

Trykkstøtte i K1/K2

Trond Bekken, Mali Brekken, Jon Andre Haugen, Vegard Kosmo, Axel Gelius Myhre Willemsen

Gullfakslandsbyen 2005

Sammendrag

Gullfaksfeltet i Nordsjøen er i den avsluttende delen av produksjonsfasen, og har så langt produsert over 86 % av de utvinnbare ressursene. Statoil vurderer ulike strategier for å utvinne så mye som mulig av de resterende ressurser. I denne prosjektoppgaven har vi undersøkt effekten av trykkstøtte i K1- og K2-segmentet i Statfjordformasjonen, og testet ulike plasseringer og teknologier på en eller flere injeksjonsbrønner. Injeksjon av vann i segmentene skal gi trykkstøtte for om mulig å øke produksjonen i eksisterende produksjonsbrønner, samt produksjonsbrønnen PCSK25 som er under planlegging.

En av teknologiene som er tatt med i vurderingen er DIACS-komplettering, som muliggjør stor grad av kontroll angående mengden vann som injiseres til enhver tid, samt hvor i segmentet vannet injiseres. Denne teknologien er imidlertid langt dyrere å benytte sett i forhold til vanlige injeksjonsbrønner. Denne ekstrakostnaden,

samt den økte risikoen ved bruk av denne teknologien, er tatt med i betraktningen når nåverdien av de ulike strategiene har blitt beregnet.

For å sammenligne de ulike strategiene opp mot hverandre, ble ulike caser for hver strategi utformet. Simuleringsprogrammet Eclipse ble benyttet for å kjøre simuleringer som viser effekten av endringene som har blitt gjort. Tre hovedstrategier ble testet. Den første gikk ut på å kjøre simuleringer med den planlagte produksjonsbrønnen, men uten nye injeksjonsbrønner. Den andre strategien var å injisere vann med vanlige injeksjonsbrønner, og dermed gi økt trykkstøtte til produksjonsbrønnene. Den siste strategien gikk ut på å benytte DIACS-teknologien, og se om dette ga en positiv effekt på resultatet. I casene ble ulike boremaal og plasseringer testet opp mot hverandre. Resultatene viser imidlertid at en ny injeksjonsbrønn med DIACS – komplettering ikke gir bedre produksjon enn det en ny injeksjonsbrønn med konvensjonell komplettering ville gjort.

1 Innledning

Denne artikkelen beskriver valgt oppgave og faglige resultater for Gruppe 1 ved Gullfakslandsbyen 2005. I oppgaven har behovet og mulige strategier for trykkstøtte i segmentene K1 og K2 i Statfjordformasjonen blitt vurdert. Denne

formasjonen er en del av Gullfaksfeltet i Nordsjøen. For å løse oppgaven er Statoils historietilpassede modell fra 2002 for segmentene K1 og K2 tatt i bruk. Artikkelen er i hovedsak delt i fire deler, der de første kapitlene beskriver teori som er relevant for oppgaveforståelsen. Videre følger en beskrivelse og argumentering for de vurderte løsningene, før resultatene beskrives og diskuteres. Til slutt gjøres en økonomisk analyse av resultatene, med tilhørende konklusjon.

2 Generelt om Gullfaksfeltet

Gullfaksfeltet ligger i blokk 34/10 i den nordlige delen av Nordsjøen. Denne blokka ble i 1978 tildelt tre norske selskaper: Statoil (operatør), Norsk Hydro og det tidligere Saga Petroleum. Det er gjort investeringer for NOK 59,6 milliarder pr. 02.03.05, og i 2004 ble det produsert 160 000 fat pr dag. Utvinningsgraden på Gullfaks er 59 %, men målet er en økning til 62 % [1].

2.1 Geologi

Gullfaksfeltet er lokalisert like ved hovedaksen i Vikinggrabenet i den nordlige Nordsjøen. Feltet kan hovedsakelig deles inn i tre strukturelle domener. Øst på feltet, der K-segmentene ligger, opptrer et dypt erodert ikke-rotert

horstkompleks med sub-horisontale lag og steile forkastninger [2].

Statfjordformasjonen ble avsatt i sen trias til tidlig jura, og finnes i store deler av Vikinggrabenet i Nordsjøen. Statfjordformasjonen, som inneholder 95 M Sm³ STOOIP, består av sandsteiner og mudsteiner og er delt opp i tre ledd; Raude, Eirikson og Nansen. Leddene er videre delt inn i flere lag, S1 til S11, der S1 representerer bunnen av Statfjordformasjonen [3].

S1 og S2 varierer i tykkelse og reservoaret innehar hyppige vekslinger mellom sander av varierende tykkelse og reservoar-kvalitet, og skifrer. Her er reservoaret heterogent og store trykkforskjeller både lateralt og vertikalt er påvist. Tynne og lite lateralt kontinuerlige sander, i tillegg til sand mot skifer kontakt over mindre forkastninger, begrenser den laterale kommunikasjonen.

I S3 og lagene over derimot er sandene relativt homogene og høypermeable. Det er god kommunikasjon mellom sandkroppene, og de er lateralt kontinuerlige [4].

3 DIACS vanninjektor

DIACS står for **D**ownhole **I**nstrumentation **A**nd **C**ontrol **S**ystem, og er en av teknologiene som er mest utbredt når det gjelder såkalte smarte brønner. Smarte brønner blir brukt som en fellesbetegnelse

på brønntechnologi som gir muligheter for permanente nedihulls overvåknings-systemer, og fjernstyring av reservoarstrømningene. At brønnene er smarte kommer av muligheten for kontinuerlig oppsamling av tilnærmet sanntidsdata fra reservoaret, og evnen til deretter å rekonfigurere kompletteringen uten intervensjon, enten for å optimalisere oljeproduksjon/vanninjeksjon, eller som følge av uventet oppførsel [5, 6, 7, 8].

4 Oppbygning av feltet

Modellen som er brukt bygger på artikkelen ”Dreneringsstrategier for K2” utarbeidet av Gullfakslandsbyen 2004. Simuleringsmodellen er tredimensjonal, og har da akser i tre retninger. Disse tre aksene blir benyttet som grunnlag for å dele modellen opp i mindre biter, såkalte gridblokker. Hver blokk har da en unik identifikator basert på koordinatene til disse aksene. Disse koordinatene benyttes til å bestemme inngangspunktet for en brønn, og definere hvor de ulike perforeringene skal plasseres.

4.1 K1/K2-segmentet

Det er viktig å danne seg et bilde av hvordan feltet ser ut før man begynner med simuleringen. Parametere som oljemetning, vannmetning og trykk er viktige når det gjelder å analysere virkningen av vanninjeksjon i segmentet. Siden modellen

består av totalt 17 lag i dybden, var det spesielt viktig å bare visualisere de lagene som er relevant for løsningen av denne oppgaven. K-segmentrekken deles inn i K1, K2 og K3. Denne artikkelen omfatter ikke K3.

4.2 K1-segmentet

K1 er den delen av segmentet med lavest trykk. Segmentet er skilt ut som et eget produksjonsområde fordi kommunikasjonen mot resten av K-segmentet er dårlig. Ut fra geologiske data og simuleringsmodell er det mulig at østre del av K1 er et eget isolert oljefylt segment. Den eneste produsentbrønnen i dette segmentet er C-20A. Denne brønnen har i perioder vært stengt på grunn av lavt brønnehodetrykk. Derfor er det ønskelig med trykkstøtte til denne brønnen, i form av en vanninjektor. Denne er planlagt tidlig i 2007, og vil få navnet ICSK13 [4].

4.3 K2-segmentet

Reservoarparametrene i K2 er noe annerledes enn i K1. Det er høyere trykk her, og permeabiliteten er bedre. Segmentet har i dag to aktive produksjonsbrønner, C-14 og C-24T2. C-14 produserer bare fra de øverste lagene, og på grunn av dårlig trykkstøtte har denne brønnen lavt trykk i toppen, men høyere i bunnen. Produksjonsbrønnen PCSK25 er under planlegging i dette segmentet, og

skal etter planen penetrere alle lagene i østre del av K2. Det er en aktiv vanninjektor i dette segmentet, C-4. Denne ligger plassert helt mot nord. I tillegg får K2-segmentet trykkstøtte fra injektoren C-13, som er plassert helt sør i K3-segmentet. Det er planlagt ytterligere en injektor i dette segmentet, ICSK27. Denne er planlagt boret i 2006/2007, og vil muligens kombineres med ICSK13 [4].

5 Generelt om simulering

Opgaven her dreier seg i hovedsak om å simulere vanninjeksjon i en brønn i K1/K2-segmentene. Simuleringen består i å se på trykkendringer i feltet, og plassere injeksjonsbrønnen og DIACS-ventilene mest mulig optimalt med hensyn på oljeutvinning. Programmet som ble brukt til simuleringen heter Eclipse Blackoil [9], mens de grafiske analysene blir foretatt ved hjelp av programmene Graf og GLview.

6 Strategier for å gi trykkstøtte

Ulike strategier for å gi økt trykkstøtte i K1- og K2-segmentene ble testet.

6.1 Historietilpasning 2002-2005

Modellen er historietilpasset frem til juni 2002. Det ble derfor tatt tak i reservoarstyringsplanene fra 2002, 2003 og 2004 for

å tilpasse modellen frem til 1. januar 2005. Historietilpasningen gjaldt injeksjonsrater for de eksisterende injeksjonsbrønnene C-4 og C-13 og plugging av produksjonsbrønner i henhold til de aktuelle reservoarstyringsplanene. Dette vil være utgangspunktet for den videre simuleringen, og for de forskjellige casene.

6.2 Forutsetninger og antagelser vi bruker i simuleringen

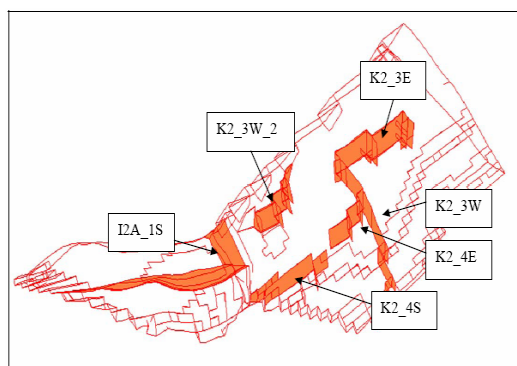
Den nye brønnen PCSK25 er lagt inn i reservoarmodellen med de koordinater som ble angitt av Gullfakslandsbyen 2004. PCSK25 er en brønn med DIACS komplettering, derfor er den lagt inn med fire forskjellige bore mål. Denne brønnen er lagt inn med en forventet daglig produksjon på 600 Sm^3 [4].

6.3 Barrierer og forkastninger i modellen

Det antas at det er liten eller ingen kommunikasjon over forkastningene i modellen. Dette blir bekreftet av tidligere simuleringer i prosjektet, der store trykkbarrierer kan observeres, og kommunikasjon over disse forkastningene er minimal. K1-segmentet er skilt ut som et eget produksjonsområde fordi trykkommunikasjonen mot resten av K-segmentet er ekstremt dårlig [4].

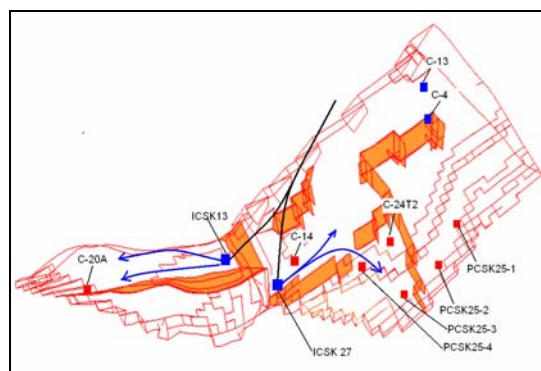
Forkastningen K2_3W utgjør en barriere i nord/sør-retning langs hele østflanken av

K2-segmentet, se figur 6.1. Den nye brønnen PCSK25 vil i utgangspunktet ha to kompletteringer på hver side av denne forkastningen. De to nordligste vil få trykkstøtte fra injeksjonsbrønnen C-4, se figur 6.2. C-4 ligger vest for K2_3E, men så langt nord at den gir trykkstøtte mot sørøst, i retning av disse to kompletteringene.



Figur 6.1: Forkastninger i K1 og K2

Vekslingene mellom skifer, gode sander og mindre gode sander har ført til at det forekommer store vertikale barrierer i Statfjordformasjonen, spesielt i de nedre delene av reservoaret. I modellen kommer dette frem ved at S3, eller lag 15 i modellen, utgjør en barriere. Dette vil føre til at det ikke er noen vertikal kommunikasjon mellom S2 og S3. Dette blir viktig å ta hensyn til når vi skal plassere injeksjonsbrønnene.



Figur 6.2: Brønnplasseringer i K1 og K2.

6.4 Case 1 - Uten injeksjonsbrønn

Her vil simuleringen bli kjørt med de brønnene som eksisterer i feltet pr. i dag, og med de antagelser som er nevnt tidligere.

Vi forventer at case 1 vil gi dårlig trykkstøtte, siden det er status pr. i dag.

6.5 Case 2- Injeksjon uten DIACS

Case 2 er delt opp i flere undercases der følgende situasjoner er blitt undersøkt:

1. En injeksjonsbrønn i K2 uten sidesteg
2. En injeksjonsbrønn med sidesteg i K1 og K2
3. To injeksjonsbrønner uten forgrening, en i K1 og en i K2

6.6 Case 3 - Injeksjon med DIACS

Case 3 antas å være den beste løsningen når det gjelder trykkstøtte. Dette er grunnet forventningen om gunstigheten av å kunne regulere injeksjonsratene ved hjelp av DIACS ventiler.

7 Resultater

Alle simuleringene kjøres fram til år 2020. Dette har blitt valgt fordi vi antar at det ikke er lønnsomt å drive brønnene lenger enn dette. Vannkuttet vil gradvis øke i brønnene, og produksjonen vil bestå av større og større andeler vann.

7.1 Case 1

I case 1 vil vannkuttet i de ulike produksjonsbrønnene bli meget høyt, selv uten ny injeksjonsbrønn. Dette kan tyde på at det kan bli et problem med for høyt vannkutt når enda mer vann skal injiseres. Vannkuttet i C-24T2 vil ligge på mellom 98 og 100 %. I PCSK25 vil vannkuttet raskt stige til over 90 %, og befinne seg der i store perioder. I C-14 vil vannkuttet ligge på ca 90 % den korte perioden brønnen produserer olje. I K1 og produksjonsbrønnen C-20 vil imidlertid vannkuttet aldri overstige 20 %.

Videre merker vi oss at DIACS 1 og DIACS 2 i PCSK25 står for store deler av produksjonen i K2-segmentet. Dette viser at disse kompletteringene får god trykkstøtte fra C-4 og C-13 gjennom hele perioden. Derfor vil vi i de neste casene forsøke å bedre produksjonen til de andre produsentene i K1 og K2.

7.2 Case 2

Case 2 har blitt simulert med en eller flere nye injeksjonsbrønner med konvensjonell komplettering. En brønn inn i K2 med et sidesteg til K1 har også blitt simulert.

Case 2.1

I case 2.1 får produksjonen et løft de første årene etter at den nye injeksjonsbrønnen ICSK27 blir satt i drift. Effekten av ICSK27 vil gradvis avta, og produksjonen vil nærme seg nivået fra case 1 uten ny injeksjonsbrønn.

Den nye injeksjonsbrønnen ICSK27 vil ha størst effekt på produksjonsbrønnene C-14 og DIACS 3 i PCSK25. Disse brønnene vil øke produksjonen betraktelig de første 500 til 1000 dagene. I de andre produksjonsbrønnene vil det bare være liten eller ingen økning av produksjonen, grunnet den nye injeksjonsbrønnen ICSK27.

Case 2.2

Case 2.2 har blitt simulert med en brønn inn i K2, med et sidesteg til K1. Dette gjør at injisering i begge segmentene uten å bore to hele brønnbaner er mulig.

Det totale utbyttet av å ha en ny injeksjonsbrønn ned i K1 og K2 i forhold til case 2.1 er marginalt. Case 2.2 vil gi et løft i forhold til case 2.1 de første årene. Dette forspranget vil imidlertid utjevne seg frem mot år 2020.

Det løftet denne casen får i forhold til case 2.1, kommer av at produksjonsbrønnen C-20A vil få et voldsomt løft de første årene etter at ICSK13 settes i drift. Likevel vil den totale produksjonen fram mot år 2020 ikke bli mye større, ca 20 000 Sm³. Det virker som om oljen i K1 er mulig å produsere uten injeksjon, men det vil ta lengre tid enn med injeksjon

Case 2.3

Case 2.3 ble simulert med en ny injeksjonsbrønn ned i både K1 og K2.

Denne casen gir det beste resultatene hittil, med en økt oljeproduksjon på 15 000 Sm³ i forhold til case 2.2. Produksjonsforløpet til de ulike brønnene vil skille seg minimalt fra de tidligere casene med ny injeksjonsbrønn.

7.3 Case 3

I denne casen har det blitt eksperimentert med DIACS i kompletteringene på injeksjonsbrønnen. Ved hjelp av DIACS i kompletteringene kan man regulere hvor mye vann som injiseres i de forskjellige DIACS-ventilene. Dette kan vise seg å være nyttig slik at man kan optimalisere injeksjonen med tanke på økt produksjon.

Case 3 ble simulert med en ny injeksjonsbrønn, som injiserer i både K1 og K2. Brønnen har fire komplettering med DIACS.

Som vi ser vil den totale oljeproduksjonen mellom år 2007 og 2020 bli på 10 000 Sm³ under produksjonen vi fikk med case 2.3.

I K1 vil produksjonsforløpet skille seg minimalt fra produksjonsforløpet ved case 2.2 og 2.3. I K2 vil derimot PCSK25 få et lite løft. Den økte produksjonen på over 1000 Sm³/dag vil imidlertid bare vare i ca 60 dager etter at injeksjonen ble satt i drift. Løftet i PCSK25 kommer hovedsaklig fra DIACS 3. Denne øker sin produksjon fra ca 100 til nesten 400 Sm³/dag i forhold til case 2.1 og 2.3, men som nevnt tidligere drar vi bare nytte av dette i ca. 60 dager. Den totale produksjonen vil imidlertid bli tilnærmet lik som i case 2.3, siden produksjonen i C-14 blir redusert med tilnærmet den samme raten som den øker med i DIACS 3.

8 Økonomi

For å kunne si noe om lønnsomheten til dette prosjektet må vi se på økonomiaspektet, dvs. nåverdien til de forskjellige casene. Denne varierer ettersom tiltakene rundt casene endres. Selv om simuleringen tilsier at det fortsatt er hydrokarboner igjen i feltet etter 2020, har vi valgt å avslutte casene her, siden det virker lite økonomisk å fortsette produksjonen når vannkuttet nærmer seg 100 %.

8.1 Resultater

Oljeprisen vi har regnet med for best case ligger på 1500 kr/Sm³, eller ca \$38/fat, mens for gass har vi brukt en pris på 1,0 kr/Sm³. For worst case er tallene henholdsvis 1100 kr/Sm³ og 0,7 kr/Sm³.

Tabell 8.1 viser resultatene fra casene.

Case	Total olje- produksjon Sm ³ *1000	Nåverdi Best case MNOK
1	1435	1982
2.1	1732	2333
2.2	1737	2242
2.3	1753	2193
3	1743	2205

Tabell 8.1: Oleproduksjon og nåverdi til casene

8.2 Diskusjon

Inntektene er basert på oljepris og dollarkurs, to parametere som er i stadig forandring. Oljeprisen har steget med nesten 50 % det siste året [10], og det er vanskelig å si hvordan den vil utvikle seg i årene som kommer. Å anvende dagens oljepris på kalkyler flere år fram i tid er ganske risikabelt, derfor er en konservativ oljepris å foretrekke. Dollarkursen er for tiden ganske lav, men den endres i takt med flere faktorer.

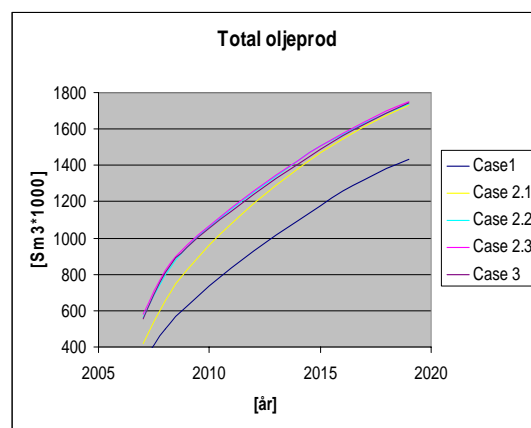
Vi har valgt å simulere fram til 2020. Ved et lengre tidsaspekt vil produksjonskostnadene øke grunnet fallende produksjon. Hvis produksjonskostnadene og separasjonskostnadene var en funksjon

av hvor mye vann vi har tatt opp, ville muligens nåverdien ha blitt noe dårligere.

Dette gjør at det er store usikkerhetsmomenter rundt nåverdi-beregningene, siden de tar for seg framtidens verdier. Vi må derfor ikke se oss blinde på de økonomiske resultatene, men bruke dem som en veiledning i evalueringen av feltet.

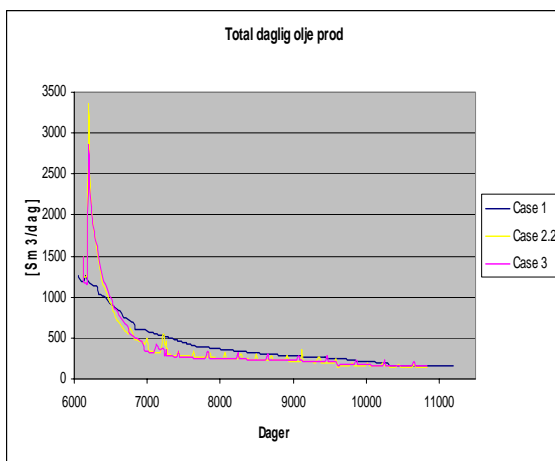
9 Konklusjon

Resultatene viser at mer olje vil bli utvinnet ved å investere i ny injeksjonsbrønn i K1 og K2 segmentene. Figur 9.1 viser imidlertid at det spiller liten rolle hvilken strategi som velges for den nye injeksjonsbrønnen, resultatene vil bli forholdsvis like for de forskjellige casene. Derfor blir antagelsen om at injeksjon med DIACS vil gi best trykkstøtte feil ifølge våre simuleringer.



Figur 9.1: Total oljeproduksjon

Det som viser seg er at trykkstøtten gitt med ny injeksjonsbrønn vil gjøre seg sterkt gjeldende de første par årene. Deretter vil de daglige produksjonsratene for feltet ligge under nivået fra case 1, uten ny injeksjonsbrønn. Dette kommer tydelig frem av Figur 9.2.



Figur 9.2: Daglig produksjonsrate

I arbeidet med å bedre trykkstøtten i K2 segmentet har vi i hovedsak konsentrert oss om å bedre produksjonen av DIACS 3 og 4 i PCSK25. Derfor er nytten av arbeidet vårt avhengig av de antagelsene vi har gjort angående PCSK25.

Beregningene viser at case 2.1 gir størst nåverdi. Dette viser at antagelsen om at bruk av DIACS ville være mest lønnsomt var feil. Av figur 9.2 ser vi at produksjonsraten er størst for case 2.1 i tidsrommet 2010-2020. I beregningene er det lagt inn en årlig økning i oljeprisen. Dette gjør at det lønner seg å ta opp mye olje i slutten av perioden. Men dette kan

motargumenteres, siden usikkerheten i lønnsomhetsberegninger som nåverdi vil bli større etter hvert som tiden går. Andre forhold som gjør at case 3 oppnår lav nåverdi i forhold til case 2.1 og 2.2 er investeringskostnader, og kostnader ved justering av DIACS-ventiler.

10 Referanser

1. Statoil
<http://www.statoil.com>, 2005
2. Brekke, H., Sjulstad, H.I., Magnus, C., Williams, R.W., *Sedimentary environments offshore Norway – an overview*. NPF Special Publication 10, p. 7-37, 2001
3. Ryseth, A., *Sedimentology and Palaeogeography of the Statfjord Formation (Rhaetian-Sinemurian), North Sea*. NPF Special Publication 10, p. 7-37, 2001
4. Natvik, L., J., Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet. Dokumentnr. GF RESU-HF-03 00021, 2004
5. Schlumberger, *Intelligent Completions*.
http://www.oilfield.slb.com/content/services/completion/intelligent/intelligent_completions.asp, 2005
6. Welldynamics, *SCRAMS*.
http://www.welldynamics.com/pdfs/martwell_systems/scrams.pdf, 2005
7. Welldynamics, *Benefits using smart wells*.
http://www.welldynamics.com/benefits/benefits_case.htm#, 2005

8. Odin: Smarte brønner
<http://www.odin-petroleum.no/smartebonner.htm>, 2005
9. Eclipse Blackoil
http://www.oilfield.slb.com/content/services/software/reseng/eclipse_simulators/blackoil.asp, 2005
10. Statoil
<http://www.statoil.com/fin/nr303094.nsf?opendatabase&lang=en>, 2005