med å prioritere mellom ulike teknikker på de ulike feltene. Kompleksiteten gjør at det er tidkrevende å modne fram volumer innen disse teknikkene.

- Studerer vann divergeringsmetoder. Gjøre kjernefløming med LPS (Linked polymer solution). Gjennomgå data fra feltet med formål å finne et pilotområde. Hovedproblemet her, og for så vidt også annen kjemisk fløming, er at de tilgjengelige kjemikaliene er klassifisert som røde, for eksempel poliakrylamid. En må dermed ha spesialtillatelse for utslipp av kjemikaliene og det er vanskelig å garantere at de ikke vil bli tilbakeprodusert. Det jobbes med å finne effektive kjemikalier som er klassifisert som grønne og dermed ufarlige.

- Sett på de siste års WAG på feltet. Får nå mindre økt utvinning pr. Sm^3 gass enn i starten med WAG. Vanskelig å se direkte effekter i produsenter, dette gjelder også områder som tidligere har hatt lite gassinjeksjon. Studiet viser at vann fløm̊mer også høyt på strukturen. Vil evaluere WAG på GFB i forbindelse med studie av lavtrykksproduksjon på GFB.

- Går igjennom åpen og foret hull logger for å estimere restoljemetning i fløm̊met område. Viktig med henblikk på valg av metode ved kjemisk fløming. Skal en angripe den makroskopiske sveip eller den mikroskopiske sveip?

- Ser på relativ perm. data. Bruke historiske felt data til å bestemme endepunkt, spesielt med henblikk på gassfløming.

- Gjort simuleringer på CO_2 fløming med E300. Formålet var å se om en optimalisering ville gi et høyere potensial. Resultatene ligger i samme størrelsesorden som tidligere E300 simuleringer. Ser på oppflanksinjeksjon og delvis oppflanksinjeksjon for å se om det gir en bedre CO_2 fløming enn den tradisjonelle CO_2 WAG fløm̊mingen.

- Screening studie hos SINTEF og CIPR. Lite nytt kom fram her.

- Våren 2007 ble det avholdt en GAP workshop med bred deltagelse fra ulike deler av Statoil. Mange ideer kom her opp. Disse er blitt systematisert og 12 av punktene er valgt ut til å gå videre med hvorav igjen 5 punkt er prioritert. For de prioriterte punktene er det nedsatt tiltaksgrupper som skal jobbe videre med dem. Oversikt over de 12 forslagene er gitt i tabell 9.3.3.

Tabell 9.3.3: Prioriterte forslag fra GAP workshop om ØOU på GF HF

Prio.	Score	Tiltak	Stikkord
1&3	90	Snu sveip/1 års injeksjonsboring, DIACS i injektorer	Nye injektorer for å snu strømningsretn. Forbedret mikro og makro sveip.
2	50	Mikro/makro divergering	Forbedret vanninjeksjonsmønster, volumetrisk sveip.
5	23	Integrert studie av reservoardynamikk	Sammenstilling og forståelse av alle tilgjengelige data (segment H1)
6	17	Lavtrykksproduksjon GFB	Senke prosesstrykk, Ny gasskompressor, også brukes til gassinjeksjon, slukke fakkel.
4	37	Greinbrønner	Øke brønntetthet, sting i kryss/gren. Grøftebrønner
8	9	EM logging	Reservoarforståelse, ny uavhengig datakilde.
B.1-12		Sandkonsolidering	Kjemisk, ved/etter boring
B.1-16		Bore balansert fra GFA og GFB	
B.2-17		Når vi forlater gamle brønner bør vi lage sprekker for vertikal kommunikasjon mellom Cook2 og Cook3	
B.2-18		Injisere gass/vann ved stengning	I det brønner stenges vurdere om de kan brukes som injektorer i perioden fram til sidesteg..
B.2-20		Liner-boring (lavtrykk) + ekspanderende teknologi	7 i stedet for 5 seksjoner
B.2-26		Kartlegge grunne forekomster	1000m, Hordaland

9.3.2 ØOU RK 4

Forbedret sveip (FS) er Gullfaks hovedfelts primære dreneringsstrategi og har den største andelen IOR volum på Gullfaks HF.

FS er delt opp i to hovedelementer:

1. Økt areell sveip ved hjelp av flere dreneringspunkt.
   Dette er dreneringspunkt som kan være definert men er så usikker at en ikke ønsker å ta dem med i basisprognosene eller det kan være udefinerte dreneringspunkt som vi ut fra egen og andres erfaring forventer vil komme.

2. Økning i forventet mikroskopisk fortrengning ved at brønnene går med lønnsom oljerate og høyt vannkutt over mange år, såkalt haleproduksjon.. Noe av effekten er allerede inkludert i

basisprofilene, men i og med at mange brønner har en individuell oppførsel og dermed ikke alle får en observert hale, har vi valgt å legge mesteparten av volumene i klasse 4.

Hoveddelen av volumene knyttet til FS ligger i Brent formasjonen hvor vi har simulert effekten vha. GOD modellen. Når simuleringsmodellene for Cook- og Statfjordformasjonene er klar til prediksjonskjøringer vil det danne grunnlag for å kvantifisere volum også her og det vil forhåpentligvis finnes FS-volum også i disse formasjonene. Slike reservoarsimuleringer kan også danne grunnlag for nye volumer vil da bli modnet fra ambisjonsvolumene i RK 7.

9.3.3 ØOU RK 5

Som følge av injeksjon i vestlig provins er 1.3 mill. Sm³ flyttet fra klasse 7A til klasse 5A. Vanninjeksjon i vestlig provins vil kunne gi økt utvinning både i GF Vest, Gullveig, Gulltopp og eventuelt nye brønner i vestlig provins. Det har tidligere vært injisert i A-48 i området, før den ble gjort om til produsent. Området viser trykkommunikasjon fra Tordis feltet via Gullfaks Vest, D og E rekken på HF til Gulltopp, Gullveig og Alun. Det er antatt at en injektor vil kunne redusere trykkfallet fra produksjonen fra alle disse områdene og på den måten bidra til økt utvinning.

Videre er 0,5 mill. Sm³ er flyttet fra klasse 5A til klasse 7A på grunn av at resultatene fra ett års AMEOR-pilot i nedre Brent segment I1 ikke ga noen økt utvinning (se også kap. 9.3.5).

9.3.4 ØOU RK 6

Ett ØOU prosjekt/tiltak er plassert i kategori 6, som betyr at det er vurdert men forkastet fordi de er funnet ikke lønnsomt. Dette prosjektet er:

1. CO_2 injeksjon, som er studert nøye på Gullfaks Brent. Metoden har et stort potensial, simulert til 21,6 Mill. Sm³. Den er pr. i dag ikke lønnsom pga de store kostnadene med å skille ut og frakte CO_2 til feltet. Her må flere rammebetingelser endres for at prosjektet skal bli lønnsomt.

9.3.5 ØOU RK 7

Umoden IOR i Cook, Kyrre/Krans, og Lundeformasjonen er plassert i RK 7. Dette omfatter trykkavlastning sent i tid og en del marginale boremål som trenger mer modning før de eventuelt kan flyttes opp i RK 1-5.

I RK 7 ligger også all produksjon i basis + klasse 4 ØOU profiler etter økonomisk levetid for feltet. Levetid er i år stipulert til 2020.

Lunde med Sw >0.4 er etter en studie i 2005 flyttet fra RK 6 over til RK 7F og vil bli jobbet videre med. Mange av de påviste ressursene er her marginale og ikke lønnsomme uten at en klarer å kombinere uttaket med andre boremål.

Ved sist rapportering hadde vi 0,5 mill Sm³ i RK 5 som følge av AMEOR. Vi har de siste 2 årene utført en AMEOR pilot i nedre Brent i segment I1. Injektor var A-41A. Resultatet fra denne piloten var negativ da det ikke ble observert noen økt utvinning i området som følge av AMEOR. Potensialet for AMEOR er etter dette ansett som svært liten på Gullfaks og volumene er derfor flyttet tilbake til RK 7A og ambisjonspotten.

Ambisjonsvolumene på GF HF er plassert i ressursklasse 7. Disse er differansen mellom ambisjonen på 400 mill. Sm³ og basis + konkretisert ØOU, alle ressurskategorier. Dette er volum hvor vi pr. i dag ikke har noen konkrete planer, men som vi vil jobber aktivt med for å modne til høyere klasser, se kap. 9.3.1. Teknologiutvikling som beskrevet i kap 9.6 vil være en viktig brikke her.

9.3.6 Prospekter RK 8

En detaljert beskrivelse av prospekter er gitt i kapittel 8.5. Disse utgjør 2.2 mill. Sm³ for dem som er definert som del av GF HF. Dette tallet er risket med funnsannsynlighet.

9.4 Utvinningsambisjoner for Gullfaks Satellitter (GF SAT)

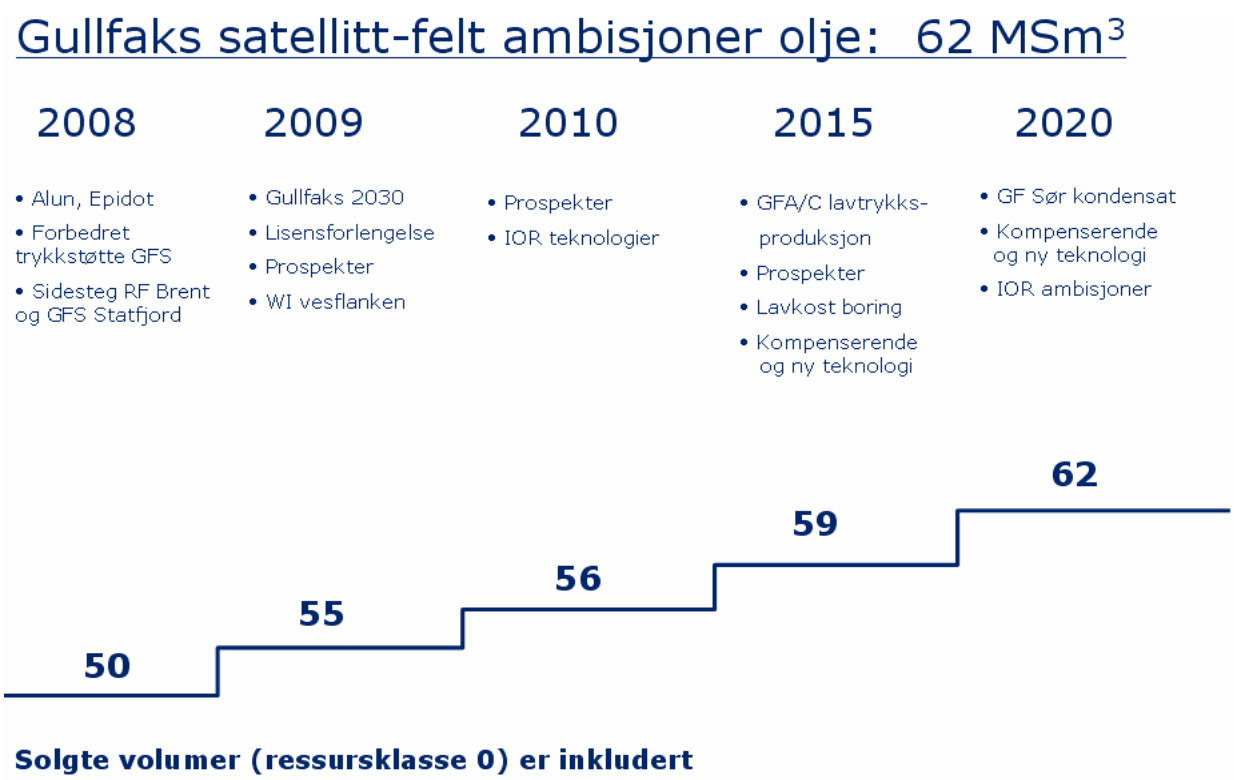
Ambisjonen for GF SAT er å produsere totalt 62 mill Sm^3 olje over feltenes levetid (Figur 9.4.1). Av dette er 48,1 mill Sm^3 reserver (RK 0-3. Produsert pr. 30.06.2007 er 28,6 mill Sm^3, dvs. 59 % av reservene og 46 % av ambisjonsvolumet.

ØOU-potensialet som er med i ambisjonen for olje er (urisket) 13.9 MSm^3. Av dette er 3,5 mill Sm^3 i RK 4, der den vesentlige del er olje og kondensat som medfølger i gass-salgsfasen av Rimfaks, Gullveig og GF Sør Statfjord. 2,0 mill Sm^3 er i RK 5, og den største andel her er olje (kondensat fra gasskappen) som medfølger ved lavtrykksproduksjon av satellitt-reservoarene. 4,7 mill Sm^3 er i den umodne RK 7. Det er også tatt inn i ambisjonen et volum på 3,7 mill Sm^3 olje fra prospekter i GF SAT-området (av et urisket totalpotensiale på 13 MSm^3 (se tabell 8.5.2). Totalt altså en ambisjon på 62 mill Sm^3.

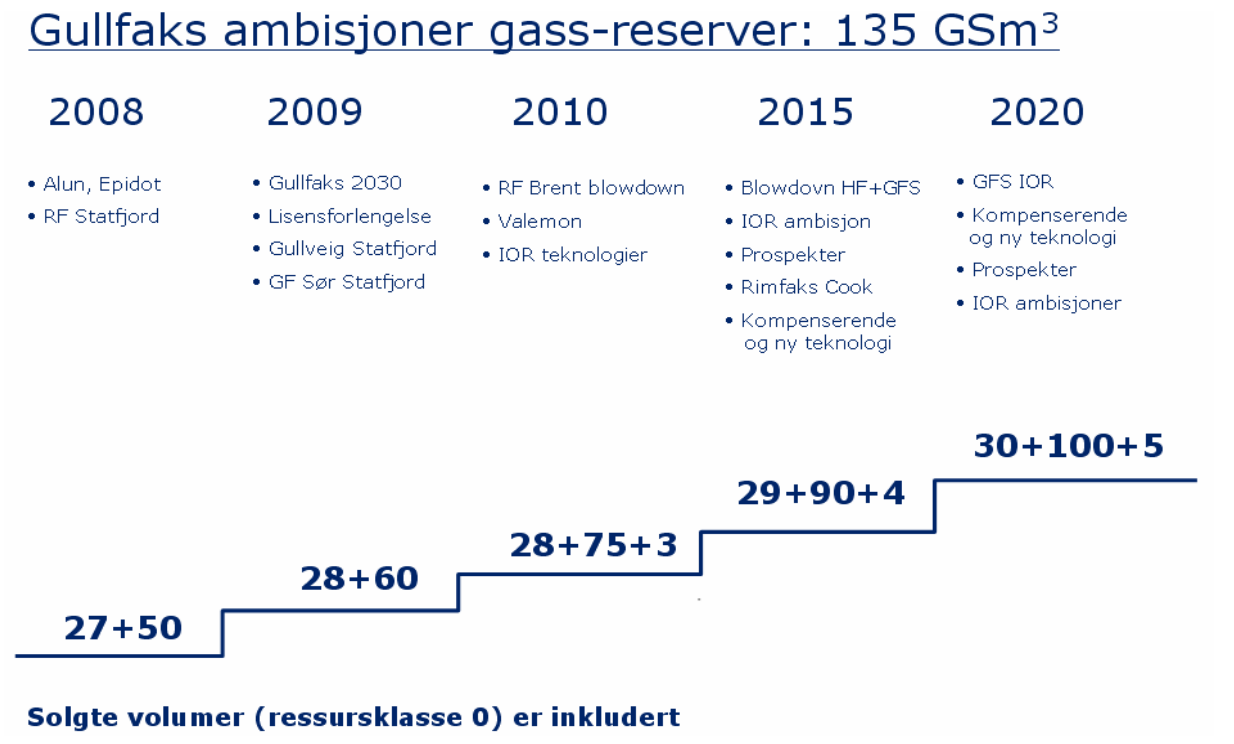
Utover dette er det også definert tiltak som pr. i dag av forskjellige grunner er plassert i ressursklasse 6. Dette gjelder blant annet utvinning fra GF Sør Lunde, GF Sør Cook og Rimfaks Lunde.

Ambisjonen for GF SAT er å eksportere totalt 100 mrd (G) Sm^3 rikgass for salg som vist i Figur 9.4.2. Denne figuren viser også gassambisjonen for GF HF og Valemon.
Av ambisjonsvolumet er 47,4 G Sm^3 i RK 0-3. Eksportert pr. 30.06.2007 er ca. 19 GSm^3 (rikgass, felt-brennverdi), dvs. 19 % av ambisjonsvolumet og 40 % av reservene.

ØOU-potensialet i ambisjonsscenariet er (urisket) 52,6 GSm^3 rikgass. Av dette er 26,3 GSm^3 i RK 4, som består av gass-salgsfasen av Rimfaks, Gullveig og GF Sør Statfjord. 11,5 GSm^3 er i



Figur 9.4.1 Gullfaks satellittfelt – ambisjonstrapp for modning av olje reserver



Figur 9.4.2: Gullfaks hovedfelt, satellitter og Valemon – ambisjonstrapp for modning av gassreserver

RK 5, der det aller meste er knyttet til lavtrykksproduksjon fra satellitt-brønnstrøm på GFA og GFC. 14,8 GSm^3 er i RK 7. Dette er vesentlig knyttet til oppsider i GF Sør Brent og Statfjord. Det er også tatt inn i ambisjonen et volum på 3,7 GSm^3 rikgass fra prospekter i GF SAT-området (av et totalt urisket potensiale på 17,6 GSm^3, se tabell 8.5.2). Totalt altså en ambisjon som adderer seg til 100 GSm^3.

Utover dette potensialet kommer potensialet fra Valemon-området, inkl. i denne sammenheng Rav-og Gamma Nord-prospektene. Dette er forsiktig angitt med en volumambisjon på 5 GSm3 i ambisjonstrappen.

Tabell 9.4.1: Økt utvinningstiltak for GF SAT

ØOU-tiltak	RK	Volum gitt realisering			Prod. start	CAPEX
		Olje	Tørr-gass	NGL		Faste
		MSm3	GSm3	Mtonn	År	MNOK07
Gullveig Statfjord	4F	1,04	2,18	0,58	2010	303
RF Statfjord gasskappe	4A	0,26	3,09	0,60	2011	246
RF Brent gasskappe,	4A	0,77	12,53	2,70	2013	833
GF Sør Statfjord gasskappe	4A	0,67	4,34	0,59	2014	1 666
GFS Statfjord, 7.oljeprodusent	4A	0,39	0,00	0,00	2009	412
Epidot (fra GFA)	5F	0,55	0,05	0,00	2014	386
GFS Brent, lavtrykksproduksjon mot GFC	5A	0,56	4,40	0,52	2014	500
RF Brent lavtrykksproduksjon mot GFC	5A	0,03	0,64	0,18	2017	
GFS Brent, lavtrykksproduksjon mot GFA	5A	0,14	1,08	0,14	2017	500
RF Brent lavtrykksproduksjon mot GFA	5A	0,05	0,97	0,27	2018	
RF Statfjord lavtrykksproduksjon mot GFA	5A	0,01	0,55	0,12	2017	
Rimfaks Cook sidesteg fra I- eller N-ramme	5F	0,29	0,00	0,00	2017	268
Vanninjeksjon for støtte i Vestlig Provins	7A	0,21	0,00	0,00	-	
GFS Statfjord lavtrykksproduksjon mot GFA	7A	0,14	0,49	0,06	2019	-
Økt injeksjons-kapasitet (GF Sør)	7A	0,30	0,00	0,00	2008	?
RF Brent sidesteg i segm.O4 (I-3H eller I-1AH)	7A	0,61	0,00	0,00	2009	347
RF Brent sidesteg i segm.O1/O2 (I-1AH eller I-3H)	7A	0,26	0,00	0,00	2010	204
Ambisjonsvolum	7A	3,18	13,08	1,75	2010	3 540
Gullveig Brent lavtrykksproduksjon (GFA flerfasepumpe)	6	0,20	0,10	0,01	2009	300 [1)]
RF Statfjord, sidesteg i udef. brønn	6	0,15	0,00	0,00	-	400
GF Sør Lunde testproduksjon	6	0,03	0,00	0,00	-	90
GF Sør Lunde utbygging via F/G-rammene	6	0,22	0,24	0,04	-	360
GFS Statfjord, sidesteg i F-4	6	0,25	0,00	0,00	2009	412
GFS Statfjord, sidesteg i G-1	6	0,30	0,00	0,00	2009	412
GFS Statfjord, sidesteg fra 7. oljeprodusent	6	0,18	0,00	0,00	-	
GFS Cook, segm. 14 fra L/M	6	0,25	0,00	0,00	-	
Rimfaks Lunde (H-rammen)	6	0,06	0,00	0,00	-	

1) Kostnaden ved modifiserte flerfasepumper på GFA som tåler sand, dekker også ruting av flere GF hovedfeltbrønner til flerfasepumpe.

Risking: Ikke alle estimater over utvinnbare ressurser er additive, da de i enkelte tilfeller vil konkurrere om brønnslisser, rørkapasitet og/eller prosesskapasitet. Det vil også være usikkerhet knyttet til økonomi, for eksempel for reservoarer som Cook og Lunde. Disse vil kreve en høy olje-/gasspris, og/eller lave utviklingskostnader.

9.5 Status GF SAT

Endring av ØOU-volumer fra 2006 til 2007 er dekket i kap.8.4. Det følgende er en detaljert beskrivelse av status på de ulike ØOU-tiltak. Utvikling av ressurser i området GF SAT består av følgende hovedfaser:

1. Gullfaks Satellitter Fase 1 (olje) (i drift 1998)
2. Gullfaks Satellitter Fase 2 (gass/olje GF Sør Brent) (i drift 2001)
3. Vestlig Provins:
   i. GFA-brønn A-32C til Gulltopp, 2005-2007
   ii.Havbunnsutbygging for Skinfaks/Rimfaks IOR via GF Sør L/M, 2006/07.
4. GF SAT Senfase (nedblåsing av gasskapper utenom GF Sør Brent, hovedsakelig ved bruk av eksisterende brønner og produksjonssystem) (prod. start 2010-2014), RK 4
5. GF SAT Lavtrykksproduksjon: Ytterligere produksjon fra reservoarene oppnås ved å senke mottakstrykket på GFC og GFA, RK 5.

Det har det siste året vært prioritert petroleumsteknisk arbeid mot følgende områder:

a. Alun/Epidot, modellbygging og utvinningsstudier (ref.17).
b. Gullveig Statfjord, reservoarstudie og «portefølge»-studie (ref.14 og 19) .
c. Gullveig Brent, IOR-studier inklusive studier av lavtrykksproduksjon (ref.16).
d. Vestlig Provins områdemodell, oppdatert historietilpassing og nye prediksjoner (ref.15).
e. Rimfaks Statfjord, studier av IOR-tiltak samt optimalisering av gassnedblåsingsfasen (ref.13).
f. Gullfaks Sør Statfjord, modellarbeid (ikke ferdigstilt i skrivende stund).
g. Økt gassinjeksjonskapasitet i GFA M35-modulen.
h. GF Sør Brent-modellene for L-og M-rammene, oppdatert historietilpassing og deretter nye potensialsimuleringer av lavtrykksproduksjon.

Utover dette har det vært arbeidet mye med å vurdere tiltak for oljeutvinningen fra GF Sør Brent (del av «basisvolumer» i RK 1).

9.5.1 ØOU RK 4

Dette er ressurser der det pågår konkret aktivitet for å avklare om tiltaket skal implementeres, og der lisensbeslutning kan komme innen 4 år.

GF SAT Senfase
GF SAT Senfase blir brukt som et samlenavn på de viktigste tilleggsgass/kondensatressurser i området Gullfaks Satellitter, utenom GF Sør Brent. Nærmere bestemt salg av gass med

tilhørende kondensat fra Rimfaks Brent, Rimfaks Statfjord, GF Sør Statfjord og Gullveig Statfjord. I de 3 førstnevnte reservoarene pågår det i dag oljeutvinning, mens Gullveig Statfjord «venter» på avsluttet oljeutvinning i Gullveig Brent.

Reservoarene står ikke i kommunikasjon. De er på denne måte uavhengige mht. starttidspunkt for nedblåsingen. Dette gir fleksibilitet i forhold til å tilpasse seg forskjellige rammevilkår i forhld til behandlings-og transportkapasiteter for gass.

Gassalget (nedblåsingen) er planlagt å skje gjennom eksisterende havbunns produksjonssystem, uten tilpassinger der eller på plattformene. Investeringene inkluderer kun bore-/brønntiltak.

Rimfaks Statfjord: I 2006 og utover i 2007 er det utført teknisk/økonomiske studier for videre utvikling av Rimfaks Statfjord-reservoaret (ref. 13). Blant annet er nedblåsingsfasen sett på. Det er konkludert med at det kun er nødvendig å sidebore en av gassprodusentene til gasskappen (mot før planlagt 2 brønner). Til gjengjeld blir dette et konvensjonelt sidesteg, ikke et sidesteg gjennom produksjonsrøret. Forventede volumer i nedblåsingsfasen er noe økt (se kap.8).

Gullveig Statfjord: Det ble i 2006 også utført oppdaterte reservoartekniske studier for dette reservoaret, disse er nå under rapportering. Av utførte studier som har betydning for dette reservoaret, nevnes lavtrykksstudiene for Gullveig Brent, Alun-/Epidotstudiene samt et område-/porteføLgestudie for K-rammen.

GF Sør Statfjord
PUD for GF Sør Statfjord opererte med 7 oljeprodusenter og 1 gassinjektor, hvorav ingen var greinbrønner. Basisreservene i RSP07 er 6 oljeprodusenter (hvorav 2 er grenbrønner). Boring av den 6.produsenten (F-1) kommer i følge dagens planer i 2008. Produksjonsvolumet for den 7. produksjonsbrønnen til boring i 2009/2010 fra siste ledige slisse på F/G-rammene (G-4) er lagt til RK 4.

9.5.2 ØOU RK 5

Økt vanninjeksjon i Vestlig Provinsområdet
Reservoartrykket i et stort vannbasseng i Brentgruppen rundt og sør for Tordisfeltet har pr. 2007 sunket til ca. 65 bar under initialt reservoartrykk (mest i øvre Brent, noe mindre avlastning i nedre Brent).

Brønn A-48 injiserte vann i segment D1 i perioden aug.2002 til november 2003. En mulig (usikker) trykkøkning ble sett i brønnene B-29 og A-42.

Vanninjeksjon som støtter dette området foregår fra Tordis-brønnrammer, samt at injeksjon i vestlig del av Gullfaks hovedfelt (bl.a. brønn B-35) fører til fluks av vann mot vest.

Videre planlagt trykksenking som følge av økt uttak i Tordisfeltet vil bl.a. påvirke produksjon fra Gulltopp, Gullveig, Skinfaks og Epidot. Kompenserende tiltak i form av vanninjeksjon til

området fra GFA eller GFB er under evaluering. Dette må sees i sammenheng med utnyttelse av samlet vanninjeksjon på plattformene. De mest sannsynlige brønner som kan sidestegsbores til vanninjeksjon i dette området er B-12 og B-42.

Epidot (inkl. områdestudie Gullveig/Alun/Epidot)
I løpet av 2.halvår 2006 ble det bygget geo (IRAP)-og reservoar(Eclipse)-modeller for Epidot (Brent-gruppen), Alun (Statfjord-formasjonen) og segm. O6B/O6C (Statfjord-formasjonen). Disse modellene har sammen med eksisterende modeller for Gullveig Brent, Gullveig Statfjord, Gulltopp og Vestlig Provins blitt benyttet i et område/porteføLge-studie.

Hovedformålet med studiet som har foregått i perioden 2.halvår 06 – 1.halvår 07 har vært å fremskaffe:

- Dreneringsstrategi, ressursanslag, produksjonsprofiler og brønnkonsepter/kostnadsanslag for Alun, Epidot og O6B/O6C
- Konseptvalg for Alun og Epidot (bore fra K-rammen vs. å bore fra Gullfaks A)
    - som igjen påvirker tidsfasingen av Gullveig Statfjord-gassen
- Teknisk/økonomisk analyse av andre IOR-tiltak, som:
    - Lavtrykksproduksjon av Gullveig Brent
- Oppdatert evaluering av tilleggsperforering av brønn K-2 i Tarbert (ress.klasse 1)
- Sidestegsboring i Gullveig nedre Brent
- Utvidelse av K-havbunns-produksjonssystemet
- Teknisk/økonomisk evaluering av innbyrdes tidsfasing for de enkelte tiltak.

Hovedkonklusjonene fra studiet per juni-07 er at:
1. Det ikke er økonomi i å utvide K-havbunnssystemet med flere brønnslisser eller rør.
2. Epidot og Alun bør bores fra Gullfaks A-plattformen. (Merk at her gjenstår en mer grundig borbarhetsanalyse før scenariet kan endelig konkluderes på.).
3. Utviklingen av Epidot og Alun bør sees i sammenheng (kostnadsinnsparing ved å utvikle ett av reservoarene som sidesteg fra produksjonsbrønn i det andre), men dette er en del av en porteføLgeanalyse («modningsprosess») for boring fra Gullfaksplattformene, som ikke har vært en del av studiet.
4. Gullveig Statfjord bør utvikles fra år 2010 (K-4 sidesteg), før et sidesteg til nedre Brent.
    a. Gitt at lavtrykksproduksjonsprosjektet for Gullveig Brent (ruting til nye flerfasepumper) fra 2009 hadde blitt godkjent, hadde det vært naturlig å utsette sidesteget til Gullveig Statfjord 1-2 år.
5. Tilleggsperforering i K-2AH i Tarbert-gasskappen bør utføres i 2012 (det antas at trykket i K-4H i Gullveig Statfjord da har sunket såpass at brønnene kan samprodusere).
6. Sidesteget til Gullveig nedre Brent er funnet lønnsomt, men anbefales av økonomiske grunner utsatt til etter at gassen fra Gullveig Statfjord er ferdigprodusert.
7. Det er ikke i studiet funnet økonomiske løsninger, eventuelt økonomisk helt marginale løsninger, for segment O6B/O6C, samt for prospektene O6A Brent, O7A Brent og N6 Brent (Sølvtopp). Disse er derfor ikke prioritert inn i porteføLgen for boring fra K-rammen.

Fremover høsten-07 vil det være en prosess i lisensen for å gjennomgå studiene. Nivået og omfanget av studiene foreslås som grunnlag for en kombinert DG1/AP1 (mulighetsstudie og

konseptvalg). Mer grundige borbarhetsstudier for GFA-boring til Alun og Epidot pågår, og er forventet sammen med «GFA brønnprosjekt-porteføIge-vurdering» å være grunnlag for en kombinert DG2/DG3 innen utgangen av året.

Rimfaks Cook
Hydrokarboner ble påvist av J-1H og -38 S på horsten i øst. Sommeren -00 og vinteren -00/01 ble det påvist olje dypere (J-3H) og lenger sør (I-3H) enn tidligere antatt. MDT-væskeprøver i J-3H viser at det konklusivt er olje som er påvist i de dypere delene av funnet. Fluidsystem mot toppen av strukturen er mer usikkert, men en gjennomgang av logger og fluiddata tilsier olje til topps som det mest sannsynlige. Permeabilitetene er lave, typisk 15-50 mD i Cook 3 og 2-10 mD i Cook 2. Lav brønnproduktivitet, heterogenitet/skiferlamina og forkastninger som «offsetter» Cook 3 (20 m isokor) vil være risiki for utvinning.
I løpet av 2002 ble det bygget en IRAP RMS-geomodell og en Eclipse res.simuleringsmodell for dette reservoaret. Det er utført dreneringsstudier, som en del av en diplomstudie (ref.5). Kun produksjon ved trykkavlastning ble studert. Kombinasjoner av reservoar/fluid-realisasjoner og vertikale/horisontale produksjonsbrønner ble simulert. Studien ga en forventet utvinning på 0,29 mill Sm^3 olje samt en del gass for salg eller injeksjon.

Dette er for lavt til at en Cook-brønn pr. i dag kan konkurrere om brønnslisser eller produksjonskapasitet fra I-og N-rammene.

Lavtrykksproduksjon mot GFC
Separasjonstrykket i 1.trinns-separatorene på GFC er pr. sommeren 2007 ca. 65 bara. Gassreservene (ressursklasse 1) for GF Sør Brent L/M-rammen er evaluert ved et avkuttingskriterie i trykk på 75 bara oppstrøms strupeventil på GFC. M.a.o. en situasjon som svarer til dagens separasjonstrykk og innfasing på plattformen. Det er her antatt at strupeventilene på plattformen blir skiftet, for å gi betydelig mindre trykkfall enn de gjør i dag.

Reservoarsimuleringer viser et betydelig teknisk utvinningspotensiale for gass ved å senke ankomsttrykket på GFC ca. 40 bar, til 35 bara. Se tabell 9.10.1. Potensialet er øket ved nye stuider i år (se kap.8).

Det ble i 2005 (Gullfaks Prosessenterprosjektet / Aker/Kværner OP) utført en klasse B analeggsstudie (ref. 1) . Konseptet som er studert:

- Drive GF Sør innløpsseparator ved et trykk på 22 bara
- Re-rute væske-strømmen fra denne separatoren til 2.trinns oljeseparatorer
- Re-rute gass-strømmen fra innløpsseparatoren til 3.trinns gasskompressorer.

Dette medfører

- Utskifting av innmaten i (re-bundling av) 2., 3. og 4. kompressortrinn
- Utskifting av noen væskeutskillere og gasskjølere.

Tilgjengelig kraft til gassrekompresjon ble fullt utnyttet i dette konseptet, og samlet gassbehandlingskapasitet for plattformen ble redusert til ca. 9 MSm^3/Sd.

Lavtrykksproduksjonen tar utvinningsgraden for gass for GF Sør Brent opp til 69 % .

Det er også gjort reservoarsimuleringer for Rimfaks Brent (N-rammen) i forhold til lavere ankomsttrykk (scenarie med lavtrykksproduksjon både på GFC fra 2014 og på GFA fra 2017), som viste et visst potensiale.

Nye reservoar simuleringer for Skinfaks i 2007 viser et visst potensiale for lavtrykks-produksjon også for dette reservoaret. Mer oppdaterte vurderinger av tidspunktet for lavtrykksproduksjon viser at dette behovet kan inntreffe for GF Sør Brent allerede i 2012.

Videre studier av lavtrykksimplementering for GFC-plattformen vil være et av de sentrale områder for Gullfaks 2030-prosjektet det kommende året. Alternative konsepter vil bli studert, som for eksempel å senke trykket på 1.trinns-separatorene. Det vil også bli gjort en screening av ekstra utvinningspotensiale ved introduksjon av våtgass-rekompresjon på havbunnen.

Sentrale områder som vil bli studert innen reservoar- og produksjonsteknikk:

- Oppdatering av bore-/brønnprogrammet i reservoarmodellene
- Økning av kvaliteten i løfte-og nettverkstrykktapskurver
- Hydrauliske strømingsberegninger med tanke på «minimum flow» og voks- og hydratproblematikk (nedside)
- Optimalisering av brønnstrømsrutingen i GF Sør Fase 2-rørbunten
- Optimalisert reservoarutvikling ved forskjellige tidspunkter for implementering av lavtrykksproduksjonen (ressursmessig og økonomisk).

Det å få god kontroll på disse forhold er avgjørende for å kunne gi gode vurderinger av konsekvensene ved å tilby gassprosesseringstjenester til nye 3.partsfelt.

Lavtrykksproduksjon mot GFA
Tilsvarende avkuttingskriterie i trykk for gassvolumer (ressursklasse 1-4) som for GFC er benyttet for GFA. For GFA er det ikke gjort et tilsvarende detaljert anleggsstudie som for GFC. Foreliggende planer og prognoser for satellittbrønnene som blir rutet til GFA tar *ikke* hensyn til at gassbehandlingskapasiteten kan bli betydelig redusert ved introduksjon av lavtrykksproduksjon. Her ligger en nedside for tapte/retarderte volumer.

Det er gjort reservoarstudier av teknisk utvinningspotensiale ved å senke ankomsttrykket med 40 bar, både for GF Sør Brent, GF Sør Statfjord, Rimfaks Brent, Rimfaks Statfjord og Gullveig Statfjord. Resultater: Se tabell 9.10.1.

Tilsvarende som for Gullfaks C, vil implementering av lavtrykksproduksjon bli studert for Gullfaks A-anlegget. Det eksisterer en del muligheter for fleksibilitet på GFA, i form av for eksempel at den nye satellitt-innløpsseparatoren kan gå på et annet trykk enn 1.trinns-separatorene i en lavtrykksfase. En annen mulighet som vil bli studert er at ved avsluttet gassinjeksjon i satellittreservoarene kan den nåværende injeksjonsmaskinen med tilhørende kraftturbin brukes til rekompresjon av lavtrykksgass for eksport. Ekstra gass utvunnet ved lavtrykksproduksjon blir foreløpig vurdert for lavt for brønnrammene tilknyttet GFA, til at havbunns boosting-/våtgassrekompresjon vil bli evaluert.

Tilsvarende reservoar- og produksjonstekniske studier som for GFC vil bli gjort for brønnstrømmen til GFA. Et dilemma som vil bli nærmere evaluert er hvor lenge den betydelige gassinjeksjonen i Rimfaks skal holdes i gang, ifht. at GF Sør-linjene gradvis vil tape trykk og først få behov for lavtrykkskapasitet.

9.5.3 ØOU RK 6

Dette er tiltak som er evaluert, og som pr. i dag ikke synes økonomiske, med de olje- og gasspriser som er lagt til grunn. En økning av olje- og gasspriser, endring av forholdet mellom olje- og gasspris, reduserte kostnader, eller økning av volumene, kan likevel i fremtiden gi lønnsomhet også for disse mulighetene.

Gullveig Brent lavtrykksproduksjon
Pr. sommeren 2007 er manifoldtrykket på K-rammen ca. 95 bara (brønnhodetrykket til brønn K-2AH). Brønn K-4H er strupt for å kunne holde brønn K-2AH i drift, for å kunne møte et ankomsttrykk oppstrøms strupeventil på GFA på ca. 72 bara.

På grunn av Gullveigs egenproduksjon, samt planlagt produksjon fra omkringliggende reservoaret, er det antatt at brønn K-2AH må stenges ved utløpet av 2007, og at brønn K-4AH må stenges ved utløpet av 2008.

Det er i løpet av 2006 og 2007 utført reservoar- og anleggsstudier ifht. lavtrykks-produksjons fra K-linjen, dvs. å kunne senke ankomsttrykket på plattformen, for å kunne senke brønnhodetrykket. Dette sees i sammenheng med ØOU-studier for Gullfaks hovedfeltbrønner på GFA som har eller ventes å få lave brønnhodetrykk. Det er gjort konseptvurderinger ifht. å legge brønnene mot 2.trinn, eller å installere nye flerfasepumper. Det siste konseptet er valgt, og studert til C-nivå av Aker/Kværner og Framo Engineering. I kortform;

- Skifte til 2 nye flerfasepumper som tåler sand, på GFA
- Legge flere GF hovedfeltbrønner til flerfasepumpene (installere nye stikk på lavtrykksmanifoldene)
- Legge K-linjen om til flerfasepumpen.

Prosjektet er lønnsomt, men er ikke blitt prioritert i en omfattende portefølge av modifikasjonsprosjekter i Gullfaks for perioden 2008-2009.

Rimfaks Statfjord sidesteg
Høsten 2006 ble det som en del av Rimfaks Statfjord-studien evaluert økonomien i sidestegsborede brønner fra H-rammen for å øke oljeproduksjonen. De ble konkludert med at dette ikke er lønnsomt.

GF Sør Lunde
Ytterligere informasjon om reservoarkommunikasjon er nødvendig for å redusere den store reservoarusikkerheten som knytter seg til produksjonspotensialet. Se Ref. 9, 10 og 11 for petroleumsteknisk arbeid utført. Å få gjort en prøveproduksjon fra reservoaret er nødvendig for å begrense usikkerheten i utvinningsanslagene, og avdekke om reservoaret er bedre enn forventet. Den mest økonomiske måten å samle de nødvendige data på er å komplettere

Lunde-formasjonen i hælen på en GF Sør Statfjord-produsent. Dette vil bli vurder for produsenten som er planlagt boret i 2008.

Innfasingsmuligheter
Bruk/gjenbruk av brønnslisser på F/G-rammene synes pr. i dag å være eneste realistiske utbyggingsmulighet for Lunde. Lundebrønner må da konkurrere med Brent-og Statfjordprodusenter. Gjeldende plan og profiler for GF Sør Statfjord-gassnedblåsingen er at begge de to 6" strømningsrørene brukes, og fylles opp, med gass fra januar 2014.

Rimfaks Lunde
I dette reservoaret er sandkroppenes kontinuitet og kommunikasjon trolig meget begrenset, slik at væskekontakter og tilstedeværende volumer blir svært usikre. Nåværende petrofysiske reservoarbeskrivelse (med minimale volumer) baserer seg på J-kurver som tilsier at funnbrønnen penetrerte de hydrokarbonførende sandene relativt nært hydrokarbon/vann-kontaktene.

Dersom senere endringer i reservoarforståelse eller nye data skulle medføre en økning i volumer i dette reservoaret, kan en utvikling av Rimfaks Lunderessurser kan trolig gjøres ved sideboring(er) fra H-rammen omtrent på det tidspunkt at en starter å tappe ut gassen i Statfjord-formasjonen for salg. Det lave brønnhodetrykket som ganske snart må antas ved produksjon fra Lundebrønner vil gjøre det utfordrende å kombinere Lundeproduksjon med produksjon fra brønner med høyere brønnhodetrykk, mot samme undervannsmanifold.

9.5.4 ØOU RK 7

Dette er tiltak som ikke er evaluert teknisk og økonomisk forbi en DG0-milepæl, fordi

- Det ikke er etablert geo-eller reservoarmodeller, eller
- Pågående analyser er ikke ferdigstilt i skrivende stund, eller
- Potensialet vurderes som usikkert eller marginalt, for eksempel fordi det er avhengig av fremtidig produksjonsutvikling i eksisterende eller fremtidige brønner, eller
- Tiltaket ligger så langt frem i tid at det anses tilstrekkelig å evaluere det på et senere tidspunkt.

GF Sør Cook, segment 14D
Det ble påvist hydrokarboner i dette segmentet ved boringen av Brent gassprodusent L-3H. Det ble påvist olje opp til 3224 m DVD MHN, og olje ned til 3258 m SVD MHN (topp Cook 2). Vanntrykkmålinger i en hullforlengelse av M-1H kan gi en kontakt som fører til et interessant tilleggsvolum. Oppflanks L-3H er volumene begrenset av forkastning og er trolig små. Cook-3, som er den beste reservoarenheten i Cook er relativt tynn i dette området, isokor mellom 15-20 m, netto/brutto = 0,37 og snittpermeabilitet er rundt 40 mD. Den seismiske datakvaliteten og kartleggingen av Cook i dette området er god. Utvinning av Cook vil nok være tidskritisk siden forventet, kraftig trykkfall i den overliggende Brentgruppen i årene som kommer vil vanskeliggjøre boring til Cook.
Det ble også påvist volumer i Cook i E-2H, segment 13C, men disse volumene er relativt små, og Cook er av en dårligere kvalitet (sementert) enn i L-3H.

Gitt borbarhet, kan en mulighet være å bore til Cook fra slisse M-4. Eventuelt kan M-4 bli greinbrønn med DIACS der den eine greina produserer fra Cook og den andre fra Brent, og da hovedsakelig gass, som kan fungere som gassløft for Cook. Potensialet fra Cook vil bli vurdert når det foreligger planer for å sidestegsbore en av M-brønnene.

Ambisjonsprofil
Som for GF HF er et stort volum av forskjellen mellom olje- og gassambisjonene og potensialene i RK 0-5, 7 og 8 (risket) heller ikke definerte for GF SAT. De mest sannsynlige områder der disse volumene kan modnes frem er;

Olje:
- GF Sør Brent, ekstra olje fra oljeleggen i segm.13C
- GF Sør Brent, ekstra kondensat fra ekstra gass-salg
- GF Sør Statfjord, ekstra olje fra oljeleggen
- GF Sør Statfjord, ekstra kondensat fra ekstra gass-salg.

Rikgass for salg:
- GF Sør Brent (god kommunikasjon mot øst, segm.13D, alternativt flere dreneringspunkter i øst)
- GF Sør Statfjord/Lunde (alternativ geologisk modell, økt GIIP)
- Prospekter (de mest sannsynlige: Opal, Rutil, GF Sør segm.10AB, Skinfaks Statfjord segm.N4 og Skinfaks Sør).

De vurderes å være ca. 10 % sannsynlighet for å nå en utvinning på høyde med ambisjonsvolumene.

9.5.5 Prospekter RK 8

Beskrivelse av prospekter for GF SAT er i kapittel 8.5. Forventet utvinning utgjør 3.7 mill. Sm³ olje og 4.9 mill. Sm³ rikgass. Disse estimatene er risket med funnsannsynlighet.

9.6 ØOU-teknologi på Gullfaks

Nedenfor følger en kortfattet opplisting over de teknologier som allerede er tatt i bruk på Gullfaks hovedfelt eller satellittfelt og ØOU-teknologi som er under vurdering for bruk.

9.6.1 Teknologi allerede tatt i bruk

9.6.1.1 4D seismisk monitorering

Dette er en ØOU-metode som ha gitt gode resultater på GF HF og GF SAT. Se kapittel 3 for nærmere diskusjon.

9.6.1.2 Nye brønner/økt antall dreneringspunkter

Årlige «modningsprosesser/TRO (Targeting Remaining Oil)» gjennomføres og gir innspill til nye dreneringspunkter.

9.6.1.3 Grenbrønner

I enkelte brønner bores det nye løp samtidig med at man bevarer det opprinnelige. Et eksempel på dette siste år er C-20 (se kap. 6).

9.6.1.4 Økt bruk av gassinjeksjon. VAG.

Se kap.9.3.1.

9.6.1.5 Gassløft

N-rammen er tilrettelagt for gassløft (for Skinfaks). Produksjonsbrønnene A-32C (Gulltopp) og A-48C (GF segm.D1) er planlagt med gassløft.

9.6.1.6 Fjernstyrte sonekontroll-kompletteringer (DIACS)

For en omtale av erfaringer med DIACS-kompletterte brønner i PL050, se kap.5 Produksjonsstyring («smarte brønner»). Potensialet blir generelt vurdert som størst for havbunnskompletterte brønner, blant annet pga. innsparte kostnader ved alternativet, som er dyre riggoperasjoner, eventuelt lettere brønninngrep fra spesialfartøy. Hvorvidt denne teknologien skal tas i bruk, blir vurdert fra brønn til brønn ved nye brønner, sidestegsboringer og rekompletteringer.

9.6.1.7 Oppsprekking (og bruk av proppanter)

Denne kompletteringsmetode har vist seg effektiv for brønner i nedre Brent og Cook på GF HF, og metoden er brukt i 19 brønner så langt. Se kap.5 Produksjonsstyring. Det er ikke planlagt med bruk av teknologien i GF SAT.

9.6.1.8 Flaskehalsfjerning i prosessanlegget

Gassbehandlingskapasiteten på GFA og GFC er svært viktig for oljeproduksjonen og gasseksporten fra Gullfaks Satellitter. Se kapittel 11. Også gassinjeksjonskapasiteten på GFA er viktig, og styrende for produksjonen.

9.6.1.9 Lavtrykksproduksjon

Se tidligere avsnitt.

9.6.2 Teknologi som er/blir vurdert

9.6.2.1 EM-logging

Formål er å gi et bedre bilde av fløммingen i reservoaret. StatoilHydro jobber med å utvikle utstyr for å EM logge med kilde på havbunnen og mottager i brønnen. Utstyret skal være klart og testes på Gullfaks i 2008. Kritiske faktorer: Utvikling av verktøy, tolking av data, oppløsning i data, tilgang i brønner og kostnader ved bruk.

9.6.2.2 Linerboring

Formål: Kunne bore og styre med liner (forlengelsesrør) gjennom depleterte reservoar, ustabile formasjoner og høytrykkssoner, kunne bore intervaller som ikke er borbare i dag. Etterhvert utvikle teknologi som kan kombineres med ekspanderende teknologi og MPD.
Det pågår et teknologiutviklingsprosjekt mellom StatoilHydro og Baker Hughes på styrbar liner boring. Deltagere er Statfjord, Kvitebjørn og Gullfaks. Pilot for uttesting av systemet vil være Statfjord høst 07/vår 08.
Kritiske faktorer: Ved utstyrssvikt (bit, motor, MWD) må innerstreng (BHA) kunne trekkes, liner henges av nedihull og BHA skiftes, deretter kjøres inn igjen og boring fortsetter til TD. Det er fare for at boring med liner ikke er mulig etter trip, dvs vi mister en hullstørrelse.

9.6.2.3 Ekspanderende teknologi

Formål: Mono diameter brønndesign vil gi fleksibilitet og robusthet, vil ikke gi begrensinger i diameter for for eksempel smarte brønnløsninger. Kunne bidra til å bore lange brønner fra GF. Gullfaks har signert en samarbeidsavtale i mai 07. Her vil Baker Mono diameter brønnkonsept vurderes opp mot andre tekniske løsninger, med en anbefaling om å fortsette prosjektet eller ikke. Gullfaks vil være pilot i 2008 for et «delvis» konsept.
Kritiske faktorer: Systemet skal gjennom «stack-up»test 1. oktober 07. Det er viktig å få gjennomført denne testen i henhold til plan ellers kan prosjektet bli vesentlig utsatt. Systemet er ikke godkjent som produksjons foringsrør pr. i dag.

9.6.2.4 Vann divergermingsmetoder

Se kap.9.3.1.

9.6.2.5 Tensid/polymer-fløмming

Se kap.9.3.1.

9.6.2.6 CO_2-fløмming

Se kap.9.3.1.

9.6.2.7 Trykkøkning ved hjelpe av subsea flerfasepumper

Det er foreløpig ikke funnet kandidater der dette kan synes lønnsomt. Potensialet for flerfasepumping/kompresjon på L/M-rammene for våtgass vil bli vurdert.

9.6.2.8 Injeksjon av rått sjøvann via havbunns-pumper

Ref. teknologi planlagt benyttet i Tyrihans-feltet. Teknologien kan tenkes å ha en anvendelse i Vestlig Provins (Beta-ryggen), men det er foreløpig ikke gjort nærmere vurderinger av dette.

9.7 Referanser

1. Årlig statusrapport for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2006
2. Reservoarstyringsplan for Gullfaks hovedfelt og satellitter, oktober 2005
3. Veiledning til klassifisering av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, Oljedirektoratet
4. ØOU handlingsplan for Gullfaksfeltet, fase I (2003, GF RESU HF U-03 00040)
5. ØOU handlingsplan for Gullfaksfeltet, fase II (2004, GF RESU HF -04 00044)
6. ØOU handlingsplan for Gullfaks satellitter (2004, GF RESU SAT-04 00022)
7. Gullfaks Langtidsplan 2007, mai 2007, TO GF-07 00007
8. «Gullfaks Process-center. Low Pressure Production from Gullfaks Satellites. B-Study. GFC», rapport Aker Kværner Offshore Partner 100133-G9DA1101-Q02-002, Statoil dok.nr.C017-A-A-RS-219, av 27.05.2005.
9. «Modelling and Simulation of Gullfaks Sør, Lunde Formation», Smedvig technologies A.S., Stavanger, februar 1998
10. Lundeformasjonen i Gullfaksområdet. Geologi og tilstedeværende volum, Utarbeidet av GF RESU SAT og F&T UTV, feb. 2001, 01S94*2048
11. Gullfaks Sør - Lundehorsten. Reservoarteknisk evaluering, 2D Eclipse Simuleringsmodell, juni 2001, TEK-F&T3001
12. «Reservoarteknisk studie av utvinning fra Rimfaks Cook-formasjonen», Hovedoppgave ved Høgskolen i Stavanger, vårsemesteret 2002 (Harald Færø Veland).
13. «PL050 Rimfaks Statfjord 2006-studie», rapportnr. GF RESU-SAT 00009 av 27.09.2007.
14. «PL050 Gullveig Statfjord 2006-studie», rapportnr. GF RESU-SAT 00005 av 27.09.2007.
15. «Vestlig Provins VP-III områdemodell», rapportnr. GF RESU HF 00008 av 27.09.2007
16. «PL050 Gullveig Brent / O6 / O7A / N6B reservoarstudie 2006», rapportnr. GF RESU-SAT-00004 av 27.09.2007.
17. «PL050 Alun / Epidot / O6B mulighets-og konseptstudie 2007», rapportnr. GF RESU-SAT 00006 av 27.09.2007.
18. «PL050 Bore/Brønn-teknikk og brønnkostnader, Gullveig områdevurdering, rapportnr. GF RESU-SAT 00010 av 27.09.2007.
19. «PL050 Områdeløsning, utredning for K-rammen 2007», rapportnr. GF RESU-SAT 00007 av 27.09.2007.

10.1 Innledning 2

10.2 Gassdisponering 2
10.2.1 Videreføring av nåværende strategi frem til ca. 2011 2
10.2.2 Langsiktig strategi for økt produksjon av gass 3
10.2.3 Gassdisponering på GFA 3
10.2.4 Gassdisponering på GFC 4
10.2.5 Gassdisponering på GFB 4

10.3 Rammebetingelser for gassdisponeringen 4
10.3.1 Produksjonskapasitet 5
10.3.2 Injeksjonskapasitet 5
10.3.3 Oppsider for gasseksport 6

10.4 Plan for gassdisponering / gassregnskap 7
10.4.1 Kommersielle avtaler 7
10.4.2 Gassbruk 8
10.4.3 Gassreserver 8

10.5 Referanser 9

10.6 Figurer 9

10.7 Tabeller 14

10.1 Innledning

Målet for gassdisponeringen på Gullfaks er å maksimere verdiskapningen innenfor de produksjonsbegrensninger som gjelder til enhver tid på feltet. Disponeringen av produsert gass spiller en sentral rolle i utviklingen av GF SAT, hvor store gasskapper utgjør en vesentlig del av ressursgrunnlaget. Dette er forskjellig fra GF HF hvor nesten all gass er løst i oljesonen. Gassdisponeringen er en viktig tema innenfor produksjonsstyringen på Gullfaks og diskuteres ofte i de daglige i møtene som Produksjonsoptimaliseringsgruppen har med ledelsen på GFA, GFB og GFC.

Å kunne levere gassalgsvolum i henhold til prognose og eiernes ønske har prioritet innenfor den totale produksjonsstyringen i Gullfaks. Utviklingen i tid av brønnrater, brønnhodetrykk og reservoartrykk blir nøye overvåket. Tiltak for å sikre gassleveransen (boring av nye brønner eller sidesteg i gamle) vil bli iverksatt ved behov.

En oversikt over totale gassressurser og reserver finnes i kapittel 8. En betydelig del av oljeproduksjonen fra GF SAT utgjøres av kondensat som følger med når gass produseres fra gasskappene. Et kontinuerlig høyt uttaksvolum av gass er derfor nødvendig for å oppnå høyest mulig oljeproduksjon. Gassdisponeringen er også viktig for ØOU, som beskrevet i kapittel 9.

Kapittel 10.2 beskriver strategi for gassdisponering i GF SAT og i GF HF.
Kapittel 10.3 beskriver rammebetingelsene for gassdisponeringen.
Kapittel 10.4 beskriver plan for gassdisponering, basert på strategi og rammebetingelser.

10.2 Gassdisponering

For gassdisponeringen gjelder:

Eksport (salg) = Produksjon - Injeksjon (for ØOU) - Brensel - Fakling

Målet for gassdisponering er å benytte netto gass (= produksjon – brensel – fakling) til eksport og/eller injeksjon på en slik måte at den samlede verdiskapningen for Gullfaksområdet blir størst mulig. Tabell 10.7.1 viser historisk og fremtidig produksjon av rikgass for GF HF, mens Tabell 10.7.2 viser det samme for GF SAT. Tabell 10.7.3 viser for GF HF prognosert rikgass-eksport fra plattform splittet på NGL og tørrgass fra Kårstø. Tabell 10.7.4 viser det samme for GF SAT, men i tillegg er assosiert kondensatproduksjon på plattformen gitt.

10.2.1 Videreføring av nåværende strategi frem til ca. 2011

GF SAT: Rimfaks Brent og Rimfaks Statfjord skal ha så høy gassinjeksjon at dreneringen derfra skjer under tilnærmet fullt trykkvedlikehold. Gullfaks Sør Brent og Gullfaks Sør Statfjord har hatt eller vil ha noe gassinjeksjon i deler av reservoaret slik at dreneringen derfra skjer under delvis trykkvedlikehold. Injeksjonen i den nordlige delen av Gullfaks Sør Brent

(segment 13C) stanses sannsynligvis i 2009. Gullveig Brent har ingen gassinjeksjon, men en aktiv vannsone gir noe trykkstøtte under dreneringen. Gasseksporten, som er omtrent like høy som den totale injeksjonen, utgjøres hovedsakelig av gass fra midtre og sørlige del av Gullfaks Brent. Skinfaks Brent, som startet produksjon høsten 2007, skal ikke ha gassinjeksjon og vil derfor bidra med gass til eksport.

GF HF: Mye av gassen injiseres for ØOU. Resten vil gå til brensel og eksport.

10.2.2 Langsiktig strategi for økt produksjon av gass

GF SAT: Produksjonen fra Gullveig Statfjord starter sannsynligvis i 2010 (forventet avslutning av Gullveig Brent-produksjonen er i 2009). Gasseksport fra Rimfaks Statfjord starter ved at injeksjonen der reduseres eller stanses, trolig høsten 2011. Det samme skjer med Rimfaks Brent fra ca år 2013. Injeksjonen i GF Sør Statfjord stanses sannsynligvis i 2014. Lavtrykksproduksjon fra GF Sør Brent starter trolig i perioden 2012-2014 mot GFC og i perioden 2014-2016 mot GFA. Lavtrykksproduksjon fra de andre reservoarene starter ved behov. Nærmere fastlegging av tidspunkt, og nødvendige plattform-modifikasjoner, studeres nå som en del av prosjektet Gullfaks mot 2030.

GF HF: Mengde injisert gass vil være tilpasset den nytte injeksjonsgassen har for ØOU på feltet. På sikt vil gassinjeksjon trappes ned til fordel for eksport. Også hovedfeltbrønnene vil til slutt dra nytte av lavtrykksproduksjon, noe enkelte brønner også gjør i dag, gjennom lavtrykksmanifold på GFC og flerfasepumpe på GFA.

10.2.3 Gassdisponering på GFA

På GFA blir i dag mesteparten av den produserte gasset fra GF SAT reinjisert for trykkstøtte. Injeksjonsgassen fordeles slik at Rimfaks Brent og Rimfaks Statfjord har tilnærmet fullt trykkvedlikehold under drenering, mens segment 13C i Gullfaks Sør Brent og deler av Gullfaks Sør Statfjord, har delvis trykkvedlikehold. Gullveig Brent vil ikke motta injeksjonsgass.
For GF HF gjelder det at mesteparten av den produserte gassen reinjiseres for ØOU.

Gassregnskap GF SAT på GFA :

Eksport = produksjon + gass fra GFC - injeksjon - andel brensel og fakling

Gassregnskap GF HF på GFA :

Eksport = produksjon + gass fra GFB/GFC - injeksjon - andel brensel og fakling

Tilgjengelig brønninjeksjonskapasitet eller ønsket injeksjon ut fra reservoarstyringen kombinert med ønsket gasseksport fører enkelte dager til at noe gass fra GF HF injiseres i GF SAT eller omvendt. Hvis det er ønskelig ut fra total optimalisering på feltet, kan gassen fra GFB brukes til å dekke brenngassbehovet på GFA (totalbehovet er ca 0,7 MSm^3/d, som i produksjonsallokering belastes GF HF og GF SAT i forhold til disses energiforbruk på plattformen). Eventuell overskytende gass fra GFB går inn på 3.trinns kompressor.

10.2.4 Gassdisponering på GFC

På GFC blir mesteparten av den produserte gassen fra GF SAT eksportert. Det er ingen injeksjon i GF SAT fra GFC, men gass kan sendes over til GFA for injeksjon derfra. Gassen fra GF HF går til eksport og til periodevis gassinjeksjon i VAG – brønner.

Gassregnskap for GF SAT (ingen egne injektorer) på GFC :

Eksport = produksjon - leveranse til GFA - andel brensel og fakling

Gassregnskap for GF HF på GFC :

Eksport = produksjon – injeksjon + gass fra GFB – gass til GFA - andel brensel og fakling

Tilgjengelig brønninjeksjonskapasitet eller ønsket injeksjon ut fra reservoarstyringen kombinert med ønsket gasseksport kan enkelte dager føre til at noe gass fra GF SAT injiseres i GF HF.

Hvis det er ønskelig ut fra total optimalisering på feltet, kan gass fra GFB brukes til å dekke brenngassbehovet på GFC (totalbehovet er ca 0,5 MSm^3/d hvorav Tordis og Gimle til sammen dekker ca = 30%, mens GF HF og GF SAT dekker resten). GFC kan også motta noe gass fra GFB utover det som trengs til brensel. Eventuell overskytende gass går inn på 2.trinns separator videre til 3.trinns kompressor. Dersom GFB sender en blanding av olje og gass i linjen til GFC, går hele strømmen inn på 2.trinns separator (GFC kan da ikke ta brenngass fra GFB).

Når det gjelder gass fra Tordis og Gimle: Se kap.10.4.1 Kommersielle avtaler.

10.2.5 Gassdisponering på GFB

På GFB er det ingen gassinjeksjon. Produsert gass (alt sammen fra GF HF) – fakkelgass = overført gass til GFA og/eller GFC. Hvordan gassen fra GFB best skal fordeles mellom mellom GFA og GFC, vil være avhengig av resevoarutviklingen på feltet og den løpende kapasitetsutnyttelsen på plattformene. Fra GFB til GFA er det to linjer, en for olje og en for gass. Oljen fra GFB inneholder fortsatt noe gass (bare 1. trinn separator på GFB). Fra GFB til GFC er det bare en linje.

10.3 Rammebetingelser for gassdisponeringen

Rammebetingelser for disponering av produsert gass fra Gullfaks-området er:

- Produksjonskapasitet (brønner, tørking, kompresjon)
- Injeksjonskapasitet (kompressor, rørledning, brønner)
- Eksportkapasitet (kompressor, rørledning, salgsprofil).

Det har vist seg at kapasitetsbegrensninger ofte inntreffer i tørke- og kompresjonsanlegg. I tillegg vil en tidvis ha begrenset injeksjonskapasitet, som kan skyldes enkeltbrønner, men for GF SAT går det vanligvis på totalkapasiteten til injeksjonskompressoren (M-35). For eksporten

vil forhåndsinnmeldt profil være styrende, siden denne er utarbeidet på grunnlag av forventet tilgjengelig gass (produksjon minus injeksjon og brensel), samt forventet ledig gasskapasitet i transportrørledning og i prosessanlegg på land. Mindre, daglige avvik, håndteres innenfor såkalt operasjonell fleksibilitet av gasstransportøren (Gassco) og blir jevnet ut over tid.

10.3.1 Produksjonskapasitet

Ved full drift er brenngassbehovet på GFA ca 0,7 MSm³/d. Ofte dekkes brenselbehovet rent fysisk ved gass som kommer fra GFB, og da belegger ikke brenselgassen prosesskapasitet på GFA. Brenngassbehovet på GFC er ca 0,5 MSm^3/sd ved full drift. Etter en ombygging 2006/2007 kan GFB også levere brenngass til GFC. Totalt produseres det for tiden vanligvis nok gass på GFB til at behovet for brenngass blir omtrent dekket både på GFA og på GFC.

Figur 10.6.1 viser basis gassproduksjon på GFA (MSm^3/sd) per kalenderår for perioden 1998-2016 for GF HF og GF SAT (per reservoar). Gass fra GFB er ikke tatt med i plottet, siden den hovedsakelig vil gå til brensel (på GFA og/eller GFC).

Figur 10.6.5 viser produsert gass på GFA (MSm^3/sd) per måned for 2007 og 2008.

Figur 10.6.4 viser basis gassproduksjon på GFC (MSm^3/sd) per kalenderår for perioden 1998 – 2019 for GF HF, GF SAT (per reservoar), Tordis og Gimle. Gass fra GFB er ikke tatt med i plottet, siden den hovedsakelig vil gå til brensel (på GFC og /eller GFA).
Figur 10.6.6 viser produsert gass på GFC (MSm^3/sd) per måned for 2007 og 2008.

Figur 10.6.7 viser total gassproduksjon på GFA (MSm^3/sd), inkludert oppsider, for perioden 1986 – 2022.
Figur 10.6.7 viser total gassproduksjon på GFC (MSm^3/sd), inkludert oppsider, for perioden 1989 – 2022.

Angående prosesskapasiteter for gass og diskusjon av tiltak for å øke disse : se kapittel 11.

10.3.2 Injeksjonskapasitet

Vedrørende plattformkapasiteter for gassinjeksjon: Se kap.11.

Figur 10.6.2 viser gassinjeksjonen på GFA (MSm^3/sd) per kalenderår for GF HF og GF SAT (per reservoar) for perioden 1998 – 2013.

Figur 10.6.3 viser GF SAT gassproduksjon versus gassinjeksjon på GFA for perioden 2005 - 2013. En ser at GF SAT har for lite egengass på GFA i tiden juni 08 – desember 09. En har følgende muligheter for å dekke behovet:

1. Overføre gass fra GFC til GFA. For at overføringslinjen skal kunne tas i bruk, må først en lekkasje på målepakken repareres (planlagt til revisjonsstansen i juni 08), og så må tilstanden til linjen klareres ved å gjøre en pigging.
2. Få injeksjonsgass fra GF HF på GFA.

3. Tilleggsperforere brønn A-47 i Tarbert (gasskappen). Dette kan gi 1 – 1,5 MSm^3/d ekstra gass, men vil gjøre slutt på produksjonen fra nedre Brent i denne brønnen.
4. Umiddelbart etter ferdigstillelse av Gulltopp bore den planlagte gassprodusenten A-30B til segment 15B i GF Sør Brent.

Injeksjonsrørledninger
Injeksjon i Rimfaks skjer via J-rammen. J-rammen er koblet opp til GFA med et 12" strømningsrør. Injeksjon på Gullfaks Sør skjer via E-rammen som er koblet opp til GFA med et 8" strømningsrør. Det vises for øvrig til *GF SAT - «Dimensjonering av gassinjeksjons-rørledninger»* (Ref. 5) som gir nærmere bakgrunn for kapasitetsberegningene og valg av rørdimensjoner.

Injeksjonsbrønner
Veiledende injeksjon pr brønn i de enkelte reservoarene til GF SAT er presentert nedenfor i Tabell 10.3.1. Det er reservoarstyringen som avgjør injeksjonsfordelingen, dvs. hvor mye som til enhver tid skal injiseres i hvert reservoar og i hver enkelt brønn. Hovedmengden av injeksjonen skjer direkte i gasskappene.

Tabell 10.3.1: Veiledende injeksjon pr. brønn og reservoar

	GF Sør Brent	GF Sør Statfjord	Rimfaks Brent	Rimfaks Statfjord	Gullveig	Sum
Veiledende injeksjon pr. brønn (MSm^3/sd)	1,0	1,0**	2,5	2,0	Ingen injeksjon	
Antall injektorer	2**	1**	4*	1*		8
Sum	1,5 – 2,0	0,5 – 1,0	8 - 10	1,5 – 2,5		13 - 14

*) Det er til sammen 5 injektorer på J-rammen (p.t. fire i Rimfaks Brent og en i Rimfaks Statfjord)
**) Det kan være til sammen 4 injektorer på E-rammen (Gullfaks Sør Brent + Statfjord)
Det er usikkert om 3.injektor i Brent, alt. 2.injektor i Statfjord, vil bli boret.

10.3.3 Oppsider for gasseksport

Når resirkulering av gass har pågått over tilstrekkelig mange år, vil det være ressursmessig riktig å starte nedblåsing og salg av gasskappene i RF Brent og Statfjord, samt i GF Sør Statfjord. Nedblåsingsvolumene hører til ressursklasse 4. Nedblåsingsperioden kalles ofte (sammen med uttak fra Gullveig Statfjord) for GF SAT seinfase, og den er nærmere omtalt i kap.9.

I tillegg til gassreservene i nevnte gasskapper vil lavtrykksproduksjon fra gasskappen i GF Sør Brent mot GFA og mot GFC gi ekstra gass og litt kondensat, se kap.9. Disse volumene ligger i ressursklasse 5. Sein nedblåsing i GF HF vil også gi noe ekstra gass. Utover dette kommer gassressurser i nye funn og gassressurser i prospektene (risket med funnsannsynlighet).

10.4 Plan for gassdisponering / gassregnskap

Gassen som blir produsert, disponeres på hovedsakelig to måter:

- Injeksjon i reservoaret (inkludert overføring internt mellom reservoarene)
- Salg til eksterne kunder.

Reinjeksjon
Størstedelen av injeksjonen skjer fra GFA og domineres av GF SAT, mens GF HF også har noe injeksjon fra GFC. Hovedelementer i den overordnede strategien for reinjeksjon av gass er presentert i kapittel 4 (Reservoarstyring).

Gassalg
Størstedelen av salgsgassen blir prosessert på GFC, og bidraget fra GF SAT er dominerende. Gassen transporteres til Kårstø for ytterligere prosessering (uttak av NGL) før den sendes til kontinentet, hovedsakelig via Europipe. Volum fra plattform (rikgass) er 12 – 13% høyere enn volumet som når frem kjøper, hovedsaklig som følge av volumreduksjon ved uttak av NGL på Kårstø og omregning til tørrgass med nominell varmeverdi 40 M J/Sm³.
Se Tabell 10.7.6 for omregning fra basis rikgasseksport til tørrgass og NGL i ressurskl. 0 – 3, og Tabell 10.7.7, samt Tabell 10.7.8, for rikgasseksport i ressurskl. 4 – 5.

Brenngass
Totalt brenngassvolum på plattformen blir fordelt på de enkelte aktørene (GF, GF SAT, Tordis og Gimle) etter antatt energiforbruk.
I prognosene er det for enkelhets skyld antatt at gass fra GF SAT regnskapsmessig må dekke en gjennomsnittlig brenngassrate på GFA, lik 500 000 Sm³/sd og på GFC lik 200 000 Sm³/sd. Rent fysisk har brenngassbehovet på GFA i flere år vært dekket av gassen som kommer fra GFB. Etter en mindre ombygging har nå også GFC den muligheten, dvs at brenngass på GFC kan tas fra GFB. Pr dato har GFB vanligvis nok gass til å dekke brenngassbehovet på GFA og GFC samtidig, dersom vi ønsker dette ut fra en total optimalisering.

10.4.1 Kommersielle avtaler

a) Avtale mellom Gullfaks og Gimle
Siden prosessering av Gimle på GFC fortrenger prosessering av GF SAT på GFC, skal all Gimle-gass som produseres fom juni 06 tom desember 2011, disponeres av Gullfaks. Videre skal Gullfaks tilbakelevere denne gassmengden til Gimle likt fordelt på 2012 og 2013.
Gimle-gass som fortrenger lavtrykksprodusjon fra GF Sør Brent, skal disponeres av Gullfaks. Denne gassen må Gullfaks leveres tilbake seinest i løpet av 2019.
I 2006 mottok GF 58,9 MSm^3 fra Gimle.

b) Avtale mellom Gullfaks og Tordis
Tordis IOR-prosjektet har gitt opphav til en egen avtale mellom PL089 og PL050.
Siden prosessering av Tordis IOR på GFC fortrenger prosessering av GF SAT på GFC, skal tilhørende Tordis-gass i perioden 2006 – 2010 disponeres av Gullfaks, men tilbakeleveres i 2011. Tordis-gass som i perioden 2014 – 2018 fortrenger GF Sør lavtrykksproduksjon mot GFC, skal leveres tilbake i 2019 eller ved feltets slutt (avhengig av hva som kommer først).

Avtalte volumer mellom Gullfaks og Tordis:

År	Årsvolum MSm^3	Døgnrate Sm^3/d	Kommentar
2006	21,0 MSm^3	287 671 Sm^3/d	73 døgn, oppstart 20.oktober
2007	122,0 MSm^3	334 247 Sm^3/d	
2008	194,0 MSm^3	530 055 Sm^3/d	
2009	102,0 MSm^3	279 452 Sm^3/d	
2010	92,0 MSm^3	255 055 Sm^3/d	
Sum	531,0 MSm^3	1 454 795 Sm^3/d	Leveres tilbake til Tordis i 2011

År	Årsvolum MSm^3	Døgnrate Sm^3/d	Kommentar
2014	30,0 MSm^3	82 192 Sm^3/d	
2015	24,0 MSm^3	65 753 Sm^3/d	
2016	17,0 MSm^3	46 448 Sm^3/d	
2017	14,0 MSm^3	38 356 Sm^3/d	
2018	13,0 MSm^3	35 616 Sm^3/d	
Sum	98,0 MSm^3	268 493 Sm^3/d	Leveres tilbake til Tordis i 2019

c) Regnskapsmessig gjennomføring
På vegne av Gullfaks står GF SAT for gassdisponeringen mot Gimle og Tordis, siden GF SAT er en sikker gassleverandør i 2011 – 2013 og i 2019. Gassen GF SAT mottar, antas å gå til eksport, og vil representere et eksporttillegg til GF SAT egeneksport i årene 2006 – 2010 og 2014 -2018, mens tilbakeleveringen vil representere et eksportfradrag i 2011 – 2013 og i 2019. GF SAT egeneksport (fysisk eksport) er vist i Tabell 10.7.4, mens GF SAT kommersiell profil er vist i Tabell 10.7.5

10.4.2 Gassbruk

Tabell 10.7.1 viser for GF HF hvordan produsert rikgass per år på plattform fordeles til reinjeksjon, brensel (inkludert fakling) og basis eksport. Tabell 10.7.2 viser det samme for GF SAT .

10.4.3 Gassreserver

Tabell 10.7.3 viser gjenværende rikgassreserver for basis eksport fra GF HF. Det også er angitt hvor mye tørrgass og NGL vi får fra rikgassen ved prosesseringen på Kårstø. Tabell 10.7.4 viser gjenværende rikgassreserver for basis eksport fra GF SAT (GF Sør Brent + Skinfaks). Det også er angitt hvor mye tørrgass og NGL vi får fra rikgassen ved prosesseringen på Kårstø. I tillegg er kondensatmengden som produseres på plattform assosiert med rikgassen, vist.

Tabell 10.7.6 viser årlige faktorer som er benyttet for omregning av basis rikgass fra plattform til tørrgass og NGL på Kårstø.
Tabell 10.7.7 viser det samme for volumer i GF SAT seinfase, ressursklasse 4.
Tabell 10.7.8 viser det samme for volumer i GF SAT seinfase, ressursklasse 5.

10.5 Referanser

1. Produksjonstillatelse for leveranse av gass fra Gullfaksfeltet. Det Kongelige Olje- og Energidepartement. 06/00203-2. Februar 2006.
2. Planer for utbygging og drift. Fellesbind. Gullfaks Sør, Rimfaks og Deltafunnet. Desember 1995.
3. Plan for utbygging og drift, Gullfaks Satellitter Fase2. August 1997.
4. Plan for utbygging og drift, Gullfaks Satellitter Fase2, reservoar- og produksjonsteknisk fagbind. August 1997.
5. «GF SAT – Dimensjonering av gassinjeksjonsrørledninger», Notat av juli 1996.

10.6 Figurer

Figur 10.6.1: Gassproduksjon GFA (M Sm³/sd); per kalenderår. Gullfaks HF + GF SAT. Gass i ressurskl. 0 – 3. I tillegg kommer gass i ressurskl. 4- 5 (fra 2010).

Figur 10.6.2: Gassinjeksjon GFA (M Sm/sd); per kalenderår. GF HF + GF SAT (per reservoar). Gass i ressurskl. 0 - 3

Figur 10.6.3: Gassproduksjon versus gassinjeksjon GF SAT GFA (M Sm3/sd).

Figur 10.6.4: Gassproduksjon GFC (M Sm³/sd); per kalenderår. GF HF + GF SAT (per reservoar) + Tordis + Gimle. Ressurskl. 0 – 3. I tillegg kommer gass i ressurskl. 4 – 5 (fylles på fra 2012 – 2013 og utover).

Figur 10.6.5: Gassproduksjon GFA (M Sm³/sd); per måned for årene 2007 og 2008. GF HF + GF SAT (per reservoar).

Figur 10.6.6: Gassproduksjon GFC (M Sm³/sd); per måned for årene 2007 og 2008. GF HF + GF SAT (per reservoar) + Tordis + Gimle.

Figur 10.6.7: Total gassproduksjon GFA (M Sm³/sd), inkludert oppsider, 1986 - 2022.

Figur 10.6.8: Total gassproduksjon GFC (M Sm³/sd), inkludert oppsider, 1989 - 2022.

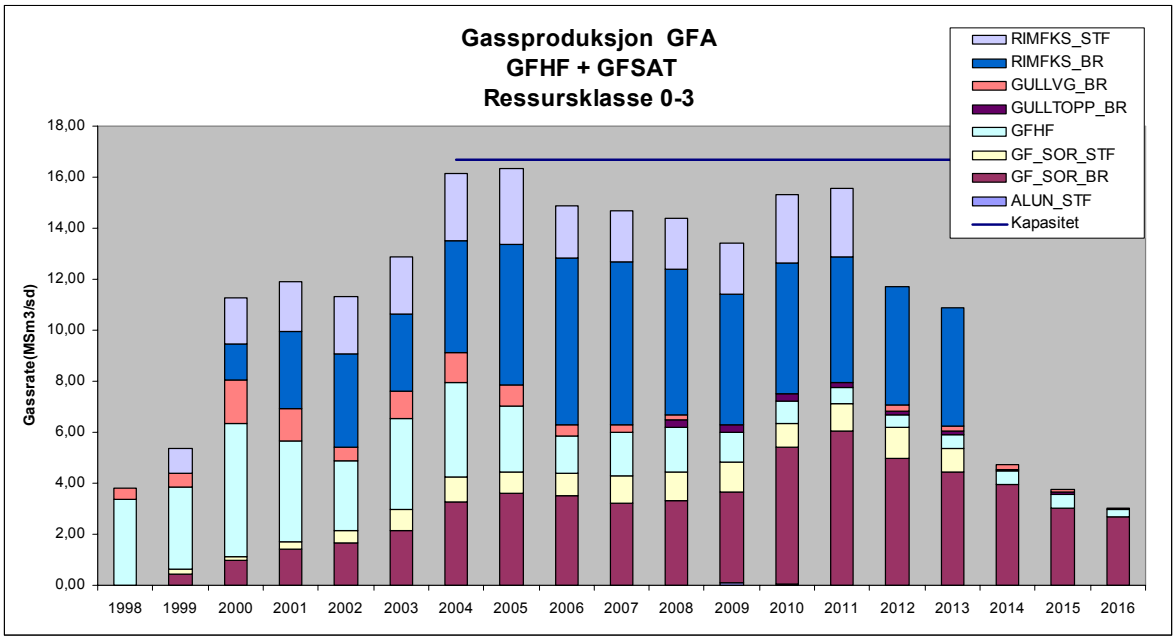


Fig. 10.6.1
Gassproduksjon GFA (M Sm³/sd); per kalenderår.
GF HF + GF SAT (per reservoar). Gass i ressurskl. 0 – 3.
I tillegg kommer gass i ressurskl. 4 – 5 (fylles på fra 2010 og utover).

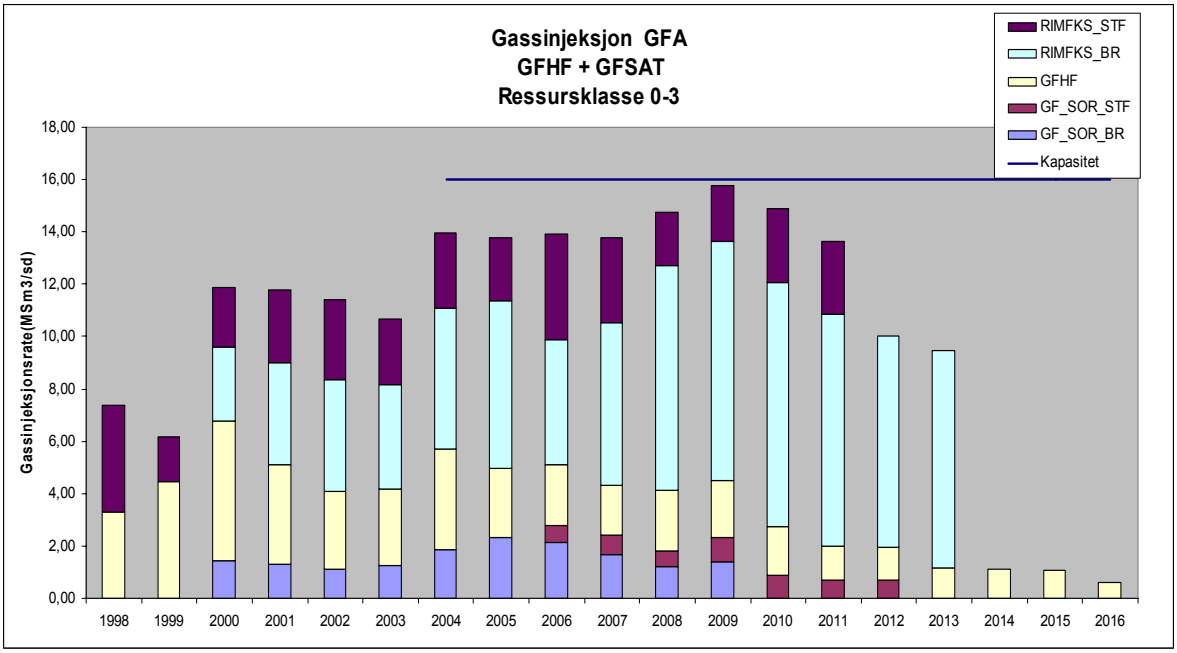


Fig. 10.6.2
Gassinjeksjon GFA (M Sm/sd); per kalenderår.
GF HF + GF SAT (per reservoar). Gass i ressurskl. 0 – 3.

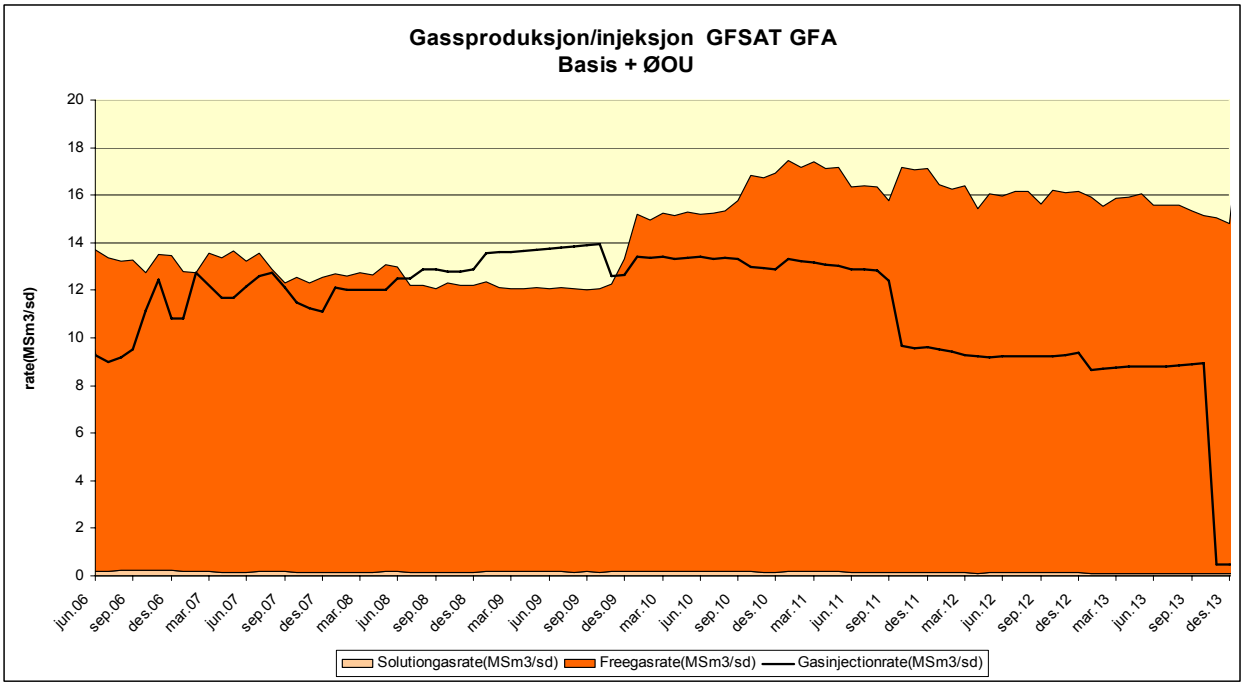


Fig. 10.6.3
Gassproduksjon versus gassinjeksjon GF SAT GFA (M Sm3/sd).

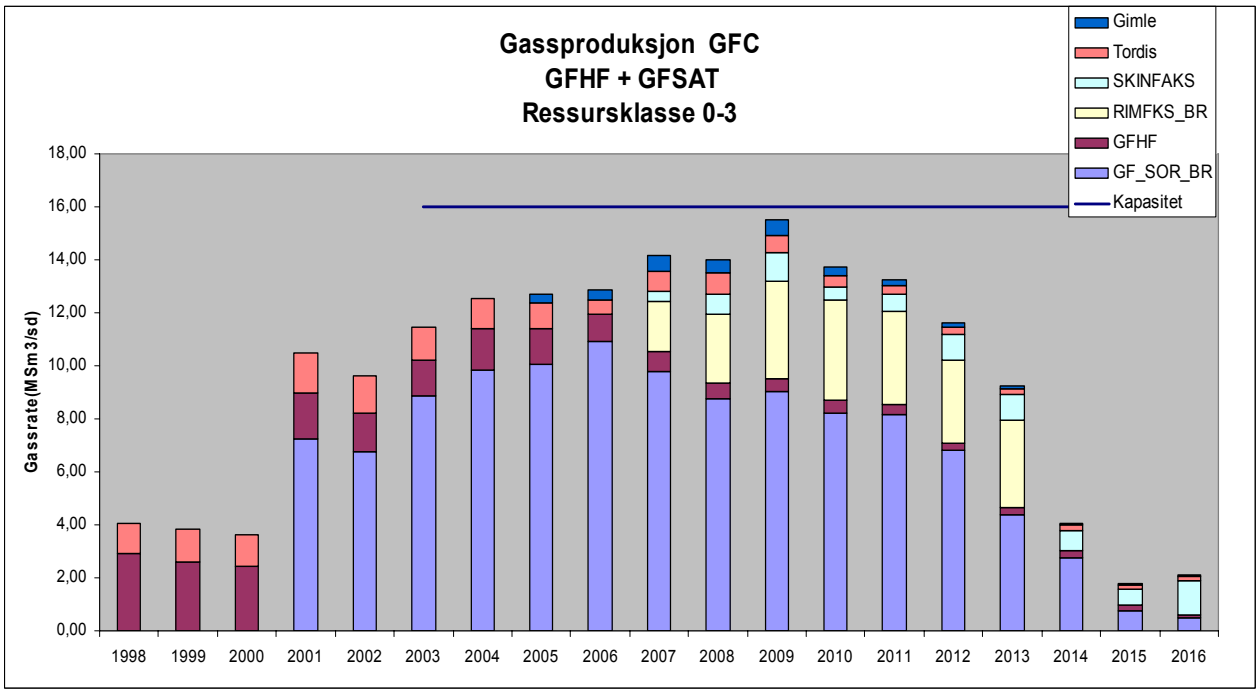


Fig. 10.6.4
Gassproduksjon GFC (M Sm³/sd); per kalenderår.
GF HF + GF SAT (per reservoar) + Tordis + Gimle. Gass i ressurskl. 0 – 3.
I tillegg kommer gass i ressurskl. 4 – 5 (fylles på fra 2012 – 2013 og utover).

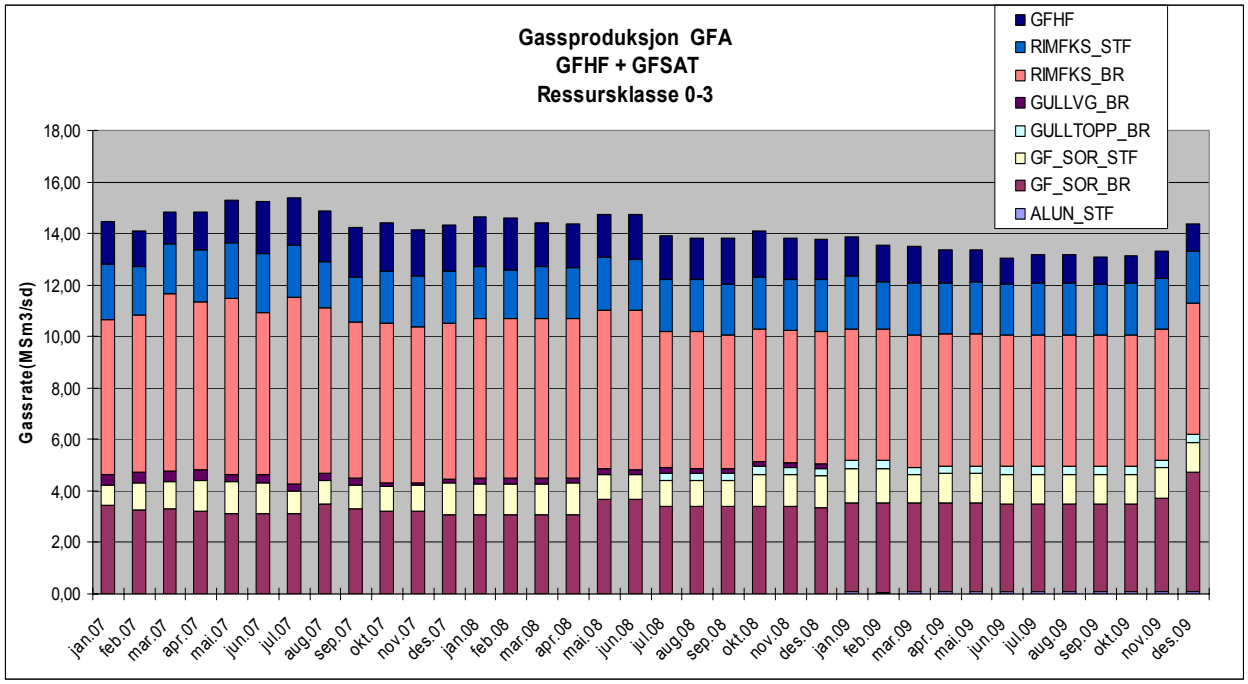


Fig. 10.6.5
Gassproduksjon GFA (M Sm³/sd); per måned for årene 2007 og 2008.
GF HF + GF SAT (per reservoar)

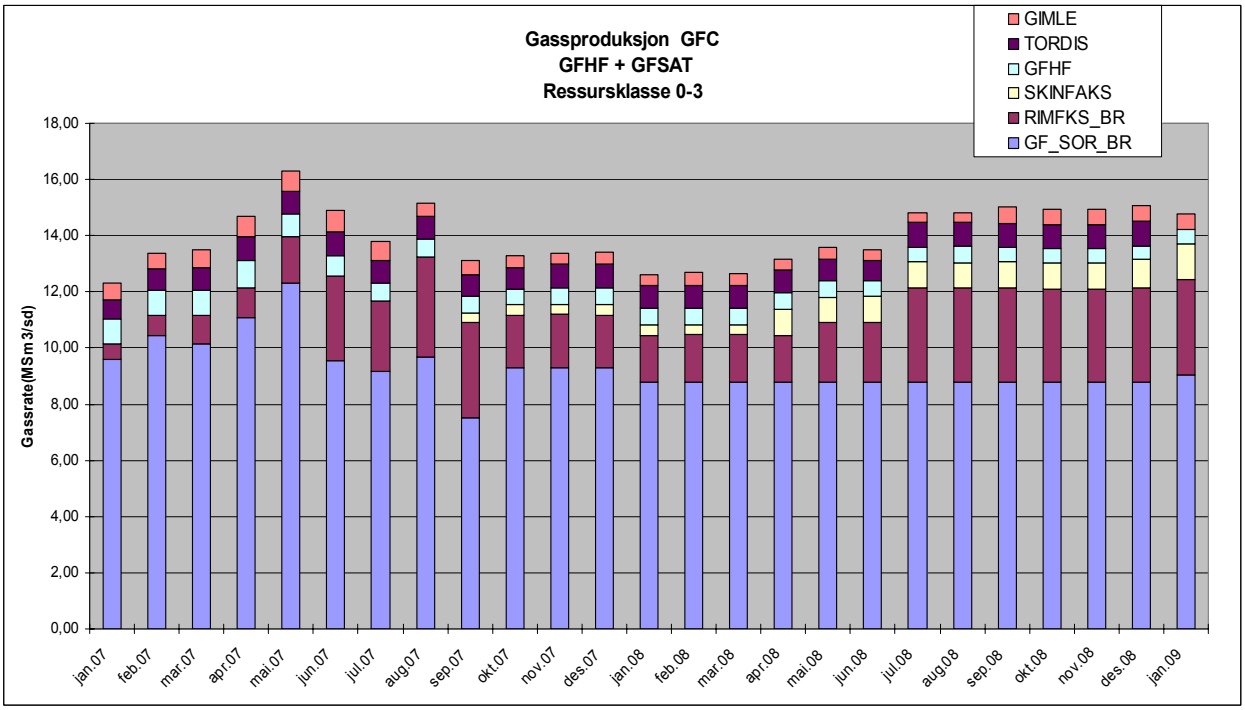


Fig. 10.6.6
Gassproduksjon GFC (M Sm³/sd); per måned for årene 2007 og 2008.
GF HF + GF SAT (per reservoar) + Tordis + Gimle

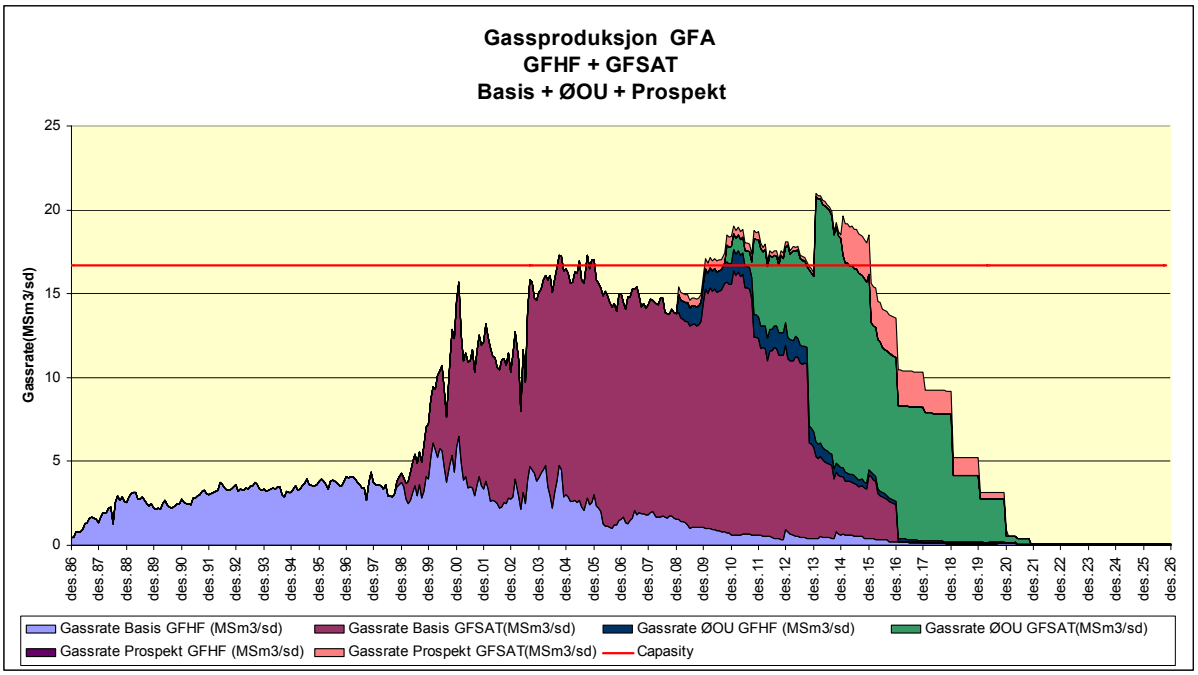


Fig. 10.6.7
Total gassproduksjon GFA (M Sm³/sd), inkludert oppsider, 1986 – 2022

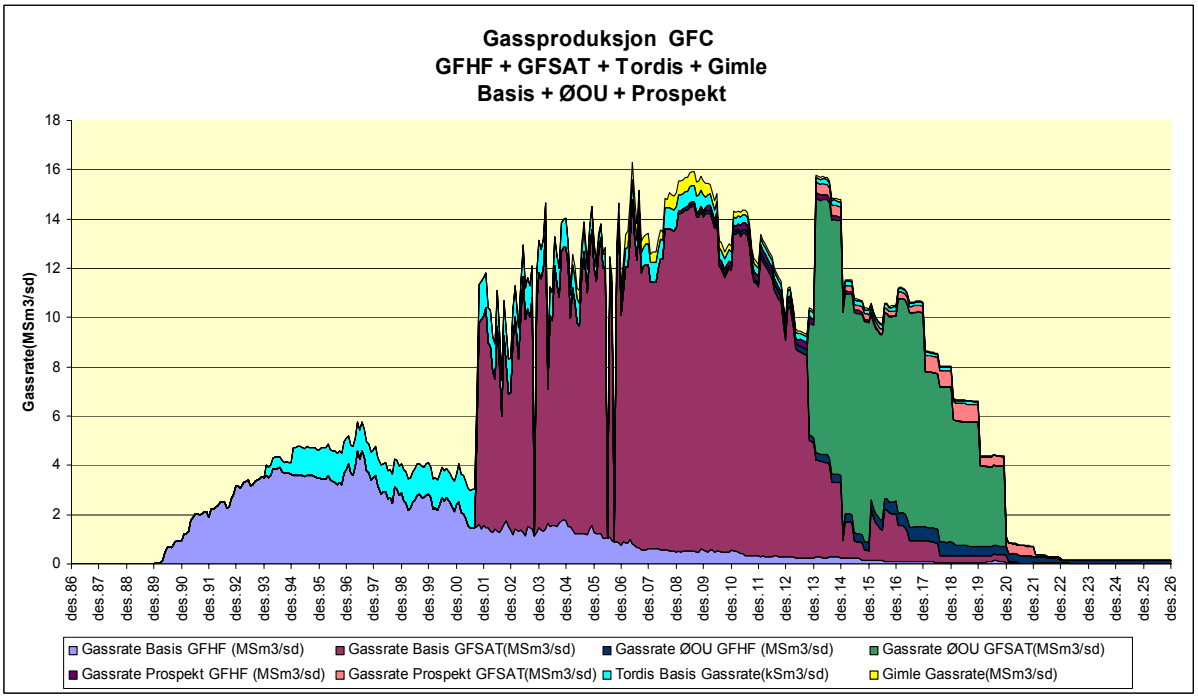


Fig. 10.6.8
Total gassproduksjon GFC (M Sm³/sd), inkludert oppsider, 1989 – 2022

10.7 Tabeller

Tab. 10.7.1: GF HF. Rikgass-produksjon, injeksjon, brensel (inkludert fakling) og basis eksport.

Tab. 10.7.2: GF SAT. Rikgass-produksjon, injeksjon, brensel (inkludert fakling) og basis eksport (GF Sør Brent, og Skinfaks fra høsten 2007). Volumer (G Sm3) per kalenderår og per kontraktsår.

Tab. 10.7.3: GF HF. Basis rikgass-eksport fra GFA og GFC; NGL på Kårstø og tørrgass til kjøper (innspill til GDS per august 2007).Volumer per kalenderår (fra 1.1.2007) og kontraktsår (fra 1.10.2007).

Tab. 10.7.4: GF Sør Brent (inkludert Skinfaks fra høsten 2007). Basis rikgass-eksport med tilhørende kondensat-produksjon på GFA og GFC; NGL på Kårstø og tørrgass til kjøper. Volumer per kalenderår (fra 1.1.2007) og kontraktsår (fra 1.10.2007). Fysisk eksportprofil, altså eksklusive effekten av kompensasjonsavtalen mellom GF og Tordis, og GF og Gimle.

Tab. 10.7.5: GF SAT. Kommersiell eksportprofil, dvs inkludert effekt av avtaler med Tordis og Gimle. Volumer per kalenderår.

Tab. 10.7.6: Omregningsfaktorer fra rikgass på plattform til tørrgass og NGL på Kårstø for Gullfaks Sør Brent og Skinfaks basis eksportvolumer (ressurskl. 0 – 3).

Tab. 10.7.7: Omregningsfaktorer fra rikgass på plattform til tørrgass og NGL på Kårstø for Gullfaks Satellitter seinfase eksportvolumer i ressursklasse 4.

a) Rimfaks Statfjord
b) Rimfaks Brent
c) Gullveig Statfjord
d) Gullfaks Sør Statfjord

Tab. 10.7.8: Omregningsfaktorer fra rikgass på plattform til tørrgass og NGL på Kårstø for Gullfaks Sør Brent LP(lavtrykk) eksportvolumer i ressursklasse 5.

Tab. 10.7.1: GF HF. Rikgass-produksjon, injeksjon, brensel (inkludert fakling) og basis eksport per kalenderår

År	Rikgass-prod.	Injeksjon	Brensel	Eksport
	GSm3	GSm3	GSm3	GSm3
1986	0,00	0,00	0,00	0,00
1987	0,38	0,00	0,23	0,15
1988	0,88	0,02	0,18	0,67
1989	1,52	0,05	0,22	1,24
1990	1,51	0,01	0,32	1,16
1991	2,10	0,21	0,34	1,54
1992	2,67	0,22	0,38	2,06
1993	3,05	0,30	0,36	2,37
1994	3,24	0,46	0,36	2,42
1995	3,17	0,78	0,34	2,05
1996	3,05	0,86	0,33	1,86
1997	3,08	1,03	0,33	1,72
1998	2,61	0,77	0,32	1,55
1999	2,46	1,51	0,30	1,00
2000	2,80	1,69	0,25	1,28
2001	2,07	0,94	0,21	0,82
2002	1,64	0,69	0,14	0,67
2003	1,73	0,65	0,15	0,67
2004	2,12	1,26	0,14	0,64
2005	1,70	0,92	0,11	0,51
2006	1,28	0,61	0,11	0,54
2007	1,27	0,68	0,11	0,38
2008	1,08	0,86	0,09	0,48
2009	0,83	0,86	0,07	0,44
2010	0,69	0,66	0,06	0,33
2011	0,45	0,41	0,04	0,23
2012	0,34	0,40	0,03	0,15
2013	0,31	0,38	0,03	0,15
2014	0,29	0,35	0,02	0,15
2015	0,28	0,34	0,02	0,24
2016	0,17	0,12	0,01	0,24
2017	0,10	0,21	0,01	0,24
2018	0,07	0,00	0,01	0,24
2019	0,06	0,00	0,01	0,15
2020	0,07	0,00	0,01	0,03
SUM	**49,13**	**18,25**	**5,64**	**28,39**

Fra og med 1999 benyttes tidvis noe gass fra GF SAT til injeksjon i GF HF.

Tab. 10.7.2: GF SAT Rikgass-produksjon, injeksjon, brensel (inkludert fakling) og basis eksport (GF Sør Brent, inkludert Skinfaks). Volumer (G Sm³) pr kalenderår og pr kontraktsår.
Eksport før 1.10.2001 er lagring i GF Hovedfelt eller utlån til eller lagring i andre lisenser.
Eksport fra 1.10.2001 er hovedsakelig netto eksport til Kårstø

Volum pr kalenderår					Volum pr kontraktsår				
	Produksjon	Injeksjon	Brenngass	Eksport	Produksjon	Injeksjon	Brenngass	Eksport	
År	GSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3	GSm^3	År
1998	0,036	0,001	0,002	0,000	0,392	0,074	0,014	0,006	**1998**
1999	0,620	0,244	0,013	0,007	1,248	0,652	0,075	0,104	**1999**
2000	1,699	0,955	0,113	0,193	2,582	2,200	0,170	0,165	**2000**
2001	3,160	2,337	0,186	0,731	4,835	2,468	0,221	2,260	**2001**
2002	4,628	2,540	0,222	2,027	4,801	2,383	0,232	2,564	**2002**
2003	5,061	2,271	0,234	2,908	6,262	2,952	0,254	3,178	**2003**
2004	6,955	3,309	0,272	3,498	7,666	3,587	0,282	3,985	**2004**
2005	7,827	3,603	0,278	4,119	7,664	3,258	0,285	4,110	**2005**
2006	7,343	3,145	0,283	3,917	8,069	3,883	0,290	4,008	**2006**
2007	8,180	3,986	0,293	3,630	7,593	3,637	0,256	3,684	**2007**
2008	7,703	3,763	0,256	3,632	8,081	4,352	0,256	3,404	**2008**
2009	8,150	4,372	0,256	3,491	8,676	4,286	0,256	4,176	**2009**
2010	8,684	4,276	0,256	4,098	8,578	3,954	0,256	4,344	**2010**
2011	8,292	3,679	0,256	4,337	7,092	3,032	0,256	3,766	**2011**
2012	6,903	3,006	0,256	3,664	6,322	2,878	0,256	2,849	**2012**
2013	5,475	2,386	0,256	2,815	2,729	0,388	0,256	2,267	**2013**
2014	2,417	0,153	0,256	2,033	1,518	0,161	0,216	1,033	**2014**
2015	1,277	0,141	0,200	0,885	1,412	0,129	0,192	1,062	**2015**
2016	1,461	0,146	0,180	1,074	0,633	0,137	0,168	0,158	**2016**
2017	0,36	0,14	0,160	0,030	0,22	0,13	0,144	0,100	**2017**
2018	0,17	0,11	0,140	0,033	0,09	0,08	0,120	0,003	**2018**
2019	0,09	0,08	0,120	0,249	0,09	0,08	0,072	0,192	**2019**
2020	0,09	0,08	0,055	0,060	0,03	0,02	0,018	0,013	**2020**
Sum	**96,584**	**44,718**	**4,541**	**47,431**	**96,588**	**44,718**	**4,541**	**47,431**	

Tab. 10.7.3: GF HF. Basis rikgass-eksport fra GFA + GFC; NGL på Kårstø og tørrgass til kjøper.
Volumer både per kalenderår (fra 1.1.2007) og per kontraktsår (fra 1.10.2007).

Volum pr kalenderår					Volum pr kontraktsår				
	Rikgass	Tørrgass	NGL	Olje	Rikgass	Tørrgass	NGL	Olje	
År	GSm^3	GSm^3	Mill tonn	MSm^3	GSm^3	GSm^3	Mill tonn	MSm^3	År
2007	0,38	0,33	0,04	0	0,48	0,42	0,05	0	2007
2008	0,48	0,42	0,05	0	0,48	0,42	0,05	0	2008
2009	0,44	0,38	0,05	0	0,33	0,29	0,04	0	2009
2010	0,33	0,29	0,04	0	0,27	0,24	0,03	0	2010
2011	0,23	0,20	0,03	0	0,15	0,13	0,02	0	2011
2012	0,15	0,13	0,02	0	0,15	0,13	0,02	0	2012
2013	0,15	0,13	0,02	0	0,15	0,13	0,02	0	2013
2014	0,15	0,13	0,01	0	0,22	0,19	0,02	0	2014
2015	0,24	0,21	0,02	0	0,24	0,21	0,02	0	2015
2016	0,24	0,21	0,02	0	0,24	0,21	0,02	0	2016
2017	0,24	0,21	0,02	0	0,24	0,21	0,02	0	2017
2018	0,24	0,21	0,02	0	0,17	0,15	0,02	0	2018
2019	0,15	0,13	0,01	0	0,06	0,05	0,01	0	2019
2020	0,03	0,03	0,00	0	0,01	0,01	0,00	0	2020
SUM	**3,45**	**3,03**	**0,34**	**0,00**	**3,19**	**2,81**	**0,32**	**0,00**	

GF HF: På plattform produseres rikgassen assosiert med olje. Oljemengden assosiert med mengden rikgass til eksport er ikke vist eksplisitt i tabellen.
Oljemengden inngår i totale oljereserver vist i kapittel 8.
Omregningsfaktorer fra rikgass til NGL og tørrgass er gitt i Tab.10.7.6

Tab. 10.7.4: GF SAT. Basis rikgass-eksport (GF Sør Brent, inkludert Skinfaks) med tilhørende kondensat(olje)-produksjon på GFA og GFC; NGL på Kårstø og tørrgass til kjøper.
Volumer både per kalenderår (fra 1.1.2007) og per kontraktsår (fra 1.10.2007).
Fysisk eksportprofil, altså eksklusive effekten av kompensasjonsavtalen mellom Gullfaks og Tordis, og mellom Gullfaks og Gimle.

Volum pr kalenderår					Volum pr kontraktsår				
	Rikgass	Tørrgass	NGL	Kondensat(olje)	Rikgass	Tørrgass	NGL	Kondensat(olje)	
År	GSm^3	GSm^3	Mill tonn	MSm^3	GSm^3	GSm^3	Mill tonn	MSm^3	År
2007	3,63	3,19	0,41	0,60	3,68	3,23	0,42	0,55	2007
2008	3,63	3,19	0,41	0,53	3,40	2,99	0,38	0,47	2008
2009	3,49	3,07	0,39	0,45	4,18	3,67	0,47	0,41	2009
2010	4,10	3,61	0,45	0,40	4,34	3,82	0,48	0,36	2010
2011	4,34	3,82	0,48	0,34	3,77	3,32	0,42	0,31	2011
2012	3,66	3,23	0,41	0,30	2,85	2,51	0,32	0,18	2012
2013	2,82	2,48	0,32	0,14	2,27	2,00	0,25	0,13	2013
2014	2,03	1,80	0,16	0,12	1,03	0,92	0,08	0,09	2014
2015	0,89	0,79	0,07	0,08	1,06	0,95	0,08	0,08	2015
2016	1,07	0,95	0,09	0,08	0,16	0,14	0,01	0,08	2016
2017	0,03	0,03	0,00		0,10	0,09	0,01		2017
2018	0,03	0,03	0,00		0,00	0,00	0,00		2018
2019	0,25	0,22	0,02		0,19	0,17	0,02		2019
2020	0,06	0,05	0,01		0,01	0,01	0,00		2020
SUM	**30,03**	**26,47**	**3,22**	**3,04**	**27,05**	**23,83**	**2,94**	**2,65**	

GF SAT: Det produseres kondensatet på plattformen assosiert med gassen som går til eksport. Kondensatet fra gassen blir ikke et eget salgsprodukt, men går ned i lagercellene sammen med oljen. Kondensatmengdene er tatt med i oljereservene i kap.8
Konverteringsfaktorer fra rikgass til NGL og tørrgass er gitt i Tab.10.7.6

Tab. 10.7.5: GF SAT. Kommersiell eksportprofil, dvs inkludert effekt av avtaler med Tordis og Gimle. Volumer per kalenderår

Volum pr kalenderår				
	Rikgass	**Tørrgass**	**NGL**	**Kondensat(olje)**
År	**GSm^3**	**GSm^3**	**Mill tonn**	**MS m^3**
2007	4,04	3,55	0,46	0,60
2008	3,98	3,50	0,45	0,53
2009	3,77	3,32	0,43	0,45
2010	4,31	3,79	0,48	0,40
2011	3,87	3,41	0,43	0,34
2012	3,29	2,90	0,37	0,30
2013	2,44	2,15	0,27	0,14
2014	2,09	1,86	0,16	0,12
2015	0,93	0,83	0,07	0,08
2016	1,11	0,99	0,09	0,08
2017	0,05	0,04	0,00	
2018	0,05	0,04	0,01	
2019	0,04	0,04	0,01	
2020	0,06	0,05	0,01	
SUM	30,03	26,47	3,22	3,04

Tab. 10.7.6: Omregningsfaktorer fra rikgass til tørrgass og NGL for Gullfaks Sør Brent og Skinfaks basis eksportvolumer (ressurskl. 0 – 3).

	Sales gas factor	**NGL factor**
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007	0,878	0,113
2008	0,880	0,112
2009	0,879	0,113
2010	0,881	0,111
2011	0,882	0,111
2012	0,882	0,111
2013	0,881	0,112
2014	0,888	0,078
2015	0,890	0,078
2016	0,888	0,080
2017	0,885	0,080
2018	0,880	0,090
2019	0,878	0,090
2020	0,878	0,090

Tab. 10.7.7: Omregningsfaktorer fra rikgass til tørrgass og NGL for Gullfaks Satellitter seinfase eksportvolumer i ressursklasse 4. (a) Rimfaks Statfjord, (b) Rimfaks Brent, (c) Gullveig Statfjord, (d) Gullfaks Sør Statfjord.

(a)	Sales gas factor	NGL factor
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007		
2008		
2009		
2010		
2011	0,860	0,159
2012	0,855	0,163
2013	0,852	0,167
2014	0,847	0,175
2015	0,844	0,180
2016	0,844	0,180
2017		
2018		
2019		
2020		

(b)	Sales gas factor	NGL factor
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013	0,856	0,192
2014	0,856	0,189
2015	0,857	0,176
2016	0,853	0,174
2017	0,849	0,183
2018	0,846	0,188
2019	0,843	0,193
2020	0,843	0,196

(c)	Sales gas factor	NGL factor
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007		
2008		
2009		
2010	0,840	0,220
2011	0,840	0,220
2012	0,837	0,222
2013	0,836	0,223
2014	0,836	0,223
2015	0,832	0,220
2016	0,822	0,220
2017		
2018		
2019		
2020		

(d)	Sales gas factor	NGL factor
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014	0,869	0,119
2015	0,869	0,119
2016	0,869	0,119
2017	0,869	0,119
2018	0,869	0,119
2019		
2020		

Tab. 10.7.8: Omregningsfaktorer fra rikgass til tørrgass og NGL for Gullfaks Sør Brent LP(lavtrykk) eksportvolumer i ressursklasse 5.

	Sales gas factor	NGL factor
	GSm3_tørrgass/	*Mtonn_NGL/*
	GSm3_rikgass	*GSm3_rikgass*
2007		
2008		
2009		
2010		
2011		
2012		
2013		
2014	0,870	0,100
2015	0,870	0,100
2016	0,870	0,100
2017	0,859	0,127
2018	0,861	0,123
2019	0,859	0,132
2020	0,857	0,140

11.1 Prosesskapasiteter 2

11.2 Gasskapasiteter 4
11.2.1 Produksjonskapasitet 4
11.2.2 Injeksjonskapasitet 4

11.3 Rørledningskapasiteter 5
11.3.1 Driftsregulariteter 5

11.4 Plattforminstallasjoner 5
11.4.1 Gullfaks A 5
11.4.2 Gullfaks B 7
11.4.3 Gullfaks C 7

11.5 Generelt 8
11.5.1 Undervannsystemet 8
11.5.2 Erfaringer 9

11.6 Driftseffektivisering 10

11.7 Vedlikeholdsplaner 11

11.8 Prosessdiagram og feltskisser 12

11.1 Prosesskapasiteter

Nedenfor er gitt tabeller med kapasiteter for hver plattform. Det er angitt eksisterende kapasiteter pr. september 2007.

Det finnes planer om å utvide kapasiteten for gasskompresjon GFA. Tall for dette fremkommer i vedlagte tabeller.

Tabell 11.1.1: Kapasiteter Gullfaks A

	Eks.kap.	Pl.kap.	Amb.kap.	Kommentarer
Total væske på 1.trinn Sm^3/sd	57 000	-	-	
Total væske 2.trinn Sm^3/sd	50 000		-	
Tilleggs væske kapasitet Sm^3/sd	6 320			Bruk av testseparator til regulær produksjonsseparator (Gjelder bare ved testing av GFA brønner).
Oljebehandling på 2./3. trinn Sm^3/sd	50 000	-	-	
Produsert vann m^3/sd	38 000	-		
Gasstørking MSm^3/sd	18,2		-	Designkapasitet ved 64 barg i 1. trinn separator
Gasskompresjon + brenngass MSm^3/sd	16,4-18,2 [1)]	17	18,2	Designkapasitet ved 64 barg i 1. trinn separator
Gassinjeksjon hovedfelt MSm^3/sd	3,2/4,0			Kap. hhv 340/300barg. Kap. v/413 barg
Gassinjeksjon GF SAT MSm^3/sd	12 [2)]		-	
Vanninjeksjon m^3/sd	77 000 [3)]	-	-	v/250 barg Ca 20 000 m^3/sd kan overføres til GFB
Flerfasepumpe kapasitet (gass, olje, vann) m^3/sd	19200 [4)]			1 x 50 % flerfasepumper er installert på GFA. Design differensialtrykk over pumpene er 15-25 bar og GLR<0,5

1) Kapasitet på gassproduksjon har etter GAM3 ligget noe i underkant av designkapasitet grunnet flaskehalser i H2S fjerning og kjølekapasitet
2) Det er installert en 6" linje fra satellittkompressoren til GFA injeksjonsbrønner med en kapasitet på 3 MSm^3/dag. Det er påvist høyere kapasitet enn design, men verifikasjon av øvrige komponenter i GF SAT injeksjonssystemet må utføres før offisiell kapasitet heves.
3) Kapasiteten forutsetter at alle vanninjeksjonspumpene er i drift.
4) En pumpe fjernet.

Tabell 11.1.2: Kapasiteter Gullfaks B

Gullfaks B	Eks.kap.	Pl.kap.	Amb.kap.	Kommentarer
Total væske på 1.trinn Sm^3/sd	60 000	-	-	
Tilleggsvæskekapasitet Sm^3/sd	7 500			Bruk av tesseparator til regulær produksjonsseparator
Produsert vann m^3/sd	50 000	-		
Gasstørking MSm^3/sd	1,3	-	-	v/45 barg i separator
Vanninjeksjon m^3/sd	30 000		-	v/250 barg, ca 20 000 Sm^3/sd kan i tillegg overføres fra GFA
Flerfasepumpe væskekapasitet m^3/sd	19 200			Design differensialtrykk over pumpene er 15-25 bar og GLR<0,5

Tabell 11.1.3: Kapasiteter Gullfaks C

Gullfaks C	Eks.kap.	Pl.kap.	Amb.kap	Kommentarer
Total væske på 1.trinn Sm^3/sd	56 000		-	
Tordis væskekapasitet Sm^3/sd	18 000[1)]		-	
Total væske 2.trinn Sm^3/sd	56 000		-	
Tilleggs væskekapasitet Sm^3/sd	20 000	-		Bruk av begge testseparatorene til regulær produksjonsseparator
Oljebehandling på 2/3 trinn	56 000	-	-	
Produsert vann m^3/sd	61 000	-	-	Herav Tordis 9000 m^3/sd
Gasstørking MSm^3/sd	17			
Gasskompresjonskapasitet og brenselgass MSm^3/sd	17			
Gassinjeksjon MSm^3/sd	2,7/3,2	-	-	Kapasitet ved hhv 300/270 barg.
Vanninjeksjon m^3/sd	78 000	-	-	V/250 barg, inkl. 18 000 m^3/sd til Tordis

1) I henhold til Tordis-avtale pr. 14.06.2000

11.2 Gasskapasiteter

11.2.1 Produksjonskapasitet

På GFA skal designkapasitet for gasstørking og eksportkompressor etter GAM3 i 2003 være ca 16,4 MSm³/d. Pr juli 2007 synes kapasiteten å være ca 16,0 M Sm³/d, ikke medregnet brenngassen. Det er planlagt tiltak for å øke kapasiteten til ca. 17,0 MSm³/d.

Tiltak for å øke kapasiteten på GFA:

1. Tiltetting av kompakte gasskjølere begrenser maks gasskapasitet. Kompaktkjølerne ble vasket i april 2007. Resultatet ble bra før kjøler A, mens kjøler B skal vaskes på nytt i begynnelsen av september 2007. Da vil også kjølevæskekjølerne bli rengjort.
2. GF HF oljebrønner med høyt H_2S-innhold må strupes for å oppnå renhetskravet til eksportgassen. Det ble i mai/juni 2007 installert ny innløpsseparator for GF SAT-gassen fra I-rammen for å redusere gassmengden som kommer i kontakt med væsken fra de H2S-rike oljebrønnene på GF HF. Det er for tidlig å fastslå effekten av den nye separatoren siden man fortsatt befinner seg i en innkjøringsfase.
3. På B-toget er 4. trinns kompressor degradert. Det oppstår uakseptable vibrasjoner ved 97 % belastning. Under revisjonstansen i juni 2008 kan det være aktuelt å utbedre dette. Kanskje kan det bli utbedret noe tidligere ifm en mulig ekstra stans som tas for å bytte turbinsystemet.

Tiltak for å øke kapasiteten på GFC:

1. Etter oppstart av N-4 ble det observert at GF SAT innløpsseparator VA-07 ikke hadde forventet kapasitet, verken for væske eller for gass. Basert på testing og feilsøking konkluderte en med at det mest sannsynlig er noe galt med innmaten i separatoren. Ny innmat er bestilt for levering medio oktober 2007. Optimalt tidspunkt for å åpne separatoren er under vurdering. Det er snakk om ca 12 - 14 døgn nedetid for GF SAT.
2. Ombygging av regenereringspakke M-14 betyr at ett kompressortog på GFC er nede om gangen. Arbeidet gjøres derfor i perioden 10.-30.september 2007 når det likevel er lav gasseksport fra GFC pga vedlikeholdsarbeid på Kårstø.

11.2.2 Injeksjonskapasitet

Injeksjonskompressor
All gassinjeksjon i GF SAT foregår på GFA via en dedikert injeksjonskompressor plassert i modulen M-35. Kompressoren er designet til ca 12 MSm³/dag ved et operasjonstrykk på ca 400 bar. Dersom vi reduserer operasjonstrykket, kan vi øke raten. GF HF kan benytte to injeksjonskompressorer (plassert i modul M-24) med samlet maksimal kapasitet på ca 3,2 M m³/d (ca 4 M Sm³/d med kopling mot M-35) ved leveringstrykk ca 340 bar.

Sommeren 2007 har kapasiteten for M-35 vært 13,0 - 13,5 M Sm3/d, mens den for M-24 har vært 2,0 – 2,5 M Sm3/d (altså totalt ca 15,5 M Sm3/d). Vi har sett at dersom prosessanlegget ikke gir god nok kjøling av kompressorens inntaksgass, går uttaksvolumet straks ned.

11.3 Rørledningskapasiteter

Tabell 11.3.1: Rørledningskapasitet

		Kapasitet	
		Design	**Testet**
16" oljerør fra GFB til GFA, Sm^3/sd		40 000	nei
12" oljerør fra GFB til GFC, [1]			
kun olje	Sm^3/sd	9 750	22 000
kun gass	MSm^3/sd	1,04	nei
tofase (olje med tilhørende gass)	Sm^3/sd	7000	7000
20" vannrør fra GFA til GFB, m^3/sd		20000[5]	nei
10" gassrør fra GFC til GFA, MSm^3/sd [2]		4,5	ja
8" gassrør fra GFB til GFA, MSm^3/sd		1,50	1,80
14" gassrør fra GFA til SFC, MSm^3/sd [3]		8,5 - 11	nei
2x24" gassrørledninger fra GFA/GFC til Statpipe (år 2001) [4]		26,0[2]	nei

1. 12" rørledning fra GFB til GFC kan benyttes til olje, gass eller tofase.
2. I denne ledningen kan det kjøres gass fra GFC til injeksjon på GFA. Trykktap i rørledningen er testet til 20 bar v/ 4,5 mill Sm^3/dag.
3. Gasseksportrør til SFC er i dag preservert. Innen 48 timer skal det være mulig å starte opp driften av denne ledningen igjen.
4. Kapasiteten i de to 24" gasseksportrørledningene fra henholdsvis GFA og GFC er 25,0 mill Sm^3/sd når Gullfaks er alene på Statpipe-ledningen.
5. Pga tilstand i rørledning er kapasitet redusert fra 41400 til 20000 m^3/sd

11.3.1 Driftsregulariteter

Det er ventet at driftsregulariteten vil reduseres ved økt produksjonsbelastning. Utstyrskomponenter som i opprinnelig design var installert som reserveenhet taes flere steder i bruk ved økt produksjon.

11.4 Plattforminstallasjoner

Følgende avsnitt beskriver hovedprosessanleggene på Gullfaks A, B og C.

11.4.1 Gullfaks A

Utstyret på plattformen separerer naturgass og vann fra oljen. Plattformen har 2 x 50 % oljeseparasjonstog og 2 x 50 % gasskompresjonstog etter at GFSAT1 ble satt i drift. År 2007 ble en egen innløpsseparator installert. Den er plassert oppstrøms førstetrinnsseparatorer og satellittramme I produserer til denne

Hvert tog består av tre separasjonstrinn og vannutskiller. Gass blir separert ut i hvert trinn. Vann, salt og andre urenheter blir fjernet fra oljen i første trinn og i vannutskiller (p.t. er ikke vannutskillere i drift).

Olje fra Gullfaks B blir ført inn oppstrøms 2. trinns separator.

Trykket på oljen blir senket for hvert trinn den går igjennom. I dag opereres 1. trinn med et trykk på 64 barg for å kunne håndtere all gassen. I 3. trinn separator er trykket redusert til under 1,9 barg. Oljen blir så avkjølt før den blir lagret på plattformen.

GFA har en flerfasepumpe for å øke produksjonen fra lavtrykksbrønner. Det var opprinnelig to flerfasepumper, men den ene pumpen er demontert og flyttet til GFB der behovet var større.

Ferdigprosessert olje fra Vigdisfeltet og Visundfeltet blir pumpet fra Snorreplattformen og Visundplattformen til lagercellene på Gullfaks A hvor den blandes og lagres sammen med egenprodusert olje fra Gullfaksfeltet. Ved lasting til tankbåt blir olje pumpet fra lagercellene via en målestasjon og videre til en av de to lastebøyene SPM-1 eller SPM-2.

Den assosierte gassen fra hvert separasjonstrinn strømmer til et firetrinns rekompresjonsanlegg. Før hvert rekompresjonstrinn blir gassen kjølt og delvis kondensert. Kondensatet blir tilbakeført til produksjonsseparatorene.

Plattformen har to gassrekompressortog, hver med 50 % kapasitet. Begge tog er i drift samtidig ved full produksjon.

Før gassen går inn på eksportgasskompressorene, går den gjennom glykolkontaktorene. Her blir gassen tørket til riktig duggpunkt for gasseksport.

Normalt vil GFB gass primært bli benyttet som brenngass på GFA, samt at overskuddsgass blir sendt til GFC. Dette vil sikre at vi sender tørr gass i GFB-GFC rørledningen for å forhindre korrosjon i denne rørledningen. I tillegg vil en tripp av GFA produksjonen, medføre at vi kan legge oljeproduksjonen fra GFB over til GFC uten tripp av GFB produksjonen. Den gassfylte rørledningen vil være en god buffer.

Etter fjerdetrinnkompressor, dvs. gasseksportkompressoren, går gassen med et trykk på noe i underkant av 180 barg gjennom en målestasjon og leveres inn på gasseksportnettet. Gassen sendes både fra Gullfaks A og Gullfaks C direkte til Statpipe via to 24" rørledninger. «Gammel» transportvei via Statfjord C og *Statfjord Intrafield Pipeline System (SIPS)* og videre til Statpipe, vil fortsatt bli opprettholdt ut fra forretningsmessige hensyn. Rørsystemene er vedlikeholdt/preservert. Innen 48 timer skal det være mulig å starte opp driften av ledningen igjen.

Gass som skal injiseres blir tatt ut før målestasjonen. Gass injiseres både i hovedfelt og satellitt felt. Det er to injeksjonsmaskiner til hovedfeltet og en injeksjonsmaskin til satellittfeltet. Det er installert en 6”linje fra satellittkompressoren til GFA injeksjonsbrønner.

«Gammel» 10" eksport gass rørledning fra GFC, kan sende gass fra GFC til GFA for injeksjon på GFA. Dette vil bli gjort når det er mangel på injeksjonsgass på GFA eller når GFC er forhindret i å eksportere samtidig som GFA har ledig injeksjonskapasitet. I mars 2004 ble kapasiteten testet til 4,5 MSm^3/d for denne overføringen med et trykkfall fra kilde GFC til mottak på GFA på 20 bar.

Gasskompresjonskapasitet ble i Gullfaks A modifikasjonsprosjekt fase 3 (GAM3) oppgradert slik at minimum 3.2 - 4 MSm^3/sd rik gass fra GF SAT skulle kunne eksporteres via GFA etter 1.10.2003.

11.4.2 Gullfaks B

På Gullfaks B plattformen går olje og gass gjennom en ettrinns separasjon. Plattformen har to like produksjonsseparatorer i tillegg til en testseparator. All gassen fra separasjonen blir kjølt, delvis kondensert og tørket i glykolkontaktor før den blir transportert til Gullfaks A eller C.

Gass og vann blir skilt ut fra oljen, ved et trykk som opprinnelig var ca. 78 bara i 1. trinns produksjonsseparator. Gassen fra GFB ble da levert nedstrøms tørketårnet på GFA, hvor trykket er noe i overkant av 60 barg. Fra 01.01.2001 ble trykket i Gullfaks B separatorene redusert til 42 barg, fordi Gullfaks B gassen nå primært blir benyttet som brenngass på Gullfaks A. Resterende gass fra Gullfaks B blir ledet til 3. trinns rekompressor eller til 2. trinn separator på GFC.

En flerfasepumpe for å øke produksjon fra lavtrykksbrønner er installert på Gullfaks B.

Oljen fra produksjonsseparatorene blir målt gjennom separate turbin-metre og videresendt til Gullfaks A (primært) og Gullfaks C. Ved normal drift på Gullfaks A planlegges i størst mulig grad overføring av olje fra Gullfaks B til Gullfaks A. Gassen fra GFB vil hovedsakelig gå til brenngass på GFA, og overskytende gass sendes til GFC. Ved kjøring av gass i rørledningen mellom GFB og GFC er behovet for korrosjonshemmer i rørledningen redusert. Ved eventuell nedstengning på GFA rutes oljen fra GFB automatisk inn i rørledningen mot GFC. For øvrig kan gass og olje fra GFB rutes mot GFA eller GFC avhengig av situasjon, slik at feltproduksjonen blir mest mulig optimal.. I perioder der GFA prosessen er nedstengt vil olje og gass fra GFB overføres til GFC. Separatortrykket på GFB må da økes til ca. 50 barg, som medfører noe redusert produksjon. I perioder der GFC prosessen er nede vil olje og gass overføres fra GFB til GFA.

11.4.3 Gullfaks C

Hovedprosessen på Gullfaks C er lik hovedprosessen på Gullfaks A med følgende hovedforskjeller.

- En dedikert innløpsseparator for satellittgassen på GFC.
- Gullfaks C har ikke installert råoljevarmer oppstrøms 2. trinns separator.
- Gullfaks C har to testseparatorer hvorav den ene (kan) benyttes til testing og produksjon fra brønner med lavt trykk.

- Lavtrykksmanifold for oppknytting av brønner direkte til 2 trinns separator.
- Tordisanlegg med to innløpsseparatorer som separerer Tordis brønnstrøm. Oljen rutes til Gullfaks C hovedprosessen oppstrøms 2. trinns separator, mens gassen rutes nedstrøms 3. trinns kompressor for tørking sammen med GFC's 1. trinns gass.
- GFA her en egen innkommende gassledning fra GFB.
- I opprinnelig 12" oljerørledning fra GFB til GFC er det i dag lagt opp til å kjøre enten olje, tørket gass eller tørket gass og olje.

Etter 1.10.2003 (Gullfaks C modifikasjonsprosjekt) har GFC i tillegg til olje fra hovedfeltet og Tordis, prosessert og eksportert gass og kondensat fra GF Sør Brent.

Se forøvrig vedlagte flytdiagrammer for prosessene, i vedlegg 11A, kap. 11.8, figurene 11.8.1, 11.8.2 og 11.8.3.

11.5 Generelt

Gullfaks Satellitter er utbygget med en undervannsløsning basert på brønnrammer som kobles opp mot de eksisterende Gullfaks A og Gullfaks C plattformene. De to Gullfaks plattformene benyttes til prosessering, lagring og videresending av væske og gass som blir produsert fra Gullfaks Satellitter.

Fase 1 og deler av fase 2 - produksjon er koblet opp mot Gullfaks A. Fase 2 gassproduksjon for eksport er koblet opp mot Gullfaks C med bidrag fra Gullfaks A ved behov. Fase 2 gassen blir sendt gjennom Statpipe rørledningen til Kårstø, der den blir behandlet og sendt videre til mottakssentral på kontinentet. Gassleveransene startet offisielt 1. oktober 2001.

For å håndtere produksjonsvolumene fra Gullfaks Satellitter Fase 1 har det vært nødvendig med en omfattende ombygging av GFA-plattformen. For Fase 2 prosjektet er GFC modifisert. Oppgradering av prosesseringskapasitetene på Gullfaks A og Gullfaks C har vært nødvendig for å håndtere de ekstra volumene som mottas fra Gullfaks Satellitter. Videre har Gullfaks A gjort større oppgraderinger/ombygginger av eksisterende anlegg (GAM3) for å øke gasskapasiteten.

11.5.1 Undervannsystemet

Undervannsproduksjonssystemet på GF SAT omfatter brønnrammer, kontrollsystem, kjemikalielinjer, kabler og rørledninger fram til terminering for stigerør (J-rør) på plattformene. Feltskisser er gitt i vedlegg 10B, kap. 11.8, figurene 11.8.4 og 11.8.5.

Brønnrammene er såkalte HOST-system (Hinge Over Subsea Template) med normalt fire brønnslisser, med unntak av Gullveig-rammen (K), som har to slisser samt J-rammen som har mulighet for 5 slisser. Styring og overvåking av brønnene blir utført fra kontrollrommene på Gullfaks A og Gullfaks C.

Totalt 8 havbunnsrammer (D, E, F, G, H, I, J, K) er koblet opp mot GFA og 3 (L, M, N) mot GFC. Produksjonssystemet mot GFC ble tillrettelagt for tilkobling av en senere tredje ramme (N), og denne ble installert og satt i drift for produksjon fra Skinfaks/Rimfaks IOR fra januar 2007. I tillegg til produksjon av olje og gass blir det injisert gass for trykkstøtte fra brønnrammene J og E.

Alle brønnene på Gullfaks Satellittene overvåkes og kontrolleres fra plattformene ved hjelp av et elektro-hydraulisk kontrollsystem hvor kontrollkabler supplerer de ulike brønnrammene med hydraulikk, elektrisk kraft og signaloverføring. I tillegg til hydraulisk linjer inneholder kontrollkablene linjer for injeksjon av ulike typer kjemikalier samt avblødningslinje for ringrom. I senter av kontrollkablene ligger det et 2" servicerør for injisering av metanol til hver enkelt brønn og trykk-kontroll ved ventiltesting.

Brønnstrømmen fra GF SAT transporteres i rørledninger til de ulike plattformene. Til Gullveig og Rimfaks er det installert enkle rørledninger, mens brønnstrømmen fra Gullfaks Sør til GFA transporteres i en såkalt rørbunt som inneholder rørledninger, kjemikalielinjer, hydraulikklinjer og elektriske kabler. Fase 2 har installert en tilsvarende rørbunt for produksjon og kontroll av brønner på M- og N-rammene.

11.5.2 Erfaringer

Følgende arbeid er gjennomført på undervannsanlegget på GF SAT i perioden september 2005-september 2007:

Tabell 11.5.1: Gullfaks Sør

Brønn/Template	Aktivitet
Brønn F-3H	Omlegging av brønnstrøm fra linje A til linje B (ROV-opererte ventiler)
Tauehode C4	Ventiloperasjoner og inspeksjon vha ROV på Tauehode C4 (forberedelse til SRI-tilknytning)
Brønn G-1H og F-2H	ELS-penetrator operasjon på brønn G-1H og F-2H (pga DHPT-svikt)
F-template	Ventiloperasjon vha. ROV på F-manifold
Brønn G-1H	ELS-penetrator operasjon på brønn G-1H (pga DHPT-svikt)
E-template	Inspeksjon av gassbobler på E-template v/slot S2 (observert ifm årlig inspeksjon)
Brønn F-3H	Omlegging av brønnstrøm fra linje A til linje B (ROV-opererte ventiler)
Brønn L-1H	Montering av choke ventilindikator på brønn L-1H GF SAT II
Tauehode C4	Skifte av 3 metanolventiler på tauhode C4 (utført av dykkere)
Tauehode N1	Kutte bjelke i beskyttelsesstruktur på tauhode N1 (utført vha dykkere)
	Flushing av metanollinjer GF SAT II etter skifte av metanolventiler på tauehode C4
Brønn M-3H og L-template	ELS-penetrator operasjon på brønn M-3H og operasjon av ventil anr. 49 på L-manifold
Brønn E-1H	ROV operasjoner ifm ferdigstilling av E-1H
Brønn E-1H	Isolasjonsmålinger i bundle fra GFA og visuell verifikasjon av ventiler på brønn E-1 H
Tauehode C4	Åpning av metanolventiler på GF SAT2 tauehode C4 (forberedelse til oppstart av SRI)
Brønn M-3H	ELS-penetrator operasjon på brønn M-3H
Tauehode C1	Inspeksjon og forberedelser til rep. av varmevæskesystem GF SAT2

Tabell 11.5.2: Rimfaks

Brønn/Template	Aktivitet
J-template	Lekkasjetest av manifoldventil nr 61 på J-ramme (forberedelse til SRI-tilknytning)
J-template	Nedlegging av sandsekker på beskyttelsestruktur (NPS) ved J-ramme
Brønn I-4H	Utskifting av SCM, Brønn I-4H pga klogging av hydr.linjer til BSV
J-template	Kontroll av liten boblelekkasje på Clamp Assembly på innløpet til J-manifold
J-template	Kontroll av liten boblelekkasje på Clamp Assembly på innløpet til J-manifold
Brønn J-3H	Kalibrering/monitorering av choke på brønn J-3H
I-template	Omkobling av elektriske linjer ved Rimfaks I-ramme
I/H-template	Isolasjonsmålinger av umbilical, quad 3 til I/H-ramme og inspeksjon.
J-template	Kontroll av liten boblelekkasje på Clamp Assembly på innløpet til J-manifold
H-template	Isolasjonsmåling, Rimfaks H-ramme
I-template	Isolasjonsmåling på GF SAT, Rimfaks I-ramme
Brønn J-5H	Kontroll av lekkasjerate fra PWV J-5H

Tabell 11.5.3: Skinfaks/Rimfaks

Brønn/Template	Aktivitet
TIM	Flushing av dødlegger i SRI Tie-in Manifold
Brønn N-5H	Verifikasjon og operasjon av ventiler ifm ferdigstillelse av brønn N-5H
Brønn N-5H	Utskifting av Logic Cap på brønn N-5H pga feilkobling av DIACS-linjer i TH ifm komplettering av brønnen
Brønn N-5H	Bytte av ISEM-kanne og evt montering av ny funne/ramme for ISEM
N-template	Ventiloperasjon på N-manifold ifm oppstart av brønn N-5H.
Brønn N-5H	Skifte av ISEM-kanne, 2. forsøk
Brønn N-5H	Søk etter hydraulikklekkasje N-5H (Lekkasje i DIACS-ventiler)
Brønn N-4H	Verifikasjon og operasjon av ventiler ifm ferdigstillelse av brønn N-4H
Brønn N-3H	Skifte av ISEM-kanne på N-3H
Brønn N-2H	Verifikasjon og operasjon av ventiler ifm ferdigstillelse av brønn N-2H

11.6 Driftseffektivisering

Integrerte operasjoner / e-drift:
POG ble etablert i 2003 og gikk inn en ny form i mars 2007 med videokonferanse hav/land.

En prosess med å etablere DPO er i gang. DPO skal etableres og implementeres i løpet av høsten 2007.

Det er et etablert eget vedlikeholdsforum som også opererer i samhandlingsrom i Verdibygget.

Investeringer i e-drift:
Det er bygget en egen samhandlingsfløy der POG er tildelt eget rom. Bygget ble innviet i juni 2007 og er i full drift. Dette bygget har bidratt til å forbedre samhandlingen hav/land vesentlig.

11.7 Vedlikeholdsplaner

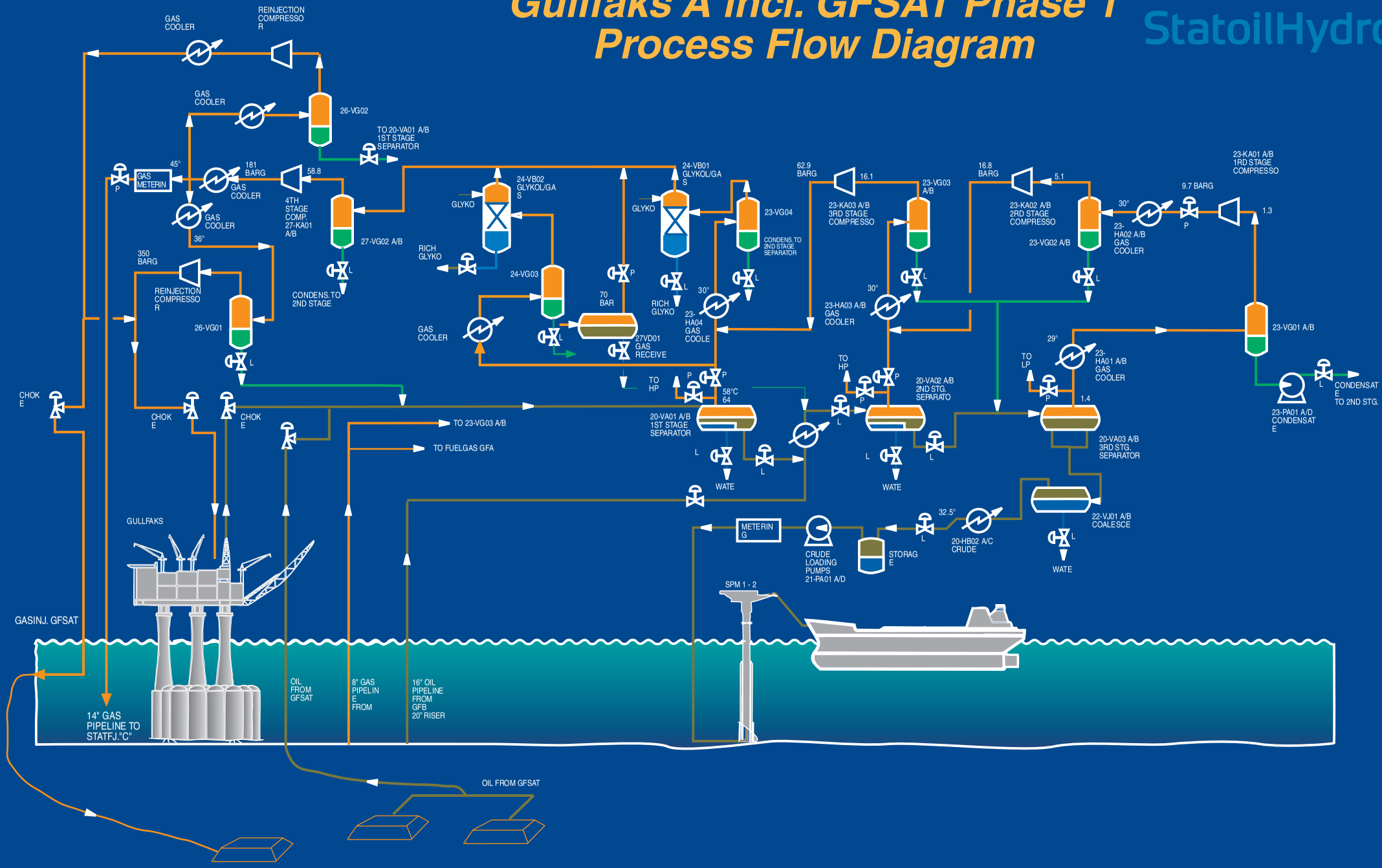
I år 2008 planlegges det revisjonsstans på GFA og GFB.

I år 2009 planlegges det revisjonsstans på GFC.

11.8 Prosessdiagram og feltskisser

Gullfaks A incl. GFSAT Phase 1
Process Flow Diagram

StatoilHydro

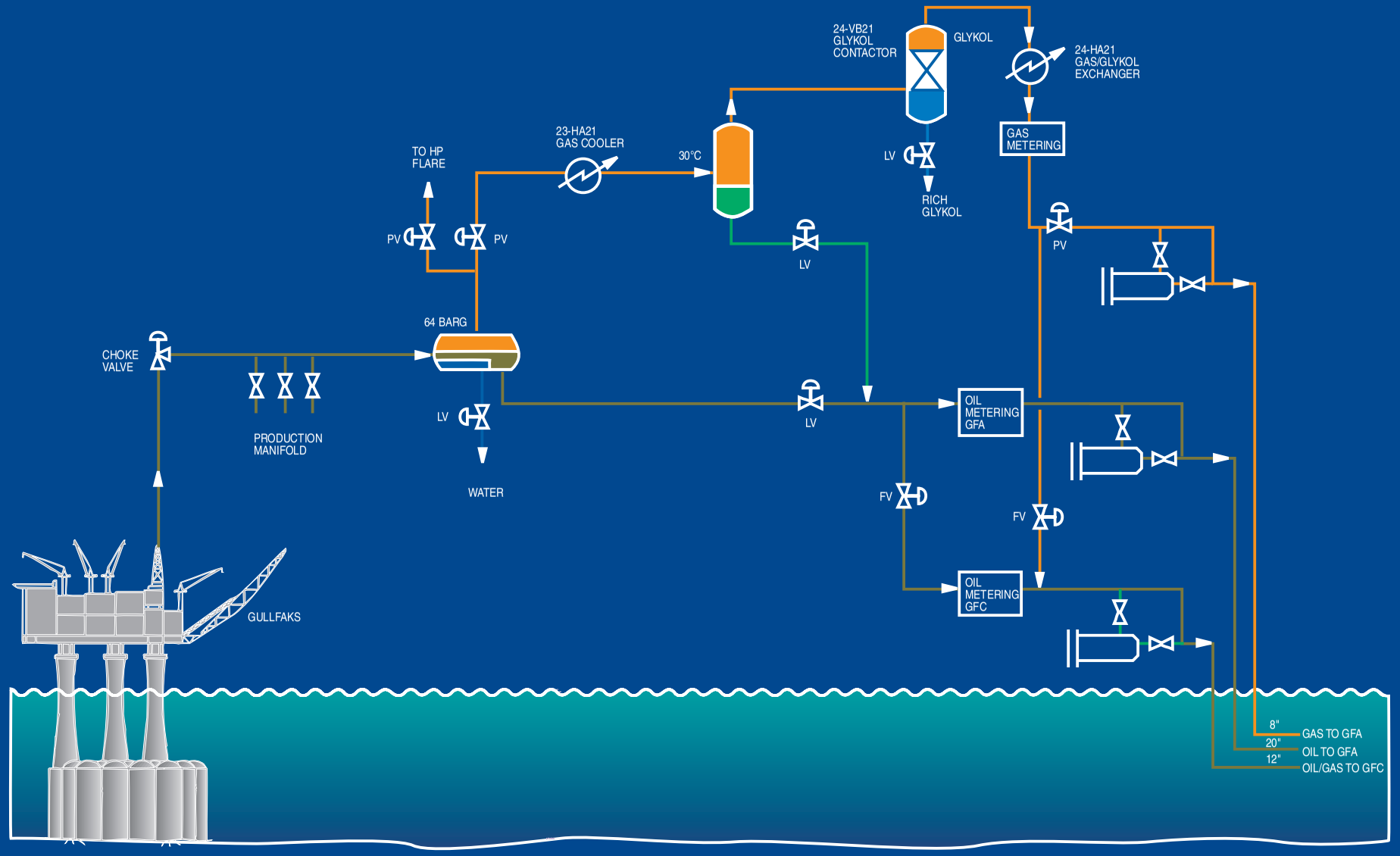


Figur 11.8.1: Prosessdiagram

b991024/220905/MBJ

Gullfaks B
Process Flow Diagram

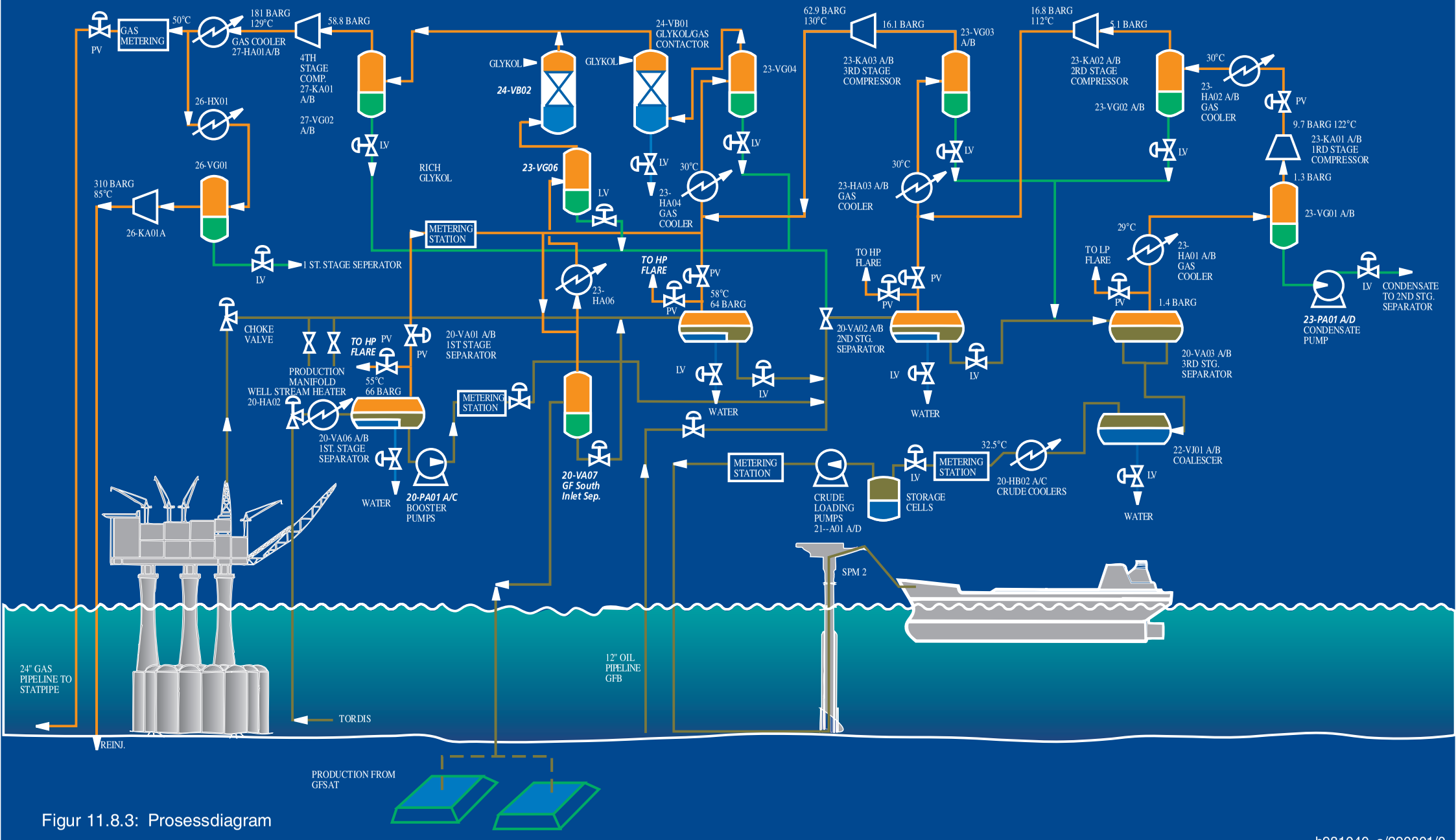
StatoilHydro



Figur 11.8.2: Prosessdiagram

Gullfaks C incl. GFSAT Phase 2
Process Flow Diagram

StatoilHydro



Figur 11.8.3: Prosessdiagram

b981040_a/290801/0

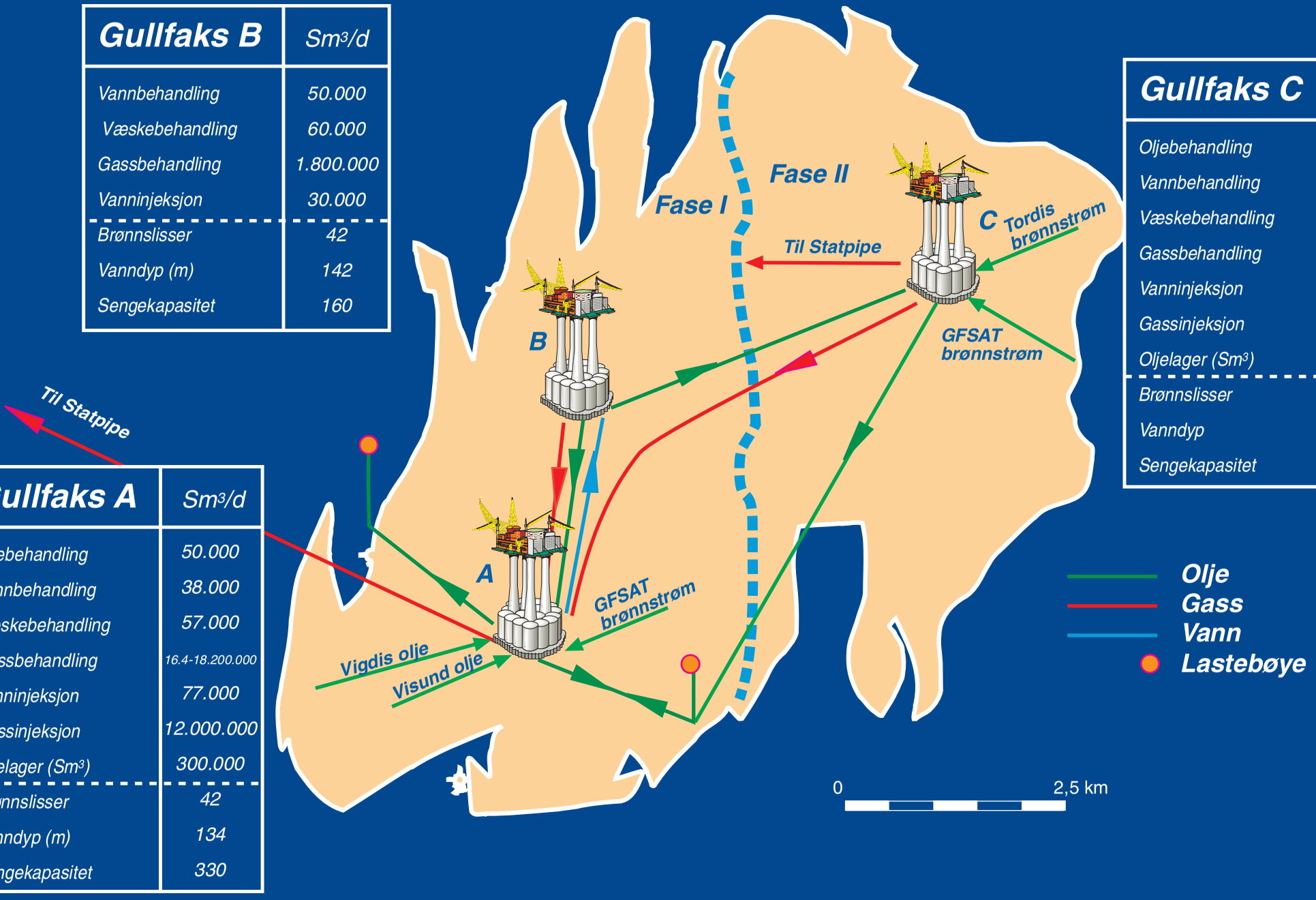
Feltinstallasjoner og rørledninger

StatoilHydro

Gullfaks B	Sm³/d
Vannbehandling	50.000
Væskebehandling	60.000
Gassbehandling	1.800.000
Vanninjeksjon	30.000
Brønnslisser	42
Vanndyp (m)	142
Sengekapasitet	160

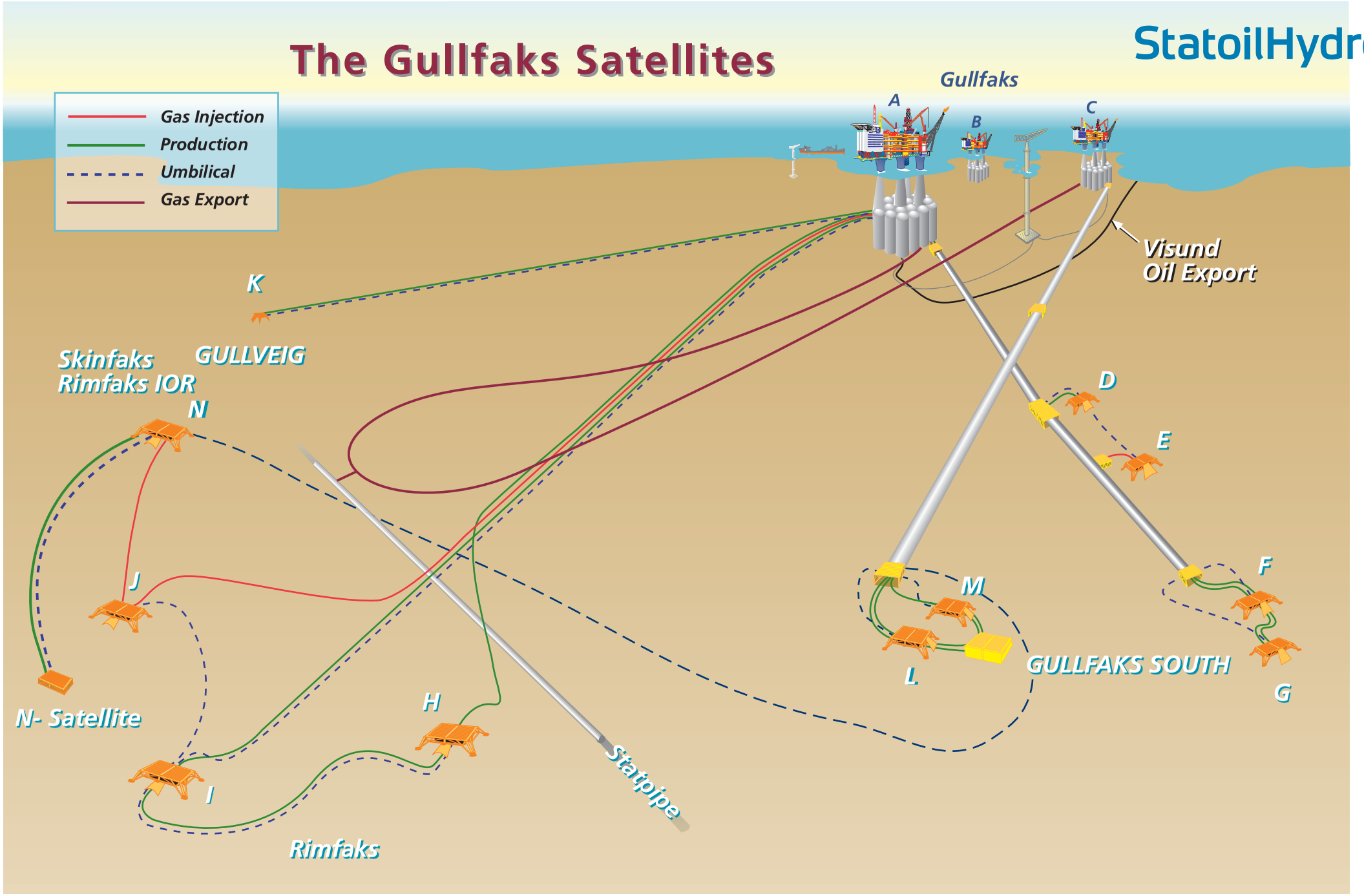
Gullfaks C	Sm³/d
Oljebehandling	56.000
Vannbehandling	61.000
Væskebehandling	56.000
Gassbehandling	16.100.000
Vanninjeksjon	78.000
Gassinjeksjon	3.200.000
Oljelager (Sm³)	300.000
Brønnslisser	52
Vanndyp	217
Sengekapasitet	330

Gullfaks A	Sm³/d
Oljebehandling	50.000
Vannbehandling	38.000
Væskebehandling	57.000
Gassbehandling	16.4-18.200.000
Vanninjeksjon	77.000
Gassinjeksjon	12.000.000
Oljelager (Sm³)	300.000
Brønnslisser	42
Vanndyp (m)	134
Sengekapasitet	330



Figur 11.8.4: Feltinstallasjoner og rørledninger

b981125 _a-norsk 220905



Figur 11.8.5: Prosessdiagram Gullfaks C

HK-GT 980496 (b022470)

12 Forretningsplaner 2

12.1 Innfasing og avslutning av forekomster 2

12.2 Utdrag av Gullfaks langtidsplan 2007 2
12.2.1 Oppsummering 2
12.2.2 Helse, miljø og sikkerhet 4
12.2.3 Boring, komplettering og intervensjoner 6
12.2.4 Drift, vedlikehold og modifikasjoner 9
12.2.5 Forretningsutvikling 13

12 Forretningsplaner

Dette kapittelet har tre deler.
Den første delen (12.1) tar for seg innfasing og avslutning av forekomster.

Den andre delen (12.2) er et utdrag av Gullfaks sin langtidsplan for 2007.
Det som er tatt med:
Oppsummering, Helse, Miljø og sikkerhet, Boring komplettering og intervensjoner, Drift Vedlikehold og modifikasjon, Forretningsutvikling.

Forretningsutvikling inneholder informasjon om tredjepartsavtaler og informasjon om Gullfaks mot 2030 prosjektet. Informasjon om Gullfaks mot 2030 som er kommet til etter at langtidsplanen ble skrevet, er også tatt med. Langtidsplanen hadde også et avsnitt om produksjon og ressursutvikling. I RSP 07 er dette emnet behandlet i kapitlene 8 og 9.

12.1 Innfasing og avslutning av forekomster

Innfasing av nye forekomster: Skinfaks vil bli satt i produksjon i 2007. I følge boreplanen av 31.08.07 (rev2), skal Gulltopp og Alun fases inn i 2008. Epidot skal etter planen fases inn i 2014.

Avslutning av produksjon fra forekomster: Det finnes ingen planer om å avslutte produksjonen fra noen forekomster på Gullfaks i løpet av de nærmeste årene.

12.2 Utdrag av Gullfaks langtidsplan 2007

12.2.1 Oppsummering

«Vi skal tømme Gullfaks helt»; den overordnede ambisjonen til Gullfaks-lisensene er å drive sikkert og effektivt med sikte på å oppnå maksimal verdiskapning innenfor rammene av en god ressursforvaltning.

Det er identifisert et reservepotensiale på nærmere 600 MSm^3 oe, fordelt med 400 MSm^3 olje på hovedfeltet, 62 MSm^3 olje på satellittene, og 135 GSm^3 gass for feltet totalt.

Gullfaks mot 2030-prosjektet ble opprettet i 2006 og omfatter studier på oppgradering av boreanlegg, optimalisering av inntektsgrunnlaget, gjennomgang av teknisk tilstand på installasjonene og tiltak for å redusere driftskostnadene.

God borefremdrift er en nøkkel til å lykkes med de høye IOR-ambisjonene Gullfaks har satt seg. Nye og/eller oppgraderte boreanlegg som vurderes i Gullfaks mot 2030-prosjektet vil bli en viktig bidragsyter. I tillegg er det identifisert en rekke tiltak som skal bidra til raskere og

mer kostnadseffektiv boring på kortere og mellomlang sikt, og som er nærmere beskrevet i kapittel 12.2.2. Tidsriktig leting er også identifisert som et viktig bidrag til å oppnå volumambisjonene.

Uten å lykkes med reduksjon i driftskostnadene klarer vi heller ikke å sikre den levetiden som gjør at vi oppnår en høy utvinningsgrad. Det arbeides kontinuerlig med å forenkle og effektivisere driften gjennom bl.a. forbedringsprosjekter som Tampen 2010 hvor Integrerte Operasjoner ventes å gi store bidrag. Gullfaks mot 2030-prosjektet arbeider med en rekke tiltak som er ventet å gi vesentlige kostnadsreduksjoner.

De viktigste strategiske mål, prestasjonsindikatorer (KPI'er), mål og ambisjoner er beskrevet i Gullfaks langtidsplan 2007 og oppsummert i tabell 12.2.1.

Tabell 12.2.1: Oppsummering av strategiske mål, mål og ambisjoner

Strategiske mål	**KPI**	**Enhet**	**Mål 2008**	**Mål 2009**	**Mål 2010**	**Ambisjoner 2015**	**Ambisjoner 2020**
Ingen ulykker eller skader på mennesker	Personskadefrekvens [1]		9,7	8,7	7,9	4,6	2,7
Kostnads-effektiv drift og høy produksjon	Produksjonsenhets. Kostnad [2] (PEK)	NOK/m^3oe	181	187	202	317	1156
Høy Utvinngsgrad	Økning i EUR [3]	MSm^3 oe	30	56	80	110	135
Høy produksjon	Produksjonsvolum	1000 Sm^3 oe/d	33	30	28	20	15
Bedret regularitet	PUF [4]	%	95	95	95	95	95
Kostnads-effektiv drift	Basis drift & vedlikehold	MNOK-07	1491	1450	1400	1300	1100

Definisjon av superskriptene i Tabell 12.2.1

1. Utgangspunkt personskadefrekvens 2006 på 12 (PartnerMIS) og 10 % reduksjon pr. år ifht foregående års mål
2. Tall for 2002 eg. Ikke ambisjon, men et generert tall. Ambisjon må settes etter hvert bl.a. på grunnlag av 2030 prosjektet.
3. Sammenlignet med EUR (Estimated Ultimate Recovery) pr. 1.1 2007 (462 Msm^3 o.e.)
4. Produksjonsutnyttingsfaktor ekskl. Revisjonsstans og ministans.

12.2.2 Helse, miljø og sikkerhet

HMS-ambisjonen for Gullfaks er null skade på mennesker og miljø.

Det overordnede HMS-fokus i Gullfaks er å skape og vedlikeholde en HMS-kultur i organisasjonen og en teknisk standard på våre anlegg som bidrar til å nå Gullfaks' mål om null skade.

Risikostyring skal være det bærende prinsipp for hvordan innsatsen innen helse, miljø og sikkerhet skal rettes.

De strategiske målene innen helse, miljø og sikkerhet kan utledes på følgende måte:

- Ingen ulykker eller skader på mennesker
- Sikre et godt arbeidsmiljø
- Ingen skadelige utslipp til sjø, og reduserte utslipp til luft innenfor kostnadseffektive rammer.

Posisjon
Gullfaks har hatt en positiv utvikling innen alvorlige hendelser, fallende gjenstander og gasslekkasjer. Imidlertid har det vært hendelser med fallende gjenstander som ikke har medført personskade, men potensialet i hendelsene har til dels vært høyt. Personskader er fortsatt en utfordring selv om alvorlighetsgraden på de fleste skadene er lav.

Oversikten over utfordringer knyttet til både fysisk og psykososialt arbeidsmiljøet er god. Resultater av kartlegging av fysisk helserisiko har medført en rekke tiltak knyttet til støy og kjemisk arbeidsmiljø. Kartlegging av psykososialt arbeidsmiljø viser høy grad av trivsel.

Gullfaks møter utslippskrav i dag mht. olje i produsert vann, men er sårbar ved driftsforstyrrelser fordi mengde produsert vann er høyt. Mht. utslipp til luft møter Gullfaks dagens krav.

Utfordringer
Gullfaks er et modent felt med anlegg som har vært drevet i ca 20 år og som ble bygget etter andre krav og standarder enn det som gjelder i dag. Dette gir utfordringer både innen arbeidsmiljø og teknisk sikkerhet. Politiske signaler tilsier at vi kan forvente strengere krav knyttet til utslipp til ytre miljø i årene som kommer.

Gjennomsnittsalderen på de ansatte er høy, noe som gir helseutfordringer. I tillegg må det arbeides med erstatningsrekruttering for å opprettholde kompetansenivået.

Suksessfaktorer
En gjennomgripende sterk HMS-kultur, satsning på ny teknologi, og gjennomføring av planlagte modifikasjoner vil være nøkkelfaktorer for å kunne oppnå en akseptabel

HMS-standard både for mennesker og miljø, i det Gullfaks er et modent felt med en ambisjon om forlenget levetid. Grundig planlegging av jobber gjennom arbeidstillatelsessystemet (AT), samt bruk av Sikker JobbAnalyse (SJA) og Åpen SikkerhetsSamtale (ÅSS) er avgjørende for å avdekke og håndtere risiko.

Bruk av energiledelse og implementering av ny teknologi vil være viktig for å redusere utslipp til ytre miljø. Bruk av lagerceller som setlingstanker vurderes i forbindelse med Gullfaks mot 2030-prosjektet.

Strategiske mål og tiltak vil være samordnet med Tampen sin strategi og vil være gjenstand for årlige revisjoner basert på det risikobildet som til enhver tid fremstår. Herunder ligger mål om 10% reduksjon i personskadefrekvens i forhold til foregående års resultat. Målene er oppsummert i tabell 12.2.2.

Noen av de viktigste måleindikatorene (KPI-er) som vil bli brukt for å følge opp HMS-resultatene er:

- Alvorlig hendelsesfrekvens
- Personskadefrekvens
- Arbeidsbetinget sykdom
- Olje i produsert vann
- Olje-/gasslekkasje.

Trender for HMS-resultater blir publisert i PartnerMIS hver måned.

Tabell 12.2.2: Strategiske mål og tiltak HMS

Strategisk mål	Tiltak	Milepæl
Ingen ulykker eller skader på mennesker	• Videreføre kollegaprogrammet • Videreføre initiativet "Stopp fallende gjenstander" • Fortsette prosjekt Teknisk Tilstand Sikkerhet • Følge opp tiltakene etter Snorre-hendelsen • Gjennomføre tiltak knyttet til GassLekkasjeReduksjon	Under evaluering Kontinuerlig Kontinuerlig 2Q2008 4Q2007
Sikre et godt arbeidsmiljø	• Fortsette Inkluderende Arbeidsliv (IA) • Gjennomføre plan for risikovurdering av Kjemisk helsefare • Økt fokus og innsats på registrering og forebygging av arbeidsbetinget sykdom (ABS) • GPS-resultater (Global People Survey – Statoils arbeidsmiljøundersøkelse) og arbeidsmiljøkartlegging vil bli brukt til å etablere tiltak for å fremme et godt arbeidsmiljø.	Kontinuerlig 4Q2008 Kontinuerlig Årlig/hvert fjerde år
Ingen skadelige utslipp til sjø, og reduserte utslipp til luft innenfor kostnadseffektive rammer	• Installere NOx målesystem og implementere løsninger innenfor kostnadseffektive rammer • Gjennomføre energiledelse, herunder optimalisert drift av turbiner og optimalisert vanninjeksjon.	1Q2008 Kontinuerlig

12.2.3 Boring, komplettering og intervensjoner

En viktig suksessfaktor for at Gullfaks skal oppnå sine langsiktige mål og utvinningsambisjoner fram mot 2020 er at vi lykkes med de planlagte bore- og brønnoperasjonene. Ambisjonene er oppsummert i tabell 12.2.3.

Tabell: 12.2.3: Målbare ambisjoner

Strategiske mål	KPI	Enhet	Måltall	Måltall	Måltall	Ambisjon	
			2008	2009	2010	2015	2020
Sikre og effektive bore- og brønnoperasjoner	Operasjons-faktor, Boring og komplettering GF/GF SAT[1]	%	90	90	90	> 90	> 90
Sikre og effektive bore- og brønnoperasjoner	Brønn-leveranse	Brønner/ år	I henhold til risket riggplan				
Riggutnyttelse plattform	Riggutnytnelse (dager i året der riggen er i drift på en brønn)	%	I henhold til risket riggplan/riggutnynnelse				
			80[2]	80	80	90	90
Kostnadseffektive operasjoner	Utviklingskostn ad nye boremål[3]	NOK/Sm[3] Olje	350	350	350	400	400

[1] Operasjonsfaktor flyterigger følges opp av Tampen Undervannsoperasjoner (TUVO)

[2] Basert på 2 boremannskap, inkl. planlagte modifikasjoner og vedlikeholdsstanser. (2 boremannskap vil gi høyere riggutnyttelse enn 3. Gir fleksibilitet, kan utføre modifikasjoner på en rigg og bore- og brønnoperasjoner på de to andre). Antall boremannskap vurderes fortløpende

[3] Ikke beslutningskriterium for enkeltbrønner. Overvåkes som en indikasjon på effektiviteten av boreoperasjoner.

Posisjon

Gullfaks har hatt lav borefremdrift de senere år og har ikke levert brønner som forventet. Det er flere årsaker til dette, som

- Problemer med overflate riggutstyr – mye nedetid på grunn av gammelt utstyr
- Varierende kvalitet i leveranse fra leverandører – bl.a. mye feil på nedihulls boreutstyr
- Smalt operasjonsvindu – må bore gjennom flere trykkregimer i samme seksjon – høyt trykk i Shetland (GF HF)
- Utfordrende skiferseksjoner (Gullfaks Sør Nedre Statfjord)
- Gjenbruk av slisser – tidkrevende P&A
- Tidkrevende opprigging av nytt utstyr (MPD-utstyr (Manage Pressure Drilling)

Utfordringer

- God riggregularitet. Dette krever gode planer for vedlikehold og reservedelslager for boreanleggene på plattformene, samt videreføring av pågående forbedringsprosjekt innenfor utstyrskvalitet og arbeidsprosesser.
- Nok ressurser og kontinuitet på personell. Stort fokus på å utvikle og opprettholde nødvendig kompetanse innen undergrunnsdisiplinene. Nye samarbeidsløsninger (IO) og arbeidsprosesser skal sikre systematisk og detaljert planlegging og oppfølging av alle boreoperasjoner.
- Få i gang innestengte brønner på Gullfaks, økt tilgang for brønnoperasjoner (kabeloperasjoner) ved boreaktiviteter i samme skaft.
- Frambringe økonomiske boremål for kontrahert rigg. For gjennomføring av brønnintervensjoner blir utfordringen å finne rimelige, effektive og tilgjengelige intervensjonsfartøy samt å kunne gjennomføre kveilerørsoperasjoner (Coil Tubing (CT)) fra båt.
- Vurdere om nye slisser/bunnrammer kan tilkobles allerede eksisterende utstyr, og vurdere av flergrensbrønner (MLT).
- Borbarhet i Gullfaks Sør Statfjordformasjonen.

Muligheter

- Integrerte operasjoner skal bidra til økt samhandling på tvers av organisasjon og geografi og leverandører, med mer effektiv støtte til sokkelen fra fagekspertise på land. Aktiviteter som kan gjøres på land skal flyttes fra hav til land.
- Gullfaks har fram til nå vært ledende på TTRD (Through Tubing Rotary Drilling) operasjoner og MPD operasjoner i Statoil, og vil fortsette å videreutvikle disse teknologiene. Gjennomføring av flere kampanjer, som f. eks TTRD, MPD, like brønner, like brønnløsninger etc. vil erfaringsmessig bidra til å gi økt effektivitet.
- Gullfaks mot 2030-prosjektet vurderer ulike grader av oppgradering av boreanleggene på alle plattformene. For en nærmere beskrivelse vises det til DG1-notatet for Gullfaks mot 2030.

De strategiske mål og tiltak er oppsummert i tabell 12.2.4.

Tabell 12.2.4: Strategiske mål og tiltak

Strategisk mål	Tiltak	Milepæl
Planlegge og gjennomføre sikre og effektive bore- og brønnoperasjoner med høy operasjonsfaktor	Arbeidsprosesser: • Ta i bruk revidert WD1328 og WD1314(planlegging og gjennomføring av henholdsvis bore- og brønnoperasjoner) • Opprettholde kompetanse og kontinuitet hos undergrunnspersonell gjennom systematisk opplæring. • Leverandørsamarbeid: Videreføre forbedringsarbeid tilsvarende det som er igangsatt mot Seadrill & Schlumberger. • Vurdere antall boremannskap Oppgradere boreanlegg på GF HF ihht regelverk & HMS krav for å kunne fortsette B&B operasjoner ut feltets levetid (ref. kap.7.2)	2007 Kontinuerlig Kontinuerlig Kontinuerlig 2008-2010
Teknologi implementering De viktigste satsningsområdene innenfor teknologi for å nå Gullfaks langtidsmål	GF HF • Videreutvikle MPD på GFC. Se på muligheter for implementering på GFA/GFB • Gjøre ekspanderende teknologi til et standard verktøy • Øke antall grenbrønner – både standard og through tubing. Videreutvikle eksisterende ”enkle” MLT systemer. • Utvide verktøykassen for kabeltraktor • Fortsette å re-komplettere alle viktige vanninjektorer med duoline teknologi. • Utvikle og ta i bruk teknologi for boring med styrbar liner.	Ny kontrakt 2007. Nytt utstyr på GFC i 2008 Pilot på GF i 2008, monobore-konsept Kontinuerlig gjennomgang i modningsprosess 2007-2010 Kontinuerlig ved behov 2008-2009
	GF SAT • Utstyr: - Forbedre regularitet på nedihulls trykkmålere. - Vurdere antall smarte brønner: - Utvikle pålitelige DIACS-ventiler. - MLT-brønner - Utvikle sonekontroll for TTRD brønner.- Ta i bruk ekspanderende foringsrør (95/8” og 7”) og skjermer.	2008-13
Kvalifisere lange brønner fra Gullfaks	• Ferdigstille og få Gulltopp i drift. Evaluere Gulltopp som et ledd i å kvalifisere lange brønner (lengde 6500m – 9000m). Erfaringsrapport PL050 vil foreligge Q2 2008. • Vurdere telemetri (”wired”) borerør etter erfaring fra Visund pilot. Fremlegge anbefaling for PL050 • Gullfaks 2030 prosjektet	Forslag til evt. nye lange brønner Q2/Q3 2008 2008 BoG 2009

Strategisk mål	Tiltak	Milepæl
Besluttende landorganisasjon – utførende sokkelorganisasjon	Integrerte operasjoner i Gullfaks • Nytt operasjonssenter tas i bruk • Flytting av personell fra hav til land vil bli implementert basert på erfaringer fra Visund pilot. Utrede mulighet for 24 timers støtte fra operasjonssenter. • Øke kompetanse på Statoils valgte programmer for IO, lage opplæringsplan for alle.	Kontinuerlig prosess. Start Q2/Q3 2007

12.2.4 Drift, vedlikehold og modifikasjoner

Gullfaksorganisasjonen har som ambisjon å drive feltet med høy regularitet, kostnadseffektivt og sikkert. Status for anlegget som helhet er at det har tilstrekkelige kapasiteter for å prosessere olje, vann og gass

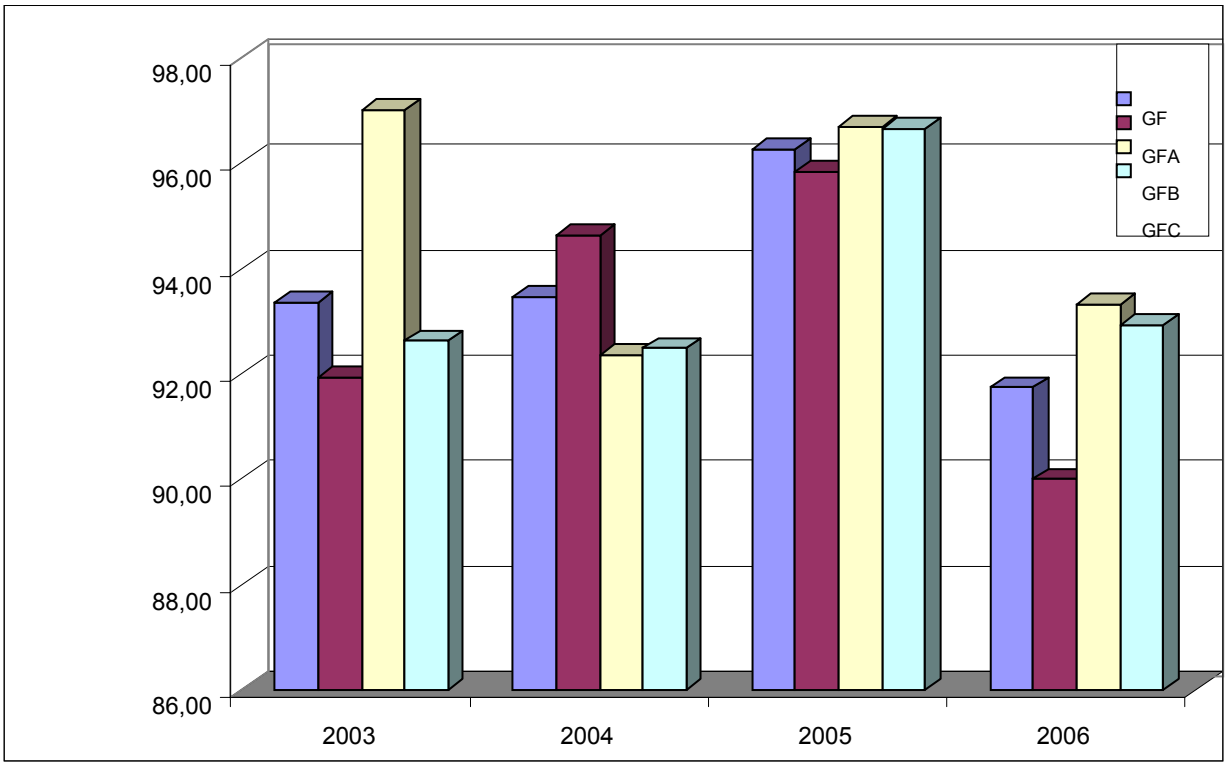
Regularitet
Ambisjonen for Gullfaks mht. regularitet er en PUF på 95%

Posisjon:

- 2006 oppnådde Gullfaks en PUF på 91,7 % (se Figur 12.2.1: **PUF de siste fire år**), mens målet var 94,9% (eksklusiv revisjonsstans og ministans).
- Den viktigste årsaken til at PUF-målet ikke ble nådd, er ikkeplanlagte utvidelser av revisjonsstans for vedlikehold.
- Utstyrsfeil og korrektivt vedlikehold (KV) for brønnutstyr er nest viktigste årsak, herunder problemer med brønnsikringsventiler (BSV) og scale.
- Nedgang i PUF fra 2005 til 2006 skyldes også til dels endret praksis mht. inkludering av tap knyttet til langtidsstengning av brønner pga. BSV-problemer.

Utfordringer:

- Høy alder på anlegg og utstyr
- Økt vannkutt i brønnstømmen



Figur 12.2.1: PUF de siste fire år

Muligheter:

- De viktigste tiltak for å motvirke redusert PUF er listet i tabell 12.2.5.

Større modifikasjoner og oppgraderinger

Posisjon:

De samme utfordringer som er knyttet til regularitet gjelder også for vedlikehold og modifikasjoner. Kontinuerlig robustgjøring pågår, og en del ekstraordinært vedlikehold er nødvendig for å ta igjen etterslep som er påløpt fordi restlevetiden var antatt å være begrenset. Det foretas jevnlige gjennomganger av Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) samt robustgjøring og evaluering av anlegg.

Eksempler på tiltak som følge av dette, alle begrunnet med HMS:

- Kran 1 og 2 på GFA og kran 1 på GFC vil bli skiftet i 2007, og flere kraner vurderes for utskiftning.
- SAS (Safety and Automation System)
- Ny sementenhet
- Ny innløpsseparator GFA
- Oppgradert boligkvarter GFB.

Tiltak under vurdering for perioden 2008-2010
HMS-begrunnet:

- Lav NOX-turbiner som skal bidra til å møte utslippsgrenser som SFT har varslet

Begrunnet med økt produksjon:

- Lavtrykksproduksjon (LP) på GFA; forstudie i 2007, mulig investering på 200 MNOK i 2008-09
- Vanninjeksjon på GFB; studie utføres i 2007, mulig investering på 3-400 MNOK.

I regi av ***Gullfaks mot 2030*** studeres en rekke modifikasjoner som tar sikte på å redusere kostnadene slik at det blir mulig å drive med små inntektsgivende volumer i en halefase, ref. prosjektbeskrivelse i vedlegg C.

De viktigste tiltakene som gjelder driftssiden er:

1. Bruk av ny teknologi;
   - Omfattende bruk av kompaktteknologi skal gjøre det mulig å preservere, evt. fjerne ved behov, separatorer i prosessanleggene, i første omgang på 3. trinn.
   - Skal gi redusert oppfølgings- og vedlikeholdsbehov
   - Kvalifisering av teknologien – pilot på GFC 2008: sandhåndtering
2. Renseanlegget for produsert vann
   - Bruk av lagerceller som setlingstank
3. Laste og lossesystemet (SPM)
   - Erstatte dagens system med et enklere og mindre vedlikeholdskrevende (ULS)
4. Håndtering av økende H2S konsentrasjon i gasstoget – ny Amin-basert prosess.

Kostnadseffektiv drift og forbedringsarbeid
Det pågår et kontinuerlig forbedringsarbeid med sikte på å redusere driftskostnader. Tampen 2010 bygger på erfaringene fra Gullfaks 2007-prosessen, og har som mål å oppnå en effektiviseringsgevinst for Tampen på 1000 MNOK-05 og for Gullfaks på 300 MNOK-05 sammenlignet med 2005-nivået. I den sammenhengen vil Kontinuerlig Forbedringsprosessen (KF) i Gullfaks bli gjenoppfrisket med fokus på KF i hverdagen.

Integrerte operasjoner er et viktig ledd i forbedringsarbeidet og det arbeides på flere fronter og i flere stadier:

Frem mot 2010
Infrastruktur

- Samhandlingsrom videreføres, evt. som operasjonsstøtte med dagbemannet støtte
- Videreutvikle Information Management System (IMS)
- Overføring av data fra sokkel til land
- Etablere 3D-modeller vha. scanning for bedre planlegging av modifikasjoner på sokkelen
- Mulig utvidelse av simulator for Tordis havbunnsseparator til å dekke Gullfaks-feltet

Verdiskaping
- Videreføre ProduksjonsOptimaliseringsGruppe (POG)
- Etablere Detaljert ProduksjonsOppfølging (DPO)

Kostnadseffektivisering
- Overføre oppgaver fra sokkel til land
- Felles støtteapparat for roterende utstyr for Bergensområdet

Etter 2010
- Trådløs instrumentering vil legge til rette for bedre overvåking av tilstand på anlegg og dermed for tilstandsbasert vedlikehold. Avhengig av modifikasjoner knyttet til GF2030
- Mulig videreutvikling av støttesentre mht. åpningstider.

Kostnadsutvikling
Gullfaks mot 2030-prosjektet vil ha betydning for levetid og hvordan driftskostnadene vil utvikle seg på lang sikt. Nedenfor er antydet hvordan vi ser for oss utviklingen i basis drifts- og vedlikeholdskostnader under forutsetning av at Gullfaks mot 2030-prosjektet gjennomføres.

De viktigste bidragsyterne til reduserte basis drifts- og vedlikeholdskostnader antas å være
- redusert behov for vedlikehold av separatorer og tilhørende hjelpesystem som følge av innføring av kompaktteknologi
- mindre vedlikehold på vannrensingsanleggene
- robustgjøring – bedre material/kvalitet

I tillegg kan ny teknologi for turbiner gi reduserte miljøavgifter.

Tabell 12.2.5: Strategiske mål og tiltak Drift, vedlikehold og modifikasjoner

Strategisk mål	Tiltak	Milepæl
Fremme høy regularitet	Robustgjøring	Kontinuerlig/BoG GF mot 2030 2009 2007/8
	Bedre planlegging av stanser	2007/8
	Færre stopp grunnet feil på BSV'er	
Kostnadseffektiv drift	Tampen 2010	2010
	Gullfaks mot 2030; forenkling av prosessanlegg mv.	1Q2009 BoG
	IO:	
	Tilrettelegge fysisk og organisatorisk for samhandling hav/land og land/land	2007/8
	Tilstandsovervåkning med sikte på bedre planlegging og optimalt vedlikehold på sokkelen	2007-10
Sikker drift	Modifikasjoner begrunnet med HMS;	
	Sementenhet	2007/2008
	Kranutskiftninger	2007

12.2.5 Forretningsutvikling

Forretningsutvikling på Gullfaks skal støtte opp om ambisjonene som er etablert innen produksjon og ressursutvikling og leiting, og gjennom en grundig og systematisk prosess maksimere verdipotensialet i feltet og støtte opp om verdiskapingsambisjoner for hele Tampen.

Til forretningsutvikling i forbindelse med Gullfakslisensene hører

- Større oppgraderingsprosjekter – Gullfaks mot 2030
- Tredjepartsavtaler:
  - avklare tredjepartsbehov
  - inngå nye avtaler
  - administrere de eksisterende, herunder å forhandle fram/utarbeide evt. tilleggsavtaler (amendments)
- Samarbeid med andre lisenser
- Områdesamarbeid
- Gassavsetning.

Gullfaks mot 2030-prosjektet
Det største og viktigste forretningsutviklingsprosjektet er Gullfaks mot 2030-prosjektet. Dette prosjektet omfatter studier på oppgradering av boreanlegg, optimalisering av inntektsgrunnlaget, gjennomgang av teknisk tilstand på undervannsanlegg og på de faste installasjonene og tiltak for å redusere driftskostnadene hvor omfattende bruk av kompaktteknologi anses å ha det største potensialet. Beslutning om optimalt nedblåsningstidspunkt for gasskappene i satellittområdet (GF SAT senfase) er også en viktig

del av Gullfaks mot 2030-prosjektet. For en mer utførlig prosjektbeskrivelse vises det til DG1-notatet for Gullfaks mot 2030, samt milepælsplanen som er lagt til vedlegg C.

Gullfaks mot 2030-prosjektet vil beskrive et veivalg for Gullfakslisensene – dersom prosjektet besluttes i en eller annen form vil Gullfaks-feltet ha lønnsom drift utover lisensperioden. Hvis det ikke besluttes antas levetiden å være innenfor 2016.

Oppdatert informasjon om Gullfaks mot 2030: Etter at langtidsplanen ble skrevet, så har prosjektet Gullfaks mot 2030 passert BOK, det skjedde i juni 2007. Passeringen var i stor grad knytta til oppgradering av boreanlegg på plattformene. Økonomien i slike oppgraderinger var positiv for Gullfaks A, marginal for Gullfaks C og negativ for Gullfaks B. Fram til BOK passering er det brukt decline analyse for å estimere inntektsprofiler. I BOV fasen vil det bli studert scenarier som ikke er godt beskrevet ved decline analyse, og som krever detaljerte studier av Gullfaks sine reservoarer. Dette er studier som

- *Utfasing av Gullfaks B*
- *Innfasing av reserver til Gullfaks A og Gullfaks C ved utfasing av Gullfaks B*
- *Endra injeksjonsstrategi for Gullfaks (endring i injeksjonsrater og/eller injeksjonsmønster)*
- *Prosjektet har som mål å passere BOV i mars 2008.*

Tredjepartsavtaler
Status:
Gullfaks-lisensene har i dag tredjepartsavtaler med Vigdis og Visund (tilknytning, lagring og lasting av olje på Gullfaks A), Tordis (tilknytning, prosessering, lagring og lasting på Gullfaks C) og Gimle (boring, tilknytning, prosessering, lagring og lasting fra Gullfaks C).

Gullfaks har store IOR-ambisjoner kombinert med installasjoner som har få ledige brønnslisser, små vekt- og arealreserver, og fullt utnyttet gass- og vannbehandlingskapasitet. Det er derfor utfordrende å gi et riktig bilde av hvilken kapasitet vi har til å tilby tredjeparter tjenester på Gullfaks-installasjonene. Gjennom Gullfaks mot 2030-prosjektet vil dessuten teknisk og økonomisk levetid samt kostnadene ved å forlenge denne bli kartlagt, og inngåelse av eventuelle nye tredjepartsavtaler blir koordinert med prosjektet, inkludert de muligheter og utfordringer disse gir.

Snorre har opsjon på å si opp dagens avtale for Snorre A med Statfjord om sluttprosessering og eksport av olje fra Statfjord A-plattformen (SFA) med virkning fra 2011. Gjennom Snorre Future-prosjektet vurderes ulike muligheter for hvordan oljen håndteres etter 2011, og Snorre Unit har derfor henvendt seg til Gullfaks og bedt om en vurdering av flere mulige tjenester :

- Eksport av stabil olje via eksisterende Vigdisrør og/eller nytt rør, samt lagring/lasting på Gullfaks A (GFA)
- Eksport ustabil olje via nytt rør, samt prosessering/lagring/lasting på Gullfaks A (GFA).

Muligheter og utfordringer knyttet til levering av nevnte tjenester blir nærmere vurdert i løpet av 2007.

Planlagt beslutningsløp for Snorre Future er DG2 i 2008 og DG3 tidlig i 2009.

Tordis
Tordisavtalen er PL050 sin viktigste 3. parts prosessavtale. Hovedavtalen er supplert med 6 tilleggsavtaler som dekker ulike tilleggsbehov og endrede leveringsbetingelser som følge av utvikling av nye områder og IOR-tiltak på Tordisfeltet. IOR-tiltak omfatter lavtrykksproduksjon og undervannsseparasjon, og det legges til rette for å arbeide med de operasjonelle utfordringer dette gir.

Valemon er et område som ligger i grenseområdet mellom PL050 og PL193-lisensene (se Figur 12.3.1), og består av noen påviste volumer og en del prospekter med varierende potensial. En mulig løsning for utvikling av Valemon-ressursene er via Kvitebjørn som ligger geografisk nær og har lignende reservoaregenskaper mht. trykk og temperatur. En alternativ løsning er innfasing til en Gullfaks-installasjon via havbunnsanlegg i satellittområdet. Kapasitetsvurderinger for høytrykksgass fra Vega (tidl. Camilla/Belinda) er relevante også for Valemonvurderinger, men i tillegg kommer behov identifisert i forbindelse med Gullfaks mot 2030-prosjektet. Det er et nært samarbeid mellom Gullfaks- og Kvitebjørnorganisasjonene for å sikre at ressursutvikling i begge lisenser blir tatt godt vare på. Rav ses i sammenheng med utviklingen av Valemon. En BOV planlegges ferdig i 2008.

Gasseksport/gassavsetning
Gasseksport og gassavsetning må ses i sammenheng med optimalisering av nedblåsningstidspunkt for gasskappene på Gullfaks Satellitter (GF SAT Senfase).

I dag eksporteres gass fra Gullfaks via Gassled område A til Kårstø. Det arbeides nå med fysisk og kontraktuell tilrettelegging for å muliggjøre alternative evakueringsmuligheter for gass fra Gullfaks både til Tampenområdet og/eller Storbritannia;

- Backflow i Gassled område A til Statfjord B og videre via Tampen Link og FLAGS
- Statfjord C og evt. videre via SIPS (Statfjord Intrafield Pipeline System) til Tampen Link og FLAGS.

Samarbeid med andre lisenser
Noen reservoarer ligger på tvers av blokk- og lisensgrenser. Når det i tillegg nå er mulig å bore stadig lengre skapes nye muligheter og utfordringer. Blant annet kan det oppstå behov for samarbeid med andre lisenser. Arbeidet med å forenkle administrasjonen av lisensavtalene ved å utarbeide en Gullfaks områdeavtale (Gullfaks Area Agreement) vil også bidra til å forenkle denne type kommersielt arbeid. Det vises her også til letekapittelet med hensyn til prospekter som ligger i grenseområdene 050/089 og 050/193. Nøkken og Gamma Nord ses i sammenheng med Valemon.

Tabell 12.2.6: Strategiske mål og tiltak

Strategisk mål	Tiltak	Milepæl
Økt verdiskapning gjennom forlenget levetid	Gullfaks mot 2030 DG1 DG2 DG3	 2Q2007 1Q2008 1Q2009
God utnyttelse av eksisterende infrastruktur	Kapasitetsvurderinger Snorre Kapasitetsvurderinger Valemon	2007 2007/8
Utnytte forretningsmuligheter på tvers av lisenser og blokker	Kommersielle avtaler: • Carve Out/Kjøp/salg/bytte av eierandeler i grenseområder med tilhørende eierutjevning • Unitisering og tie-in-avtaler Kjøp/salg av gass/vann til injeksjon for IOR	Løpende vurderinger

13 Miljømessige forhold 2

13.1 Innledning 2

13.2 Gullfaks strategi 2
13.2.1 Produsert vann og produksjonskjemikalier 2
13.2.2 Borekjemikalier og borekaks 3
13.2.3 Utslipp til Luft 3

13.3 H_2S – prognoser 4

13 Miljømessige forhold

13.1 Innledning

Statoils mål innen helse, miljø og sikkerhet er gitt i vår HMS-Plakat (ref 13.1):

- Null skade på mennesker og miljø
- Null ulykker eller tap
  - Et høyt nivå innen HMS har en verdi i seg selv. Det er også en forutsetning for gode økonomiske resultater og et godt omdømme
  - Vi vil bidra til en bærekraftig utvikling
  - Vi har de samme holdninger til HMS overalt i vår virksomhet
  - Vi forventer at våre leverandører og samarbeidspartnere har samme holdninger, verdier og mål innen HMS som oss.

Bruk og utslipp av kjemikalier er regulert gjennom utslippstillatelser fra SFT (Statens forurensningstilsyn). Det er et krav om å bruke substitusjonsprinsippet og å fremskaffe økotoksikologisk informasjon for alle kjemikalier som benyttes.

Gullfaks er ISO sertifisert i henhold til ISO 14001:2004. ISO 14001 omhandler miljø. Standarden krever at miljøaspekter identifiseres, planer etableres og at miljømål oppnås.

13.2 Gullfaks strategi

UPN miljøstrategi (ref 13.2) beskriver hvordan Statoil og driftsenheter i Tampen skal møte miljøutfordringene. Gullfaks har innarbeidet disse strategiene. Aktiviteter er planlagt, organisert og gjennomført i henhold til krav. Aktivitetene er beskrevet i Tampen HMS program som ligger i MIS (Målstyring i Statoil).

Reduksjon i utslipp av H_2S-fjerner og utslipp av olje med produsert vann er de tiltak som har høyest prioritet.

13.2.1 Produsert vann og produksjonskjemikalier

Det produserte vannet inneholder dispergert olje, løste naturlige komponenter og produksjonskjemikalier. Utslipp av produsert vann fører til de største utslippene av olje til sjø. Det produserte vannet renses før utslipp. Gjennom nullutslippstiltak har Gullfaks A og B oppnådd en oljekonsentrasjon i produsert vann på ca 5 mg/l. Gullfaks C har ambisjon om å redusere oljekonsentrasjonen i det produserte vannet til under 7 ppm. Utslipp av H_2S-fjerner skal reduseres med 90 %.

På Gullfaksfeltet er alle produksjonskjemikalier med unntak av skumdemper i vanninjeksjon, byttet til gule og grønne kjemikalier. Utslipp av rødt stoff fra produksjon var 1,4 kg i første halvår 2007.

Pågående aktiviteter:

- Reinjeksjon av brukt H_2S-fjerner
- Oppgradering og optimalisering av eksisterende renseanlegg for produsert vann på Gullfaks C.
- Oppgradering av renseanlegg for sand på Gullfaks A, B C.

13.2.2 Borekjemikalier og borekaks

Boring har en rekke implementerte og pågående aktiviteter for å redusere utslipp til miljø.

Utfasing av kjemikalier pågår kontinuerlig i samarbeid med Statoils kjemikalieleverandører, og flere miljøvennlige bore- og brønnkjemikalier er tatt i bruk i perioden 2006-2007.

Utboret oljeholdig kaks med vedheng av borevæske fra de faste innretningene på Gullfaksfeltet blir ført tilbake i formasjonen. GFC fikk installert nytt anlegg i 2005. De tre Gullfaksinstallasjonene injiserer per i dag hovedmengden av sitt genererte boreavfall.

Oljeholdig borekaks og slopvann fra Gullfaks satellitter blir reinjisert på en av de faste innretningene eller transportert til land for behandling. Det er et mål å få implementert filtreringsenheter for slopvann på de flyttbare boreinnretningene som til en hver tid er på feltene, slik at den totale miljøbelastningen ved håndtering av slopvann reduseres.

Gjenbruk av borevæske, tynnhullsboring, horisontale brønner og flergrensbrønner er eksisterende teknologier som bidrar til reduksjon av boreavfall, lavere energiforbruk og CO_2- utslipp fra feltet.

Bruk av sandsyklon før førstetrinnsseparator ved tilbakeproduksjon etter brønnoperasjoner, har medført mindre forstyrrelser i renseanlegg for produsert vann og mindre utslipp til sjø.

Gullfaks har høyt fokus på arbeidsmiljø. Åpne væskeførende overflatelinjer har blitt bygget inn og avdampning ledet til atmosfære.

Kommende år planlegges det en kritisk gjennomgang og evt. oppgradering av drain systemet om bord alle de tre installasjonene.

13.2.3 Utslipp til Luft

Naturgass benyttet i turbiner og som fakkelgass forårsaker de største utslipp av CO_2 og NO_x

Gullfaks har tatt i bruk energiledelse som styringssystem for å redusere utslipp til luft. Det er utarbeidet en handlingsplan for energioptimalisering på feltet.

SFT har sendt varsel om NOx reduksjon knyttet til energiproduksjon og Gullfaks har iverksatt studie for å vurdere muligheter for NOx reduksjon.

Avdamping ved lasting av råolje fører til de største utslippene av NMVOC. Gullfaksfeltet inngår i Avtale om VOC Industrisamarbeid for reduksjon av NMVOC utslipp ved bøyelasting på norsk sokkel. NMVOC reduksjonsanlegg er installert på en rekke bøyelastere, og flere anlegg skal installeres.

13.3 H_2S – prognoser

I august 2007 ble det utført H_2S målinger i gass-strømmene fra alle separatorer på Gullfaks A og Gullfaks B. Under målingene på GFA ble brønner som normalt strupes pga. H_2S prosessbegrensning, åpnet. Det ble produsert ca. 1100 kg H_2S pr. dag på GFA. Dette er mer enn en dobling siden 2006, men i 2006 ble målingene utført under litt andre betingelser. Det antas at over 80 % av H_2S produksjonen på GFA kommer fra brønnene A-34A og A-39A. På Gullfaks B har H_2S produksjonen økt fra ca. 45 kg pr. dag i 2006 til ca. 95 kg pr. dag i 2007. På Gullfaks C må det tas nye målinger da målingene utført i august 2007 ikke var pålitelige. I 2006 ble det på GFC målt ca. 130 kg pr. dag inklusiv ca. 8 kg fra Tordis (kun 1. trinns flash).

I størrelsesorden 50 % av H_2S-mengdene tas ut i gassen fra 1. separatortrinn, og de resterende 50 % fra 2. og 3. separatortrinn. Små mengder H_2S følger dessuten med produsert vann og stabilisert olje, eller blir avleiret i brønner og prosessystemer som jernsulfid.

Hydrogensulfid i vesentlige konsentrasjoner er en meget giftig og korrosiv gass, og derfor uønsket. Den følger i hovedsak vannfasen gjennom reservoaret, og frigjøres til gassfasen ettersom trykket avtar på veien fra reservoaret via brønner og separatorer til plattformens gassbehandlingssystem.

Mekanismene rundt dannelse av hydrogensulfid i et oljereservoar er nå etter hvert godt forstått. Det antas at anaerobe, sulfatreduserende bakterier (SRB) i reservoaret spiller en viktig rolle. Bakterienes metabolisme reduserer sulfat til sulfid, som i henhold til pH-styrte likevekter i vannfasen danner hydrogensulfid. Bakteriene finnes naturlig i reservoaret. Sulfat tilføres gjennom injisert sjøvann. Bakterienes metabolisme og vekst krever dessuten karbon og andre næringselementer. Disse finnes ofte naturlig i reservoaret, for eksempel i form av vannløselige, kortkjedete fettsyrer, eventuelt andre C-kilder i oljen (interfase olje/vann). Næringsstoffer kan også bli tilført gjennom injeksjonsvannet.

Det antas at bakteriekoloniene er lokalisert i nærheten av vanninjektorene hvor næringstilførsel og temperatur er mest optimalt, og hvor de danner en såkalt «biofilm» på overflaten av sandkornene. Hydrogensulfid dannes derfor i nærheten av vanninjektorene, løses i vannet (og til dels i oljen) og transporteres gjennom reservoaret mot produksjonsbrønnene. På veien gjennom reservoaret vil noe H_2S bli adsorbert på overflaten av sandkornene. Derfor vil gassen nå produksjonsbrønnene først når sandsteinen i det vannflømmete området er mettet med H_2S. Dette krever som regel at porene er gjennomstrømmet av "forurenset" vann flere ganger, det vil si at flere porevolum sjøvann er sirkulert gjennom reservoaret.

Gullfaks har injisert store mengder sjøvann, og i deler av reservoarene har det vært en betydelig vannsirkulasjon. I deler av reservoarene er derfor produksjonen av H_2S betydelig, mens den er nærmest fraværende i andre deler og forkastningssegmenter. Det antas at andelen av totalproduksjonen som kommer fra eldre brønner vil fortsette å øke noe i tiden fremover, ettersom færre nye brønner bores. Erfaringer viser også at nitratbehandlingen av injeksjonsvann er mest effektiv i nye brønner. Dessuten antas betydelige mengder vann å bli sirkulert gjennom reservoarene, som et ØOU-tiltak. Imidlertid vil gamle brønner etter hvert bli stengt, eller vannproduserende soner bli plugget av. Dessuten vil dreneringsstrategier kontinuerlig bli vurdert og eventuelt endret, for blant annet å begrense H_2S-produksjonen. Alt i alt antas det at produksjonen av H_2S blir liggende på dagens nivå eller noe høyere i noen år fremover, for deretter å avta.

Prognosene i figur 13.3.1 angir *total* H_2S-produksjon på de ulike plattformene. De anslår både absolutte mengder H_2S og gjennomsnittlig konsentrasjon i gassen, *før* injeksjon av H_2S-fjerner. Prognosene er basert på data fra brønntester og produksjonsprognoser for vann og gass.

Høsten 1999 ble det, basert på lovende laboratorietester, startet injeksjon av nitrat i vanninjektorene på Gullfaks. Laboratorietestene indikerte at dette kunne redusere genereringen av H_2S i reservoarene, i tillegg til at det hindrer vekst av SRB i strømningsrør og overflateutstyr. Det foretas jevnlige målinger og analyser av enkeltbrønners H_2S-utvikling. Flere av disse målingene viser en redusert H_2S-konsentrasjon i vannfasen, spesielt på Gullfaks C. Målingene kan derfor indikere at nitratinjeksjonen har en positiv effekt, i den forstand at den reduserer eller hemmer utviklingen av H_2S i reservoarene. Det har imidlertid vist seg at ettersom tiden går og nitratbehandlingen har virket, ser det ut for at SRB begynner å utvikle seg videre utenfor denne virkningssonen for en gitt nitratmengde. Gjennomgående kan det se ut for at akseptabel virkning av nitrat har vært tilstede i anslagsvis 4 år. Men deretter ser det ut for at det, særlig i brønner med i utgangspunktet høy H_2S ved behandlings start i 1999, ikke lenger opprettholdes tilsiktet effekt på SRB-utvikling og kommer etter hvert opp på et nivå høyere enn før behandlingen med nitrat startet. Dette har nå ført til anbefaling for økt nitratdosering.

Det er målt 2-3 ppm H_2S i gassen fra GF SAT. Denne «bakgrunnskonsentrasjonen» av H_2S fra GF SAT må regnes med fremover. Det antas imidlertid ingen signifikant økning i nivået, da det ikke planlegges vanninjeksjon på GF SAT. Prognosene tilsier at Tordis vil produsere på dagens nivå eller litt høyere i årene fremover.

De største mengdene H_2S antas fremover å bli produsert av GFA. Produksjonen av olje og gass fra Gullfaksfeltet vil etter hvert avta kraftig på alle plattformene. Dette kan isolert sett innebære at H_2S-*konsentrasjonen* i gassen fra plattformbrønnene etter hvert vil øke noe. På GFA og GFC vil det imidlertid etter hvert strømme mye gass fra Gullfaks Satellitter. Selv om det trolig vil bli produsert noe H_2S fra GF SAT, forventes det at konsentrasjonen blir betydelig lavere enn i produksjonen fra hovedfeltet. Gassen fra GF SAT vil således medføre at konsentrasjonen av H_2S i fremtiden vil bli liggende omtrent på dagens nivå på GFA og GFC. Som vist på figur 13.3.1, vil konsentrasjonen på slutten av plattformenes produksjonstid kunne øke noe som følge av lavere gassproduksjon.

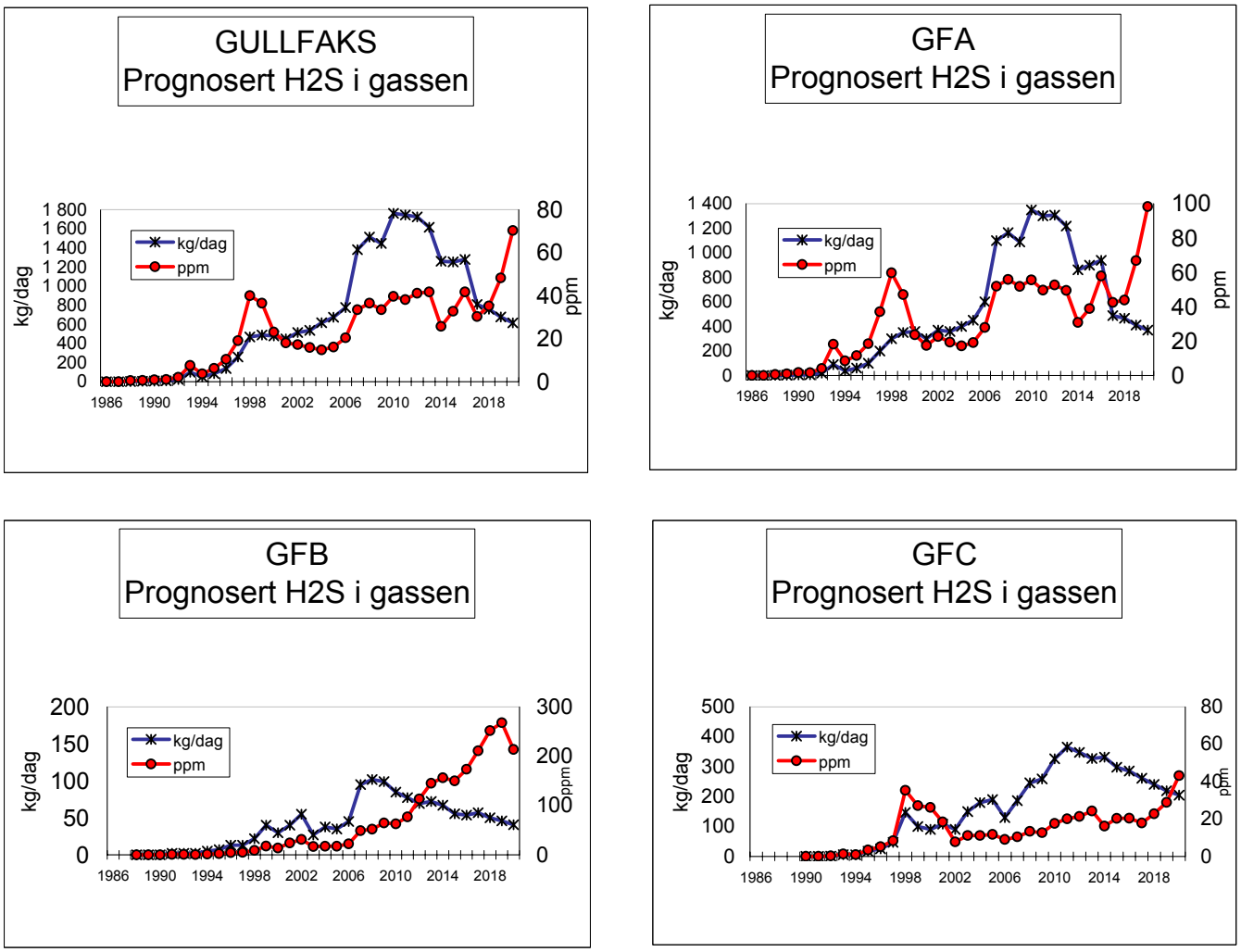
Det finnes grenseverdier for hvor høye H_2S-konsentrasjoner som aksepteres i de ulike brønnene og i de ulike delene av plattformenes prosessystemer, med bakgrunn i blant annet materialtekniske krav og krav til kvalitet på eksportgassen. I forbindelse med tilbakeproduksjon fra syrestimulerte brønner er det egne, strengere krav enn ellers, pga lav pH. I forbindelse med brønnoperasjoner i syrestimulerte brønner må alt utstyr vurderes særskilt med hensyn på H_2S-toleranse. Eksempelvis må H_2S-konsentrasjonen i testseparatorer og 1. trinns separatorer være lavere enn 780 ppm. Ved produksjon mot testseparator fra en syrestimulert brønn må konsentrasjonen av H_2S være lavere enn 50-60 ppm. I 2. trinns separatorer og i gassbehandlingssystemet (rør, gasskjølere etc.) er maksimumsgrensen 190 ppm. Eksportgassen skal ha et H_2S-innhold på maksimum 2,5 ppm. Sistnevnte krav gjelder også for gassen som injiseres i reservoaret. Det finnes krav i tillegg til de som her er nevnt, for eksempel for rørledninger fra GF SAT og Tordis-separatoren.

Det gjennomføres jevnlig H_2S-målinger i gassen ut fra separatorene. Gassen behandles med kjemisk H_2S-fjerner (vannløselig triazin) for å tilfredsstille kravet om maksimum 190 ppm i gassystemet og 2.5 ppm i eksportgassen. Kjemikaliene injiseres i gassutløpene fra 1. trinns separatorer samt utløp fra 3. trinns rekompressor. Injeksjonsgassen vil derfor ha samme lave H_2S-innhold som eksportgassen. Brukte kjemikalier skilles ut og følger inntil videre det produserte vannet til sjøen.
Det gjennomføres dessuten H_2S målinger i gassfasen ved brønntester på testseparatoren. Dette gir H_2S-bidraget fra hver enkelt brønn ved 1. trinns separator- betingelser.

Miljøkrav knyttet til utslipp av produsert vann vil kunne medføre krav om å injisere slikt vann. Statoil har hittil frarådet dette på Gullfaks, fordi det gir et negativt "miljøregnskap". Det anbefales å unngå injeksjon av produsert vann i reservoarene, fordi dette etter all sannsynlighet vil øke H_2S-produksjonen. Det skyldes at det blir økt tilførsel av næring for bakterier. Økt produksjon av H_2S vil innebære større utslipp av brukte H_2S-kjemikalier.

Utslipp av brukte H_2S-kjemikalier utgjør en større trussel for det marine miljøet i nærheten av Gullfaks enn utslipp av vann inneholdende oljepartikler gjør. Det gjelder derfor å begrense bruken av slike kjemikalier mest mulig, og i størst mulig grad hindre utslipp. Derfor pågår det nå modifikasjoner i produksjonsanleggene som på sikt skal muliggjøre utskilling av de brukte kjemikaliene, og deretter reinjeksjon av disse i Hordaland-/Utsiraformasjonen. Forventet ferdigstillelse av modifikasjoner er ultimo 2007.

Prognosene tilsier at dagens H_2S-strategi, med bruk av kjemisk H_2S-fjerner kombinert med brønntiltak, bruk av nitrat i injeksjonsvann samt endringer i dreneringsstrategi, vil være den mest optimale metoden for å håndtere H_2S-problemet på Gullfaks også i de nærmeste årene. Modifikasjoner pågår for å minimere de miljømessige konsekvensene knyttet til denne strategien.



Figur 13.3.1: Total H_2S -produksjon på de ulike plattformene

Referanser

13.1 FR10 Styring av HMS, datert 02.02.2007
13.2 PB019 Miljøstrategi for UPN 2006-2010, datert 16.03.2006.