

Eksperter i Team 2006

Gullfakslandsbyen

Fagrappport

INNFASING AV SKINFAKS SØR

Av gruppe 3:

Svein-Tore With

Jan Ove Knudseth

Målfrid Sporsheim

Marie Andersen

Marte Bøe Andersen

Forord

Denne rapporten er en eksamensbesvarelse i Eksperter i Team (EiT) ved NTNU våren 2006. Vurderingsgrunnlaget i faget er todelt, hvorav fagrapporten teller 60 % av karakteren. De resterende 40 % består av en prosessrapport. EiT er et obligatorisk fag for fjerdeklassestudenter ved sivilingeniørutdanningen ved NTNU. Intensjonen med dette tverrfaglige prosjektfaget er å forberede studentene på yrkeslivet ved å anvende sin fagkunnskap i en tverrfaglig gruppe.

EiT er organisert som flere landsbyer med forskjellige problemstillinger, fortrinnsvis med utspring i næringslivet. Temaet for denne landsbyen er Gullfaksfeltet i Nordsjøen, og landsbyen samarbeider tett med Statoil. Statoil ønsker å utnytte den tverrfaglige kompetansen som ligger i Gullfakslandsbyen til å finne nye og utradisjonelle løsninger for å øke utvinningen på Gullfaks og de tilhørende satellittfeltene. Med utgangspunkt i Statoils forslag til oppgaver har vi valgt å se nærmere på innfasing av satellittfeltet Skinfaks Sør.

Gruppen består av fem studenter fra NTNU med forskjellig faglig bakgrunn. Marie Andersen går på studieretning for petroleumsteknologi, formasjonsevaluering, Marte Bøe Andersen studerer ved energi og miljø, Jan Ove Knudseth er student ved studieretning for petroleumsgEOFag og ressursgeologi, Målfrid Høva Sporsheim studerer marin teknikk, og Svein-Tore With studerer industriell økonomi og teknologiledelse.

Vi vil gjerne takke landsbyhøvding og instituttleder ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk John Kleppe samt Jan Ivar Jensen. Vi vil også gjerne takke John Ivar Haugland for hjelp i VR-laben og Sigbjørn Sangesland og Arild Rødland for hjelp med beregninger av brønnbaner. En stor takk rettes også til Statoil og da spesielt Torstein Kvaale og Torgeir Lund for all hjelp underveis.

Trondheim 10.05.06

Marie Andersen

Marte Bøe Andersen

Jan Ove Knudseth

Målfrid Høva Sporsheim

Svein-Tore With

Sammendrag

I 1986 ble det funnet olje i et lite felt sørvest for Gullfaks. Funnet ble da vurdert som for lite til å være kommersielt. Nå er derimot innfasing av satellittfeltet Skinfaks Sør aktuelt som en av Statoils strategier for å oppnå økt oljeutvinning på Gullfaksfeltet. Vi har valgt å se på ulike alternativer for innfasing av Skinfaks sør opp mot eksisterende infrastruktur.

Geologien til feltet gjennomgås først for å gi en forståelse av området og for hvordan plassering og beregning av brønnbaner senere blir gjort. Videre presenteres de ulike alternativene vi har vurdert i oppgaven. Alternativene ble bestemt ut fra utfallet av en planlagt letebrønn i nord. Det ene alternativet tar for seg en eventuell utnyttelse av N0 dersom det ikke finnes olje i nord, mens for motsatt utfall av letebrønnen ble tre andre innfasingsmuligheter vurdert. Vurdering ble gjort på bakgrunn av gjennomførbarhet, mulighet for utbedringer og økonomiske betraktninger. Da en stor del av prosjektet besto av å beregne brønnbaner for de ulike alternativene, gis en utførlig beskrivelse av beregningsmetoder samt antagelser og begrensninger. Tilgjengelig infrastruktur ble betraktet med det resultat at satellitt N5 og et 8'' rør ble valgt som innfasingsløsning fra en ny brønnramme. Faktorer som hydrater og gassløft ble overfladisk behandlet, det samme gjelder marine operasjoner. VR-laben ble benyttet etter at beregningene var utført for å visualisere de beregnede brønnbanene ved hjelp av modell fra Statoil.

Til slutt ble økonomiske betraktninger brukt for å komme til en konklusjon. Konklusjonen på oppgaven er å benytte alternativ 4, som ut fra våre økonomiske beregninger vil gi maksimal profitt. Alternativ 4 innebærer installasjon av en ny brønnramme ca. midt på feltet, med tre brønner hvorav én er multilateral.

Alternativ	NPV [MNOK]
Alternativ 1	436,6
Alternativ 2	699,6
Alternativ 3	2778,9
Alternativ 4	3206,3

Tabell 1 Nåverdi i MNOK for de ulike alternativene

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag.....	II
Innholdsfortegnelse	III
Tabelliste.....	V
Figurliste	VI
1. Innledning	1
1.1 Oppgavedefinisjon.....	1
1.2 Avgrensing av oppgaven.....	1
2. Geologi.....	3
2.1 Generelt om Gullfaksfeltet	3
2.2 Geologi Tampenområdet.....	5
2.3 Geologi Skinfaks Sør	6
3. Alternativer	9
3.1 Letebrønn i Skinfaks N1 segmentet.....	9
3.2 Presentasjon av alternativene	10
3.2.1 Alternativ 1	10
3.2.2 Alternativ 2	10
3.2.3 Alternativ 3	11
3.2.4 Alternativ 4.....	12
4. Beregninger	13
4.1 Beregningsmetoder	13
4.2 Antagelser.....	14
4.3 Begrensninger.....	14
4.4 Beskrivelse av beregninger	15
4.4.1 Alternativ 1	15
4.4.2 Alternativ 2	17
4.4.3 Alternativ 3	18
4.4.4 Alternativ 4.....	24
4.5 Usikkerheter	28
5. Innfasing mot eksisterende infrastruktur	29
5.1 Innfasing til N5 satellitt vs. N-rammen.....	29
6. Hydrater	31
6.1 Generelt	31
6.2 Stabilitetsområdet til hydratene	32
6.3 Forhindre hydrater	33
6.4 Fjerne hydrater.....	33
7. Gassløft	34
8. Marine operasjoner.....	35
8.1 De marine operasjonene som knyttes til de fire alternativene	35
8.2 Værvindu for marine operasjoner.....	35
9. VR-laben	37
9.1 Om VR-laben.....	37
9.2 Resultater fra VR-laben	38
9.2.1 Alternativ 2	38
9.2.2 Alternativ 3	39
9.2.3 Alternativ 4.....	42
9.3 Nye brønnbaner fra VR-laben	44

10. Økonomi.....	46
11. Konklusjon	49
12. Forslag til videre arbeid	50
13. Referanser	51
14. Vedlegg	53
14.1 Vedlegg 1: Resultater fra Excel.....	53
14.1.1 Beregninger fra Excel.....	53
14.1.2 Figurer fra Excel	54
14.2 Vedlegg 2: Flere bilder fra VR laboratoriet	64
14.3 Vedlegg 3: Rørsystemer.....	66
14.3.1 Rørsystem fra brønnramme N.....	66
14.3.2 Rørsystem fra N5 satellitt	67
14.4 Vedlegg 4: Dybdekart med nummererte forkastninger.....	68

Tabelliste

Tabell 1 Nåverdi i MNOK for de ulike alternativene.....	II
Tabell 2 Avstand fra midt av reservoar til N-ramme og N5 satellitt.....	29
Tabell 3 Strømningshastighet i henholdsvis 8'' og 10'' rør	30
Tabell 4 Begrensinger for ulike marine operasjoner (Nilsen06).....	35
Tabell 5 Kostnadstall lagt til grunn for kontantstrømanalyse (Haugen 06).....	46
Tabell 6 Inntektstall lagt til grunn for kontantstrømanalyse (Haugen 06).....	46
Tabell 7 Oljeproduksjon i kSm ³ per år	46
Tabell 8 Gassproduksjon i MSm ³ per år.....	47
Tabell 9 Resultat fra nåverdiberegningene for de fire alternativene for innfasing	47

Figurliste

Figur 1 Gullfaksfeltet (Gullfaks05).....	4
Figur 2 Geologisk tverrsnitt over Tampenområdet (Hesjedal 06)	5
Figur 3 Geologisk snitt i øst-vest gjennom N0 (TFO 05).....	6
Figur 4 Stratigrafisk kolonne fra letebrønn 29/3-1 (Kvaale et.al 05).....	7
Figur 5 Geologisk snitt nord-sør fra Skinfaks Sør (Kvaale et.al 05).....	8
Figur 6 Skisse av brønnbanen for alternativ 1 (Kvaale et.al 06).....	10
Figur 7 Skisse av brønnbane for alternativ 2 (Kvaale et.al 06).....	11
Figur 8 Skisse av brønnbanene for alternativ 3 (Kvaale et.al 06).....	12
Figur 9 Skisse av brønnbanene for alternativ 4 (Kvaale et.al 06).....	12
Figur 10 Dybdekart Topp Ness-3A (TFO_KS 06).....	13
Figur 11 Alternativ 1, plottet Northings vs. TVD	15
Figur 12 Alternativ 2, Plottet TVD vs. Northings.....	17
Figur 13 Alternativ 3, brønn i sør Northings vs. TVD	20
Figur 14 Alternativ 3, brønn i nord Northings vs TVD.....	22
Figur 15 Alternativ 3, multilateral brønnbane tegnet i DAK programmet inventor	23
Figur 16 Multilateral brønn, Eastings vs. TVD	24
Figur 17 Alternativ 4, Brønn i sør, Northings vs TVD	25
Figur 18 Alternativ 4, brønn i nord, MD vs. TVD.....	27
Figur 19 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. TVD	28
Figur 20 Produksjonsprofil fra år 2012 (TFO 05).....	30
Figur 21 Eksempel på hydratliskevektskurve (Gudmundsson05)	32
Figur 22 Kumulativ sannsynlighet for signifikant bølgehøyde	36
Figur 23 Bilde fra VR laben (EPRM 06).....	37
Figur 24 Alternativ 2 i VR laben.....	39
Figur 25 Alternativ 3 i VR laben, nederste lag i Ness.....	41
Figur 26 Alternativ 3 i VR laben, nederste og øverste lag i Ness.....	42
Figur 27 Alternativ 4 i VR laben, nederste lag i Ness.....	43
Figur 28 Alternativ 4 i VR laben, nederste og øverste lag i Ness.....	44
Figur 29 Nytt alternativ i VR laben.....	45
Figur 30 Alternativ 1, TVD vs MD.....	54
Figur 31 Alternativ 2, TVD vs. MD.....	55
Figur 32 Alternativ 2, TVD vs. Eastings	55
Figur 33 Alternativ 2, Northings vs. Eastings.....	56
Figur 34 Alternativ 3, sørlig brønn Eastings vs. TVD	56
Figur 35 Alternativ 3, nordlig brønn, Eastings vs. Northings.....	57
Figur 36 Alternativ 3, nordlig brønn, Eastings vs. TVD	57
Figur 37 Alternativ 3, nordlig brønn, MD vs. Eastings.....	58
Figur 38 Alternativ 3, multilateral brønn, northings vs. eastings.....	58
Figur 39 Alternativ 3, multilateral brønn, eastings vs. TVD	59
Figur 40 Alternativ 3, multilateral brønn, northings vs. TVD	59
Figur 41 Alternativ 4, sørlig brønn, northings vs TVD.....	60
Figur 42 Alternativ 4, nordlig brønn, MD vs. TVD.....	60
Figur 43 Alternativ 4, nordlig brønn, TVD vs. avst nordover fra template.....	61
Figur 44 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. TVD	62
Figur 45 Alternativ 4, multilateral brønn, northings vs. TVD	62
Figur 46 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. northings	63
Figur 47 Alternativ 2 i VR-laben	64

Figur 48 Ny brønn i VR-laben	65
Figur 49 Rørsystem fra brønnramme N (Kvaale 06)	66
Figur 50 Rørsystem fra N5 satellitt (Kvaale 06).....	67
Figur 51 Dybdekart med nummererte forkastninger (TFO_KS 06)	68

1. Innledning

Denne rapporten beskriver valgt oppgave og resultater for gruppe 3 ved Gullfakslandsbyen 2006. Gullfaksfeltet er nå inne i haleproduksjonen, og det er mange problemstillinger knyttet til økt oljeutvinning på feltet. I oppgaven har vi valgt å se på forskjellige alternativer for innfasing av satellittfeltet Skinfaks sør.

1.1 Oppgavedefinisjon

Vi vil se på fire alternativer for innfasingen av Skinfaks Sør avhengig av utfallet av en eventuell letebrønn helt nord på feltet. Vi går ut fra at denne planlagte letebrønnen i nord blir gjennomført. Ett alternativ tar for seg situasjonen hvor letebrønnen borer tørt, mens de resterende tre tar for seg ulike løsninger hvis letebrønnen påviser hydrokarboner. Vi vil i hovedsak se på og beregne alternative brønnbaner ved hjelp av Excel for å utnytte feltet, og visualisere disse resultatene i VR-lab. For å få en forståelse av hvordan vi kan plassere brønnbanene for å få et best mulig resultat vil vi først se på geologien i området. Vi vil også se litt på tilgjengelig infrastruktur med tanke på rørledninger, brønnrammer, og lignende. Til slutt vil vi gjøre en økonomisk analyse av prosjektet for å vurdere lønnsomheten ved de forskjellige alternativene, og komme med en tilhørende konklusjon. Målsetningen vår er å komme fram til det alternativet for innfasing som gir maksimal profitt.

1.2 Avgrensing av oppgaven

Prosjektforslaget fra Statoil lød: "Innfasing av to små satellittfelt". Prosjektet hadde som mål å oppnå økt utvinning ved å fase inn de to segmentene N0 og N1. Utover dette ble det ikke gitt så mange klare retningslinjer for hva som skulle gjøres. Stikkord som ble gitt i forbindelse med oppgaven var: reserver, produksjonsprofiler, antall brønner, produksjonsutfordringer, usikkerheter og økonomi. Oppgaven var altså svært bred og omfattende. Vi måtte derfor ganske tidlig gjøre en avgrensing av oppgaven.

Oppgavedefinisjonen har blitt endret en god del fra det første utkastet vi sendte Statoil. Dette skyldes at det var vanskelig å vite hvordan oppgaven ville ta form så tidlig i prosessen. I denne formuleringen definerte vi blant annet en oppgave som også skulle ta for seg å dimensjonere rør i forhold til blant annet produksjon, strømningshastighet og trykk. Det viste

seg imidlertid å være lite rom for egne beregninger på dette området. Vi fikk vite at valget kun sto mellom 8'' og 10'' rør, begrenset av tilkoblingsmulighetene på eksisterende brønnrammer. Så da ble målet å ta dette valget ut fra forventet produksjonsprofil. Vi hadde også sett for oss en grundig økonomisk analyse av prosjektet, men interessen fra Statoil for dette var heller lunken, slik at vi bestemte oss for å gjøre noen relativt enkle nåverdiberegninger. Vi har også valgt å ta kun en overfladisk diskusjon på temaer som hydratdannelse og gassløft, da disse vil bli dekket grundigere av gruppe 5, som har samme oppgave.

I den opprinnelige definisjonen er det noen flere momenter vi ikke har fått sett så nøye på som vi hadde ønsket. Disse har vi beskrevet i kapittel 12, forslag til videre arbeid.

2. Geologi

2.1 Generelt om Gullfaksfeltet

Hovedfeltet på Gullfaks ligger i blokk 34/10 i Tampenområdet i den nordlige delen av Nordsjøen, omtrent 175 km nordvest for Bergen. Feltet ble oppdaget i 1978 og ble da tildelt Statoil (operatør), Norsk Hydro og det tidligere Saga Petroleum. Statoil er i dag fortsatt operatør for feltet, med Petoro (30 %) og Norsk Hydro Produksjon AS (9 %) som partnere.

Feltet er utviklet med tre store betongplattformer, og ble satt i produksjon i 1986. Gullfaks A var først ute 22. desember 1986, mens Gullfaks B startet produksjon 29. februar 1988 og Gullfaks C 4. november 1989. I tillegg til hovedfeltet har tre satellittfelt – Gullfaks sør, Rimfaks og Gullveig – blitt utviklet ved hjelp av undervannsbrønner styrt fra Gullfaks A og C.

Det er blitt gjort investeringer for 59,6 milliarder kroner pr. 10.02.06. Til nå er olje og gass til omtrent 350 milliarder kroner hentet opp fra Gullfaks, og det tilsvarer 54,5 % av STOOIP. Man har langsiktige ambisjoner om en utvinningsgrad på nærmere 70 %. Gullfaks er nå inne i haleproduksjonen.

Statoil fikk i 2004 Det Norske Oljedirektoratets IOR-pris for virksomheten på Gullfaksfeltet. Spesielt var det lagt vekt på Statoils utbredte bruk av nye bore- og brønnmetoder og innfasing av satellitter i dette området. (Statoil 06)



Side 4 av 68

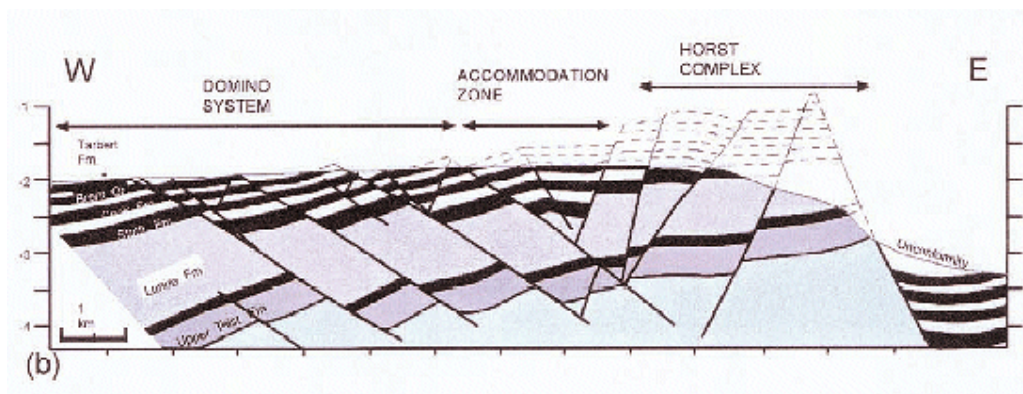
2.2 Geologi Tampenområdet

Strukturelt er Gullfaksfeltet veldig komplisert, og kan deles inn i tre områder. I vest er det roterte forkastningsblokker i et såkalt dominosystem, med forkastninger som faller mot øst. I øst finner man en horststruktur med steile forkastninger. Mellom disse to strukturene ligger en kompleks tilpasningssone, karakterisert av foldestrukturer. Se figur 2.

De nord-sørgående forkastningene som deler opp feltet har forskyvninger opp mot 300 meter. I vest har disse forkastningene et fall mot øst på i underkant av 30 grader, mens de faller steilere i øst, fra 60 til 65 grader. Området er videre oppdelt av flere mindre forkastninger med forskyvninger fra null til et få titalls meter, både i retning nord-sør og øst-vest. Disse mindre forkastningene har fall på opptil 50-80 grader. (Hesjedal 06)

Tampenområdet har gjennomgått to store riftperioder. Den første i sen perm – trias ble etterfulgt av innsynking, mens den andre riftperioden var i sen jura. Den øvre jurasekvensen er et resultat av syn-rift innfylling. Post-riftsekvensen i kritt og tertiær er et resultat av innsynkingen som etterfulgte riftingen i jura. Strukturene av interesse i området er primært et resultat av forkastningsbevegelser i jura. Roterende og oppløfting av forkastningsblokker førte til eksponering og lokal erosjon. Mot slutten av avsetningen av Brentgruppen økte forkastningsaktiviteten. Den siste forkastningsperioden oppsto i sen paleocene – tidlig eocene, sannsynligvis forårsaket av ekstensjonsaktivitet som følge av åpning av Atlanterhavet. Denne episoden forårsaket øst-vest forkastningene. (TFO 05)

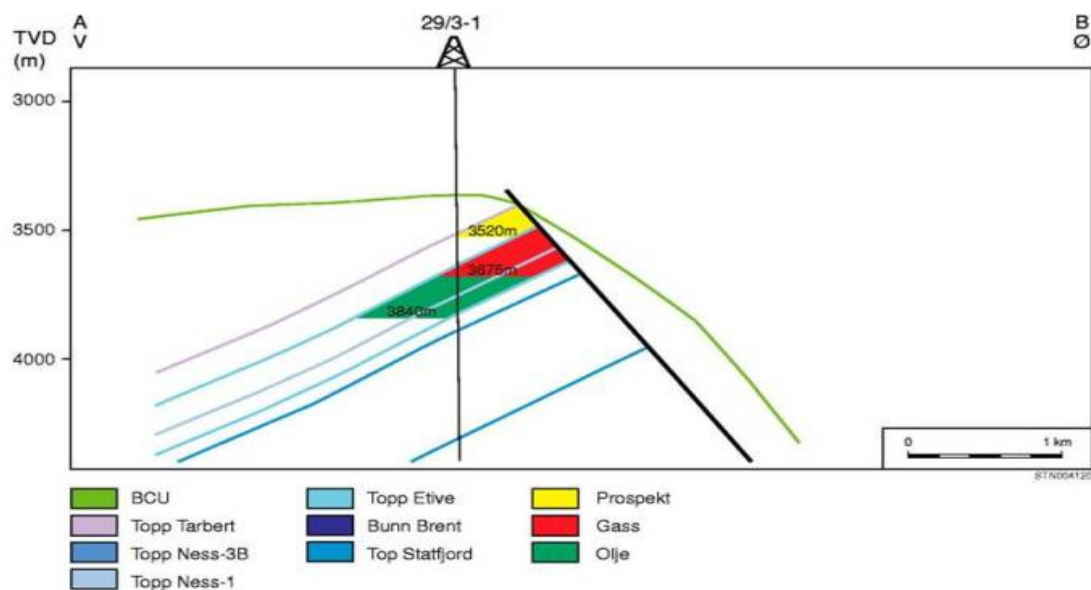
Reservoarkroppene er tidlig og midtre jura sandsteiner og er opptil flere hundre meter tykke. Generelt er reservoarkvaliteten i området veldig høy. (Hesjedal 06)



Figur 2 Geologisk tverrsnitt over Tampenområdet (Hesjedal 06)

2.3 Geologi Skinfaks Sør

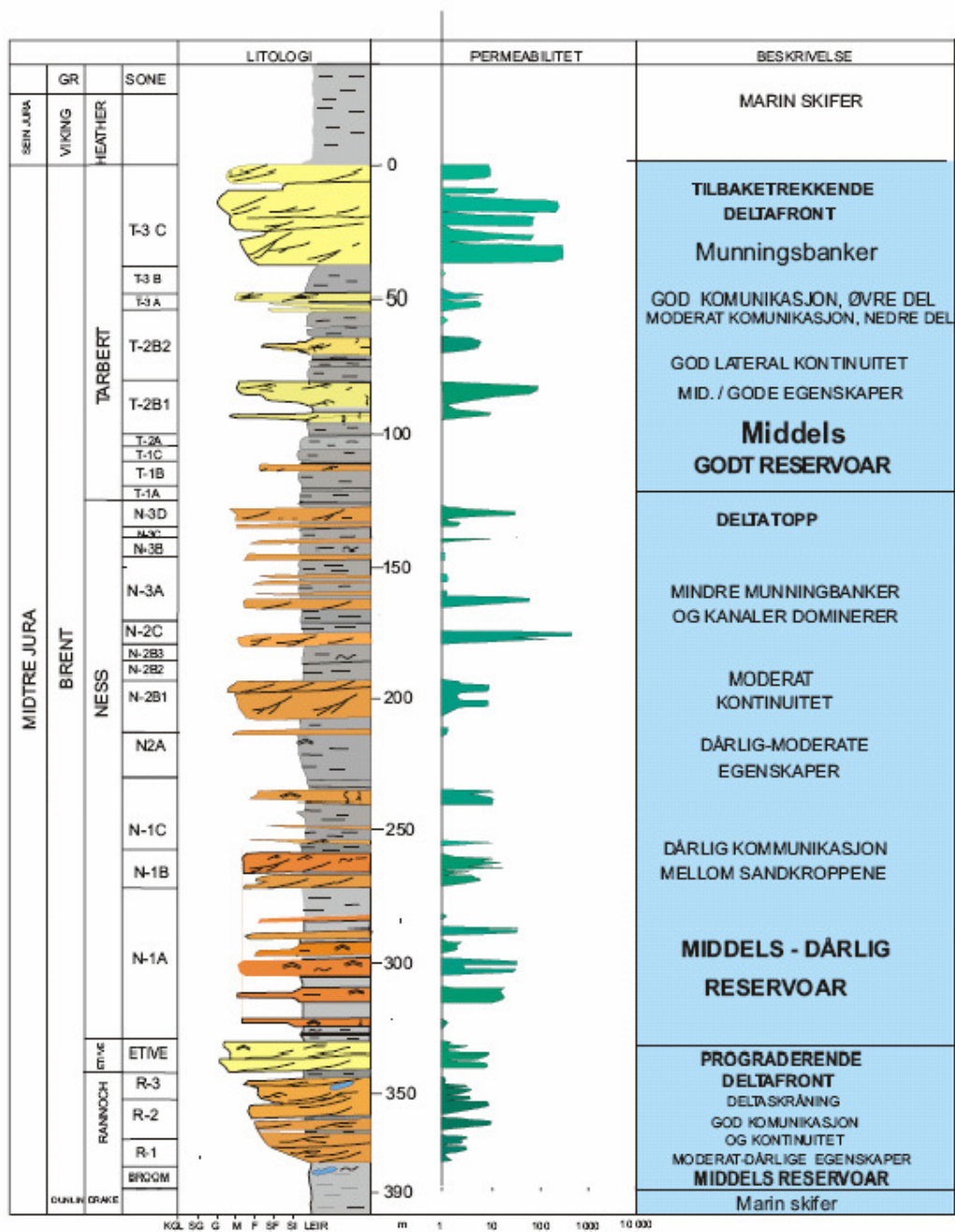
Skinfaks Sør ligger vest-sørvest for Rimfaks i blokk 33/12 og blokk 29/3 og omfatter N0 og N1. Prospektet avgrenses mot øst av en stor forkastning som definerer Betaryggen, og i nord av en relativt stor øst-vest forkastning som faller mot nord. Internt i prospektet er det lenger sør to mindre øst-vest forkastninger. Den sørligste av disse skiller prospektet fra det påviste funnet helt sør i N0.



Figur 3 Geologisk snitt i øst-vest gjennom N0 (TFO 05)

Brønn 29/3-1 ble boret i 1986 og inneholder en komplett Brentsekvens med en isokormektighet på 390 meter. Se figur 3. Brentgruppen er tolket til å være et delta med progradasjonsretning fra sør mot nord som tynnes ut nordover. 29/3-1 karakteriseres av en tynn Etive/Rannoch pakke med en påfølgende tykk Ness, og da spesielt Ness 1. Tarbert er også relativt tykk i denne brønnen, og da spesielt Tarbert 3C som også har svært gode egenskaper til å ligge så dypt. Stratigrafisk kolonne fra brønn 29/3-1 er vist i figur 4.

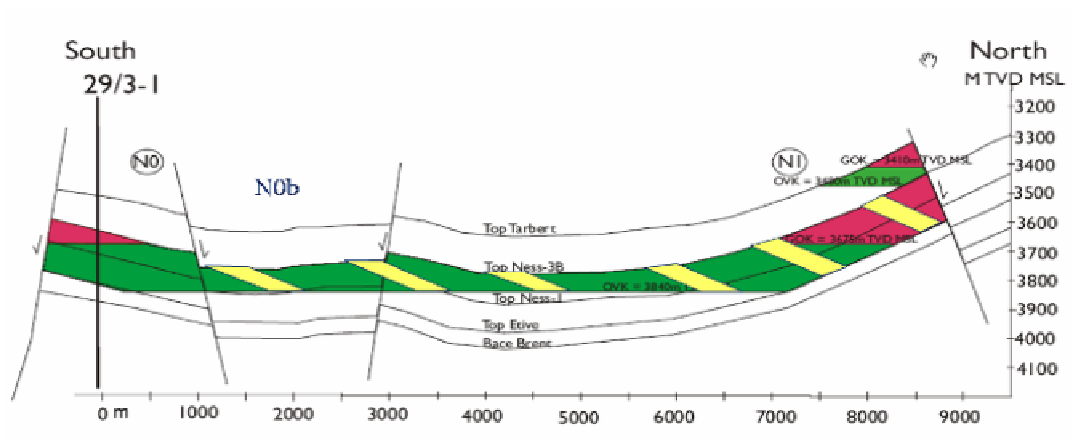
Det er påvist hydrokarboner i både Ness 1, Ness 2 og Ness 3, og de sandene med best egenskaper og mest mektighet tilhører Ness 2. Disse er tolket til å være munningsbanker og kan ha relativt stor lateral utbredelse sammenlignet med sandene i Ness 1 og Ness 3 som er tolket til å være kanalsander. Basert på brønndata fra flere andre brønner antas det at Nessformasjonen blir mer sandig nordover langs Betaryggen. 29/3-1 boret tørt i Tarbert, men det er indikasjoner fra logger på at det kan være hydrokarboner oppflanks av brønnen.



Figur 4 Stratigrafisk kolonne fra letebrønn 29/3-1 (Kvaale et.al 05)

For de to små, interne forkastningene i N0 viser forkastningsanalyse fra 29/3-1 at ved sprang over 50 meter er forkastningene sannsynligvis forseglende. Disse to forkastningene har derimot sprang helt ned mot 25 meter, og er derfor trolig bare delvis forseglende. På bakgrunn av dette er det sannsynlig at hydrokarboner ved et visst terskeltrykk har kunnet migrere over disse to forkastningene.

Forkastningen som definerer N1 mot nord har et sprang som varierer fra ca 100 til 140 meter. Forkastningsanalyse viser her at denne forkastningen er svært forseglende og trolig kan holde en betydelig større hydrokarbonkolonne enn de to mindre forkastningene i sør. Se figur 5.



Figur 5 Geologisk snitt nord-sør fra Skinfaks Sør (Kvaale et.al 05)

Generell migrasjonsretning langs Betaryggen er antatt å være fra sør mot nord. Fra de påviste hydrokarbonforekomstene i N0 er det to muligheter til videre migrering. Migrasjon over den store hovedforkastningen med sprang på ca 250 til 300 meter mot øst og til Rimfaks, eller migrasjon nordover langs Betaryggen over de to små forkastningene til N1 segmentet. Hovedforkastningen mot øst holder trolig en større hydrokarbonkolonne enn de to mindre forkastningene i N0, slik at muligheten for migrasjon nordover er vesentlig høyere. (Kvaale et.al 05)

3. Alternativer

Dette kapittelet omhandler de ulike alternativene vi har valgt å se på som løsning for innfasing. Vi stod ganske fritt til å velge oss alternativ å se på, men det ble anbefalt fra Statoils side å utarbeide en løsning med en brønnramme og fire brønner. Vi har valgt å ta for oss litt ulike alternativ, og se på fordeler og ulemper ved disse. Alternativene presenterer vi i kapittel 3.2. Alternativene tar utgangspunkt i utfall fra en letebrønn vi har antatt blir gjennomført. Bakgrunn og begrunnelse for denne letebrønnen gis i kapittel 3.1.

3.1 *Letebrønn i Skinfaks N1 segmentet*

I TFO-rapporten fra 2005 diskuteres det en eventuell letebrønn i Skinfaks N1 segmentet som skal fungere som en avgrensingsbrønn til funnet i 29/3-1. Vi har vurdert boringen av en slik letebrønn som fornuftig med tanke på at den totale funnsannsynlighet for prospektet i blokk 29/1 og 33/12 er på 0,49. Det er altså usikkerhet om hvorvidt hydrokarboner har migrert og blitt akkumulert helt nord eller ikke. I tillegg er det, som nevnt i avsnittet om geologien på Skinfaks Sør, to mindre forkastninger sør i prospektet som er delvis forseglende.

Begrunnelsen for at vi har funnet det fornuftig å bore en ny letebrønn, er at funn i denne letebrønnen vil avgjøre hvor mange produksjonsbrønner vi velger å legge i området. Selv om denne letebrønnen utgjør en ekstra kostnad for Statoil, har vi likevel vurdert det som det beste alternativet økonomisk sett. Videre i denne rapporten vil vi derfor gå ut ifra at en slik brønn har blitt boret, og ta med denne utgiften i de økonomiske beregningene.

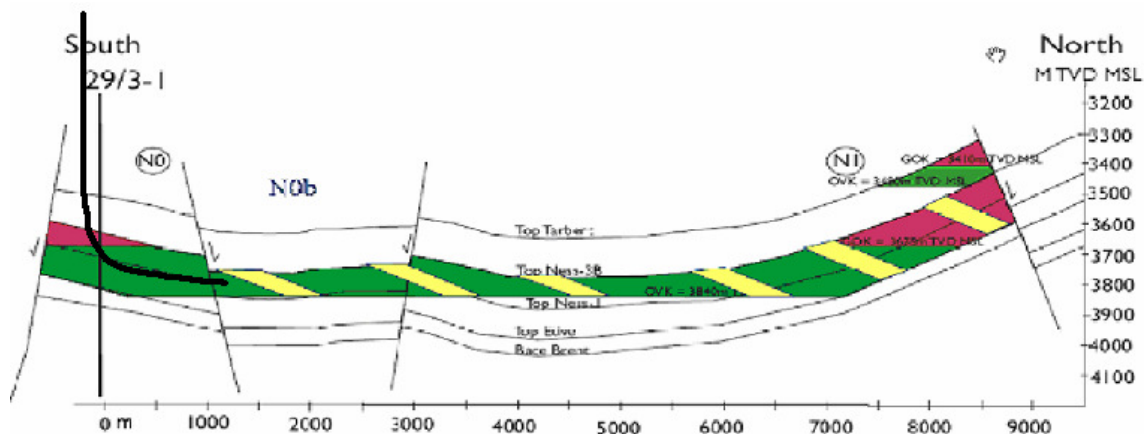
Letebrønnen bør legges helt i nordenden av prospektet og bores på vestsiden av forkastning 4, se vedlegg 4, siden en da også kan få undersøkt om det er hydrokarboner i Tarbert i N1 segmentet. Vi har valgt å se på en del alternativer for løsninger av de to mulige utfallene av letebrønnen, funn av hydrokarboner eller ikke funn. Hvis letebrønnen ikke finner olje, velger vi en løsning med en ny brønnramme i sør med kun én produksjonsbrønn. Påvises det derimot hydrokarboner i den nye letebrønnen, er det meget høy sannsynlighet for at det er hydrokarboner i resten av reservoaret også. Vi vil da se på en løsning med en ny brønnramme og tre produksjonsbrønner, hvorav én er multilateral.

3.2 Presentasjon av alternativene

Vi har sett på fire ulike alternativ for de ulike utfallene av letebrønnen. Ett alternativ om letebrønnen ikke finner olje i N1 segmentet, og tre alternativer om det er funn i N1 segmentet. Vi har diskutert brønnbanene med både professor Sigbjørn Sangesland og professor Arild Rødland ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk ved NTNU, og tatt hensyn til det de hadde å si når vi beregnet brønnbanene. Den avleste posisjonen til 29/3-1 ble brukt felles for alle alternativene og brønnene, og vi la de forskjellige brønnene inn i snittet nord for letebrønnen siden vi antok det var dette snittet som ble vist i figur 5.

3.2.1 Alternativ 1

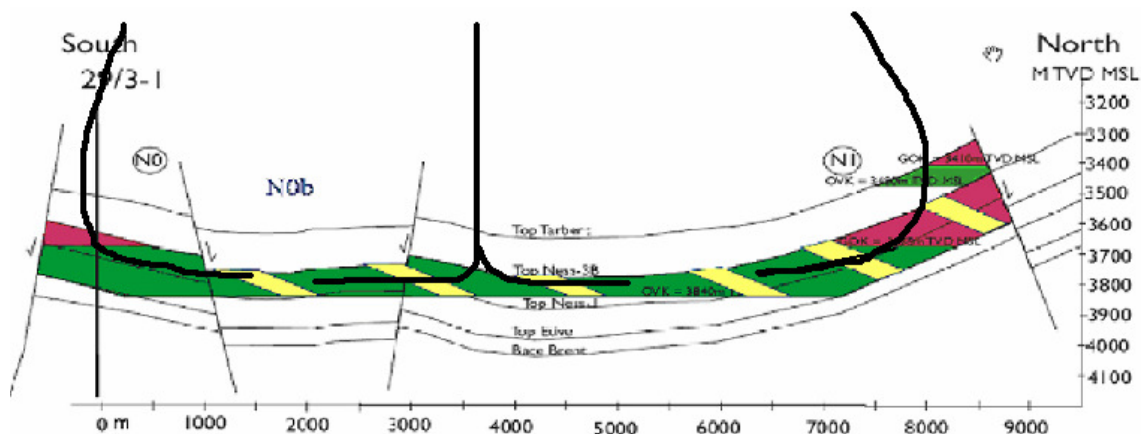
Om letebrønnen ikke finner olje, vil vi gå for en løsning med en ny brønnramme i sør med kun én produksjonsbrønn. Grunnen til at vi velger å se på dette alternativet, er at vi vil undersøke om det vil være økonomisk å produsere kun fra N0 segmentet gitt at N1 segmentet ikke inneholder hydrokarboner. Om det skulle bores en brønn til N0 fra nærmeste satellitt som er N5, ville brønnen ha blitt veldig lang, og det er svært usannsynlig at en slik løsning vil være gjennomførbar. Derfor har vi valgt å se på en løsning med en ny brønnramme med en produksjonsbrønn. Skisse av løsningen er vist i figur 6.



Figur 6 Skisse av brønnbanen for alternativ 1 (Kvaale et.al 06)

3.2.2 Alternativ 2

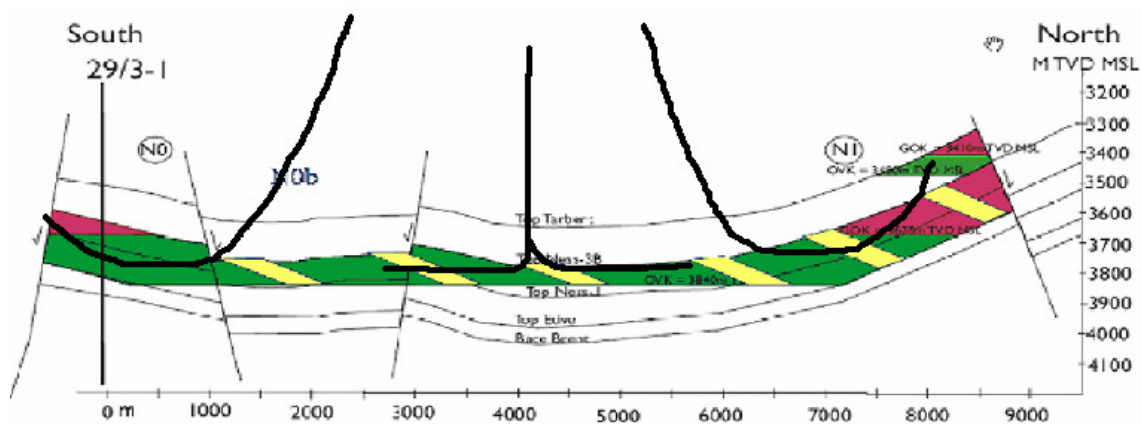
Alternativ 2 er å bore en enslig brønn fra N5 satellitt. Dette alternativet har vi sett på for å kunne sammenligne kostnadene vi får ved å sette ut en ny brønnramme i forhold til å bore fra eksisterende satellitt. Ulempen med denne brønnen er at den blir veldig lang om den skal



Figur 8 Skisse av brønnbanene for alternativ 3 (Kvaale et.al 06)

3.2.4 Alternativ 4

Alternativ 4 er veldig likt alternativ 3. Vi velger å plassere ut en ny brønnramme, og borer tre brønner fra denne. Den ene av brønnene er også her multilateral. Forskjellen i alternativene kommer for den nordligste og sørligste brønnen. Brønnbanen for den nordligste og sørligste brønnen vil bli lagt annerledes, slik at brønnbanene blir mye kortere. De vil gå ut fra midten av reservoaret og bøye av oppover mot prospektene i Tarbert. På denne måten vil de kunne ha mulighet til å få med seg oljen som er i Tarbert, men ikke gassen. Dette alternativet har vi diskutert med professor Sigbjørn Sangesland. Brønnbanene er skissert i figur 9.

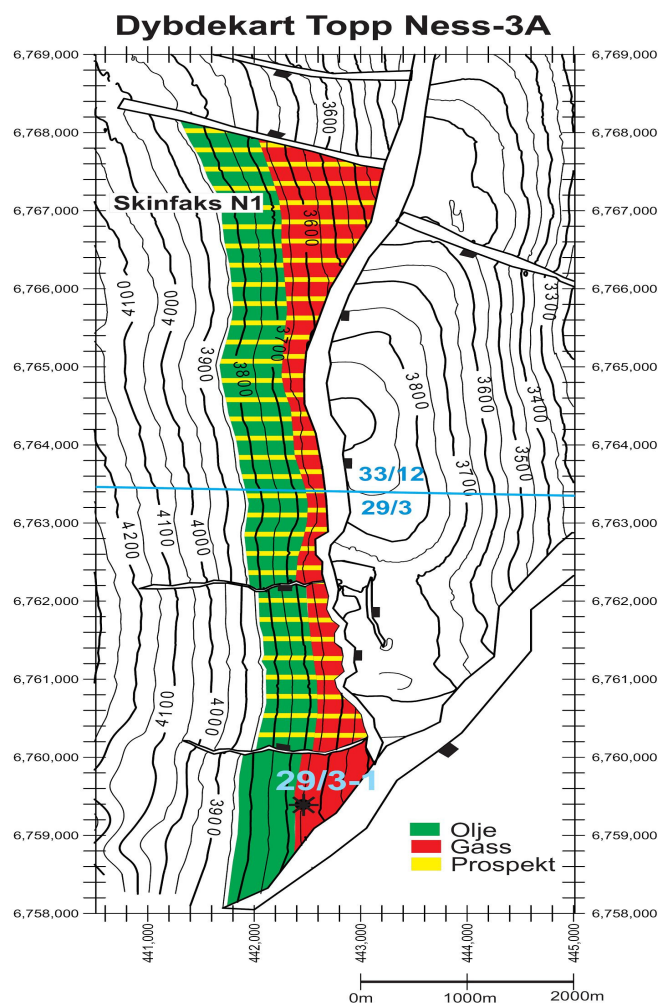


Figur 9 Skisse av brønnbanene for alternativ 4 (Kvaale et.al 06)

4. Beregninger

4.1 Beregningsmetoder

Tverrsnittskartet Geosnitt fra sør mot nord (figur 4) samt Dybdekart Topp Ness-3A (figur 10), begge fra Statoil, ble brukt i beregningene av de forskjellige brønnbanene. Koordinatene til noen punkter langs brønnbanen, typisk start of target og end of target, ble bestemt ut fra disse figurene, og geometriske beregninger ble brukt for å bestemme hvordan brønnen videre skulle gå. UTM-koordinatene Northings og Eastings ble altså satt med letebrønnen som referansepunkt.



Figur 10 Dybdekart Topp Ness-3A (TFO_KS 06)

4.2 Antagelser

I beregningene våre har vi gjort en del antakelser. Disse ble gjort for å få beregningene på et nivå som gjorde dem gjennomførbare for våre forutsetninger. Antakelsene som ble gjort er som følger:

- Havbunnen er flat og skal ikke by på problemer i forhold til plassering av brønnramme. Vi kan derfor plassere brønnrammen der vi ønsker ut fra hvor brønnene skal legges, slik at vi når boremålene våre.
- Det er ingen problemer knyttet til det å bore gjennom forkastningene. Statoil skal gjøre noe lignende lenger nord på Skinfaks.
- Antar olje gjennom hele Skinfaks Sør dersom den nye, planlagte letebrønnen finner olje i nord.
- Friksjon etc. øker jo flere og krappere svinger man har, og vil avhenge av oppbyggingsvinkler og lignende. Da vi ikke har programmer eller folk som kan utføre simuleringer for å bestemme om brønnbanene er borbare eller ikke, antar vi at de brønnbanene vi beregner er borbare.
- Tverrsnittet som den multilaterale brønnen er beregnet i, er likt letebrønnen 29/3-1 sitt tverrsnitt.

Antakelsene ble med ett unntak, diskutert med Torstein Kvaale og Torgeir Lund i Statoil, for å sikre at forenklingene vi gjorde var greie. Unntaket gjelder antakelsen om at tverrsnittet som den multilaterale brønnen er beregnet i, er likt letebrønnen 29/3-1 sitt tverrsnitt.

4.3 Begrensninger

Begrensninger er satt etter samtale med Torstein Kvaale i Statoil. Disse er som følger:

- Maksimal dogleg i 12 ¼ settes til 3 grader
- Maks dogleg i 8 ½ reservoar seksjonen settes til 3,5 grader
- Maks lengde i reservoar settes til ca. 2000 m målt dyp (MD)
- Det kan være 2 – 3 svinger på en brønn forutsatt at dogleg er innenfor kravet

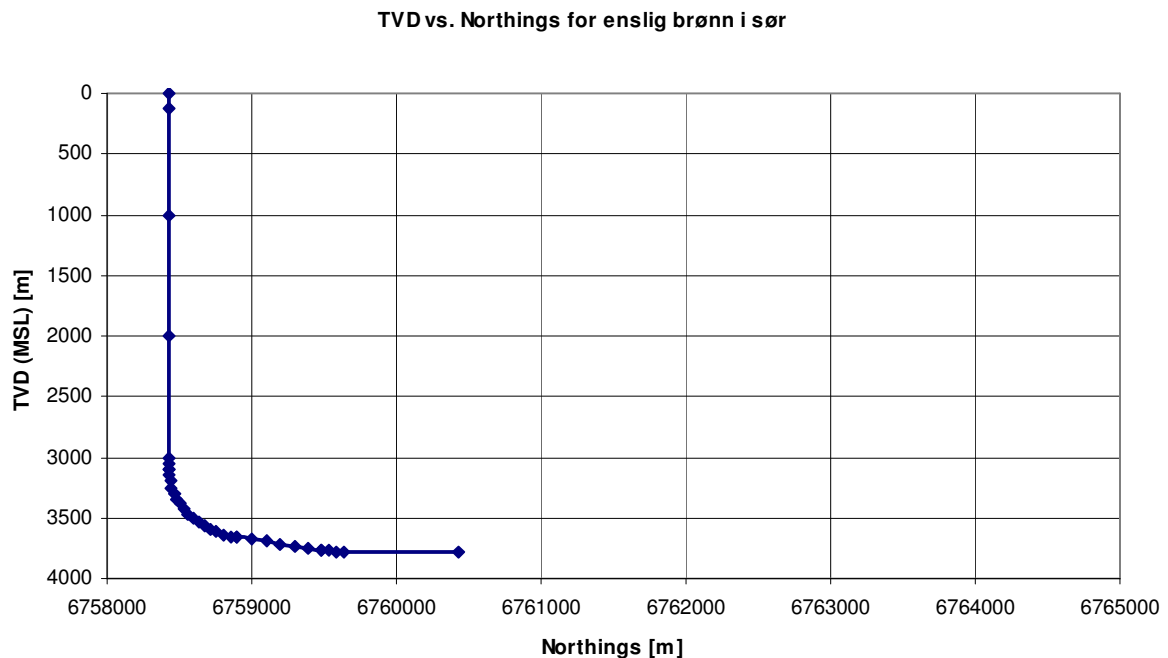
Begrensningene i maks dogleg og antall svinger er knyttet til stivhet, friksjon og slitasje på både borestreng og foringsrør/casing. Maks lengde i reservoaret er gitt av hva lineren tåler.

Lineren er det siste foringsrøret, og på grunn av skjærkreftene den blir utsatt for når den roteres og skyves inn i reservoaret, bør den ikke gå lenger enn ca. 2000 m MD. Begrensningene har vi tatt hensyn til når vi har beregnet brønnbanene i Excel. Maks lengde på brønn ved boring fra flyter er knyttet til blant annet flyterens bevegelser i hiv, men dette har vi ikke tatt i betraktning i beregningene.

4.4 Beskrivelse av beregninger

4.4.1 Alternativ 1

Dette alternativet ble beregnet etter de tre andre alternativene. For beregning av dette alternativet tok vi utgangspunkt i den sørligste brønnen i alternativ 3. Forskjellene her er at brønnrammen er flyttet mye lengre sør, slik at brønnen får en enklere og kortere brønnbane, samt at selve brønnen er flyttet litt lengre sør og oppover slik at den bare dekker området sør for den første forkastningen. Se vedlegg 4 for figur med nummerering av forkastningene. Grunnen til at brønnen ble flyttet litt opp er at reservoaret skråner oppover i sørenden, så brønnen måtte legges grunnere slik at den ikke skulle få så tidlig vannkoning. Vi valgte å legge brønnen ca 70 % over bunnen på reservoaret for å forsikre oss om dette.



Figur 11 Alternativ 1, plottet Northings vs. TVD

Ved å sammenholde figuren over med en figur av reservoaret, for eksempel figur 5 eller figur 10, vil en se at brønnbanen svinger nordover og inn i reservoaret fra sørsiden av den store, avgrensende forkastningen i sør. Denne blir senere henvist til som ”den første forkastningen”, se vedlegg 4. På denne måten får brønnen med seg både eventuell olje og gass i Tarbert samtidig som den dekker mest mulig av Nessformasjonen. Dessuten blir den delen av brønnen som går langs og gjennom den første forkastningen trolig kortere enn hvis brønnen skulle gått parallelt nedover langs forkastningen, men på nordsiden av den, og deretter avvike nordover mot horisontalen i reservoaret. Med avvik her mener vi at vinkelen bygges opp fra vertikalt.

Selve beregningen er gjort ganske enkelt ved å lese av nye dyp og posisjoner for reservoaret og modifisere sørbrønnen fra alternativ 3 slik at den passer med dette tilfellet. Til dette brukte vi de to figurene nevnt over. Brønnbanen går da vertikalt ned fra brønnrammen til den begynner å avvike nordover like over reservoaret, i motsetning til alternativ 3 der brønnrammen står omtrent midt over reservoaret. Brønnen har et langt strekke mot sør først.

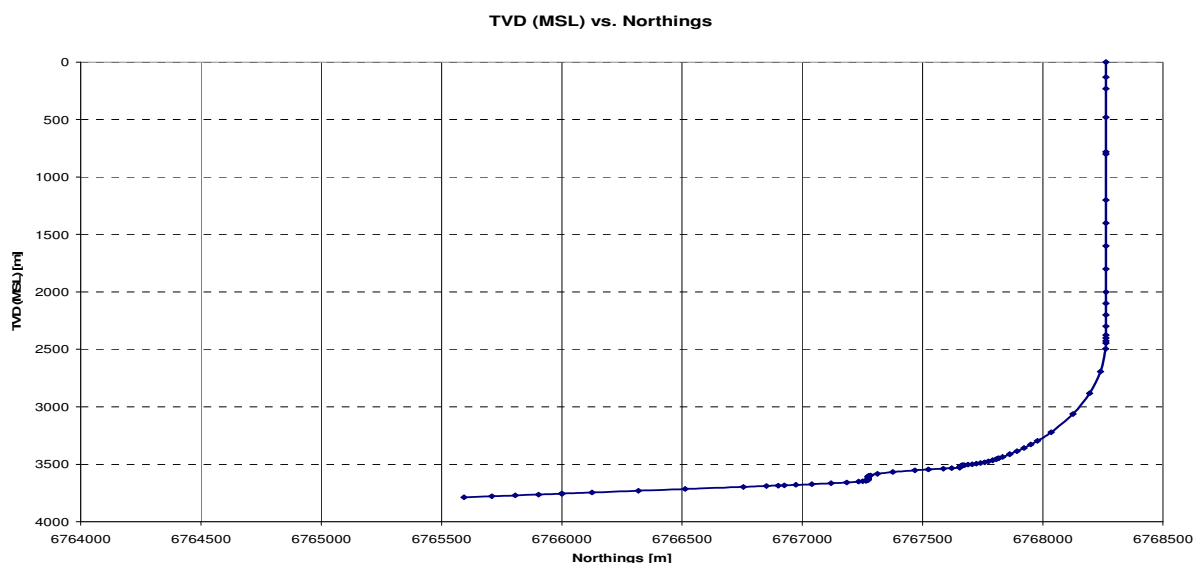
Plasseringen av brønnramma ble bestemt med utgangspunkt i slik den var for alternativ 3, og så målte vi på kartet for å se hvor mye lengre sør og hvor mye grunnere brønnen måtte være for å treffe riktig del av reservoaret. Avstanden mot sør og endringen i dyp ble så trukket fra på henholdsvis Northings og TVD (MSL). Deretter kopierte vi brønnen, limte inn verdiene (ikke formlene) i et eget ark, og klippet vekk den delen av brønnbanen som var over det vertikale punktet rett før reservoaret. Posisjonen i det vertikale punktet bestemte da posisjonen for brønnramma. Eastings ble da de samme som for brønnramma i alternativ 4, dvs. i tverrsnittet nordover fra 29/3-1. Så var det bare til å legge inn punkt for et langt, vertikalt strekk opp til havbunnen fra det punktet der brønnbanen først var vertikal, og på toppen av denne vertikale seksjonen lå brønnramma. Deretter så vi på plottet som ble laget i Excel at brønnbanen ikke ble tegnet så glatt som den skulle være, så vi måtte sette inn litt flere punkt. Så beregnet vi posisjonen til brønnens endepunkt og forkortet brønnen slik at den fikk endepunkt rett sør for og ikke nord for den andre forkastningen. Til slutt fikk vi Excel til å lage et endelig plott av sant vertikalt dyp mot Northings (figur 11).

4.4.2 Alternativ 2

Posisjonen til allerede eksisterende brønnramme N5 var oppgitt på figur med eksisterende infrastruktur på havbunnen vedlegg 3. Vi leste av posisjonen til eksisterende letebrønn 29/3-1 på figur med dypene ned til øvre deler av reservoaret (figur 10).

Ut fra overflaten i Geosnittet regnet vi ut omtrentlig helning på reservoaret. Måten dette ble gjort på, var at vi leste av avstanden mellom høydekotene, og siden ekvidistansen var oppgitt, kunne vi beregne helningen på laget. Helningen ble brukt for å legge brønnen i riktig høyde vest for det kjente snittet. På denne måten prøvde vi å kompensere for at vi ikke hadde et 3D-kart for hånden. I de neste alternativene tok vi ikke hensyn til helningen når vi beveget oss utenfor det kjente Geosnittet.

For å kunne bestemme brønnbanen mer i detalj, trengte vi mer enn bare start- og sluttunkt. Dybdekartet ble brukt til å lese av retninger, enkelte vinkler og faste punkt i forhold til forkastningene. Forkastningene det er snakk om her er den fjerde, femte og sjette, se vedlegg 4. Den fjerde forkastningen er den store i østkant av reservoaret, den sjette forkastningen er den nordligste forkastningen som avgrenser reservoaret, og den femte forkastningen er den litt mindre forkastningen som ender på den fjerde rett sør for den sjette. Det vi måtte ta hensyn til ved valg av faste punkt var at brønnen skulle ha færrest mulig svinger, i størst mulig grad unngå forkastninger og være kortest mulig totalt sett samtidig som reservoareksjonen ble lengst mulig.



Figur 12 Alternativ 2, Plottet TVD vs. Northings

For å imøtekomme disse kravene på best mulig måte, valgte vi brønnbanen som vist på figur 12. Brønnen går da vertikalt ned til første kickoff-punkt. Derfra bygger den seg opp i sørvestlig retning til den når ønsket avvik. Denne vinkelen målte vi opp med passer og linjal med tanke på dyp og retning for den siste, rette seksjonene på brønnbanen. Deretter bøyer brønnbanen av vestover til den når rett vest idet den treffer den fjerde forkastningen, i et punkt midt mellom den femte og sjette forkastningen, hele tiden med konstant avviksvinkel fra vertikalt. Dette punktet er også lest av på kartet vist i vedlegg 4. Så går brønnen rett igjennom den fjerde forkastningen og ut på den vestre siden hvor den bøyer av sørover igjen. Det rette strekket gjennom forkastningen går som nevnt rett vestover, så dette ser ut som et hopp på plottet med northings vs. sant vertikalt dyp (figur 12). Så går brønnen sør-sørvest i ett rett strekke til end of target ved maksimal brønnlengde i reservoaret. For å få rett dyp på slutten, brukte vi helningen for å beregne hvor mye dypere reservoaret lå i endepunktet enn det ville gjort dersom det hadde ligget i tverrsnittet i Geosnitt.

4.4.3 Alternativ 3

Dette alternativet tar for seg en løsning med utplassering av en ny brønnramme og tre produksjonsbrønner. En av disse brønnene skal være multilateral, og deler seg i to brønner litt før brønnene kommer inn i reservoaret.

Vi begynte med å bestemme brønnrammeplasseringen. Posisjonen til den satte vi mest mulig midt i reservoaret i østvest-retning, og litt nord for midten i nordsør-retning for å korte litt ned på rørene herfra til N5. Vi bestemte et punkt for plassering der vi tok hensyn til at den sørligste brønnen ikke skulle bli for lang. I et litt mer fancy dataprogram kunne nok denne plasseringen vært optimalisert, men det tok ikke vi høyde for i våre beregninger.

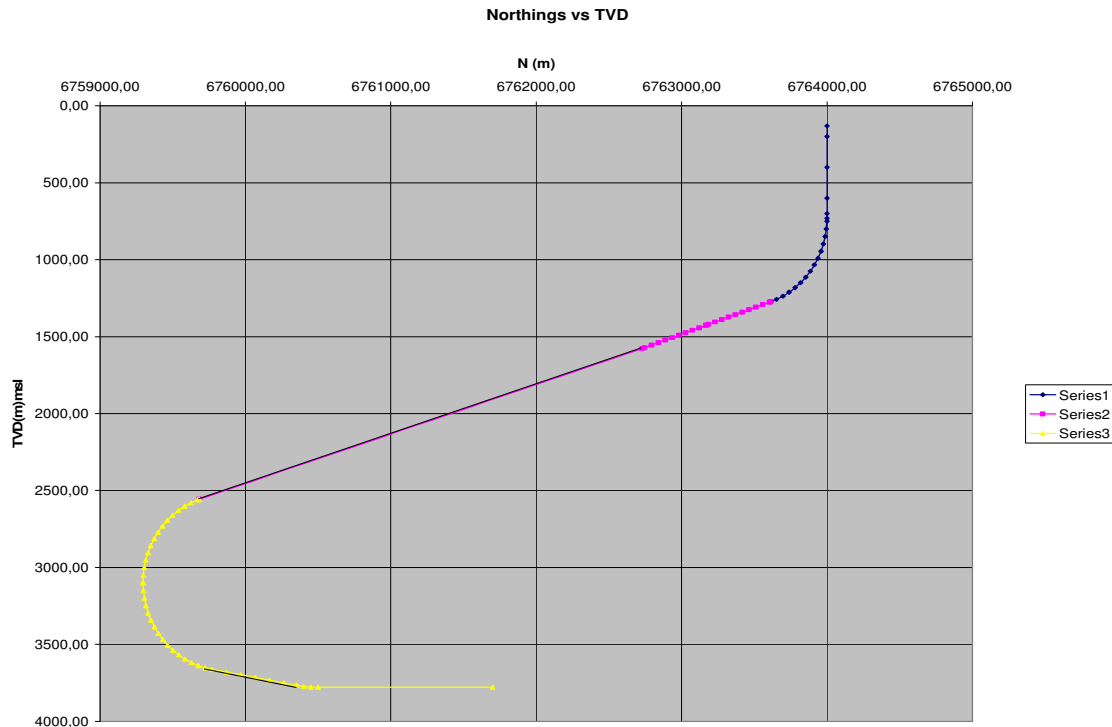
Dette alternativet ble beregnet med tanke på å nå både gass- og oljefasen i både Tarbert og Ness, samt at reservoar seksjonen til brønnene skulle bli lengst mulig, dvs 2000m MD i følge generelle anbefalinger fra professor Sigbjørn Sangesland ved NTNU. Brønnene ble også lagt på en måte som skulle muliggjøre utnyttelse av eventuelle sidesteg ved en senere anledning, da for å bedre dreneringen av de to nevnte formasjonene. Ved å legge brønnbanene for nordlig og sørlig brønn innom Tarbert i første omgang, ville det bli enklere å nå resten av Tarbert ved en senere anledning uten å måtte bore unødvendig langt.

Dette alternativet kan være vanskelig å gjennomføre i praksis, fordi den sørligste og nordligste brønnbanen er på grensen til hva som er mulig å bore, særlig fra flyterigg. Brønnene er både lange og har en vanskelig form.

Brønn i sør

Brønnbanen ble beregnet nedenfra fra EOT (End of Target) opp til KOP4 (Kick off Point 4) og ovenfra fra brønnrammeplassering ned til EOB3 (End of Build 3). Den lineære avstanden mellom de to punktene som så gjensto ble beregnet ved hjelp av enkel pytagoras. Nord – sør koordinatene i EOT ble tilfeldig satt i starten ut fra lovlig lengde på brønn i reservoaret (2000 m MD) og ble endret senere. Dybden ble bestemt ut fra at brønnen skulle ligge ca. 70 % over OVK (olje -vann kontakt) som er på 3840 meters dyp i tverrsnittet. Dette for å få ut mest mulig olje fra reservoaret. Dybden fra template til KOP1 ble satt til 600 meter. Her går brønnen vertikalt ned. Da brønnbanen ligger 130 meter lenger øst for template, må den svinges 130 meter mot øst. Dette ble gjort med to svinger med dogleg på 1° .

Graf over brønnbanen ble tegnet opp for å se resultatet og for å kunne justere vinkelen. Denne viste seg å gi best resultat (kortest brønnlengde) på 71° , og dermed ble inklinasjonen på det lineære strekket 19° . For å gjøre grafen finere og for å være sikker på at den er sammenhengende hele veien, ble brønnbanen beregnet for hver 50 meter i sirkelbuene, samt for noen flere punkter i de rette strekkene. Figur 13 viser brønnbanen plottet for Northings vs. TVD.



Figur 13 Alternativ 3, brønn i sør Northings vs. TVD

Brønn i nord

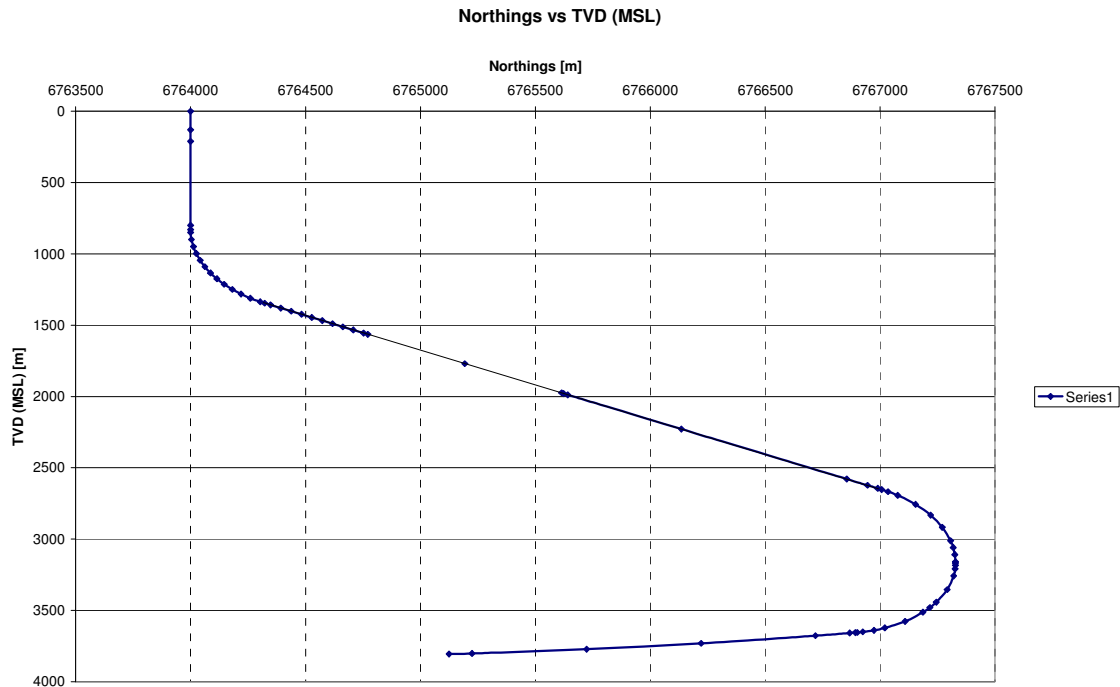
Punktet der brønnen skulle gå inn i Ness, TA, ble bestemt utifra at brønnen skulle få med seg både gassen og oljen i Tarbert i tillegg til Ness uten at den kom for langt nord i forhold til brønnramma. Det ble en vurderingssak, der gassen i Tarbert ble litt nedprioritert i denne omgang med tanke på at en kunne bore sidesteg seinere. For at ikke brønnen skulle gå for dypt i Ness, måtte dessuten brønnen ha riktig helning sørover i TA. Helningen på brønnen her og i endepunktet, ETA, ble derfor bestemt med linjal og beregning utifra Geosnitt. Dypet og posisjonen i ETA ble målt og bestemt på Geosnitt, og det ble lagt slik at reservoarseksjonen helst ikke skulle overstige 2 km. (Lengden på $9\frac{5}{8}$ " seksjon kunne ikke kontrolleres før etter at brønnbanen var ferdig, men da så vi til gjengjeld at den var ok.)

Et vertikalt punkt, P1, litt lenger oppe og mot nord i forhold til TA, ble beregnet utifra maks dogleg for $9\frac{5}{8}$ " seksjon og dertil hørende faste radius, slik at strekningen P1-TA ble en byggeseksjon (build-up). Strekningen TA-ETA ble også beregnet som en byggeseksjon, bare med veldig lav dogleg, for å slippe å få vekselvis bøyde og rette seksjoner i selve reservoaret. Dogleg her ble beregnet utifra vinkelen oppe og nede på et sirkelsegment (konstant build-up

rate), og målt lengde på denne seksjonen ble beregnet ved hjelp av enhetssirkelen siden radiusen i utgangspunktet var ukjent.

Nå var den nederste delen av brønnbanen bestemt, så nå kunne vi begynne å se på den øvre delen. Denne måtte nemlig justeres slik at reservoarseksjonen ble gjennomførbar med tanke på byggerater (dogleg) og dyp ned til første kickoff-punkt, KOP1. På dette tidspunktet satte vi derfor det sistnevnte dypet. Brønnbanen mellom KOP1 og P1 skulle bestå av først en byggeseksjon, så en rett seksjon, og til slutt en droppoff-seksjon som endte vertikalt i P1. Byggeseksjonen og droppeseksjonen skulle være identiske, bare speilvendte. Dermed satte vi i gang. Vi begynte med å anta en avviksvinkel, og beregnet horisontal og vertikal avstand mellom KOP1 og P1. Disse lengdene ble fordelt mellom bygge-, droppe- og rett skrå seksjon. Så itererte vi vinkelen slik at avstandene beregnet utfra posisjonene og utfra den foreløpig beregnede brønnbanen ble like. Målet med iterasjonen var at den rette seksjonen faktisk skulle ende opp med å bli helt rett, og at dypene skulle stemme overens uten at vi fikk dybdehopp.

Neste ting å tenke på, var at reservoarseksjonen, her representert ved P1, og brønnramma, her representert ved KOP1, ikke lå i samme plan. P1 lå i tverrsnittet, dvs litt øst for brønnramma. For å få brønnramma til å henge sammen øst-vest, måtte vi derfor legge inn en S-sving (to speilvendte halvbuer), og dette virket enklest i den rette skrå seksjonen. Derfor beregnet vi den horisontale avstanden øst-vest mellom P1 og KOP1, delte den på to, og så skulle dette være forskyvningen øst-vest fra henholdsvis første og siste del av S'en. For å få myke, og ikke krappe, svinger, valgte vi en sirkel med stor radius, for da trengte ikke brønnen svinge så mange grader for å få det nødvendige avviket sidelengs. For å få glatte kurver på svingene i Excel-plottene, la vi inn hyppige punkt på brønnbanen. Hvis ikke har Excel en tendens til å tegne rette eller ulogiske linjer. Figur 14 viser brønnbanen plottet northings vs. TVD.



Figur 14 Alternativ 3, brønn i nord Northings vs TVD

Multilateral brønn

Vi har valgt å la den ene brønnen som treffer ca. midt i reservoaret, være multilateral. Det vil si at den splittes i to noen hundre meter før den treffer reservoaret. Dette øker produksjonen og reduserer bore- og kompletteringskostnadene. Målet ved å ha en multilateral brønn er å øke produksjonen, samt spare tid og penger. (SPE06)

Den multilaterale brønnen har blitt tegnet ved hjelp av DAK programmet Inventor for å brukes i videoen som ble vist i fremføringen. Et bilde fra dette programmet er vist i figur 15.



Figur 15 Alternativ 3, multilateral brønnbane tegnet i DAK programmet inventor

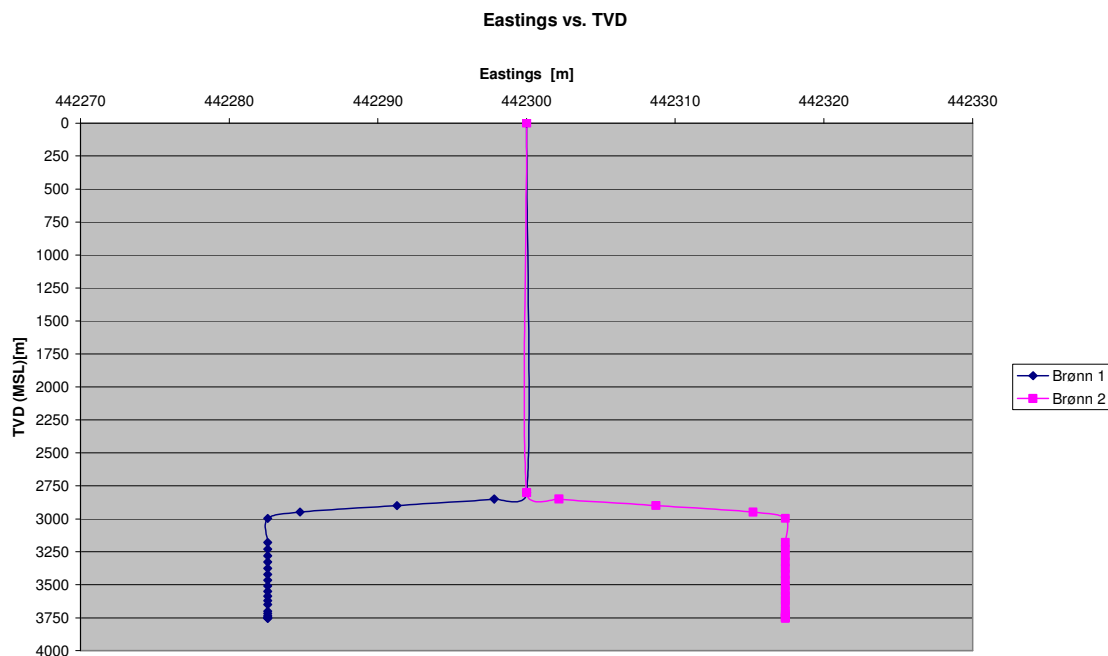
De to brønnene som skal drenere midten av reservoaret er beregnet i Excel.

Beregningsgangen har vært å ta utgangspunkt i en brønnrammeplassering og regne seg nedover til valgt posisjon for å treffe reservoaret. Vi har regnet ut lengde på brønnbane og plassering ut i fra plasseringen til brønnrammen. Beregningene er gjort ved å ta hensyn til de antakelsene og begrensningene som er presentert i avsnitt 4.2 og 4.3.

Target på brønnbanen er satt til å være 6763400 northings og 442300 eastings. Dette vil gi at den multilaterale brønnen havner i ett annet snitt enn den sørligste og nordligste brønnen. Grunnen til dette er, som tidligere nevnt, at lengden på brønnene og muligheten til å drenere reservoaret best mulig. Den multilaterale brønnen ville kommet for nærme både den sørligste og nordligste brønnen da alle brønnene er ca. 2 km lange inne i selve reservoaret, om alle brønnene var i samme snitt. I tillegg til dette, ville ikke den nordligste av den multilaterale brønnen kunnet gå 2 km i rett horisontal fra target, siden den da etter hvert ville havnet utenfor reservoaret. Løsningen på dette ble altså å anta at snittet for letebrønnen gjaldt ellers i reservoaret også, siden vi kun hadde snittet fra letebrønnen å gå ut i fra. Justeringer ble gjort i

beregningene for å få kunne bruke denne antakelsen, i forhold til høydeforskjellen på de to snittene. Høydeforskjellen ble lest av med linjal fra figur 10.

Figur 16 viser brønnbanen plottet som eastings i forhold til TVD. Regnearkene benyttet for beregning av brønnbanene ligger som vedlegg 1.



Figur 16 Multilateral brønn, Eastings vs. TVD

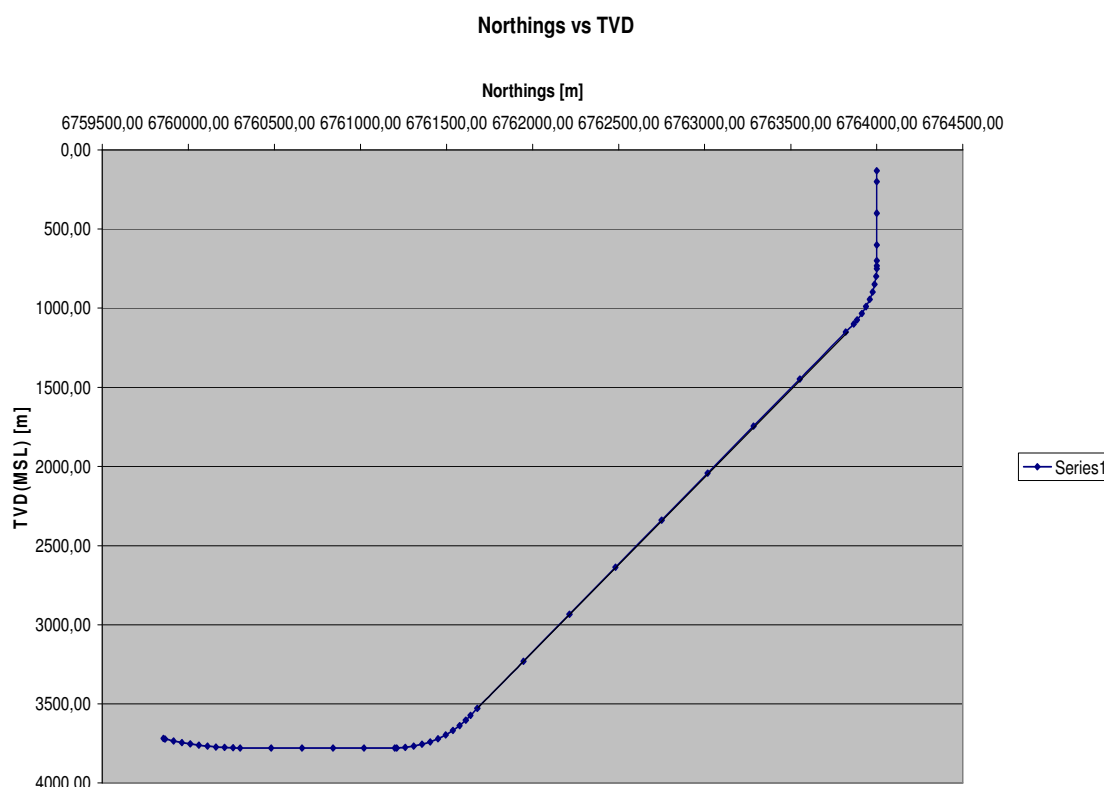
4.4.4 Alternativ 4

I det siste alternativet endrer vi plasseringen til brønnrammen i forhold til i alternativ 3, for å se hvilke forbedringer vi får som følge av dette. De tre nordligste brønnene ble beregnet med utgangspunkt i brønnene i alternativ 3, så brønnene ble både enklere og mer gjennomtenkt. Planen med dette alternativet var å få kortere og mer borbare brønner, men som likevel skulle være gode produsenter. For det første flyttet vi brønnrammen de få meterne østover slik at vi slapp å beregne den ekstra S-svingen som allikevel ikke hadde noen funksjon. For det andre er olje mye mer verd enn gass, så vi ville planlegge brønner som skulle spesialisere seg på å få ut mest mulig olje og heller la gassen i Tarbert ligge til seinere. Hvis en brønn blir for komplisert, er det ikke sikkert den blir mulig å gjennomføre, og da mister man brønnen.

Brønn i sør

Det første punktet som ble satt var EOB2. Dypet ble satt til å være ca. 70 % over OVK som er på 3840 meters dyp, for å få mest mulig olje ut fra reservoaret. Herfra ble et horisontalt strekk lagt til punktet KOP3. Herfra bygges det med en dogleg på 1° og byggvinkel på 15° til punktet EOB3 som beregnes ut fra disse vinklene.

Vi tok i neste omgang utgangspunkt i brønnrammen og regnet nedover. Et vertikalt strekke på 600 meter fra brønnramma ned til KOP1 legges. Videre settes byggvinkelen til 40° og dogleg til 3° hvorfra punktet EOB1 beregnes. Dermed blir byggvinkelen fra KOP2 til EOB2 50° (90°-40°). Punktet KOP2 beregnes så ut fra punkt EOB2 som allerede er satt. Og til slutt kan det vertikale strekket fra EOB1 til KOP2 beregnes. I figur 17 er brønnen plottet for Northings vs. TVD.



Figur 17 Alternativ 4, Brønn i sør, Northings vs TVD

Brønn i nord

Først satte vi dypet ned til første kickoff-punkt, KOP1. Dette er et temmelig fastsatt dyp av to grunner. Den ene er at den øverste delen av bergmassene under havbunnen består av løsmasser som hardner nedover, og disse er såpass løse at de er vanskelige å styre noe særlig

i. Den andre er at 20" foringsrør er veldig tjukt og stivt og har vanskelig for å bøye på seg på samme måten som de smalere seksjonene. I ettertid ble KOP1 flyttet nedover, og det går greit, det er et grunnere dyp som ikke er å anbefale.

Etter at dypet ned til KOP1 var satt, bestemte vi hvor i reservoaret brønnen skulle entre, og hvor den skulle ende. Endepunktet skulle være i olje i Tarbert, så det måtte være ganske langt nord. Dessuten svinger reservoaret litt opp mot nord (på samme måten som i sørenden), så brønnen måtte stige på slutten. For å få alt dette til å stemme, fant vi ut at brønnen måtte ha form som en speilvendt J. I utgangspunktet hadde vi tenkt å ha en byggeseksjon nede i reservoaret og så en rett skrå seksjon nord- og oppover, men da måtte så mye av brønnen ha gått gjennom takbergarten mellom Ness og Tarbert, et selvsagt ikke-produktivt intervall, at det fant vi lite hensiktsmessig. Dertil kommer det faktum at brønnbanen blir mindre kantete på denne måten. Så denne løsningen gikk vi bort ifra.

Brønnbanen måtte deretter bestemmes fra KOP1 til inngangen i reservoaret. Her ble avviksvinkelen bestemt med trinnvis dogleg slik at vi først fikk en slak sving, BU1. Direkte etter BU1, kom en litt skarpere sving fra KOP2, BU2, for å få en mer "catenary"¹ form på brønnbanen. Planen var at denne skulle ende i riktig vinkel i reservoaret, men etter mye iterering av både dyp ned til KOP1 og lengden på henholdsvis BU1 og 2, fant vi ut at det var enklere å legge inn en rett, skrå seksjon fra slutten av BU2, EOB2, og fram til neste kickoff-punkt, KOP3, rett over reservoaret. Byggeseksjonen fra KOP3, BU3, endte så i riktig vinkel og dyp inne i reservoaret.

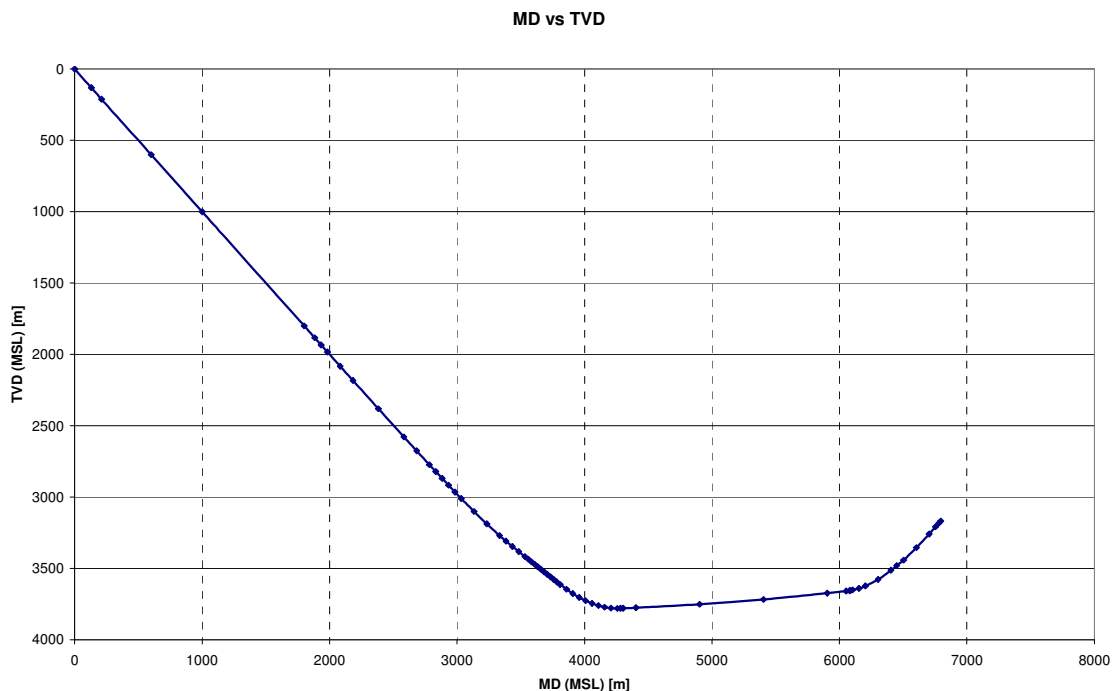
Fra EOB3 hadde vi et ukjent strekke foran oss, så da begynte vi heller i andre enden og jobbet oss tilbake mot EOB3 fra enden av brønnbanen.

Endepunktet for brønnen skal være toppen av Tarbert. Denne delen av beregningen ble gjort en dag vi ikke hadde tilgang på Geosnittet, så for å likevel komme fram til et midlertidig resultat brukte vi beregningene fra alternativ 3 for den tilsvarende brønnen, og så kunne vi kappe den i rett høyde når vi visste hvor grensen til Tarbert var igjen. Brønnbanen tilbake til EOB3 ble da som følger: Først kom BU4, som var en standard oppbygging (bare at nå gikk

¹ Catenary er den formen som er mest naturlig og gir minst friksjon, men den er vanskeligere å beregne. For å få et bilde av hvordan denne fasongen er, kan man holde et tau i enden og senke det ned mot bakken slik at det legger seg i en bue. Da vil buen være slakest oppe og brattere nede, ikke som en buelengde kuttet ut av en sirkel.

den fra omtrent horisontal og oppover til vertikal i stedet for nedover fra vertikal og opp mot horisontal). Deretter kom en veldig slak oppbygging mellom BU3 og BU4, kalt BU5. Rekkefølgen ble dermed BU3, BU5 og så BU4 til sist.

BU4 ble som sagt kopiert fra det tilsvarende stykket på nordbrønnen i alternativ 3, bare at BU4 ble snudd som forklart over. BU5 ble også kopiert på samme måten fra nordbrønnen i alternativ 3, bare at avstandene mellom punktene med tilhørende vinkler ble litt endret for å få brønnbanen til å passe med denne nye situasjonen. Da beregningene var ferdige, plottet vi brønnen i Excel for å sjekke at den så grei ut, det vil si at den for eksempel ikke hadde dybdehopp eller skarpe vinkler.

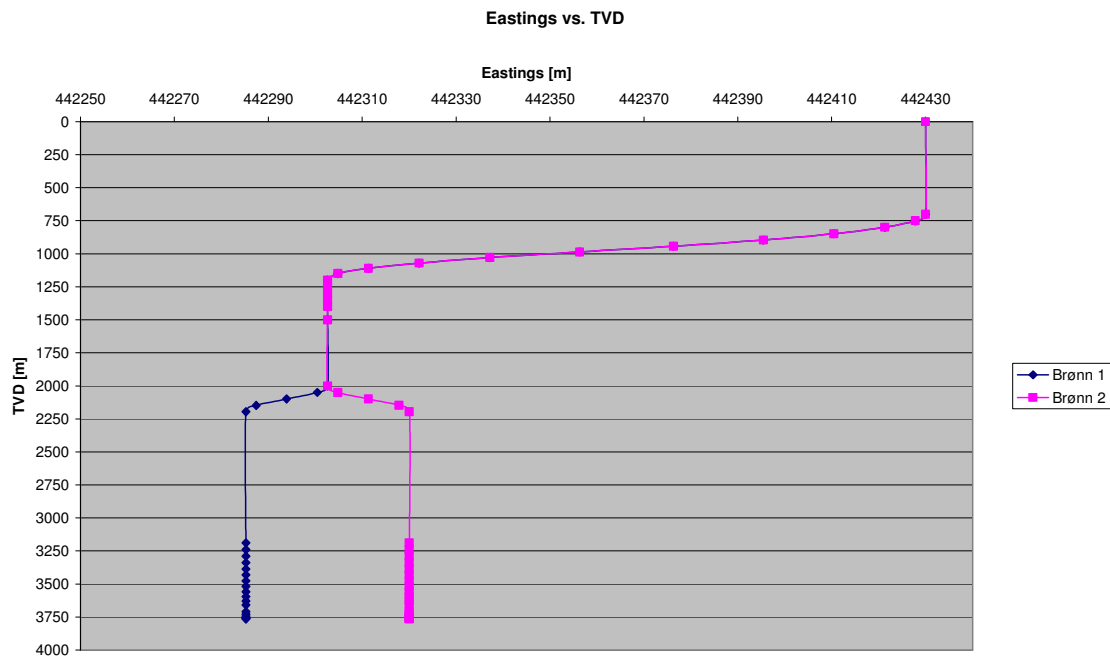


Figur 18 Alternativ 4, brønn i nord, MD vs. TVD

Multilateral brønn

Siden brønnrammen nå settes på samme eastings som letebrønnen, må den multilaterale brønnen forflytte seg i eastings. Dette på grunn av at den multilaterale brønnen ikke går i samme snitt som den sørligste og nordligste brønnen. For å forenkle beregningene har vi derfor satt target til å være som i alternativ 3. Beregningene ligger som vedlegg 1.

Figur 19 viser brønnbanen plottet som eastings i forhold til TVD. Fullstendige beregninger samt flere figurer i vedlegg 1.



Figur 19 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. TVD

4.5 Usikkerheter

Beregningene vi har gjort vil være preget av en del usikkerheter. Usikkerhetene er hovedsakelig knyttet til avlesningsfeil.

Vi gikk kun ut ifra figur 5 og figur 10, og da disse var litt unøyaktige, ble en nøyaktig avlesning vanskelig. Kartene var veldig små i forhold til det store området de dekket og avstandene er avlest med linjal. Dette fører til en ganske stor usikkerhet i forhold til koordinatene og dybdene vi har benyttet i beregningene.

I tillegg kommer usikkerheter knyttet til skrivefeil i Excel.

5. Innfasing mot eksisterende infrastruktur

Ved å velge alternativ som omhandler å plassere ut en ny brønnramme, må vi se på hvilke innfasingsmuligheter vi har. Skinfaks Sør har mulig innfasingsløsning mot N5 satellitt eller N-rammen, dersom vi installerer en ny brønnramme. (Gullfaks 05)

5.1 Innfasing til N5 satellitt vs. N-rammen

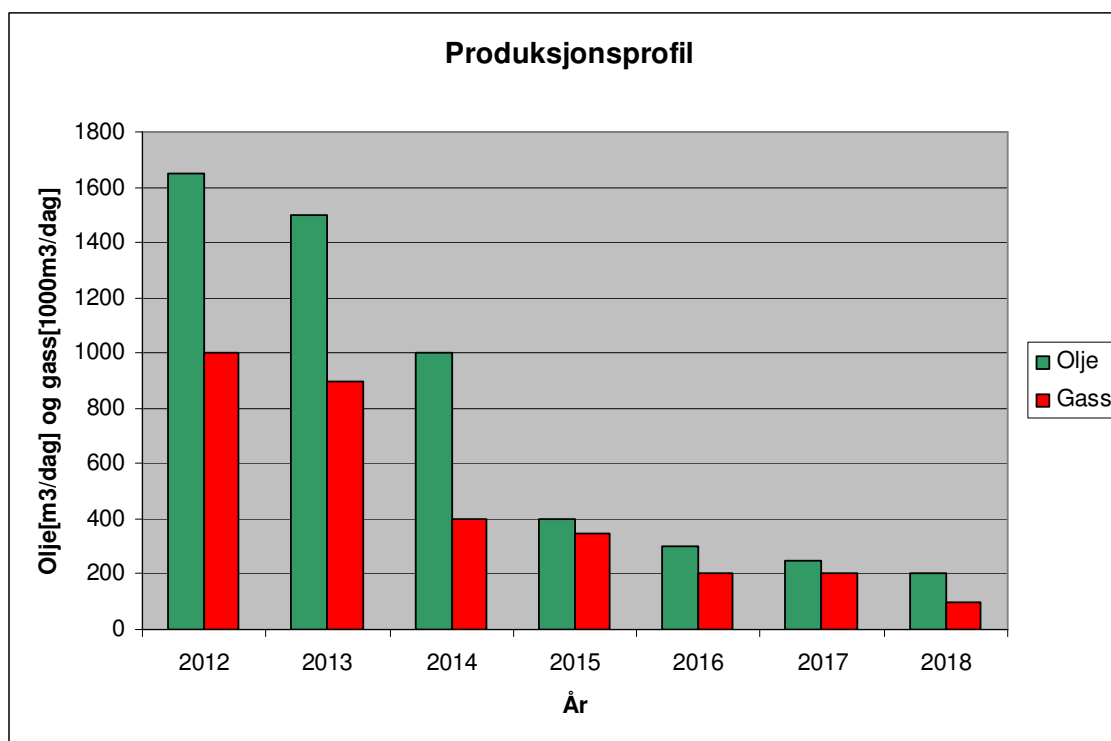
Det er ikke ledig slisse verken på N-rammen eller N5 satellitt i 2012, som er planlagt start for produksjon. Vi har sett på steg som må gjøres, dersom en ny brønnramme skal installeres. Vi har da muligheten for å koble på et 10'' eller 8'' rør mot henholdsvis N-rammen eller N5 satellitt. Koordinatene for N rammen og N5 satellitt er gitt i tabell 2. Avgjørende faktorer for bestemmelse av innfasing mot enten N5 satellitt eller N-ramme vil være kostnader og produksjonskapasitet, samt avstand.

Koordinater (UTM)	Nord/sør[m]	Øst/vest[m]
N-ramme (B)	6772167	445499
N5 satellitt (C)	6768262	445025
Midt av reservoar (A)	6763400	442300
Avstand A-B	8767,49	3199,91
Avstand A-C	4862,5	2725,6

Tabell 2 Avstand fra midt av reservoar til N-ramme og N5 satellitt

Det kommer frem fra tabell 2 at N5 satellitt ligger betydelig nærmere reservoaret enn hva N-rammen gjør. Sett at røret fra templateplassering kan legges i helt rett linje til ønsket innfasingspunkt, så blir det en forskjell på nesten 4 kilometer i rørlengde mellom N5 satellitt og N-rammen. De totale rørkostnadene vil bli større for innfasing mot N rammen, enn for innfasing mot N5 satellitt.

For å kunne vurdere valg av innfasingsløsning mot produksjonskapasitet, har vi beregnet strømningshastigheten i 8'' og 10'' rør ved hjelp av produksjonsprofilen som er gitt i TFO rapporten fra 2005. Resultatene ble som vist i tabell 3. Figur 20 viser produksjonsprofilen.



Figur 20 Produksjonsprofil fra år 2012 (TFO 05)

År	Volumstrøm olje[m³/s]	Hastighet i rør, 8"	Hastighet i rør, 10"
2012	0,0191	0,633	0,405
2013	0,0174	0,575	0,368
2014	0,0116	0,384	0,246
2015	0,0046	0,153	0,098
2016	0,0035	0,115	0,074
2017	0,0029	0,096	0,061
2018	0,0023	0,077	0,049

Tabell 3 Strømningshastighet i henholdsvis 8'' og 10'' rør

Som en ser ut ifra beregningene gjort i tabell 3, så er strømningshastigheten veldig lav i begge rør. I følge NORSOK standard P-001 (1999) skal strømningshastigheten for olje i vanlig stål ikke overstige 6[m/s]. (Gudmundsson05) For både 8'' og 10'' rør holder vi oss godt innenfor denne grensen.

Ut i fra disse resultatene har vi valgt satellitt N5 og et 8'' rør som innfasingsløsning fra en ny brønnramme. Vi har ikke undersøkt om det er ledig kapasitet i rørene fra N5 satellitt videre til N-rammen. I følge reservoarstyringsplanen fra 2005 er produksjonssystemet til Gullfaks C plattformen tilrettelagt for tilkoblingen av N-rammen. Vi har heller ikke vurdert produksjonen vår i forhold til kapasiteten til separatoren i prosessanlegget på Gullfaks C. Innfasing av N0

og N1 er langt frem i tid. Vi har derfor valgt å se bort fra begrensninger knyttet til separatorens fremtidige kapasitet. Vi antar da at har vi først koblet på ett rør til N5 satellitt, er det kapasitet nok til å bruke eksisterende rørsystem videre til plattformen.

6. Hydrater

6.1 Generelt

Bortsett fra reservoarbetinger og systembegrensninger, er det gass, voks og hydrater som til nå har påvirket produksjonen fra Gullfaks satellitter. (Gullfaks 05) Vi skal her gå litt nærmere inn på fenomenet gasshydrater i forbindelse med oljeutvinningen.

Hydrater er en av de viktigste parametrene en må vektlegge ved design av flerfase – rørledninger og utgjør en problemfaktor ved oljeutvinning og – transport. Hydrater er faste, ”is - liknende” stoff som kan feste seg langs veggen i rør eller utstyr. (Aaberge 93)

I oljesystemer er det vanlig å se hydrater vokse som mer eller mindre fint dispergererte partikler i væskefasen, og man vil etter hvert kunne oppleve porøse ansamlinger som tidvis sitter fast, for så å løsne igjen når skjærkreftene blir for store. Til slutt dannes det en mer solid plugg, for eksempel ved rørbend, ventiler eller andre restriksjoner, som setter seg helt fast. (Gudmundsson 03)

Disse kan blokkere røret totalt eller løsne i biter og skape store ødeleggelser i utstyr. I verste fall fører dette med seg lang driftstans, kostbare produksjonstap samt tid – og ressurskrevende fjerningsoperasjoner. Person- og utstyrssikkerhet kan også påvirkes negativt av hydraters forekomst i slike systemer. (Aaberge 93)

I tillegg til i rør kan hydratdannelse være et problem i brønner, undersjøiske juletrær og manifold, stigerør, separatorer og prosessutstyr. (Gudmundsson 03)

På Gullfaks satellitter er hydrater i produksjonsrør og kjemikallinjer et stadig tilbakevendende problem. Særlig linjene for injisering av avleiringshemmer og avblødning av ringrom har vært rammet av langvarige hydratplugg, men det er også registrert hydrater i produksjonsrør mellom brønn og produserende rørledning (mest sannsynlig i nærheten av subsea strupeventil) flere ganger. Disse har vanligvis oppstått ved oppstarten etter lengre nedstengninger av brønner. (Gullfaks 05)

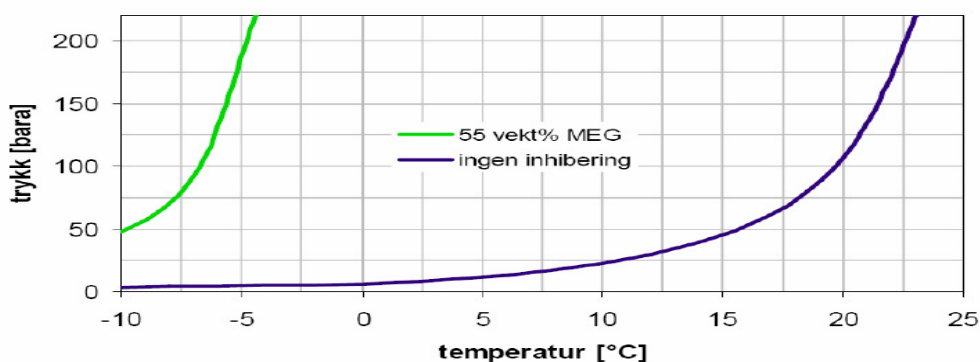
Hydrater er kjemisk sett en underklasse av forbindelser som kalles klatrater. Dette er stoffer hvor ett kjemisk stoff er innesluttet i et annet uten vanlige kjemiske bindinger. I olje – og gassammenheng brukes ”hydrater” om klatrater hvor naturgassmolekyler er innesluttet i et vanngitter. Gassmengdene som kan finnes i hydrater er enorme. 1 m³ hydrat kan faktisk inneholde nesten 180 m³ gass ved standardbetingelser. (Gudmundsson 03)

6.2 Stabilitetsområdet til hydratene

Hydrater opptrer der man har fritt vann og riktig type gassmolekyler, samt relativt høyt trykk og relativt lav temperatur. Grunnen til at både fritt vann og lette hydrokarboner er til stede i rørledningen, skyldes at hydrokarboner står under høyt trykk og temperatur i et reservoar. Fri gass i et reservoar er derfor vanligvis mettet med vanndamp og tyngre hydrokarboner i dampfase. I tillegg er det oppløst gass i oljefasen. (Gudmundsson 03)

Innholdet av vanndamp i gassfasen avhenger av trykk og temperatur, samt vannkvalitet og gasskvalitet. Duggpunktlinjen til vannet i naturgassen krysses enten høyt oppe i brønnen eller i undervannsrørledninger. Vanligvis strømmes en blanding av gass, olje og vann i oljebrønner og rørledninger. Hydrater dannes ikke så lenge alt vannet forekommer som damp, men kan begynne å dannes når vannet kondenseres ut. (Gudmundsson 05)

For enhver gitt temperatur finnes et likevektstrykk som er det laveste trykket hydrater kan eksistere ved. Tilsvarende viser likevektskurven maksimal temperatur for et gitt trykk. Som en tommelfingerregel brukes ofte at hydratenes stabilitetsområde ikke strekker seg lenger ned enn til 25-30 °C. Dersom man kommer fra et område uten hydrater og beveger seg inn i et område hvor hydrater er stabile, vil hydrater ofte ikke dannes før man er langt inne i området. Veksten av hydrater er et godt forstått fenomen etter at de først er blitt dannet, men akkurat når og hvor hydrater vil dannes, er i midlertidig svært uforutsigbart. (Gudmundsson 03)



Figur 21 Eksempel på hydratlikevektskurve (Gudmundsson05)

Å operere utenfor hydratenes stabilitetsområde er ønskelig, men ofte vanskelig i praksis, særlig for lange distanser hvor temperaturen vil falle mot omgivelsestemperaturen, og hvor det trengs et visst trykk for å opprettholde strømmingen.

En rørledning som opereres i trygt område, vil også raskt kunne komme inn i hydratområdet ved en nedstengning av systemet.

Dypere vann og lengre transportdistanser betyr kaldere omgivelser for fluidene og vanskeligere forhold for å benytte den vanligste måten å fjerne hydratpluggen på, som er trykkavlastning til utenfor stabilitetsområdet. Det hydrostatiske trykket av væsken i systemet vil på 2000 meters havdyp føre til at man ikke kan trykkavlasse langt nok ned.

(Gudmundsson 03)

6.3 Forhindre hydrater

Disse metodene brukes preventivt:

1. *Isolasjon av rør*
2. *Vannfjerning (gasstørking)*
3. *Bruk av kjemikalier*
4. *Smelting ved direkte varmetilførsel*
5. *Smelting ved å senke trykket*

6.4 Fjerne hydrater

Disse metodene brukes for å fjerne hydrater:

1. *Mekanisk fjerning*
2. *Kjemisk fjerning*
3. *Smelting ved direkte varmetilførsel*
4. *Smelting ved å senke trykket*

På Gullfaks satellitter har hydrater i produksjonsrøret blitt fjernet ved injeksjon av metanol på brønnhodet samt sekvensiell trykkoppbygging/trykkavlastning av området. Dette har påvirket regulariteten på brønner med forsinket oppstart, men har foreløpig ikke ført til lengre nedetider. (Gullfaks 05)

7. Gassløft

For å oppnå høy utvinning av olje, er vanninjeksjon eller gassinjeksjon ofte viktig. Forhold typiske for de ulike feltene avgjør om det er injeksjon av vann, gass eller en kombinasjon av disse som er mest effektivt, og effekten av injeksjonen varierer vesentlig mellom de ulike feltene. I dag gir injeksjon av naturgass Norge 270-310 millioner Sm³ ekstra olje og kondensat. (OD05)

På Skinfaks er oljeutvinningen planlagt med gassløft. (Gullfaks 05) Gassen som benyttes for eventuelt gassløft er prosessert gass som er rensert og tørket og har eksportkvalitet (eksport fra plattform). (Lund 06)

Gassløft er en måte å kunstig løfte olje eller vann fra brønner hvor trykket i reservoaret ikke er tilstrekkelig for produksjon. I motsetning til gassinjeksjon hvor gassen injiseres i selve reservoaret som trykkstøtte for å få produsert mest mulig før trykket synker, innebærer gassløft injeksjon av gass direkte ned i brønnen gjennom rør eller gjennom ringrom mellom produksjonsrør og føringrør. Dette for å hjelpe søylen med olje og vann opp til brønnhodet. Injisert gass minker tettheten til fluidet, formasjonstrykket kan da løfte oljekolonnen og tvinger fluidet ut av brønnen. Gass kan bli injisert kontinuerlig eller i perioder, avhengig av produksjonskarakteristikken til brønnen og plassering av gassløftutstyret. (Wikipedia 06) Gassløft kan blant annet være aktuelt når problemer med økende vannproduksjon oppstår mot slutten av et felts levetid, noe som gjør det vanskelig å løfte brønnstrømmen til overflaten. (OD97)

Mengden av gass som må injiseres for å maksimere oljeproduksjonen varierer med brønnforhold og geometrier. For mye eller for lite injisert gass vil resultere i at en ikke oppnår maksimal produksjon. Generelt blir optimal mengde injisert gass bestemt ut fra brønntester, hvor injeksjonsraten varieres og væskeproduksjonen (olje og muligens vann) måles. (Wikipedia 06)

I felt med gasskappe kan gass til gassløft skaffes ved å produsere superkritisk, altså med så høy rate at gass koner inn i brønnen. Alternativt kan en perforere produksjonsbrønnen også i gasskappen. Metodene er i bruk på flere av feltene på norsk sokkel. (OD97)

8. Marine operasjoner

8.1 De marine operasjonene som knyttes til de fire alternativene

Vi har sett litt på de marine operasjonene som knyttes til de fire alternativene. I tre av alternativene må det installeres en ny brønnramme. I alle alternativene bores det fra en flyter. Både ved installasjon av brønnramme og boring fra flyter er det begrensinger i forhold til værforhold. Disse har vi valgt å se litt nærmere på i et eget avsnitt.

I tabellen under vises noen eksempler på hvilke begrensinger en har i forhold til bølgehøyde, hiv- og rullamplitude ved ulike marine operasjoner:

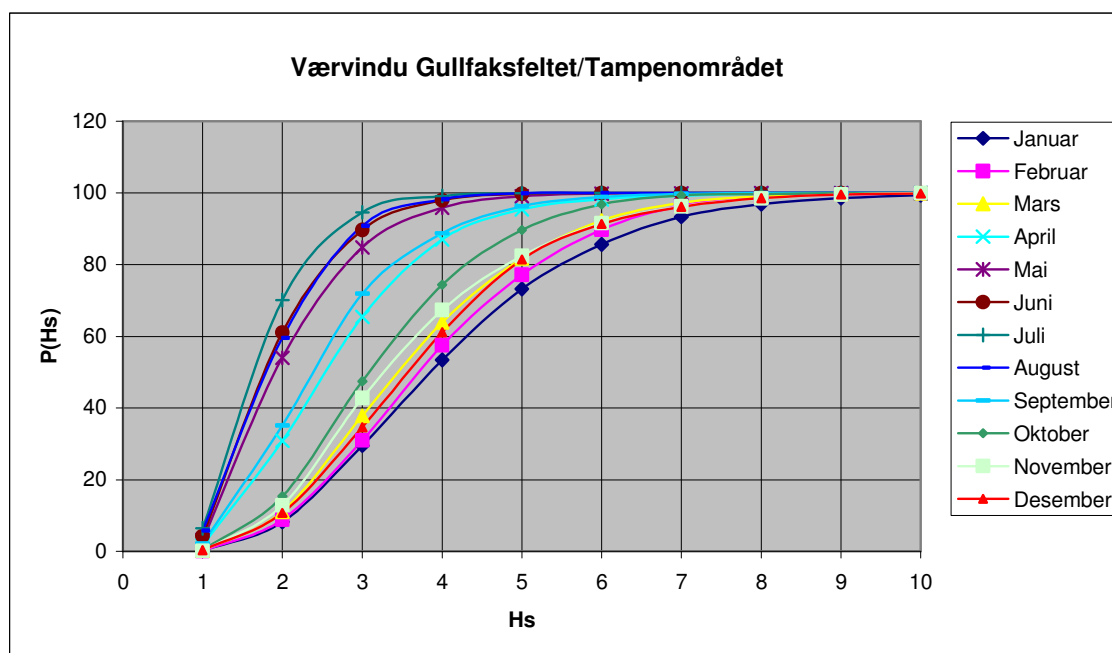
	Heave double amplitude < (m)	Roll / pitch double amplitude <(deg)	Significant wave height < (m)
Semisubmersible			
Drilling	4	10	
Running casing	2	7	
BOP and riser handling	1.5	2	
Mooring			3
Drill ship (head seas)			
Drilling			5
Running casing			4
BOP and riser handling			3.5
Large crane vessel			
Mooring			3
Piling			4
Pipeline repair, large water depth			
Inspection			
Large monohull			4
Large semisub			7
Install welding habitat			
Large monohull			2
Large semisub			4

Tabell 4 Begrensinger for ulike marine operasjoner (Nilsen06)

8.2 Værvindu for marine operasjoner

Vi har fått tak i data om været for Gullfaksområdet og sett på når på året det er aktuelt å plassere ut den nye brønnrammen, og hvilke kostnader dette vil medføre Statoil. Ut fra data

mottatt fra meteorologisk institutt har vi satt opp grafer som viser når på året det er mest sannsynlig at en marin operasjon kan utføres. Grafene viser den kumulative sannsynligheten for signifikant bølgehøyde H_s . For utplassering av brønnramme, bør ikke H_s overstige 2,5 meter. Som vist i figur 22 er sommerhalvåret desidert best for utplassering av brønnrammen. Når på året man velger å installere rammen har noe å si for kostnadene en får som følge av utplassering. Det er dyrere å leie et ankerhåndteringsfartøy om sommeren enn om vinteren, men det er større sannsynlighet for at operasjonen må vente på bra nok vær på vinteren enn på sommeren. Om skipet som er leid inn for oppgaven blir liggende stille i flere dager, kan dette bli en betydelig kostnad. Leie på båt og ankerfartøy ligger alt i alt på rundt en million kroner dagen. For uttauing av én struktur ligger kostnadene vanligvis i området 20-25 millioner.



Figur 22 Kumulativ sannsynlighet for signifikant bølgehøyde

Av grafen plottet fra værdata fra Tampenområdet, ser en at det er tryggest værmessig å installere brønnrammen i juli. Sett ut ifra dette kan en si at værvinduet for den marine operasjonen vil være fra mai til august måned. Vi antar at Statoil ikke vil ta noen sjanse på at den marine operasjonen blir utsatt på grunn av været, og legger derfor den marine operasjonen til å foregå innenfor det gitte værvinduet.

9. VR-laben

Etter å ha beregnet de forskjellige alternativene for brønnbaner, brukte vi VR-laben til å visualisere resultatet og få et bedre bilde på hvordan brønnene vil gå i selve reservoaret. Vi mottok en modell av reservoaret fra Statoil som vi benyttet for visualiseringen. Det viste seg å være en enkel oppgave for oss å få fram brønnene i reservoaret, siden vi allerede hadde beregnet alle koordinater og dybder for brønnene i Excel. Det eneste som gjensto var å se om vi fikk et noenlunde bra resultat fra laben.

9.1 Om VR-laben



Figur 23 Bilde fra VR laben (EPRM 06)

VR-laboratoriet er knyttet til Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk (IPT), og Institutt for datateknikk og informasjonsvitenskap (IDI), som også samarbeider med andre institutt ved NTNU. (EPRM 06)

VR-laben ble satt i drift i mai 2001 ved ipt. Dette er det første stor-skala visualiseringslaboratorium ved et norsk universitet, og den første CAVE-løsningen i Norge utenfor Norsk Hydro i Bergen. Installasjonen ble finansiert av Norsk Hydro og Norges forskningsråd i den hensikt å forbedre læring og forskning i petroleumsteknologi. (EPRM 06) I tillegg har Norsk Hydro gjort softwarepakken Inside Earth tilgjengelig. (IPT 06)

De aller fleste olje- og serviceselskaper har etter hvert fått installert visualiseringsfasiliteter, da dette har blitt et nøkkelvektøy til reservoarkarakteristikk og planlegging av produksjon. Da det er viktig at universitetene følger utviklingen i industrien, ble VR-laben installert på universitetet for bruk i undervisning og forskning. Den skal brukes for å lære opp studenter i den visualiserende teknologien, samt til å utvikle metoder for å visualisere reservoar data. (IPT 06)

Dataene som brukes i laben, er reelle og hentet fra Gullfaksfeltet. På den måten skal studentene komme mest mulig nær virkeligheten i studiet. (EPRM 06)

Nøkkelelementet i CLVR-laben er The RAVE, Reconfigurable Advanced Visualization Environment, laget av selskapet Fakespace System fra USA. Dette er et av de mest avanserte VR-anleggene i verden, til sivil bruk. Enheten består av 3 separate moduler, hvorav en med gulv projeksjon. (IPT 06)

9.2 Resultater fra VR-laben

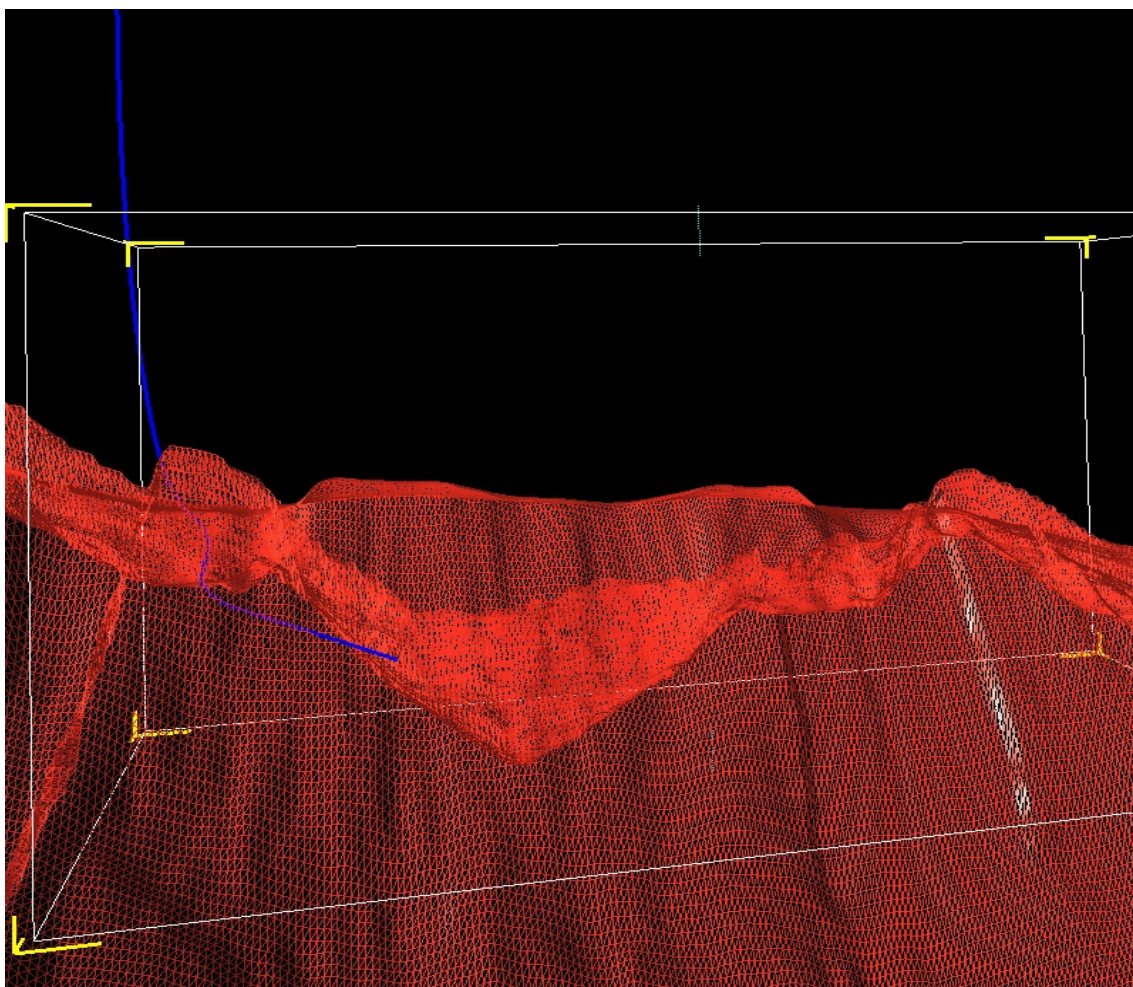
Når vi beregnet brønnbanene våre, prøvde vi å ta hensyn til de tredimensjonale forholdene i reservoaret, men det var begrenset hvor nøyaktig bildet ble ved bruk av kart i to dimensjoner. Ut fra de figurene vi brukte som utgangspunkt for beregningene, fikk vi ikke et helt riktig bilde av hvordan reservoaret så ut. Dette fikk vi nå sett på i VR-laben ved hjelp av modellen fra Statoil, og vi fikk vurdert gjennomførbarheten av resultatet ut fra et mer reelt bilde av reservoaret.

Bildene nedenfor viser de ulike alternativene i VR-laben. Vi valgte å kun se på de tre alternativene for funn av hydrokarboner i nord, da hovedvekten av beregningene lå på disse.

9.2.1 Alternativ 2

Alternativ 2 var det første alternativet vi så på i VR laboratoriet. Figur 24 viser hvordan brønnen kommer inn i reservoaret fra nord. Det røde laget er det nederste laget i Ness, som vi valgte å legge på for å se om brønnen gikk for dypt. Vi så at brønnen ikke gikk helt slik vi hadde forestilt oss da vi gjorde beregningene. En av grunnene til dette var at lagene ikke hadde konstant helning, men varierte mellom kotene. En annen årsak var antakelig at det ble for unøyaktig å lese av en avstand som vises som noen millimeter på kartet, men som i virkeligheten er noen hundre meter, bare med en vanlig linjal.

Denne brønnen hadde kanskje vært enklere å konstruere kun ved hjelp av VR laben, siden antakelsene vi hadde gjort for å beregne brønnbanen tydeligvis ikke holdt mål. I vedlegg 2 vises denne brønnen fra en annen vinkel.



Figur 24 Alternativ 2 i VR laben

9.2.2 Alternativ 3

Figur 25 og figur 26 viser alternativ 3 visualisert i VR-laben. Figur 25 viser nederste lag i Ness, mens figur 26 viser nederste og øverste lag i Ness.

I VR-laben oppdaget vi at de to grenene som hører til den multilaterale brønnen gikk litt for dypt. Dette så vi etter vi hadde lagt på det dypeste laget av Ness i reservoaret.

Vi undersøkte da input-filene for å finne ut hva som kunne være feil. Ved sammenligning av dybdekartet i figur 10 så vi at brønnens dybde i Excel var feil i forhold til snittet den skulle gå i. Vi hadde tastet inn feil TVD på target i Excel, noe som førte til at brønnen gikk ca. 60 meter dypere enn hva den egentlig skulle gjøre.

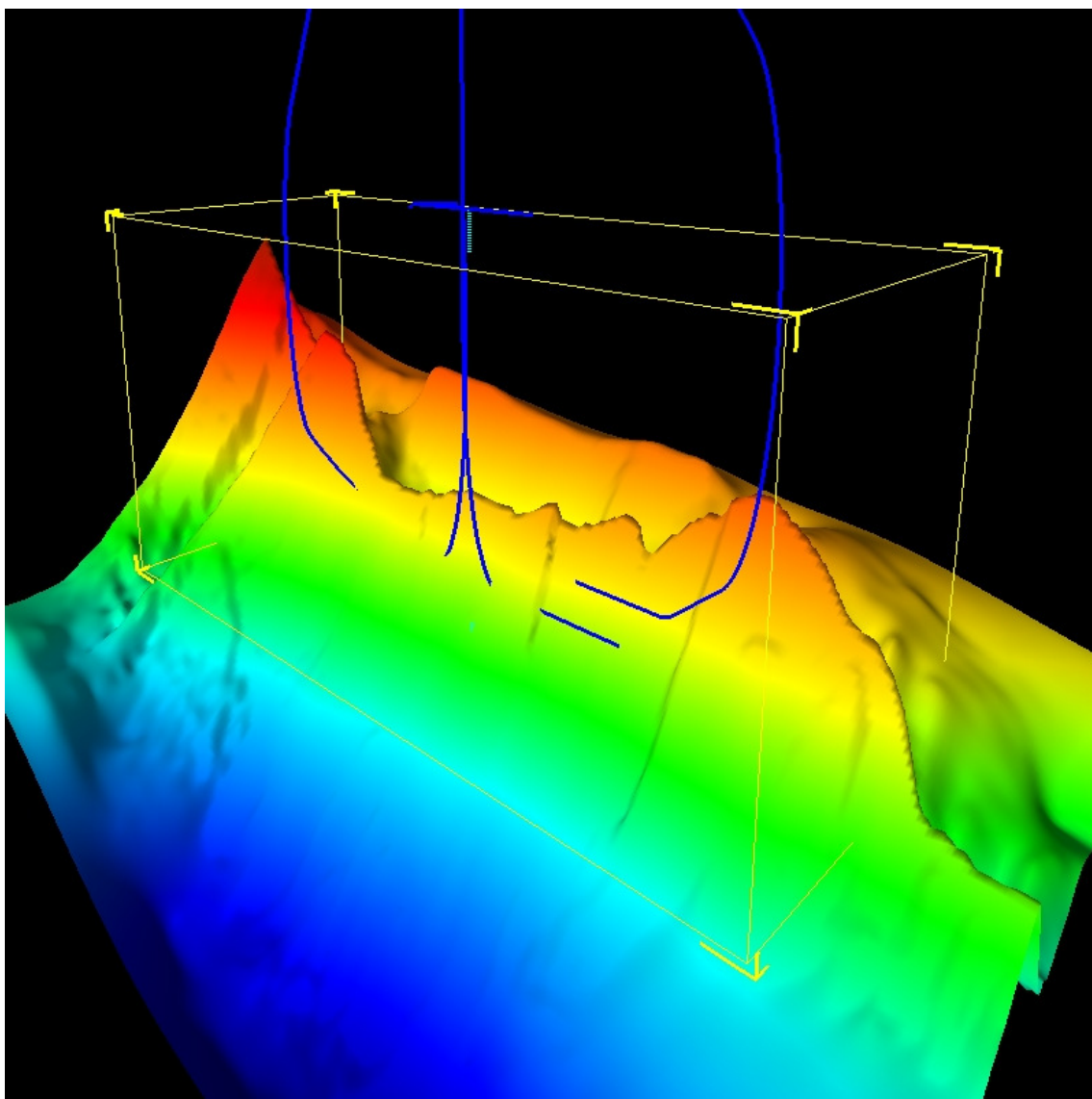
Denne feilen gjelder da både for alternativ 3 og 4, siden target for de multilaterale brønnene var likt for de to alternativene. Dette er en ren menneskelig feil som vi antakeligvis ikke hadde oppdaget dersom vi ikke hadde valgt å visualisere brønnene i VR-laben.

Det viste seg at den nordligste brønnen også var for dyp for alternativ 3. Vi har sett på noen usikkerheter som en forklaring på hvorfor brønnen gikk for dypt:

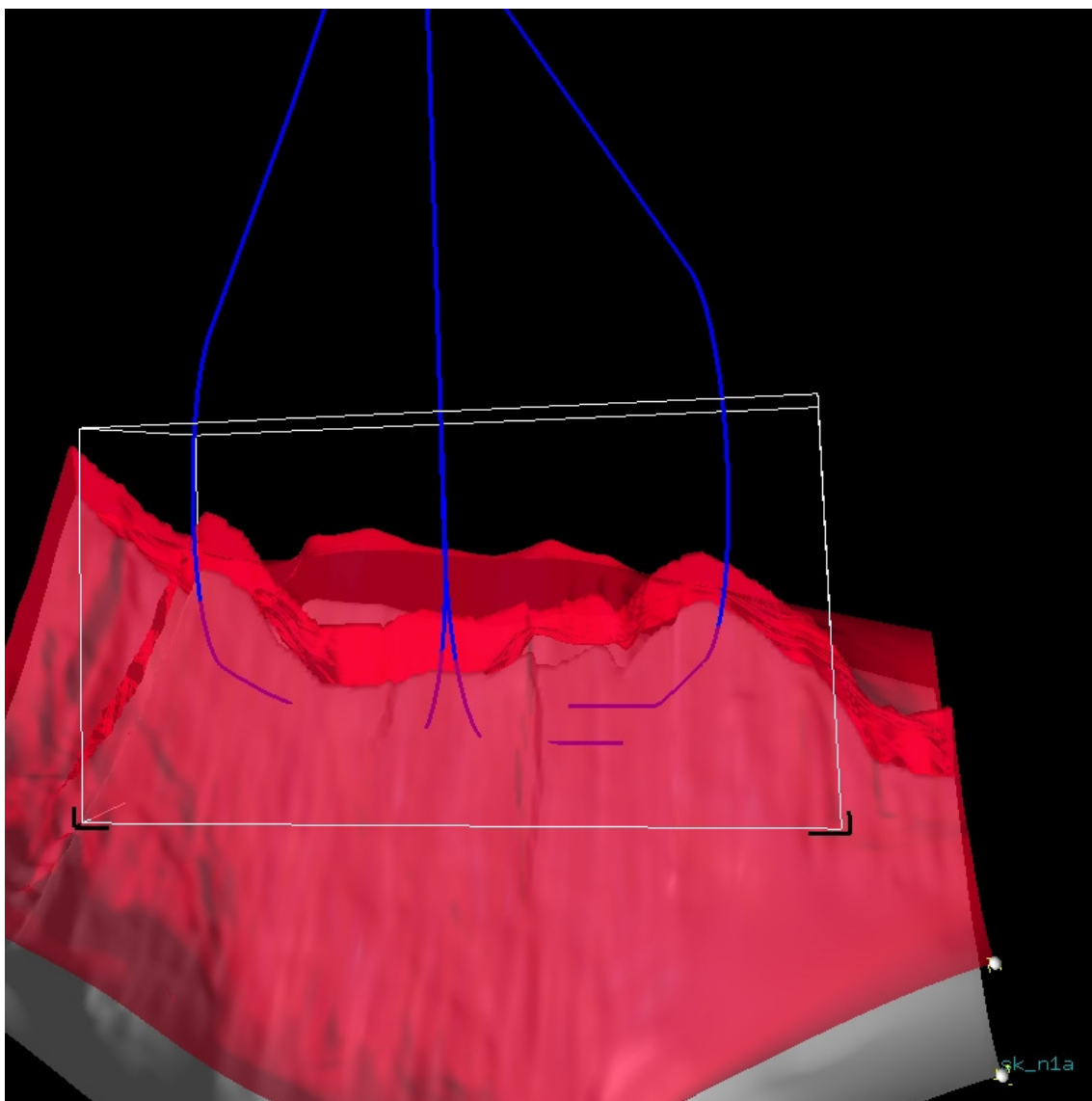
- En forklaring på det kan fra vår side være unøyaktigheter i avlesning. Det er måte på hvor nøyaktig en kan lese av på en tidels millimeter med en vanlig linjal.
- En annen forklaring kan være unøyaktige kart/figurer fra Statoil (dybdeskalaen varierte med noen millimeter, noe som er ganske mye når ca 7mm på kartet er 100 m i virkeligheten).
- En tredje forklaring kan være at enkelte deler av brønnen på slutten er overspesifisert, for eksempel så har vi målt på Geosnittet for å finne både vinkelen og dypet i hver ende av den siste buen i reservoaret, og da vil det dukke opp noen meter fra unøyaktig avlesning som ikke hører hjemme noe sted. Det mest uttalte beviset på den siste forklaringen er at brønnen er avlest til å slutte ved et dyp, og dette er brukt for beregne vinkelen nederst, men så ender beregningene opp med et dyp som er ca 25 m dypere, samt at det er ca 10 m feil i Northings på slutten. 10 m er ikke mye avvik på flere kilometer, de geologiske kartene basert på seismikk og geologisk kjennskap til området, har minst like stor usikkerhet.

Disse unøyaktighetene som er beskrevet ovenfor, kunne nok vært rettet opp i, men siden avvikene var såpass små i forhold til hele brønnens lengde, og vi fikk beskjed fra Torstein Kvaale i Statoil at dette ikke hadde noen betydning i den store sammenhengen, så brukte vi heller tiden på mer fornuftige ting.

Etter at vi ble observante på feilen i VR laben, gikk vi inn i Excel i etterkant og justerte TVD på den multilaterale brønnen slik at den traff reservoaret bedre. Det ble imidlertid for liten tid til å benytte VR laben igjen for å ta nye bilder av alternativene. Alle bildene fra VR laben er før justeringene på brønnbanene er blitt gjort.



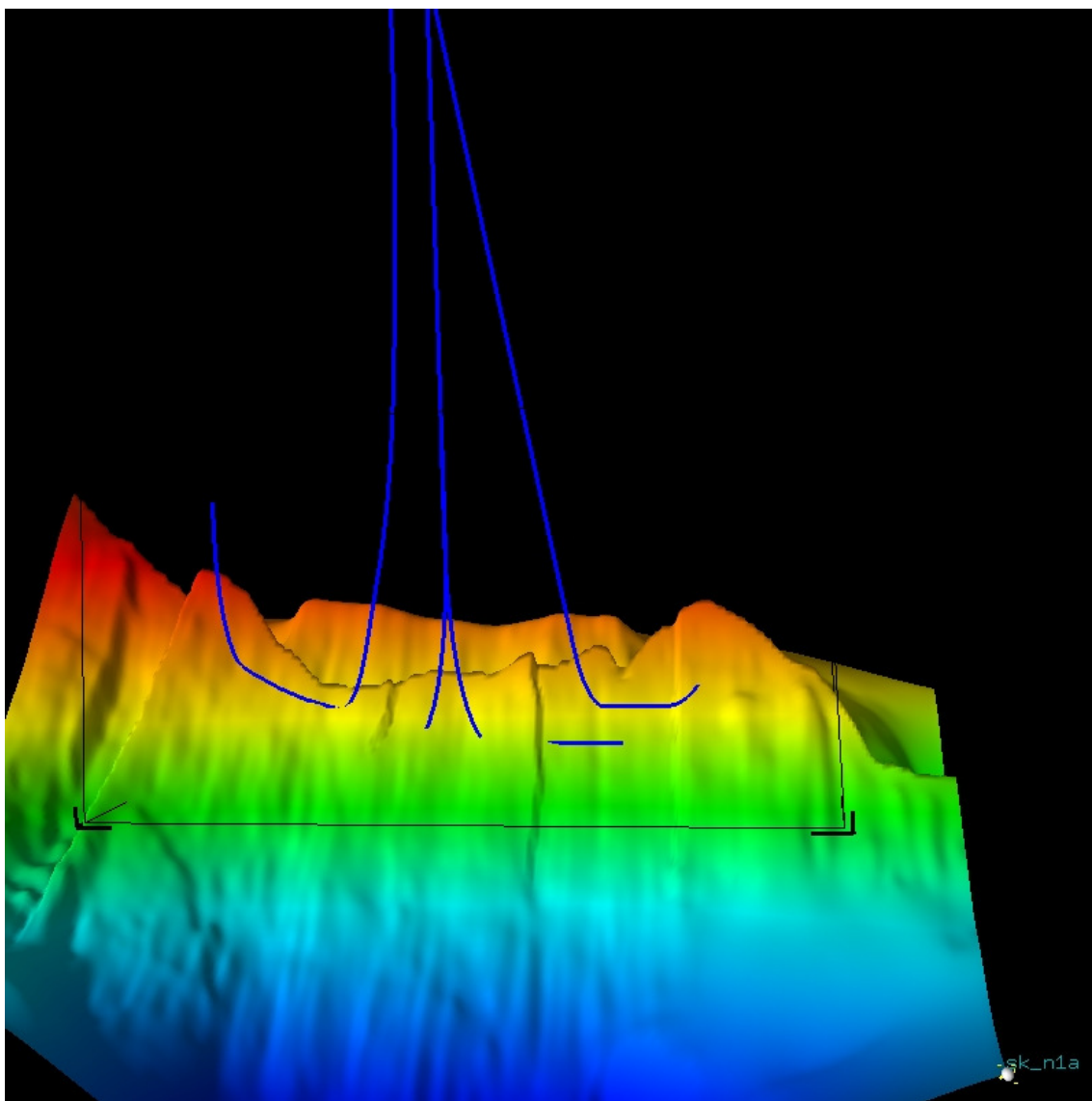
Figur 25 Alternativ 3 i VR laben, nederste lag i Ness



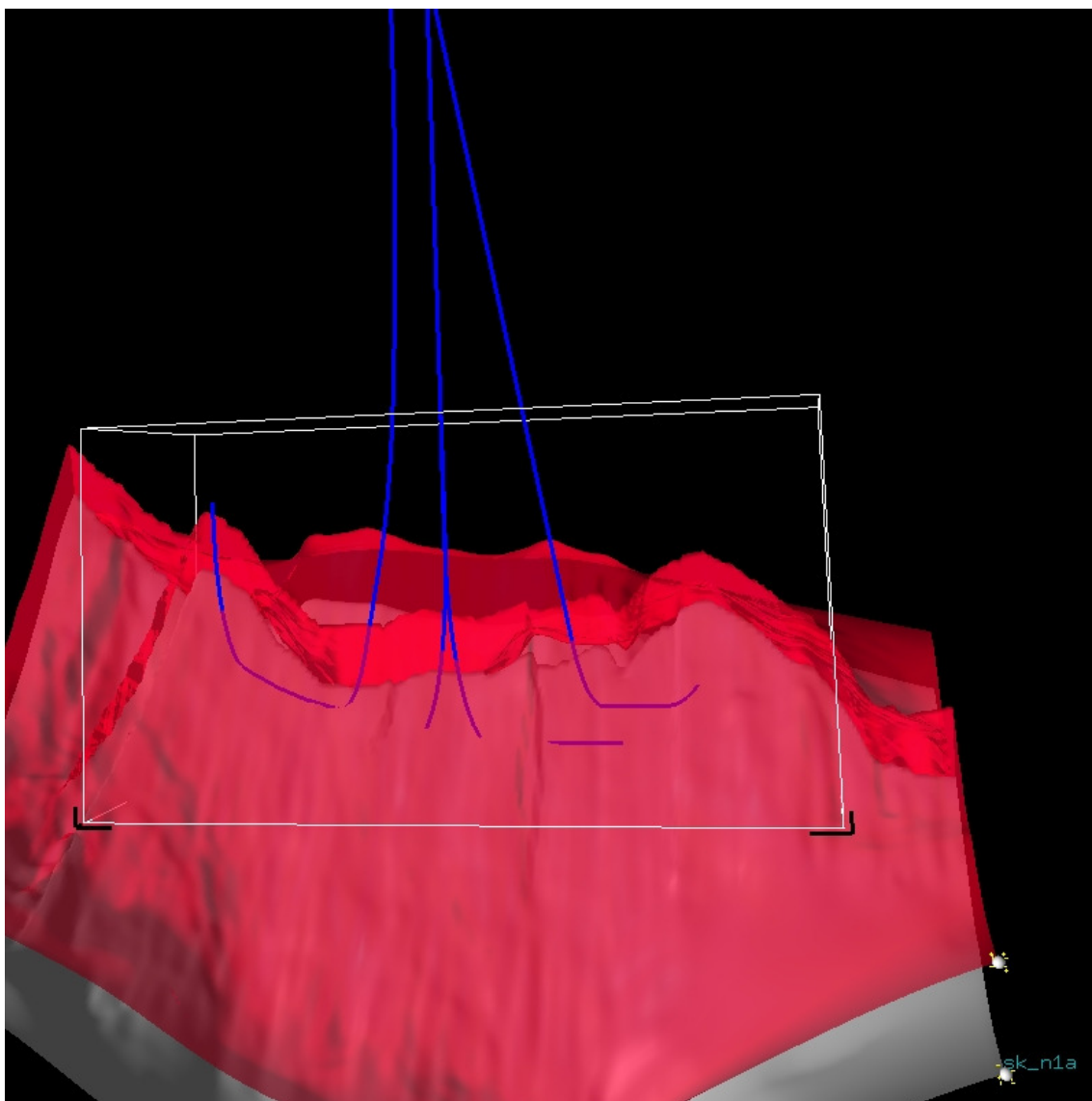
Figur 26 Alternativ 3 i VR laben, nederste og øverste lag i Ness

9.2.3 Alternativ 4

I alternativ 4 går også den multilaterale brønnen for dypt av samme grunn som for alternativ 3. I figur 27 ser vi det nederste laget i Ness, mens i figur 28 ser vi det nederste laget i Ness (mørk rosa) sammen med det øverste laget i Ness (lys rosa). For å få et bedre resultat må den multilaterale brønnen ikke legges så dypt. Den nordligste brønnen må også legges litt høyere opp i reservoaret. Det framkommer også som ventet at brønnen var for lang. Dette var vi klar over på forhånd, men måtte benytte beregningene da vi ikke hadde tid til å endre dem før vi skulle få hjelp i laben. Beregningene ble senere rettet på i Excel.



Figur 27 Alternativ 4 i VR laben, nederste lag i Ness



Figur 28 Alternativ 4 i VR laben, nederste og øverste lag i Ness

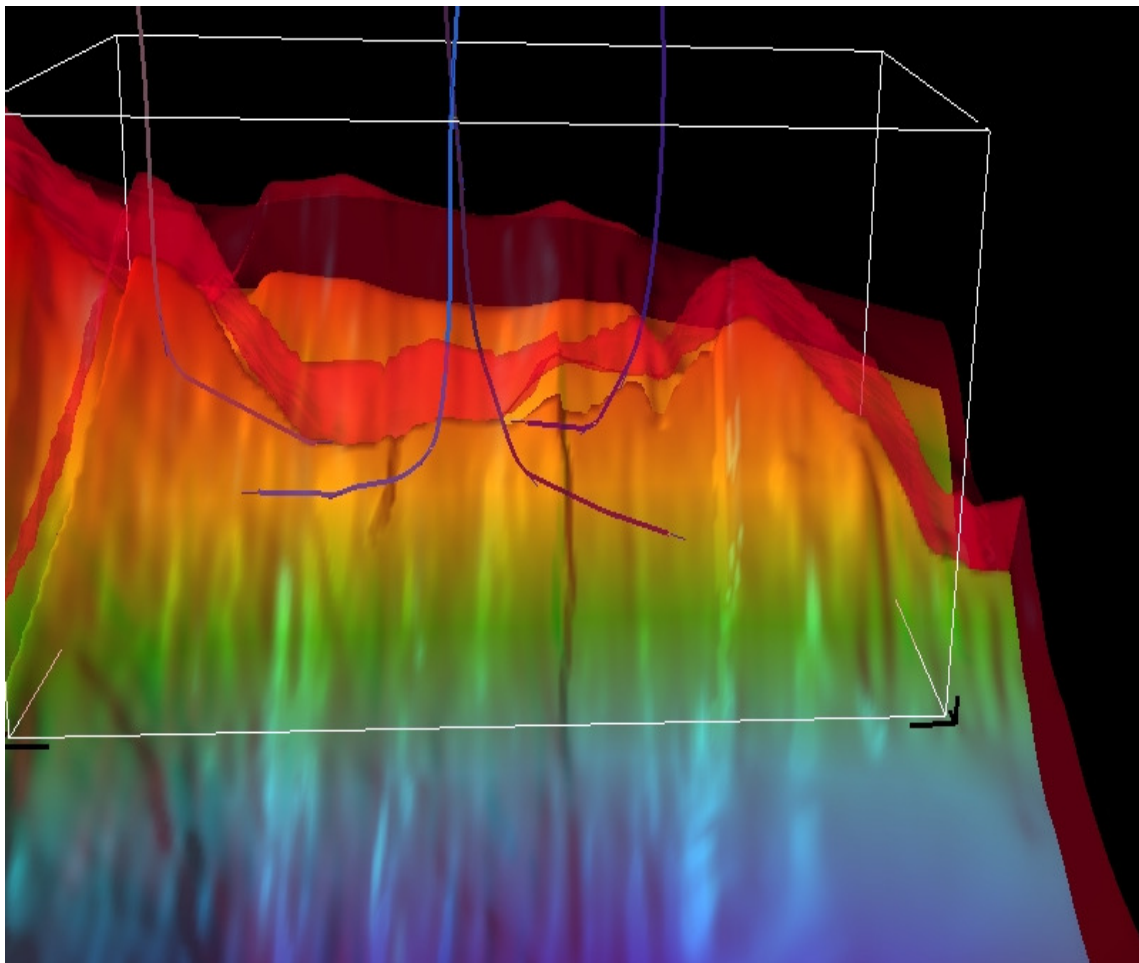
9.3 Nye brønnbaner fra VR-laben

Da vi hadde sett hvordan de beregnede brønnbanene gikk i reservoaret, la vi fire nye brønner med det utstyret vi hadde tilgjengelig i VR-laben. Dette var en litt mer omstendelig oppgave enn å bare legge inn koordinatene. Det tok lang tid, og var ikke så enkelt som vi først hadde trodd. Etter litt opplæring av John Ivar Haugland fikk vi lagt brønnene. Vi brukte det nederste og øverste laget i Ness som utgangspunkt, og la brønnene slik at de lå inni selve reservoaret. Brønnene ble lagt som i alternativ 3, slik at nordlige og sørlige brønn kunne få med seg olje og gass i Tarbert.

På grunn av liten tid, ble ikke resultatet optimalt. Blant annet burde den sørlige brønnen (til høyre på bildet) truffet reservoaret lenger i sør for å få med seg mulig olje og gass i Tarbert.

Dette fikk vi ikke til på den tiden vi hadde i laben. Resultatet ble derfor som bildet nedenfor viser. I vedlegg 2 vises et bilde av samme resultat fra en annen vinkel.

Selv om resultatene har et stort potensial for forbedring, fikk vi svært god nytte av VR-laben, særlig for å visualisere de beregnede brønnbanene. Vi fikk et mye bedre innblikk i hvordan reservoaret så ut, og vi fikk vist at det ved bruk av visualiseringsutstyr som VR-laben kombinert med beregninger kan oppnås et mer nøyaktig resultat.



Figur 29 Nytt alternativ i VR laben

10. Økonomi

For å vurdere lønnsomheten av de ulike prosjektene har vi gjort en kontantstrømsanalyse ved hjelp av nåverdimetoden. Vi har benyttet kostnadstall som vist i tabell 5 under. For beregning av inntekter har vi brukt tall i tabell 6.

Tekst	Verdi	Enhet
Kostnader template	250	MNOK/template
Kostnader ventiltre	50	MNOK/stk
Rørledninger	30	MNOK/km
Kontrollkabel	10	MNOK/km
BorekostU5km	0,035	MNOK/m
BorekostO5km	0,11666667	MNOK/m
Komplettering	50	MNOK/brønn
OPEX	5	MNOK/år brønn
Gasstransport tariff	0,37	NOK/Sm ³ rikgass

Tabell 5 Kostnadstall lagt til grunn for kontantstrømanalyse (Haugen 06)

Tekst	Verdi	Enhet
Gjenvinning tørrgass	0,86	Sm ³ /Sm ³ rikgass
Gjenvinning NGL	0,17	MTonn/GSm ³ rikgass
Pris tørrgass	1,09	NOK/Sm ³
Pris NGL	2000	NOK/Tonn
Pris olje	28	\$/fat
Kr/Dollar	6,75	kr/\$
M ³ /fat	0,16	m ³ /fat

Tabell 6 Inntektstall lagt til grunn for kontantstrømanalyse (Haugen 06)

Produksjonsprofil har vi hentet fra TFO-rapporten "Del av blokk 29/3" fra 2005.

Produksjonsprofilen ga oss produksjonstall for olje og gass per brønn vist i henholdsvis tabell 7 og tabell 8 (Vi har regnet med produksjon 350 dager per år):

Tekst	År	Verdi	Enhet
Olje	1	288,75	kSm ³
Olje	2	262,50	kSm ³
Olje	3	175,00	kSm ³
Olje	4	700,00	kSm ³
Olje	5	525,00	kSm ³
Olje	6	437,50	kSm ³
Olje	7	350,00	kSm ³

Tabell 7 Oljeproduksjon i kSm³ per år

Tekst	År	Verdi	Enhet
Rikgass	1	175,00	MSm ³
Rikgass	2	157,50	MSm ³
Rikgass	3	70,00	MSm ³
Rikgass	4	61,25	MSm ³
Rikgass	5	35,00	MSm ³
Rikgass	6	35,00	MSm ³
Rikgass	7	17,50	MSm ³

Tabell 8 Gassproduksjon i MSm³ per år

I tillegg til disse tallene har vi fått oppgitt at prøveboring koster 100 MNOK, at vi skal bruke 7% som avkastningskrav, at Statoil eier 61% i Gullfaks og 20% i gasstransportnettverket.

Vi har antatt at alle kostnader kommer i år 0, og at produksjonen starter i begynnelsen av år 1 og varer i 7 år (som i produksjonsprofilene).

Vi har brukt produksjonsprofilen fra TFO rapporten for alle brønnene våre. I alternativ 3 og 4 der vi har tre brønner hvor den ene er multilateral har vi multiplisert tallene for én brønn med 4. Vi innser at denne måten å regne på er ubrukelig i praksis. I praksis må produksjonsprofilen for hver brønn vurderes ut fra teknologi, brønnbane, trykkstøtte, kommunikasjon, plassering av andre brønner osv. Forenklingen vi har gjort fører til at alle brønner produserer like mye uavhengig av hvordan de blir plassert, hvor mange brønner vi velger å bruke osv. Dette er en forenkling det var nødvendig for oss å gjøre da vi ikke har noen forutsetning til å fremdrive produksjonsprofiler med bakgrunn i den kunnskapen vi har tilgjengelig for feltet. Denne forenklingen har vi også fått foreslått fra Statoil.

Resultatet av våre beregninger for de fire alternativene er vist i tabell 9 under.

Tekst	Verdi	Enhet
NPV alternativ 1	436,6	MNOK
SØA alternativ 1	300,7	MNOK
NPV alternativ 2	699,6	MNOK
SØA alternativ 2	461,1	MNOK
NPV alternativ 3	2778,9	MNOK
SØA alternativ 3	1832,5	MNOK
NPV alternativ 4	3206,3	MNOK
SØA alternativ 4	2093,2	MNOK

Tabell 9 Resultat fra nåverdiberegningene for de fire alternativene for innfasing

NPV betyr Net Present Value. Altså nåverdien av inntektene minus nåverdien av kostnadene. SØA betyr Statoils Økonomiske Andel, altså Statoils andel av NPV (61 %) pluss ekstra gasstransport inntekter for Statoil (20 % av tariffene).

Av tabellen ser det ut til at alternativ 4 vil være mest lønnsomt for Statoil. Alternativ 3 og 4 har samme inntekter, men kostnadene for alternativ 4 er lavere på grunn av kortere brønnbaner.

11. Konklusjon

Ut fra våre økonomiske betraktninger, har det vist seg å være mest økonomisk å plassere en brønnramme med fire brønner, forutsatt at letebrønnen finner olje i nord. Grunnen til den store forskjellen mellom alternativ 3 og 4 er lengden på brønnbanene. Brønnene i alternativ 4 er mye enklere og kortere enn i alternativ 3. Derimot bøyer nordligste og sørligste brønn oppover etter horisontal seksjon i reservoaret, og har dermed ikke mulighet til å få med seg gass i Tarbert. Oljen kan imidlertid nås.

I våre økonomiske beregninger har vi ikke tatt med i betraktning at alternativ 3 har et bedre potensial for utbedring med tanke på senere sidesteg. Sidesteg til Tarbert for alternativ 4 vil være vanskelig å gjennomføre i praksis, siden en må bore høyt opp og ut til siden i forhold til horisontal seksjon. Vi har ikke mulighet for å vurdere lønnsomheten av senere utbedringer med den informasjonen vi har gitt. I oppgavedefinisjonen satte vi som målsetning å maksimere profitt, dermed konkluderer vi med at alternativ 4 er det beste.

12. Forslag til videre arbeid

Alternativene vi har kommet frem til er ikke optimalisert. Eventuelt videre arbeid vil derfor være å utbedre disse ved hjelp av VR-laben og mer nøyaktige beregninger. Videre arbeid for oss ville være å bruke mye mer tid i VR-laben. Vi ville gått ut fra de allerede beregnede brønnbanene, lagt nye brønnbaner oppå disse og gjort endringer ut fra hva vi kunne se måtte gjøres. Vi kunne deretter gjort videre endringer i Excel. På denne måten kunne vi fått optimalisert resultatet. I tillegg ville vi sett på litt flere alternativer for innfasing til sammenligning både teknisk og økonomisk.

Vi ville sett nærmere på betraktninger rundt selve boringen av brønnbanene og planlegging av produksjon, og dette inkluderer hydrauliske beregninger, friksjon, torsjon og drag/strekkstyrke, casingprogram og casingdesign (settedyp og størrelser på foringsrør), hullstabilitet, perforeringsintervall og sandproduksjon. I tillegg ville vi gjerne sett nøyere på utførelse av marine operasjoner. Økonomiske beregninger er også noe vi gjerne ville sett mer detaljert på.

13. Referanser

Aaberge, L.: Offshore Rørledninger 30/11 – 1/12 1993, Haugesund

Reinertsen Engineering: "Termodynamiske effekter, Isolasjon og ekspansjon", 1993.

Energi og petroleum - ressurser og miljø (EP-RM) nettsider:

<http://www.ntnu.no/ikt/index.php?site=labs/vr>, (22.4.2006).

Gudmundsson, J.S.: Fra Kap 11: "Hydrater som fenomen" av Roar Larsen,

Prosessering av Petroleum Kompendium SIG4030, 2003.

Gudmundsson, J.S.: TPG 3145 Prosessering av Petroleum, forelesningsnotater og utlevert

forelesningsmateriale, 2005

Gullfaks database, Reservoarstyringsplan /Plan 2005

Haugen, V., Statoil, E-post 2006

IPT nettsider: <http://www.ipt.ntnu.no/VRshort.pdf>, (22.4.2006).

Kvaale, T., Statoil, E-post 2006

Lund, T.A., Statoil, E-post 4.4.2006

Kvaale, T., Todnem, T., Williams, J. og Erichsen, T: Evaluering av N1 og N0 Ness på

Skinfaks, 2005

Nilsen, Forelesningsnotater i TMR4225, 2006

(<http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4225/literature/weatherwindows>)

Oljedirektoratet sine nettsider: Ressursrapporten "Petroleumsressursene på norsk

kontinentalsokkel 2005"

Oljedirektoratets nettsider, Ressursregnskap og – analyse 1997

Society of Petroleum Engineers nettsider:

http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_1714_1003974,00.html, 2006

Statoil <http://www.statoil.com> 2006

TFO_KS, presentasjon fra Statoil, 2006

Wikipedia nettsider (2006 April18): http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_Lift

14. Vedlegg

14.1 Vedlegg 1: Resultater fra Excel

14.1.1 Beregninger fra Excel

Beregningene gjort i Excel legger vi ved som Excelfiler, slik at Statoil kan se igjennom hvordan beregningene har blitt gjort.

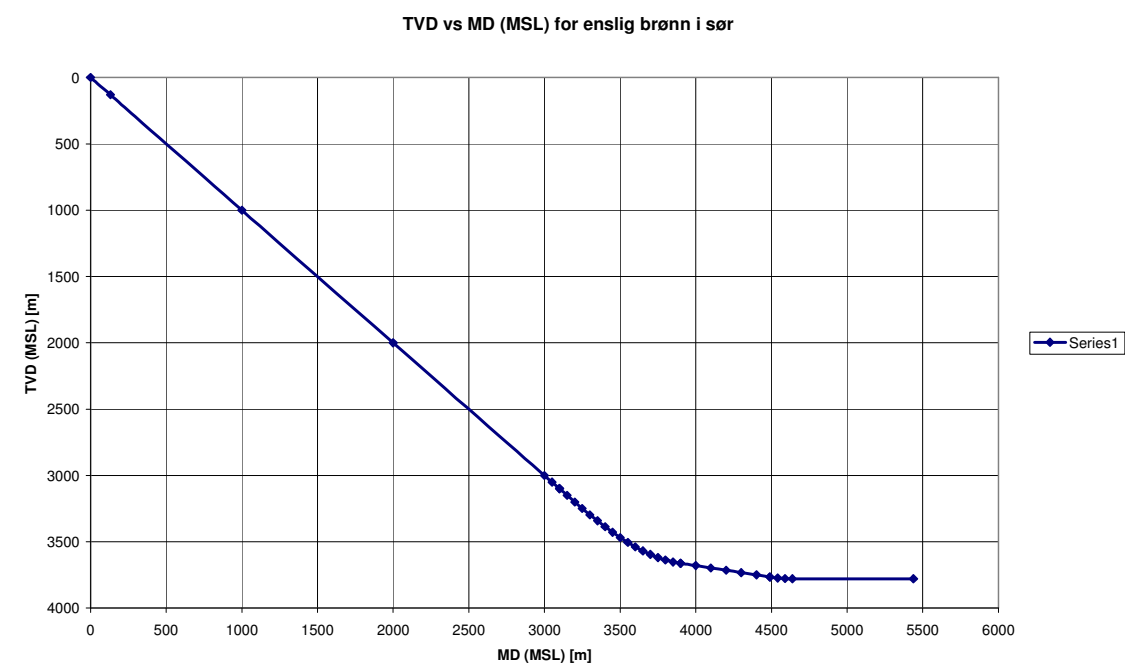
Liste over vedlagte filer

Disse filene ligger vedlagt på levert CD:

1. Alternativ 1 ligger som fil "ensligbronnSor.xml"
2. Alternativ 2 ligger som fil "ensligbronnN5.xml"
3. Alternativ 3 sørlig brønn ligger som fil "alt3Sor.xml"
4. Alternativ 3 nordlig brønn ligger som fil "alt3nord.xml"
5. Alternativ 3 multilateral brønn ligger som fil "multi3.xml"
6. Alternativ 4 sørlig brønn ligger som fil "alt4Sor.xml"
7. Alternativ 4 nordlig brønn ligger som fil "alt4nord.xml"
8. Alternativ 4 multilateral brønn ligger som fil "multi4.xml"
9. Økonomi: modeller i Excel for beregning av nåverdi

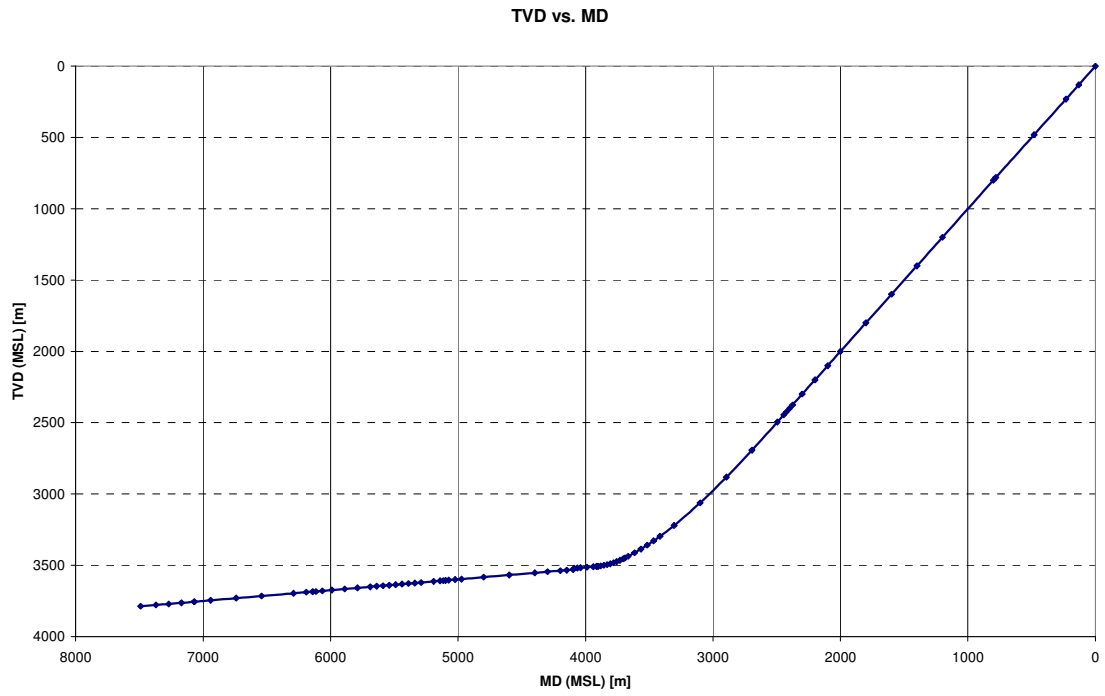
14.1.2 Figurer fra Excel

Alternativ1

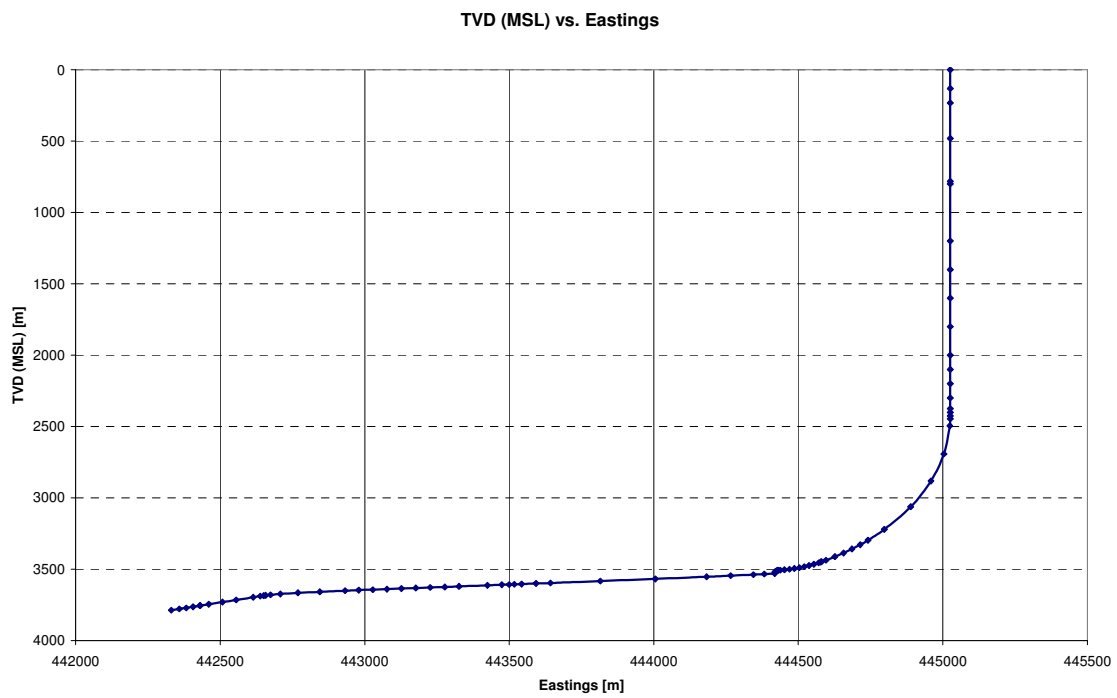


Figur 30 Alternativ 1, TVD vs MD

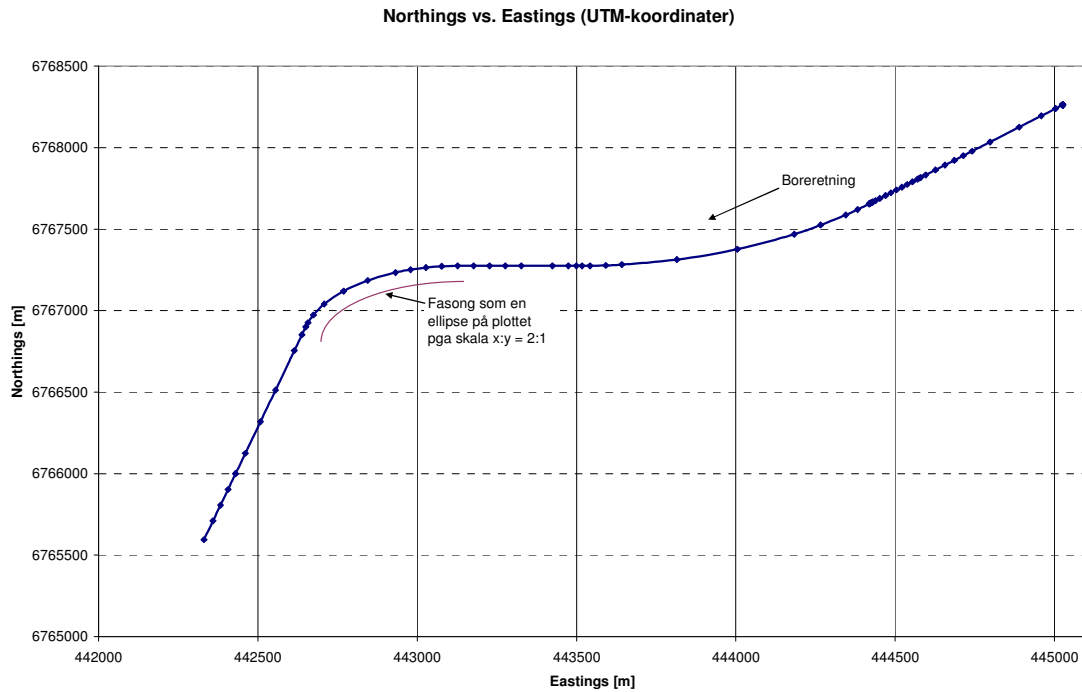
Alternativ 2



Figur 31 Alternativ 2, TVD vs. MD



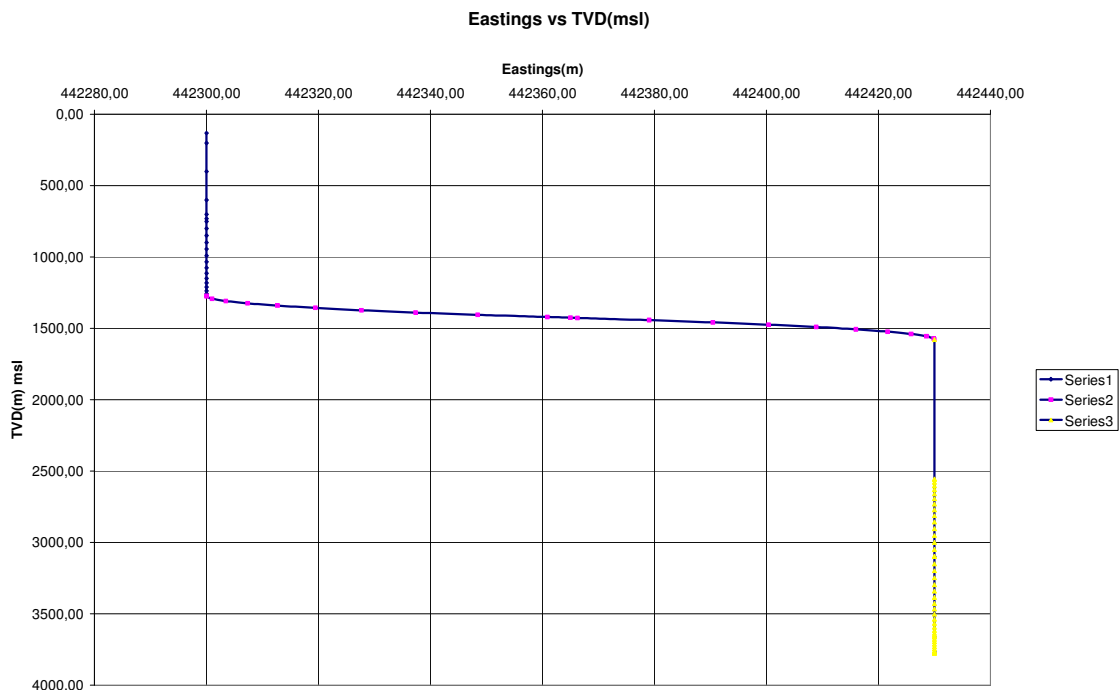
Figur 32 Alternativ 2, TVD vs. Eastings



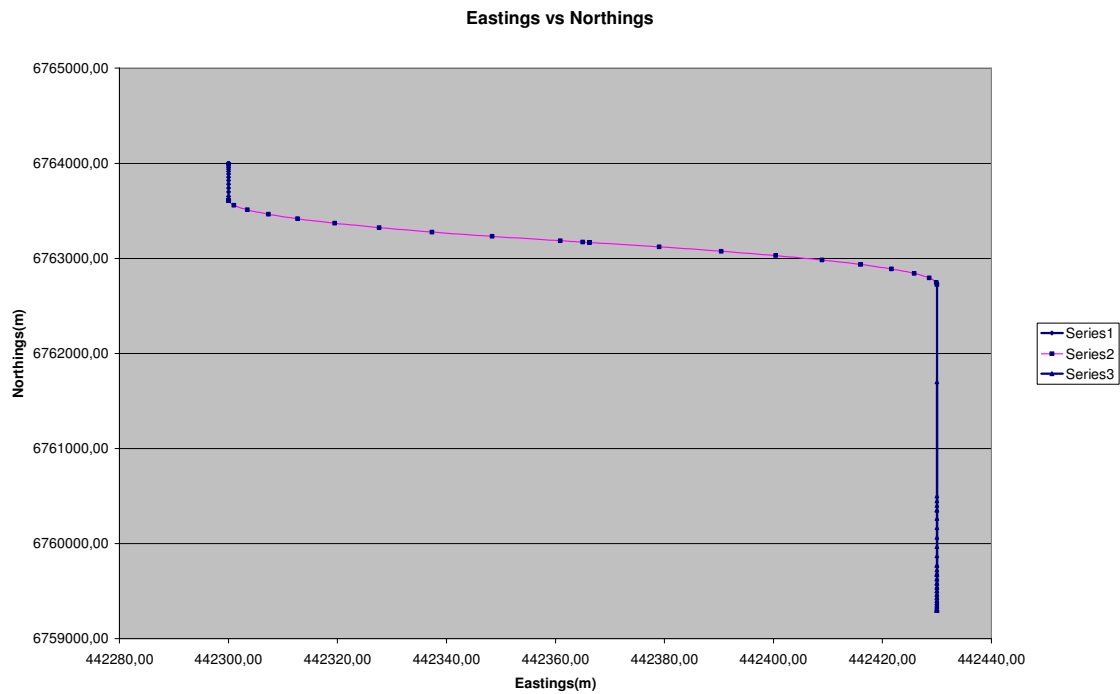
Figur 33 Alternativ 2, Northings vs. Eastings

Alternativ 3

Brønn i sør:

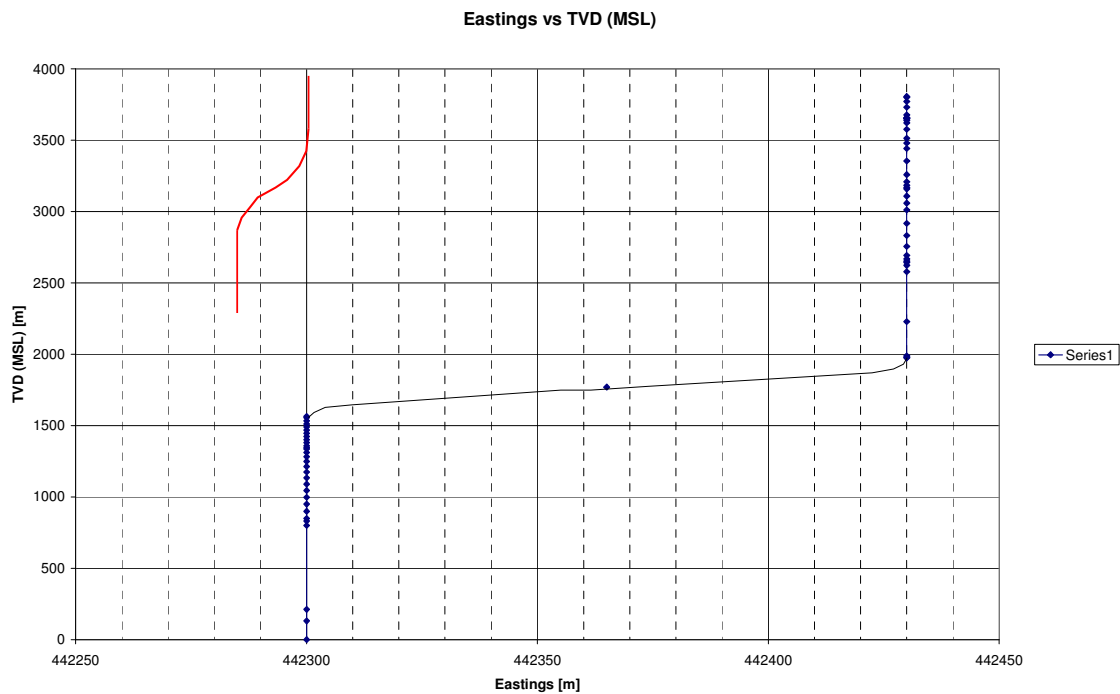


Figur 34 Alternativ 3, sørlig brønn Eastings vs. TVD

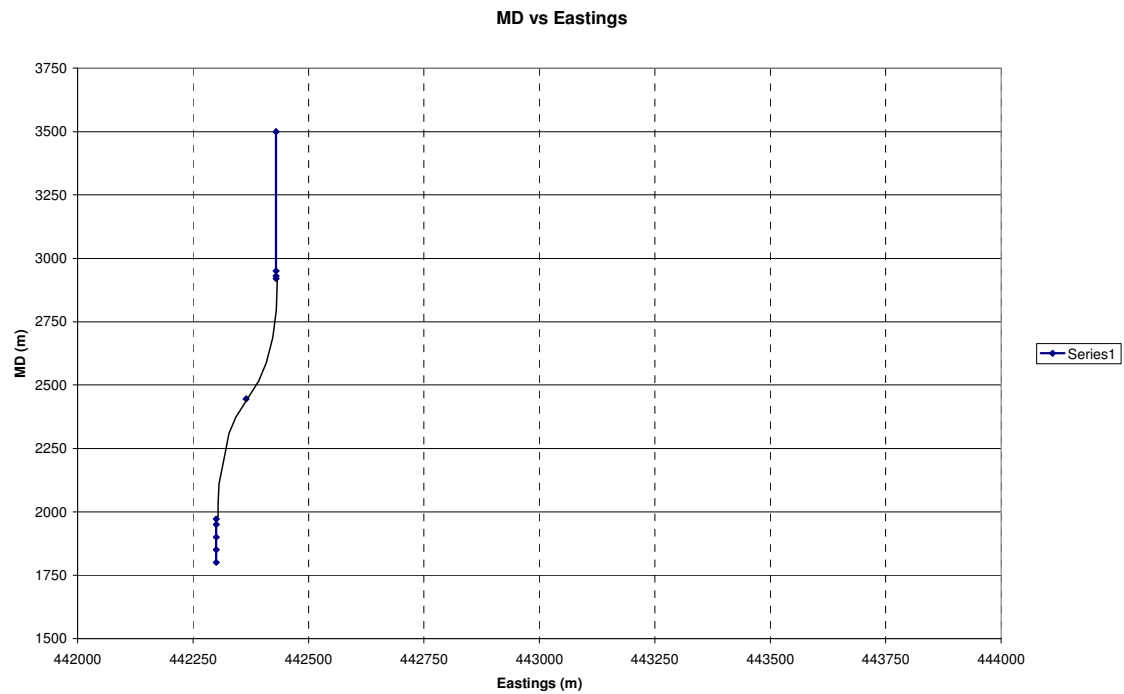


Figur 35 Alternativ 3, nordlig brønn, Eastings vs. Northings

Brønn i nord:

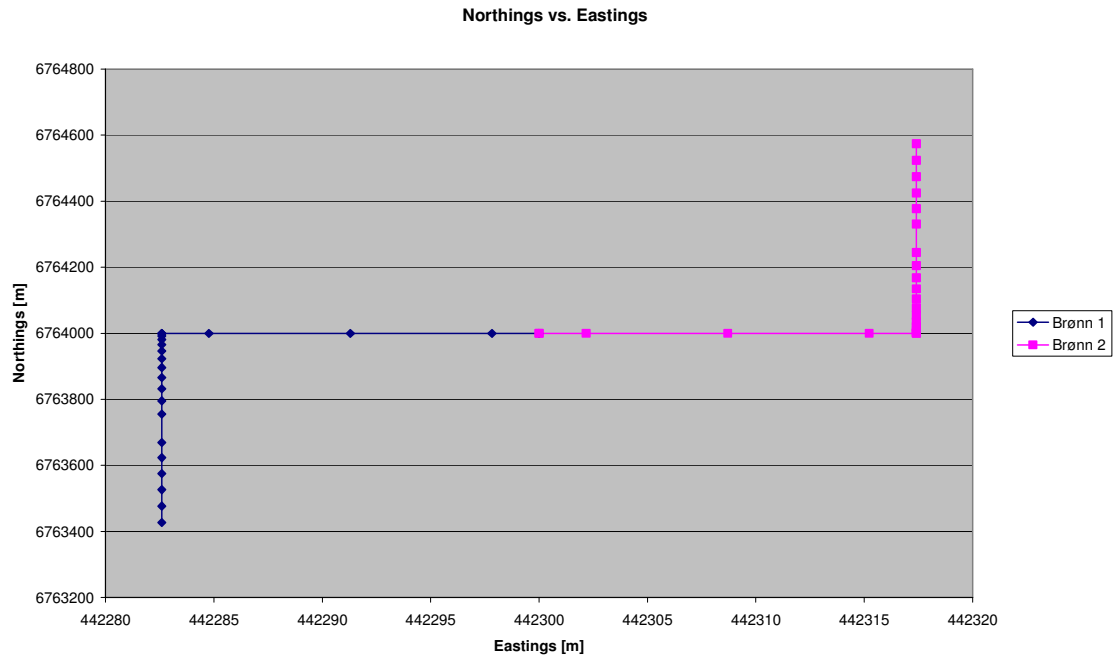


Figur 36 Alternativ 3, nordlig brønn, Eastings vs. TVD

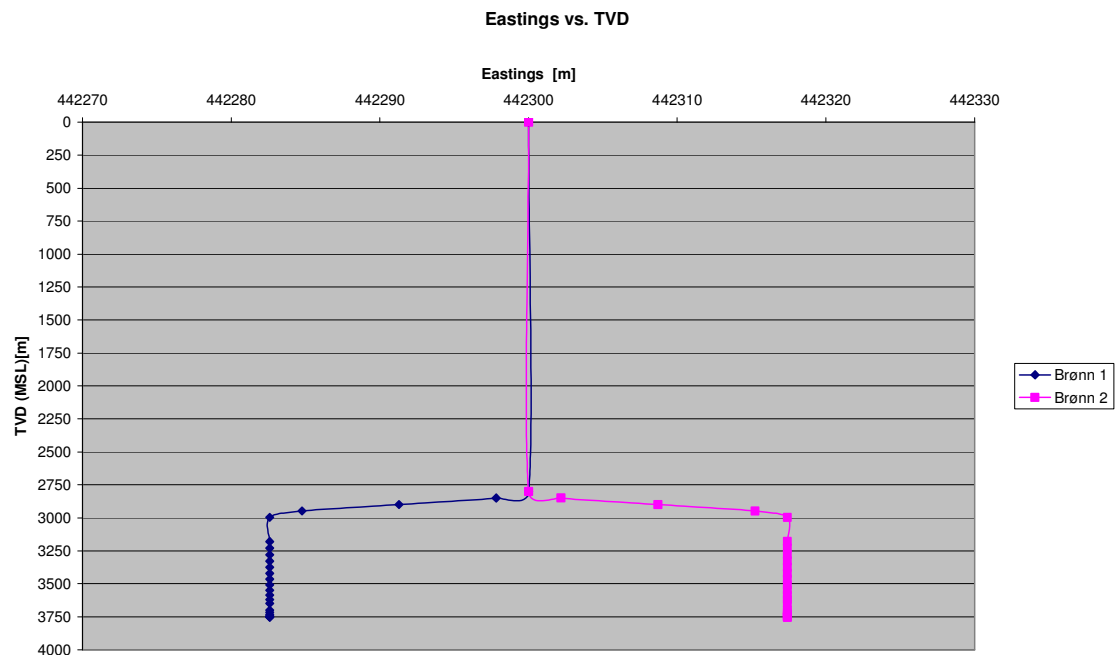


Figur 37 Alternativ 3, nordlig brønn, MD vs. Eastings

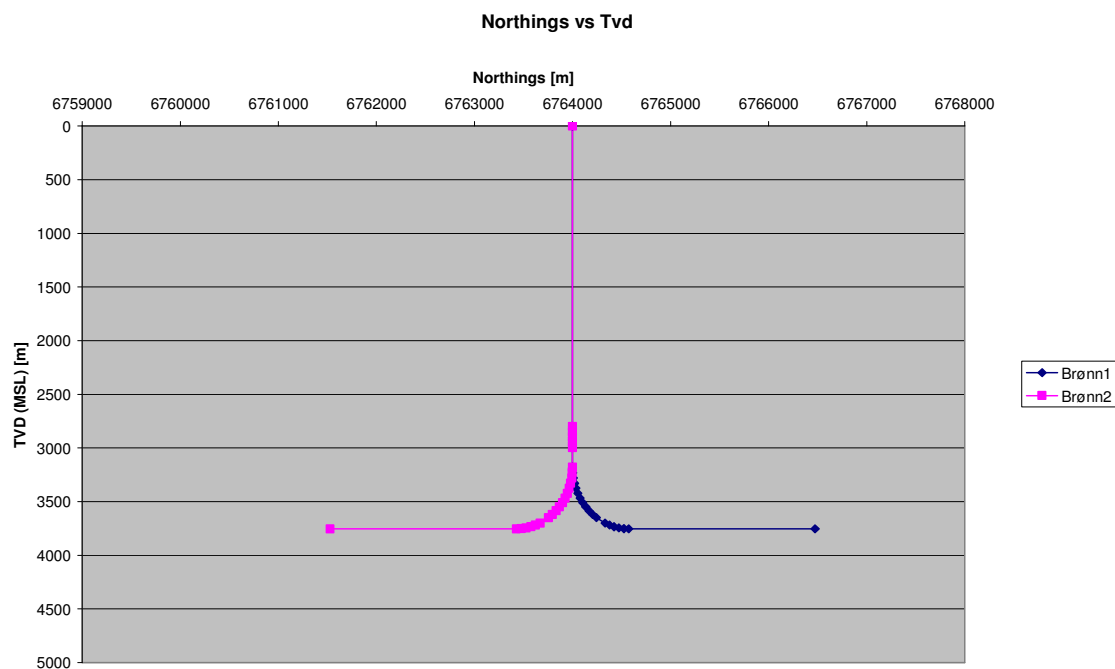
Multilateral brønn:



Figur 38 Alternativ 3, multilateral brønn, northings vs. eastings



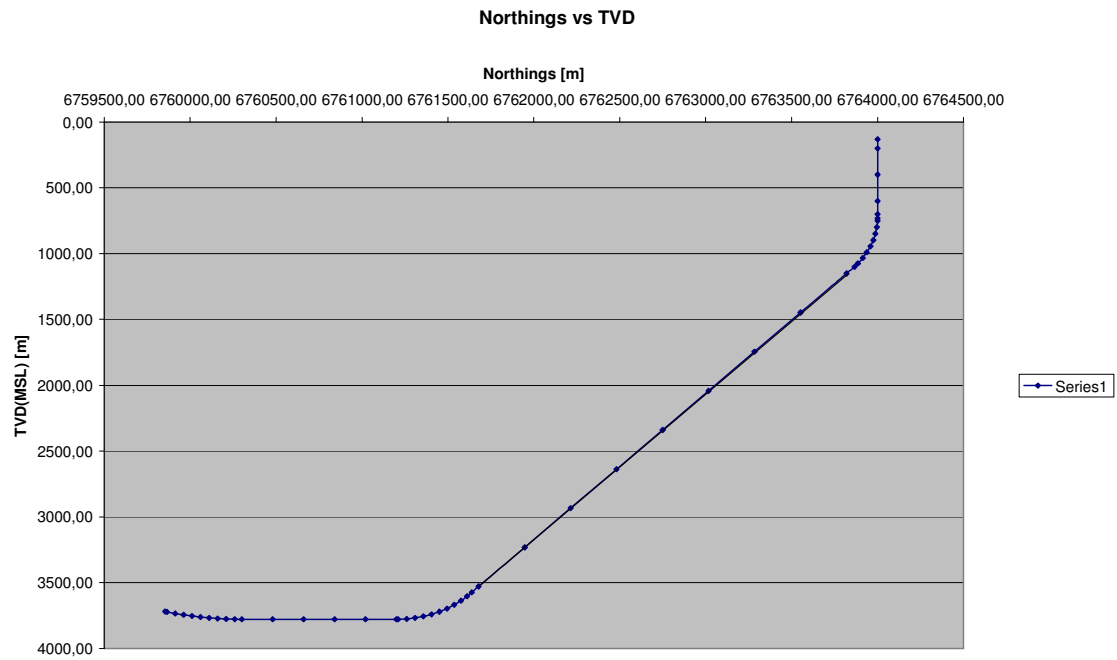
Figur 39 Alternativ 3, multilateral brønn, eastings vs. TVD



Figur 40 Alternativ 3, multilateral brønn, northings vs. TVD

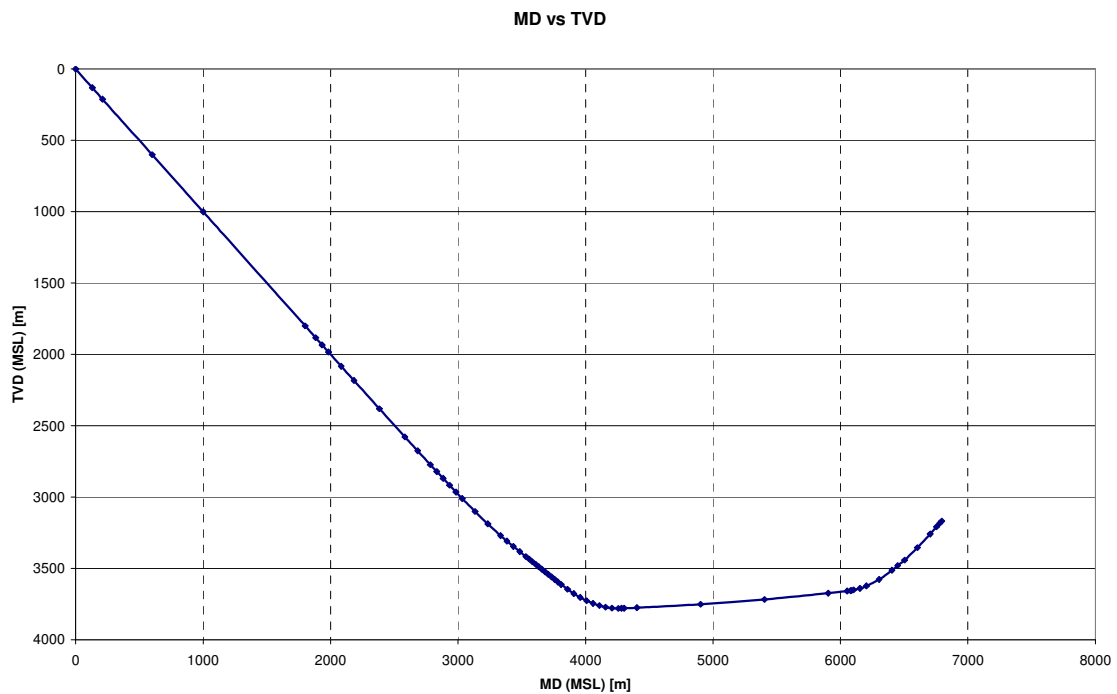
Alternativ 4

Brønn i sør:

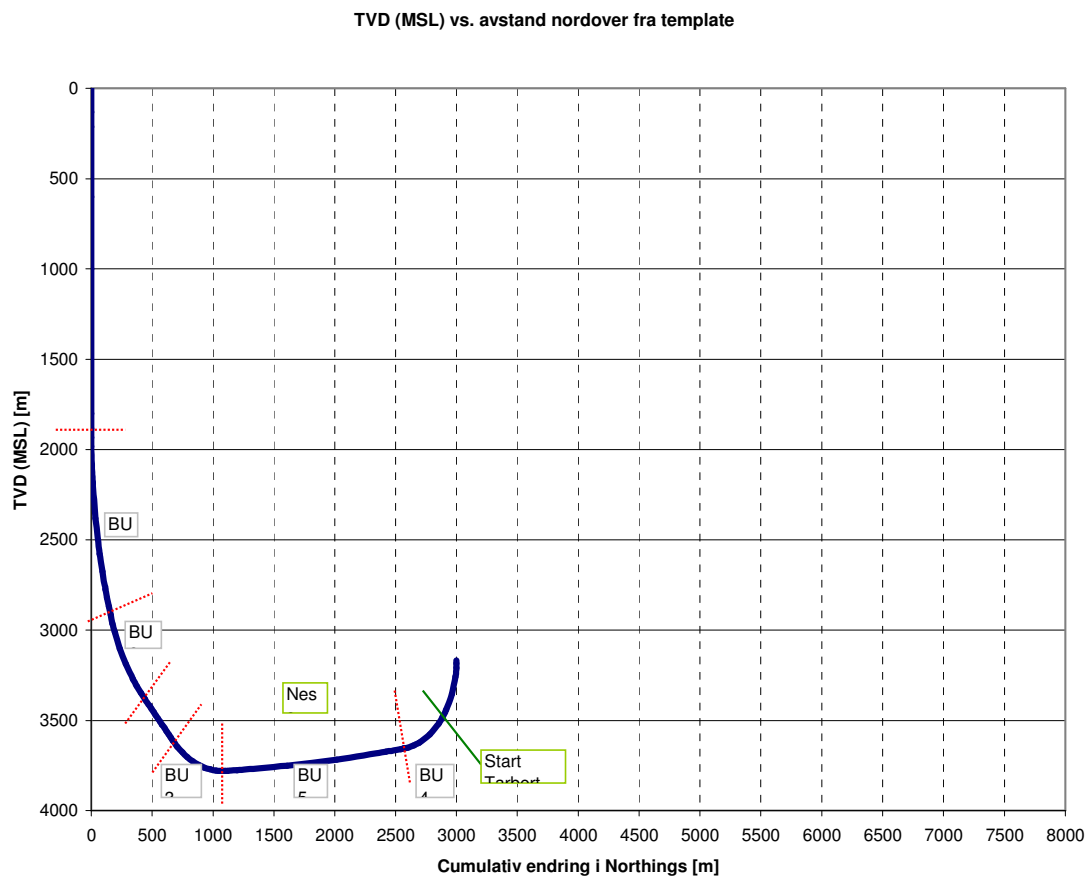


Figur 41 Alternativ 4, sørlig brønn, northings vs TVD

Brønn i nord:

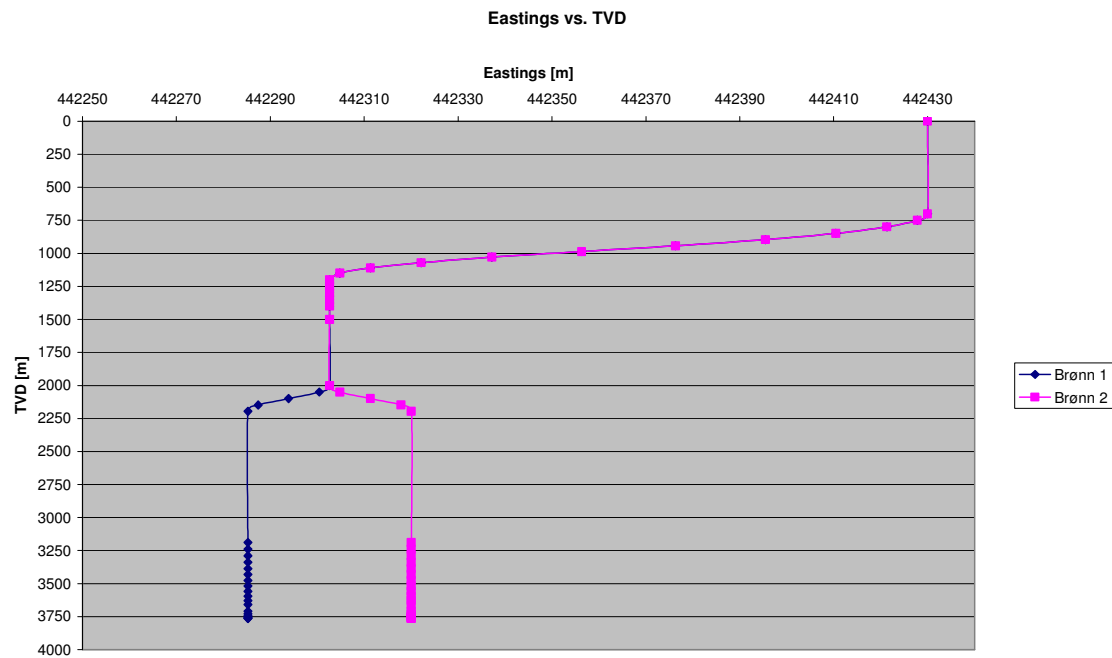


Figur 42 Alternativ 4, nordlig brønn, MD vs. TVD

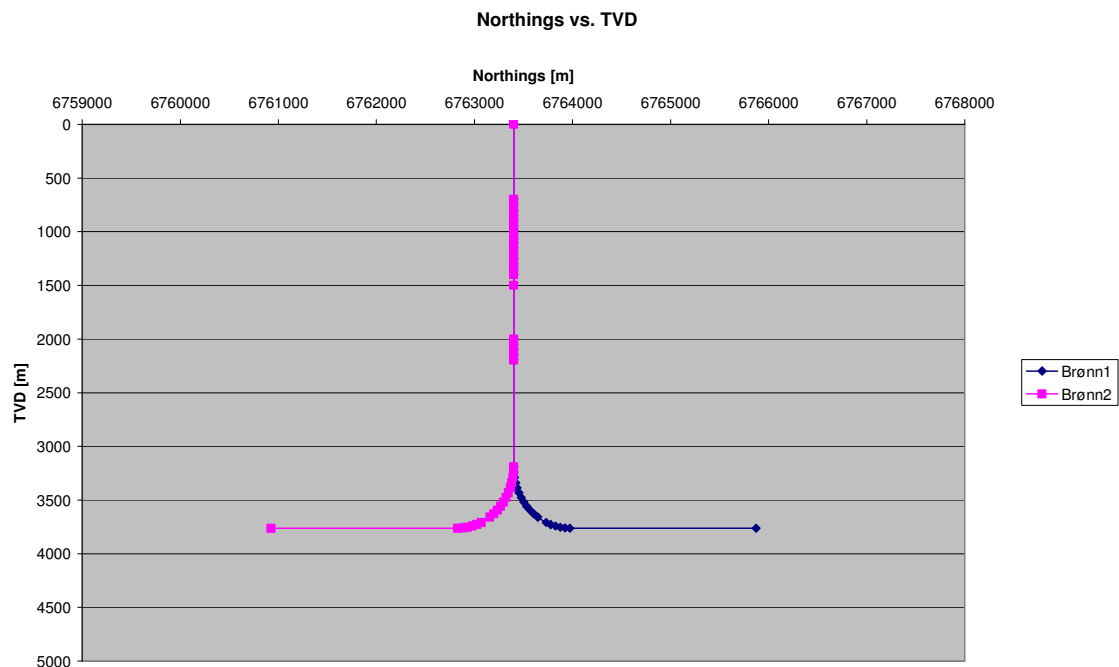


Figur 43 Alternativ 4, nordlig brønn, TVD vs. avst nordover fra template

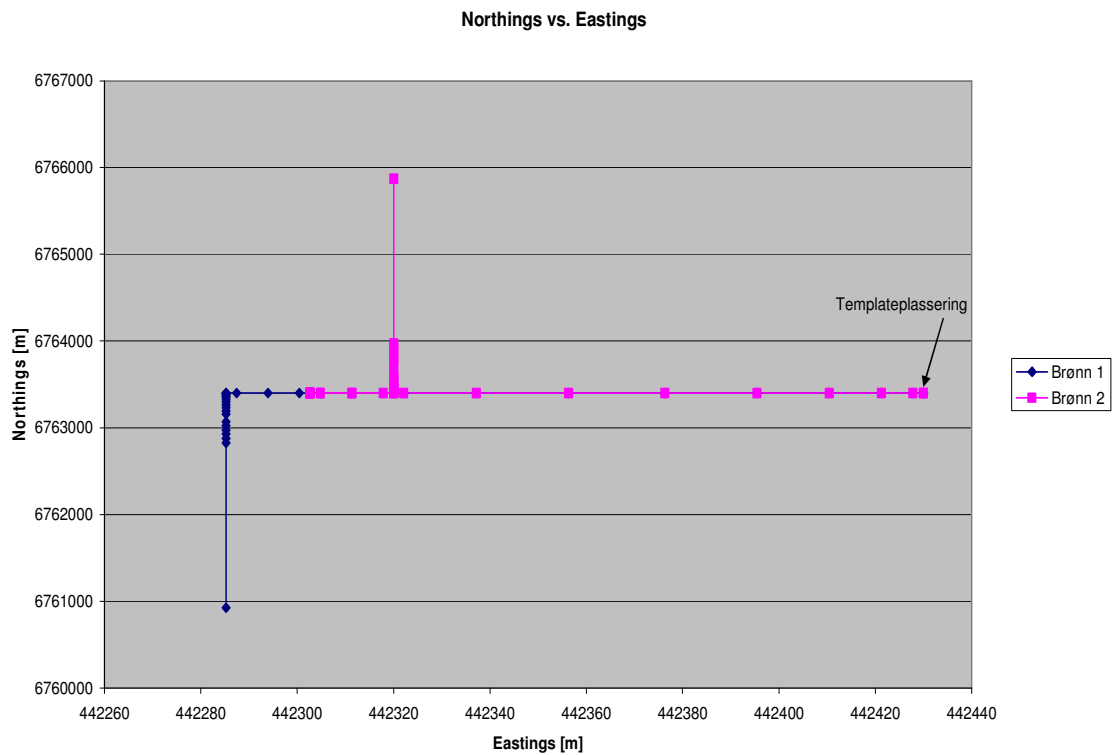
Multilateral brønn:



Figur 44 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. TVD

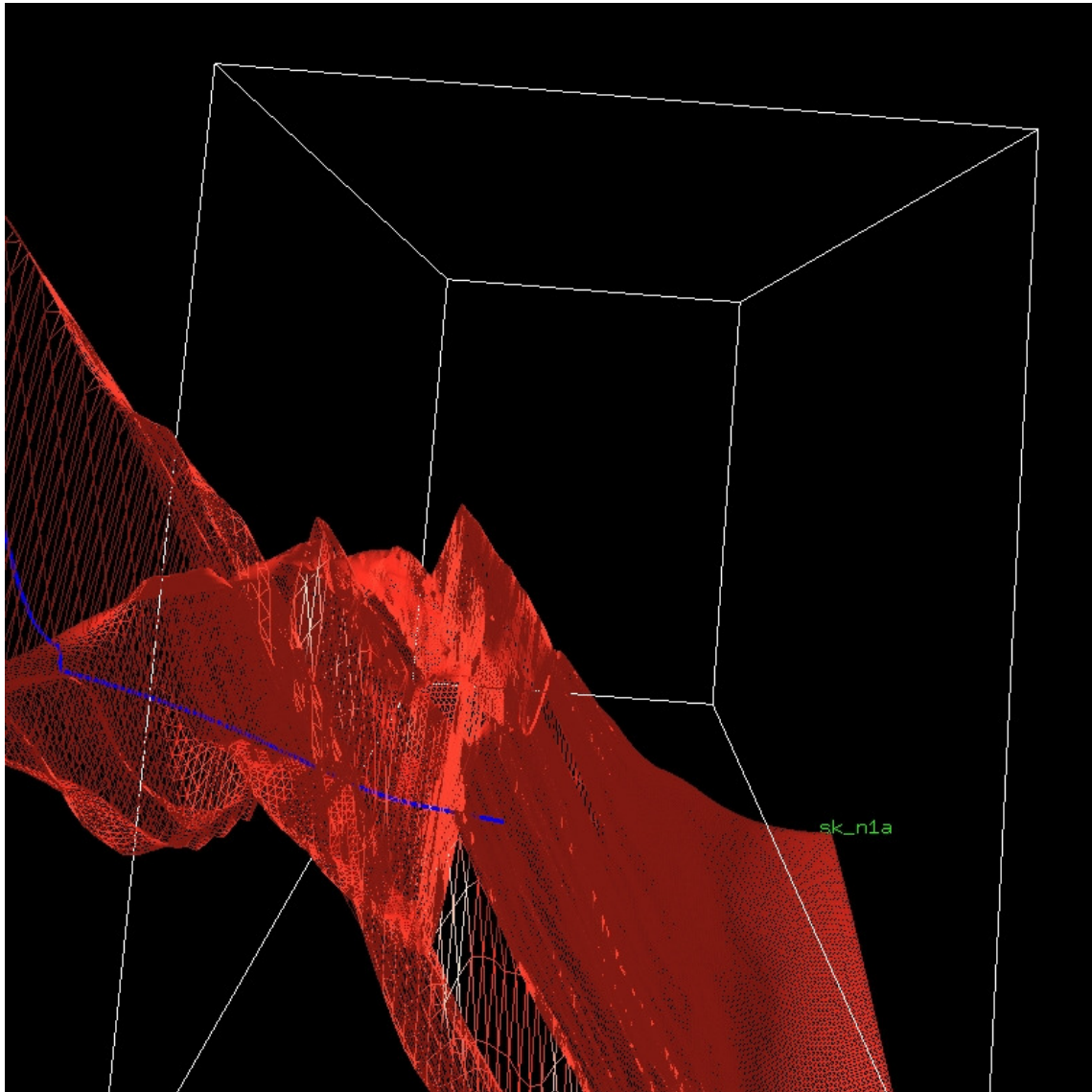


Figur 45 Alternativ 4, multilateral brønn, northings vs. TVD



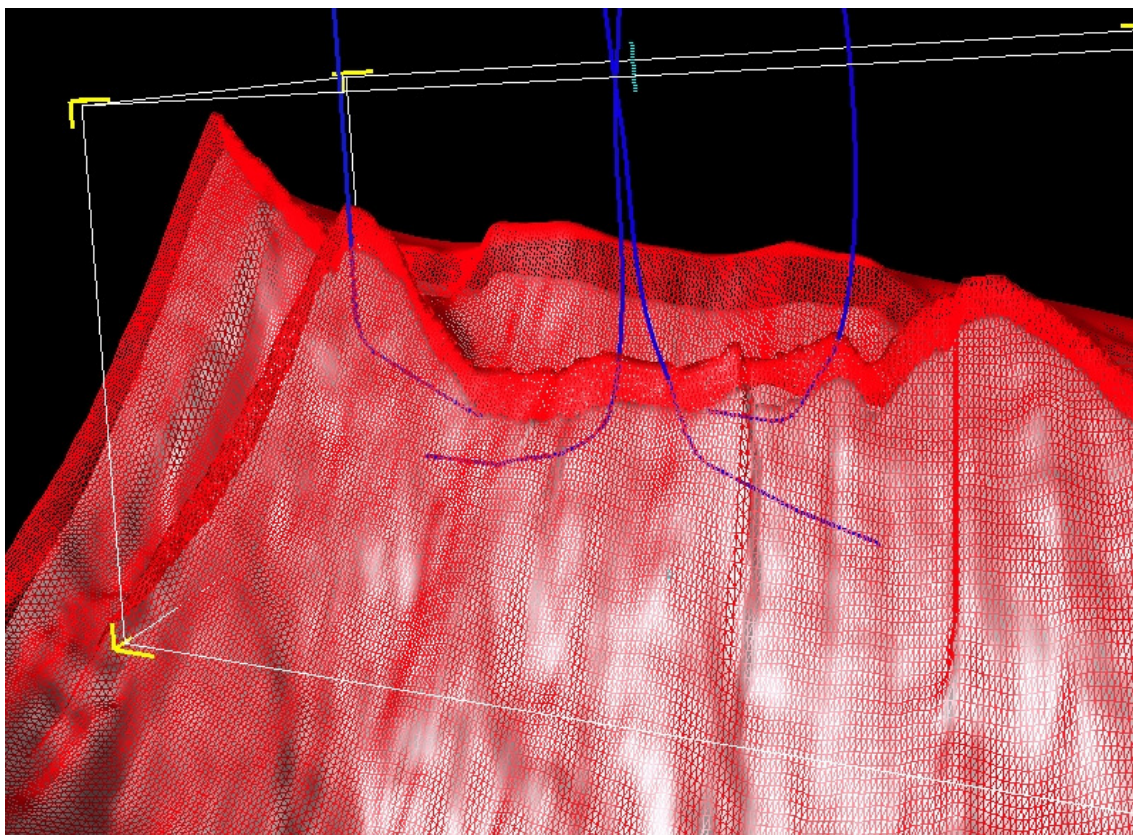
Figur 46 Alternativ 4, multilateral brønn, eastings vs. northings

14.2 Vedlegg 2: Flere bilder fra VR laboratoriet



Figur 47 Alternativ 2 i VR-laben

Figur 47 viser alternativ 2, enslig brønn fra N5. Vi ser her nederste laget i Ness, og hvordan brønnen kommer inn helt nord i reservoaret.

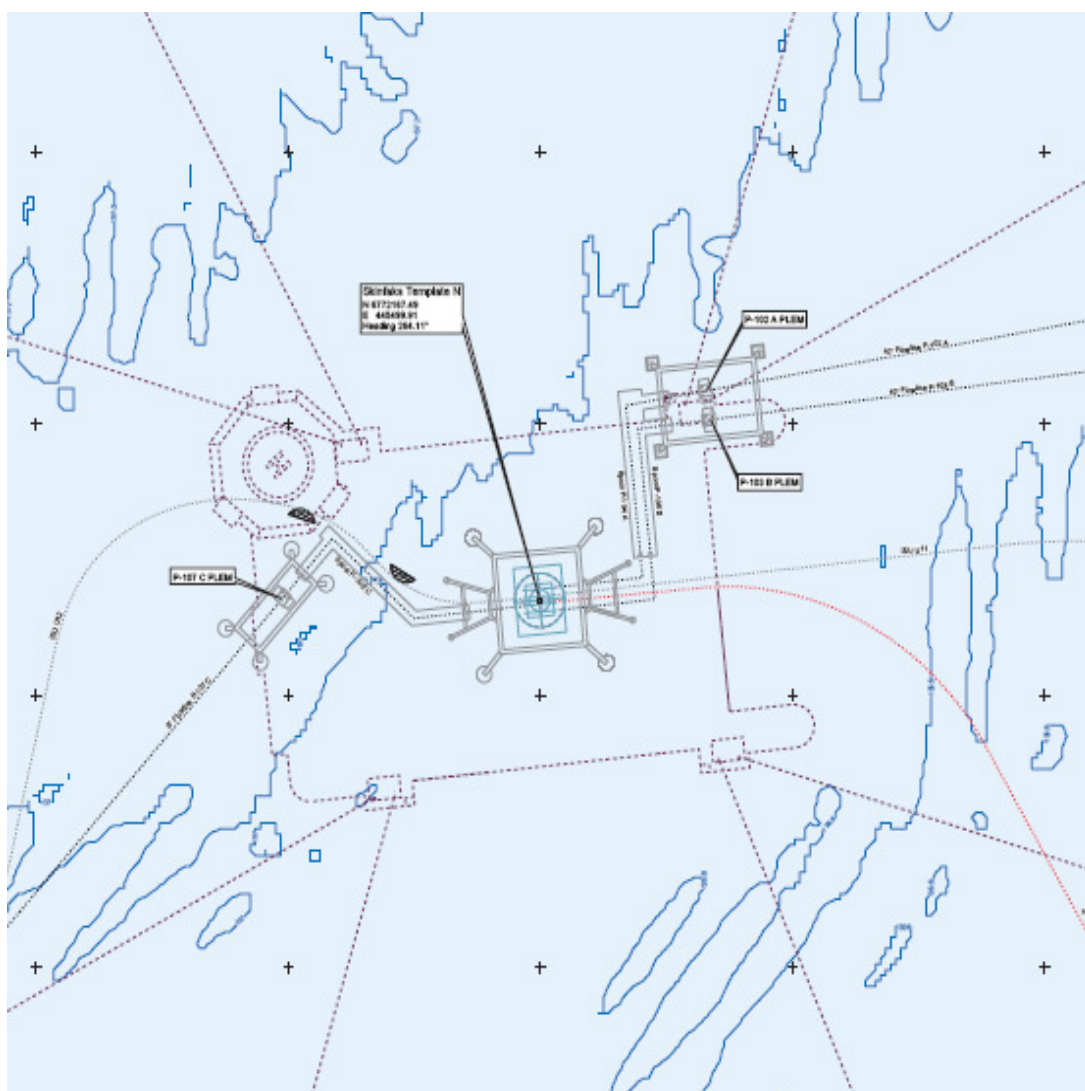


Figur 48 Ny brønn i VR-laben

Figur 48 viser de nye brønnene vi tegnet i VR laben. Nederste og øverste laget i Ness er lagt på modellen for å vise at brønnene treffer reservoaret.

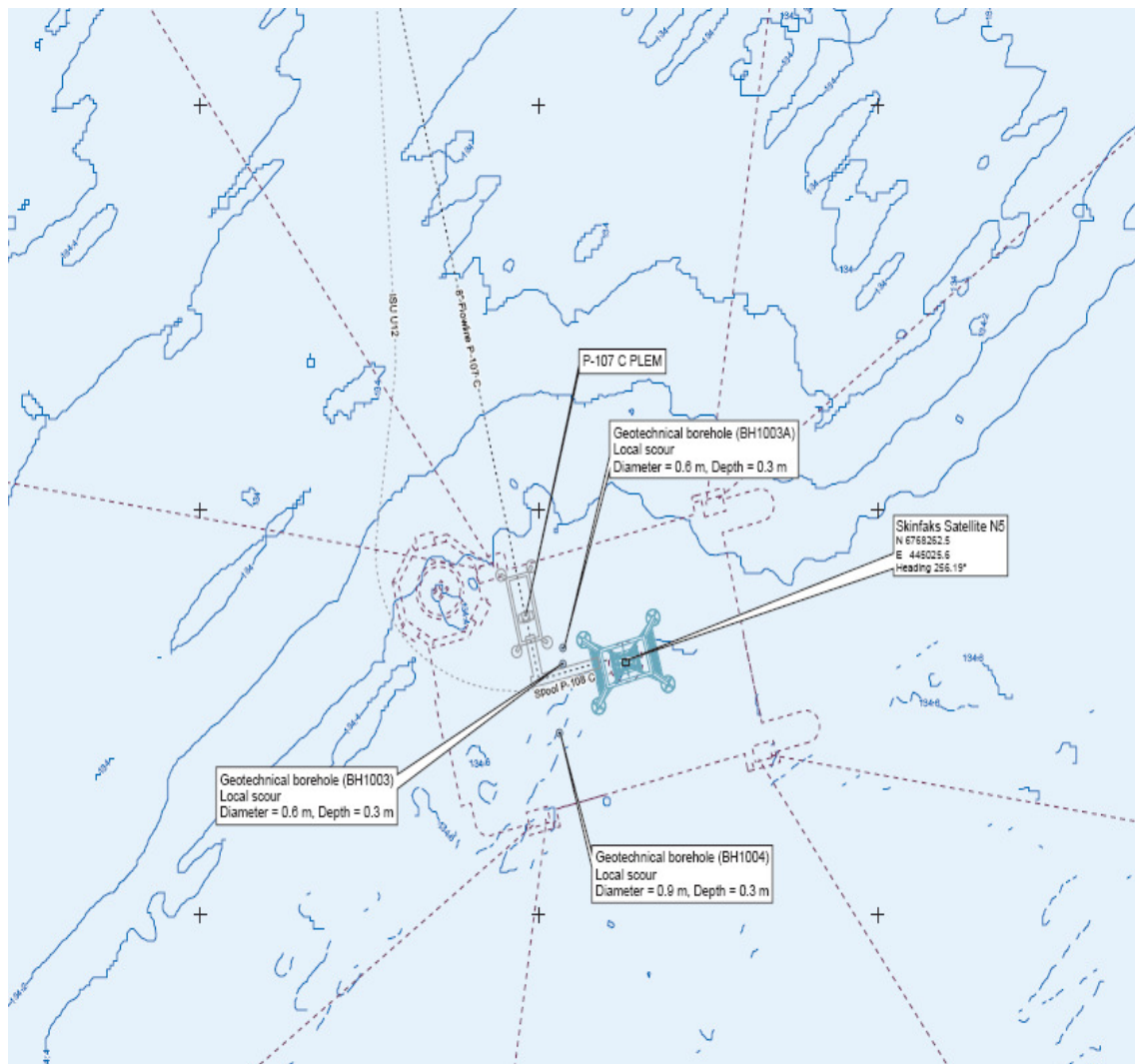
14.3 Vedlegg 3: Rørsystemer

14.3.1 Rørsystem fra brønnramme N



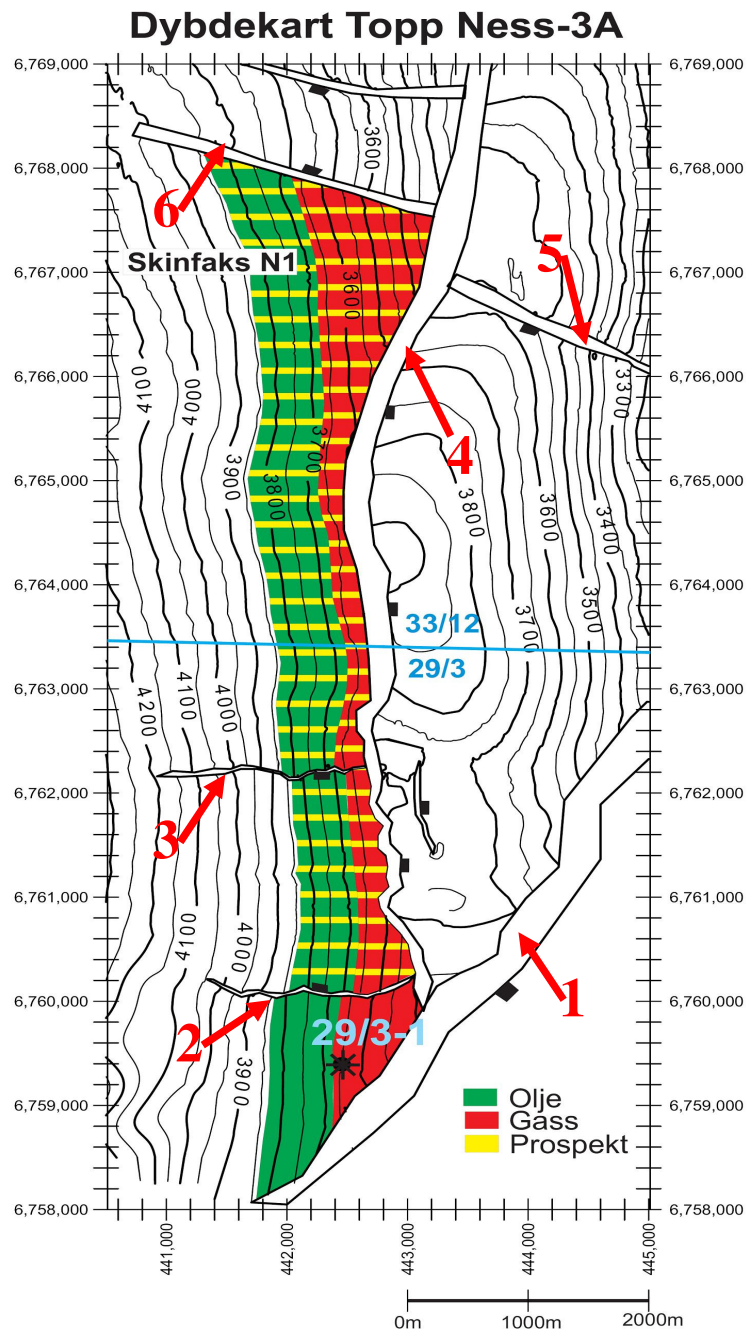
Figur 49 Rørsystem fra brønnramme N (Kvaale 06)

14.3.2 Rørsystem fra N5 satellitt



Figur 50 Rørsystem fra N5 satellitt (Kvaale 06)

14.4 Vedlegg 4: Dybdekart med nummererte forkastninger



Figur 51 Dybdekart med nummererte forkastninger (TFO_KS 06)