

Trykkstøtte i K1/K2

Ekspert i Team
Gullfakslandsbyen 2005

Gruppe 1

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

Forord

Denne rapporten er en eksamensbesvarelse i faget TPG 4851 Eksperter i Team (EiT) ved NTNU våren 2005. Rapporten teller 60 % av vurderingsgrunnlaget i faget, resterende 40 % av vurderingsgrunnlaget i faget består av en prosesrapport. EiT er et tverrfaglig emne som er obligatorisk for sivilingeniør- og masterstudenter ved NTNU. EiT er organisert ved ca. femti landsbyer, som hver har et overordnet tema. Hensikten med EiT er kort fortalt å få studentene til å finne ut hvordan tverrfaglige problemer løses best mulig. Bakgrunnen for dette er at forskning og utvikling i større grad er tverrfaglig, både i næringslivet og det offentlige.

Det overordnede temaet ved denne landsbyen har vært Gullfaksfeltet i Nordsjøen, og Statoil har vært ekstern oppdragsgiver. Statoil håper å utnytte det tverrfaglige potensialet som ligger i Gullfakslandsbyen til å søke nye og utradisjonelle løsninger for å øke utvinningsgraden på Gullfaksfeltet. Med utgangspunkt i problemstillinger foreslått av Statoil har gruppa sett på ulike metoder for trykkstøtte i K1/K2-segmentet.

Prosjektgruppa har bestått av fem studenter fra ulike studieretninger ved NTNU. Trond Bekken fra marin teknikk, Mali Brekken fra masterstudiet i geologi, Jon André Haugen fra geofag og petroleumsteknologi, Vegard André Kosmo fra datateknikk og Axel Willemsen fra elektronikk. Vi har lagt ned mye arbeid i rapporten, og håper resultatet gjenspeiler dette. Spesielt for oss uten bakgrunn i geologi og petroleum har prosjektoppgaven gitt oss innsikt i et nytt og spennende fagfelt.

Vi vil rette en stor takk til landsbyhøvding Jon Kleppe og veileder Jan Ivar Jensen ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk ved NTNU, og Petter Eltvik og Helga Buvik ved Statoil for hjelp og støtte.

Trondheim 09.05.05

Trond Bekken

Mali Brekken

Vegard Andre Kosmo

Jon Andre Haugen

Axel M. Willemsen

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/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 PCSK_25 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, har vi utformet ulike caser for hver strategi. Videre har vi benyttet simuleringsprogrammet Eclipse, og kjørt 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. Hver case omfatter ulike boremaal og brønnbaner. Tabellen under viser resultatene fra hver case, med tanke på oljeproduksjon og nåverdi.

Case	Total olje prod 2007-2020 [Sm ³ *1000]	Nåverdi [M NOK]
1, uten ny injeksjonsbrønn	1435	1982
2.1, ny injeksjonsbrønn i K2	1732	2333
2.2, ny injeksjonsbrønn med sidesteg i K1 og K2	1737	2242
2.3, nye injeksjonsbrønner i K1 og K2	1753	2193
3, injeksjonsbrønn med sidesteg og DIACS kompletteringer i K1 og K2	1743	2205

Innholdsfortegnelse

Forord.....	I
Sammendrag.....	II
Innholdsfortegnelse	1
Tabelliste	4
Figurliste	5
1 Innledning	6
1.1 Oppgavebeskrivelse.....	6
1.2 Avgrensning av oppgaven	7
2 Generelt om Gullfaksfeltet	8
2.1 Regional geologi	9
2.2 Strukturgeologi på Gullfaksfeltet	10
2.3 Statfjordformasjonen.....	11
2.4 K-segmentene	13
3 DIACS vanninjektor	15
3.1 Forenklinger og antagelser for bruk i simuleringen.....	15
3.2 Fordeler, ulemper og tidligere erfaringer med DIACS-komplettering	15
4 Oppbygning av feltet.....	19
4.1 K1/K2-segmentet	20
4.2 K1-segmentet.....	21
4.3 K2-segmentet.....	23
5 Generelt om simulering	27
5.1 Eclipse Blackoil.....	27
5.2 Graf	28
5.3 GLview	28
6 Strategier for å gi trykkstøtte.....	29
6.1 Historietilpasning 2002-2005	29
6.2 Forutsetninger og antagelser vi bruker i simuleringen	30
6.3 Barrierer og forkastninger i modellen	31
6.4 Case 1 - Uten injeksjonsbrønn	32
6.4.1 Simulering av case 1	32
6.5 Case 2- Injeksjon uten DIACS.....	33
6.5.1 Case 2.1 - Injeksjonsbrønn uten sidesteg	33

6.5.2 Simulering av case 2.1	34
6.5.3 Case 2.2 - Injeksjonsbrønn med sidesteg	35
6.5.4 Simulering av case 2.2	36
6.5.5 Case 2.3 - To injeksjonsbrønner.....	37
6.5.6 Simulering av case 2.3	37
6.6 Case 3 - Injeksjon med DIACS.....	38
6.6.1 Simulering av case 3	39
7 Resultater	40
7.1 Case 1	40
7.2 Case 2.....	43
7.2.1 Case 2.1	43
7.2.2 Case 2.2	46
7.2.3 Case 2.3	49
7.2.4 Visualisering av case 2.3.....	49
7.3 Case 3.....	53
8 Økonomi.....	56
8.1 Nåverdi.....	56
8.2 Dollar og oljepris.....	57
8.3 Utgifter/kostnader	57
8.4 Skatt.....	57
8.5 Resultater	57
8.6 Diskusjon.....	58
9 Konklusjon.....	59
10 Referanser	61
Appendix A: Funksjon for å beregne nåverdi.....	63
A1 Matlab-funksjon for beregning av nåverdi.....	63
A2 Forklaring til innparametere	65
Appendix B: Kode fra Eclipse.....	67
B1 Historietilpasning fra august 2002 til desember 2004	67
B2 Historietilpasning fra januar 2005 til desember 2006	69
B3 Boremål PCSK_25 I K2.....	70
B4 Boremål ICSK_13 i K1	71
B5 Boremål ICSK_27 i K2	71
B6 Boremål i K1/K2 med sidesteg.....	72

<i>B7 Boremål med DIACS i K1/K2</i>	<i>73</i>
<i>B8 Case 1</i>	<i>74</i>
<i>B9 Case 2.1</i>	<i>75</i>
<i>B10 Case 2.2</i>	<i>77</i>
<i>B11 Case 2.3</i>	<i>81</i>
<i>B12 Case 3</i>	<i>84</i>

Tabelliste

Tabell 6. 1: Endringer utført i modellen.....	29
Tabell 6. 2: Koordinatene til PCSK25	30
Tabell 6. 3: Case 2.1 – Tekniske data for ICSK27.....	34
Tabell 6. 4: Case 2.2 – Tekniske data for ICSK_13.....	36
Tabell 6. 5: Case 3 – Tekniske data for injeksjonsbrønn med firesoners DIACS.....	38
Tabell 7. 1 Årlig produksjon ved case 1.....	40
Tabell 7. 2 Årlig produksjon ved case 2.1.....	43
Tabell 7. 3 Årlig produksjon ved case 2.2.....	46
Tabell 7. 4 Årlig produksjon ved case 2.3.....	49
Tabell 7. 5 Årlig produksjon ved case 3.....	53
Tabell 8. 1 Produksjon og nåverdi til hver case	58

Figurliste

Figur 2. 1: Beliggenheten til Gullfaksområdet.....	9
Figur 2. 2: Stratigrafiologien på Gullfaksfeltet	11
Figur 2. 3: Statfjordformasjonen	13
Figur 3. 1: DIACS-Komplettet brønn	17
Figur 4. 1: Lagdeling av modellen	19
Figur 4. 2: Modellen med akseorientering	20
Figur 4. 3: Oversiktsbilde over K1/K2-segmentet	21
Figur 4. 4: Trykket i K1-segmentet i januar 2007	22
Figur 4. 5: Oljemetningen i K1-segmentet i januar 2007.....	22
Figur 4. 6: Trykket i K2-segmentet i januar 2007.....	23
Figur 4. 7: Oljemetningen i K2-segmentet i januar 2007.....	24
Figur 4. 8: Trykket i lag 14 i K2, januar 2007	24
Figur 4. 9: Oljemetningen i lag 14 i K2, januar 2007	25
Figur 4. 10: Trykket i lag 16 i K2, januar 2007	25
Figur 4. 11: Oljemetningen i lag 16 i K2, januar 2007	26
Figur 6. 1: Forkastninger i modellen	31
Figur 6. 2: Case 2.1 - Plassering av injeksjonsbrønn uten sidesteg	34
Figur 6. 3: Case 2.2 - Plassering av injeksjonsbrønn med sidesteg	35
Figur 6. 4: Case 2.3 - Plassering av to injeksjonsbrønner	37
Figur 6. 5: Case 3 - Plassering av DIACS-brønn med forgreining	38
Figur 7. 1 Vannkutt ved case 1.....	41
Figur 7. 2 DIACS 1 og 2 sin produksjon av totalen.....	42
Figur 7. 3 Total oljeproduksjon ved case 2.1	44
Figur 7. 4 Daglig oljeproduksjon i C-14 og DIACS 3 i PCSK 25	44
Figur 7. 5 Injeksjonsrate ved case 2.1	45
Figur 7. 6 Total oljeproduksjon ved case 2.2	47
Figur 7. 7 Total oljeproduksjon i C-20A ved case 2.2	47
Figur 7. 8 Vanninjeksjon ved case 2.2	48
Figur 7. 9: Synlige brønner i lag 14 og lag 16 i K2.....	50
Figur 7. 10: Oljemetning i lag 14 i K2 ved tre ulike tidspunkter	51
Figur 7. 11: Oljemetning i lag 16 i K2 ved tre ulike tidspunkter	52
Figur 7. 12 Injeksjonsrate for DIACS	54
Figur 7. 13 Injeksjonsrate case 3.....	54
Figur 7. 14 Oljeproduksjon i PCSK 25 ved case 3.....	55
Figur 7. 15 Produksjonsrate PCSK 25, DIACS 3 og C-14 ved case 3.....	55

1 Innledning

Denne rapporten beskriver valgt oppgave og faglige resultater for Gruppe 1 ved Gullfakslandsbyen 2005. I oppgaven har vi vurdert behovet og mulige strategier for trykkstøtte i segmentene K1 og K2 i Statfjordformasjonen. Denne formasjonen er en del av Gullfaksfeltet i Nordsjøen. For å løse oppgaven har vi tatt i bruk Statoils historietilpassede modell fra 2002 for segmentene K1 og K2. Rapporten er i hovedsak delt i fire deler, der de første kapitlene beskriver teori som er relevant for oppgaveforståelsen. Videre vil vi beskrive og argumentere for de løsningene vi har vurdert, før resultatene beskrives og diskuteres. Til slutt vil vi gjøre en økonomisk analyse av resultatene, med tilhørende konklusjon.

1.1 Oppgavebeskrivelse

Segmentene K1 og K2 er preget av lav trykkstøtte til de eksisterende produksjonsbrønnene i feltet. Det er spesielt lavt trykk i K1. To injeksjonsbrønner i K2-segmentet har bedret trykket noe, men det er fremdeles for lite trykk i reservoaret. I tillegg til de eksisterende produksjonsbrønnene vil det bli boret en ny produksjonsbrønn i løpet av 2005. Hensikten med denne er å produsere de nedre delene av Statfjordformasjonen. Denne brønnen vil også trenge trykkstøtte. Det er planlagt en injeksjonsbrønn i vestre del av segmentene, som skal injisere vann til både K1 og K2. Målet med dette er å få opp trykket i reservoaret, spesielt i K1. I tillegg er det også ønskelig å drenere hydrokarboner med denne injeksjonsbrønnen.

Vi har bestemt oss for å teste effekten av trykkstøtte i denne formasjonen ved å gjøre reservoarsimulering. Ut ifra de verktøy vi har til rådighet, og de forskjellige forkunnskapene i gruppa anser vi reservoarsimulering som den beste måten å løse oppgaven på. Gruppe 4 ved Gullfakslandsbyen 2004 utviklet en god reservoarmodell over K1- og K2-segmentet med relativt nye data, og denne modellen er lagt til grunn for løsningen vår.

Opgaven er løst ved å kjøre flere uavhengige strategier, som vi har kalt caser. Casene tar utgangspunkt i forskjellige brønnplasseringer og DIACS-løsninger. For å kunne vurdere de forskjellige casene opp mot hverandre, vil vi se på det økonomiske aspektet ved de forskjellige casene, og beregne nåverdien for hver enkelt case.

1.2 Avgrensning av oppgaven

Det er bare den historietilpassede modellen av dette feltet som er lagt til grunn for resultatene vi har fått, og seismikk og flømningskart er ikke tatt med i betraktningen. I startfasen av prosjektet fikk vi tilsendt oppdaterte kurver over relativ permeabilitet over feltet, men disse viste seg å stemme bra med de eksisterende kurvene i modellen. Vi har derfor benyttet de permeabilitetsdataene som allerede lå lagret i modellen, og ikke tatt hensyn til de nye oppdateringene.

Noen av simuleringsstrategiene gikk ut på å dele en injeksjonsbrønn opp i to greiner. Forgreinene vil gå inn i to ulike segmenter, som innehar forskjellige trykkforhold og permeabilitetsegenskaper. Siden injeksjonsraten da vanskelig kan reguleres etter brønnhullstrykk, har vi gjort egne antakelser i forbindelse med beregning av vannfordelingen i de to greinene. Disse beregningene er gjort på grunnlag av fysiske antakelser, og deretter videreført til simuleringsprogrammet.

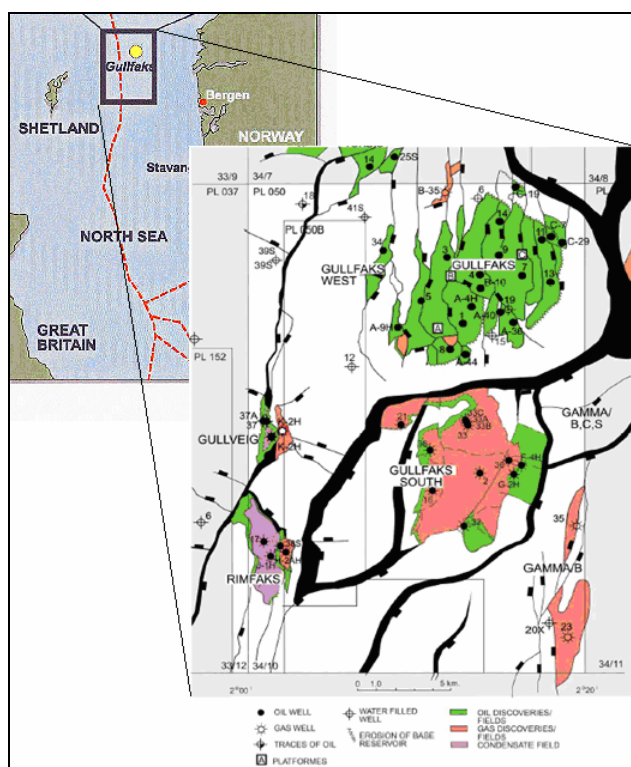
2 Generelt om Gullfaksfeltet

Gullfaksfeltet ligger i blokk 34/10 i den nordlige delen av Nordsjøen, som vist på Figur 2. 1: Beliggenheten til Gullfaksområdet [2, 3]. Blokk 34/10 ble i 1978 tildelt tre norske selskaper: Statoil (operatør), Norsk Hydro og det tidligere Saga Petroleum. Partnerne i dag er Statoil (61 %), Petoro (30 %) og Norsk Hydro Produksjon (9 %).

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 %. Metoder for å øke utvinningen inkluderer horisontale og forlengede brønner, ny komplettering og sandkontroll-teknologi, og alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG).

Feltet har blitt utviklet med tre store produksjonsplattformer i betong. Gullfaks A-plattformen startet produksjonen 22.12.86, mens Gullfaks B fulgte etter 29.02.88. C-plattformen startet 04.11.89. Siden produksjonen startet har mer enn 200 brønner blitt boret i Gullfaksområdet. Tre satelittfelt, Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig, har blitt utviklet med undervannsbrønner som kontrolleres fra Gullfaks A- og C-plattformene.

Gullfaksfeltet har så langt produsert over 86 % av de utvinnbare reservene og er nå inne i haleproduksjonen [1].



Figur 2. 1: Beliggenheten til Gullfaksområdet [2, 3]

2.1 Regional geologi

Etter den kontinentale riftingen i Vikinggraben-området i Nordsjøen fra sen perm til tidlig trias, fant sedimentasjonen gjennom trias og tidligste jura sted i en intrakontinental setting. Dette ga sekvenser på omtrent 2-5 km av alluviale post-rift avsetninger, over roterte forkastningsblokker og klastiske utkilinger fra syn-rift fasen [4].

I Nordsjøen er store deler av stratigrafien i nedre jura representert ved en erosjons hiatus, sannsynligvis grunnet en termisk oppdoming av sentrale deler av området i sen-tidlig jura. Basert på erosjonsrester fra forskjellige deler av Nordsjøen, er det sannsynlig at grunnmarine miljøer ble etablert over hele området i tidligste jura etter transgresjonen som startet i sen trias.

Antageligvis har økt sedimenttilførsel i midtre jura tvunget den nordgående prograderingen av Brent-deltaet mot den regionale havnivåstigningen. Dette reflekterer sannsynligvis den økte erosjonen som fant sted etter oppløftingen av den sentrale Nordsjøen, og oppløft og erosjon av det nærliggende Shetlandsområdet og fastlands-Norge [5].

Det er hovedsakelig Draupneformasjonen, inneholdende Kimmeridge-leira, som er kilden til oljen som opptrer i Gullfaksfeltet [6]. Draupneformasjonen er fra øvre jura og ligger dermed stratigrafisk over Statfjordformasjonen.

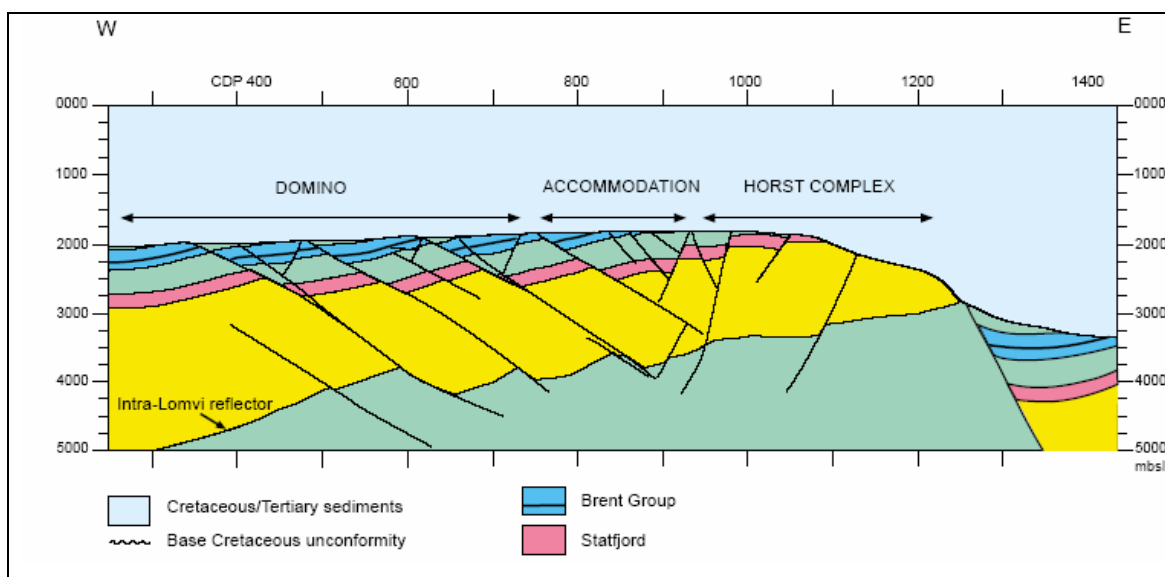
2.2 Strukturgeologi på Gullfaksfeltet

Gullfaksfeltet ligger like ved hovedaksen i Vikinggrabenet i den nordlige Nordsjøen. Feltet kan hovedsakelig deles inn i tre strukturelle domener. I vestlige og sentrale deler finnes et dominosystem med roterte forkastningsblokker der forkastningene faller mot øst og lagene heller mot vest. Øst på feltet opptrer et dypt erodert ikke-rotert horstkompleks med subhorisontale lag og steile forkastninger. Mellom dominosystemet og horstkomplekset ligger en kompleks tilpasningssone, eller grabensystem, som delvis er identifisert som en modifisert antiklinal fold. Dette er vist på Figur 2. 2: Strukturgeologien på Gullfaksfeltet [6].

Dominoforkastningene viser forskyvninger på opp mot 500 meter, med et fall på 25-30 grader i østlig retning, mens lagningen har en gjennomsnittlig vestlig fall på 15 grader.

Forkastningene viser økende kompleksitet oppover i reservoaret. Flere mindre forkastninger i øst/vestlig retning med forskyvninger på mindre enn 50 meter deler opp forkastningsblokkene, og antas å være relatert til intern blokkdeformasjon under differensielt slip langs hovedforkastningene.

Forkastninger fra seismikk viser en generell steilere helning enn det som er observert i dominosystemet. Lagningen i horstkomplekset er hovedsakelig subhorisontal, eller med et lite fall mot øst. Tilpasningssonen på Gullfaksfeltet er omgitt av steile (65°) forkastninger i øst, mens forkastningene faller atskillelig mindre (25°) i vest. Sonen er identifisert som en kollapset antiklinal med en vestlig sjenkel som faller mot vest, og en østlig sjenkel som er subhorisontal [5].



Figur 2. 2: Strukturgeologien på Gullfaksfeltet [6]

2.3 Statfjordformasjonen

Statfjordformasjonen ble avsatt i sen trias til tidlig jura, og finnes i store deler av Viking Graben i Nordsjøen, bortsett fra helt sør i grabenet, der den er erodert bort. Statfjordformasjonen består av sandsteiner og mudsteiner, og er delt opp i tre ledd; Raude, Eirikson og Nansen.

Formasjonen varierer i tykkelse fra 30 meter i bassengets randområder, til mer enn 500 meter i de sentrale delene av bassenget. Dette skyldes differensiell innsynkning.

Bunnen av Statfjordformasjonen defineres som en økning i sandsteinsinnholdet fra de underliggende avsetningene fra trias, mens toppen av formasjonen representerer en brå overgang til marine mudsteiner i Dunlingruppen. Statfjordformasjonen har blitt tolket med hensyn på tre hovedfacies, som representerer avsetninger innen fluviale kanaler, interfluviale flomsletter og grunnmarine miljøer.

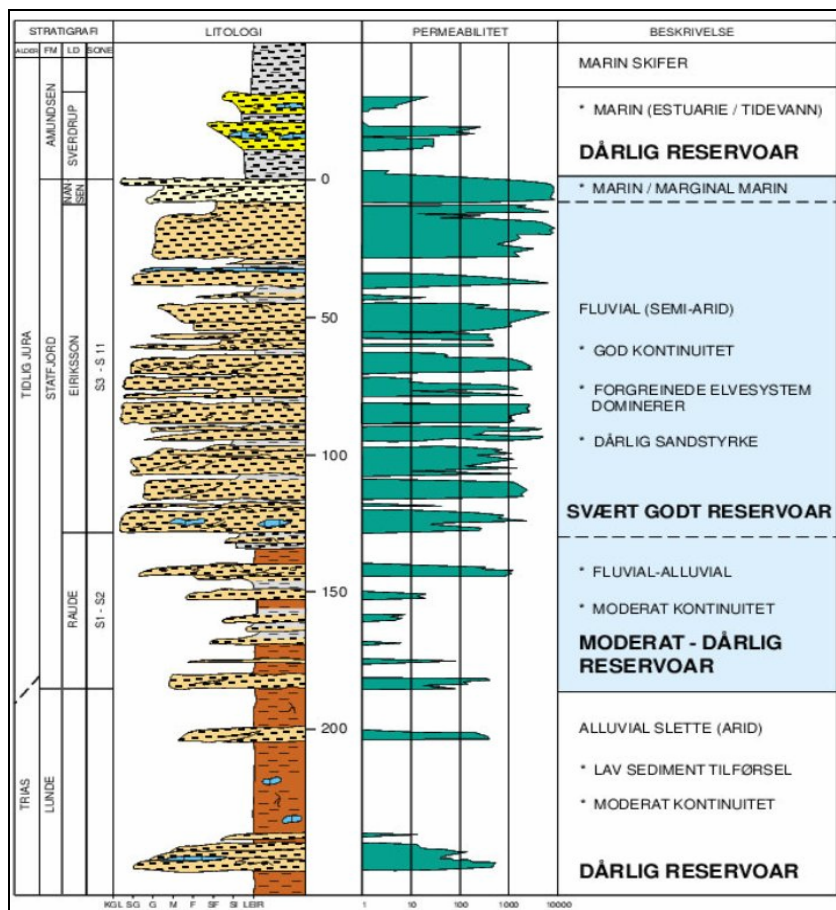
Hoveddelen av Statfjordformasjonen består av Eiriksonleddet, som omfatter vekslende fluviale sandsteins- og flomslette avsetninger, inkludert innsjø og utspylingsavsetninger, og paleosoler. Marginal marine avsetninger fra Nansenleddet toppe formasjonen ved overgangen til den overliggende marine mudsteinen i Dunlingruppen [4]. Dette er vist på Figur 2. 3: Statfjordformasjonen [6].

Leddene er delt inn i flere lag, der S1- og S2-lagene representerer Raudeleddet, mens S3-S11 inngår i Eriksson- og Nansenleddene. I østlige områder, i K-segmentene, er S11 erodert bort, mens enkelte av de andre lagene varierer i tykkelse grunnet erosjon eller manglende avsetning.

S1 og S2 varierer i tykkelse og reservoaret innehar hyppige vekslinger mellom sander av varierende tykkelse og reservoarkvalitet, og skifrer. Her er reservoaret mer 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.

S3-S11 kjennetegnes av massive, relativt homogene og høypermeable sander, 1–5 Darcy, med noen skifer- og kullbenker. Det er god kommunikasjon mellom sandene, som er lateralt kontinuerlige. Denne delen av Statfjordformasjonen varierer fra ca 90 m til ca 160 m i tykkelse med økende mektighet mot vest.

Statfjordformasjonen på Gullfaksfeltet inneholder 95 MSm^3 Stock Tank Original Oil In Place, det vil si mengden av oljereserver uttrykt ved standard trykk- og temperaturforhold [6].



Figur 2. 3: Statfjordformasjonen [6]

2.4 K-segmentene

K-rekken er lokalisert sørøst på Gullfaksfeltet, i horst-området. Feltet er delt opp av et sett hovedforkastninger som i hovedsak er nord/sør-orientert. Segmentrekke K inneholder størstedelen av reservene i Statfjordreservoaret, og er delt inn i de tre sonene K1, K2 og K3.

K2 og K3 hører til samme produksjonsområde, men er splittet slik at K2 representerer ressursene sør for injektorene C-13 og C-4. K1-segmentet er skilt ut som et eget produksjonsområde, fordi trykkommunikasjonen mot resten av K-segmentene er dårlig.

Vekslingen mellom skifer, gode sander og mindre gode sander har ført til at det forekommer stor vertikal variasjon i trykkene i Statfjord. Dette gjelder spesielt i nedre deler av reservoaret. I tillegg fører mindre forkastninger til at den laterale variasjonen er ujevn.

Forkastninger kan komplisere eller hindre væskestrømning, og dermed virke forseglende i produksjonssammenheng. Kommunikasjonsforholdet over forkastningene er også nært knyttet

opp mot litologien forkastningene skjærer gjennom, og om noen av litologiene representerer horisontale barrierer [6].

3 DIACS vanninjektor

DIACS står for **Downhole Instrumentation And Control System**, 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-overvåkningsystemer, og fjernstyring av reservoarstrømmingene. 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.

I vårt tilfelle kan en DIACS vanninjektor injisere vann på flere forskjellige steder i brønnen ved hjelp av ventiler og glidemuffere. Det er to mulige kontrollsystemer for å styre ventilene. Enten hydraulisk eller hydraulisk og elektronisk. Der vil den siste løsningen være den sikreste, siden man vil ha redundans i systemet. Sluttes det elektroniske kontrollsystemet å fungere vil det andre ta over og omvendt. Hver ventil krever to hydrauliske linjer. Med flere ventiler kan det oppstå komplikasjoner med tanke på plass, siden det vil bli mange linjer i brønnen. Da kan det være en løsning å erstatte den ene linjen med et kammer med N₂ slik at man fortsatt oppnår trykkforskjellene som kreves for å styre glidemuffene.

3.1 Forenklinger og antagelser for bruk i simuleringen

- Hver DIACS kan ha opptil fire forskjellige ventiler (injeksjonspunkter).
- Ventilene kan opereres uavhengig av hverandre.
- Ventilene kan plasseres nærmest hvor som helst i brønnen.
- Ventilene kan reguleres fritt fra 0 til 100 % åpning.
- Grunnet maks trykk på brønnhode på 350 bar, og et produksjonsrør med innvendig diameter på 6,1" vil maksimal injeksjon for hver ventil være på 3500 [Sm³/D].

3.2 Fordeler, ulemper og tidligere erfaringer med DIACS-komplettering

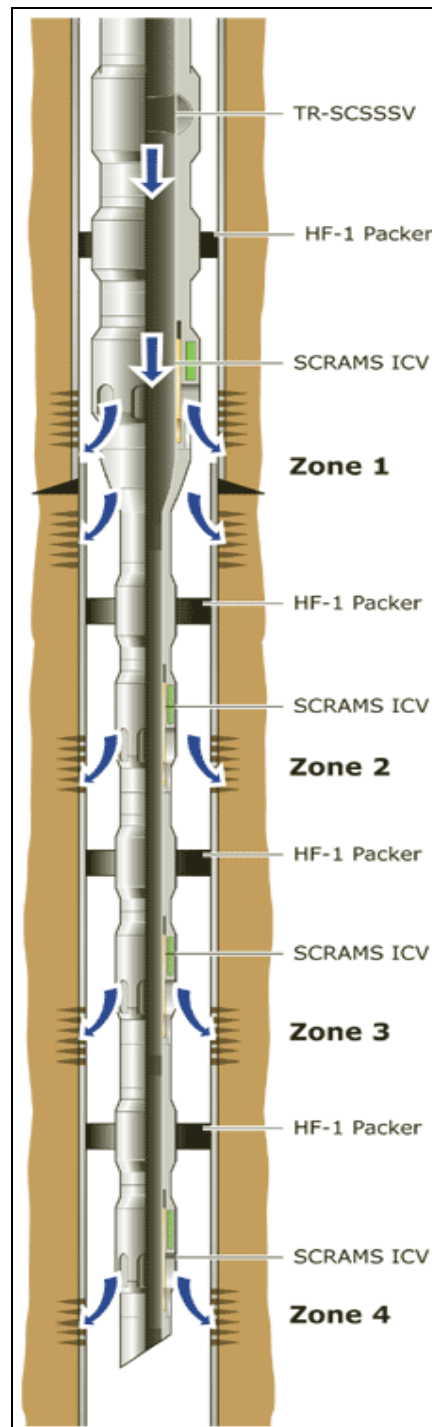
Fordelene med en DIACS vanninjektor ligger først og fremst i at man kan injisere vann på flere forskjellige steder i brønnen. For å skaffe trykkstøtte i K1/K2-formasjonen betyr det at man kan injisere i de ulike sonene i Statfjordformasjonen. Dette antar vi vil være en stor fordel, siden det er dårlig kommunikasjon mellom de ulike sonene. En annen fordel ligger i at man med enkle grep kan regulere de enkelte ventilene. Ved å regulere disse vil man bedre kunne kontrollere injeksjonen i formasjonen. Dette kan være en stor fordel hvis det viser seg

at injeksjon i en av sonene er mer effektiv, da kan man øke injeksjonen akkurat der. Eller det kan vise seg at injeksjonen i en av sonene gir stort vannkutt i produksjonsbrønnene, da kan injeksjonen i denne sonen reduseres.

En av ulempene ved DIACS komplettering er at det er dyrere enn vanlig komplettering. Derfor må fordelene, det vil si den økonomiske gevinsten på grunn av økt trykkstøtte i forhold til konvensjonell komplettering, veies opp mot ulempene når det gjelder investeringskostnadene.

Det har også vært en del komplikasjoner med tidligere smartbrønn-kompletteringer på Gullfaksfeltet. I C-29, en av de få smarte brønnene på Gullfaks, ble det i 1999 installert SCRAMS, Well Dynamics smartbrønn-system, med fire uavhengige soner. Etter relativt kort tid, det vil si cirka 2-3 år, ble det problemer med å manipulere ventilene knyttet til de nederste sonene. Etter 2002 har det ikke vært mulig å bevege noen av ventilene, og brønnen produserer pr dato kun fra den øvre sonen. Det antas at avleiringer og sand har ført til at ventilene har grodd fast. I denne brønnen har det også vært store problemer knyttet til det hydrauliske og det elektriske systemet, og det er nå bare det elektriske systemet på den ventilen man har kontakt med.

I den andre brønnen med smart komplettering på Gullfaksfeltet, C-43T2, ble det i forbindelse med initiell komplettering primo 2004 installert DIACS. Via to ventiler muliggjør dette styring av produksjonsbidraget fra to ulike soner. Hittil har dette fungert helt etter hensikten, og ventilene har vært operert to ganger uten problemer. Brønnen produserer nå ca 1300 Sm³ olje pr dag, og er dermed pr dato den beste produsenten på hovedfeltet til Gullfaks [6]. Hittil har brønnen vært tilnærmet vannfri, og saltdannelser og avleiringer i produksjonsrøret har derfor ikke vært noe problem. Etter hvert som vannproduksjonen øker antas det at dette problemet øker, noe som kan vanskeliggjøre bevegelse av ventilene. For å forebygge at ventilene gror igjen vil ventilene derfor bli beveget med jevne mellomrom, det vil i praksis si 2-3 måneders intervaller. Figur 3. 1: DIACS-Komplettert brønn viser en prinsippsskisse av et borerør med flere DIACS-ventiler.



Figur 3. 1: DIACS-Komplettert brønn

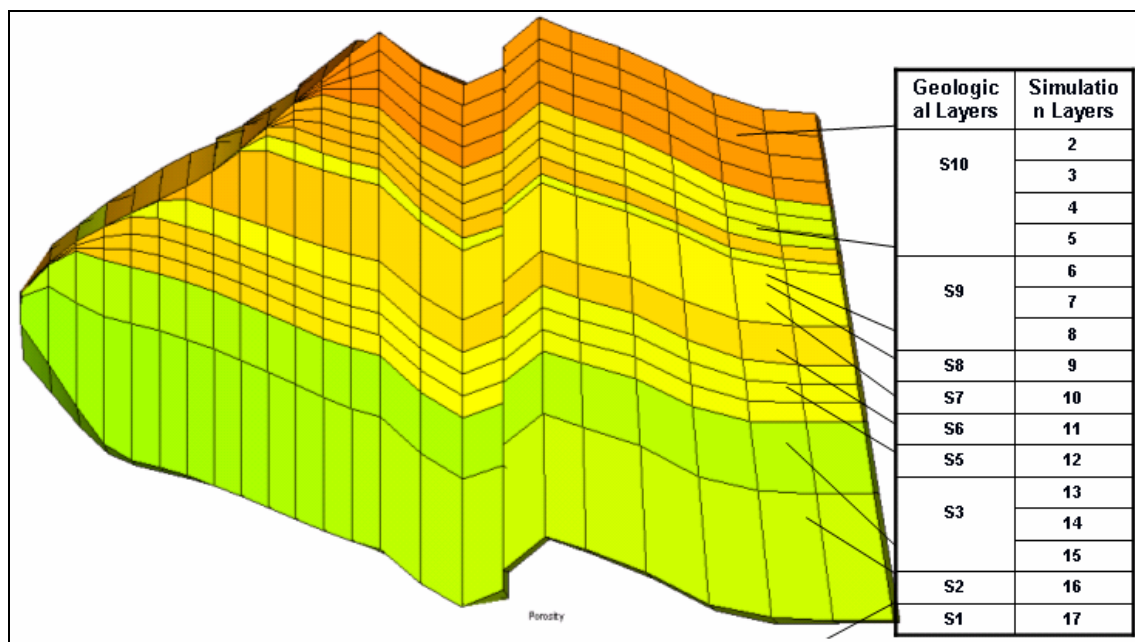
De forskjellige leverandørene av denne teknologien har sine egne interne navn på sine smartbrønn-teknologier. Hos Schlumberger kaller de sitt DIACS-utstyr for RMC (Remote Monitoring and Control), mens Well Dynamics kaller sitt system SCRAMS (Surface

Controlled Reservoir Analysis). Baker Oil Tools kaller derimot sitt utstyr HCM, og hos Halliburton heter det TFL [7, 8, 9, 10].

4 Oppbygning av feltet

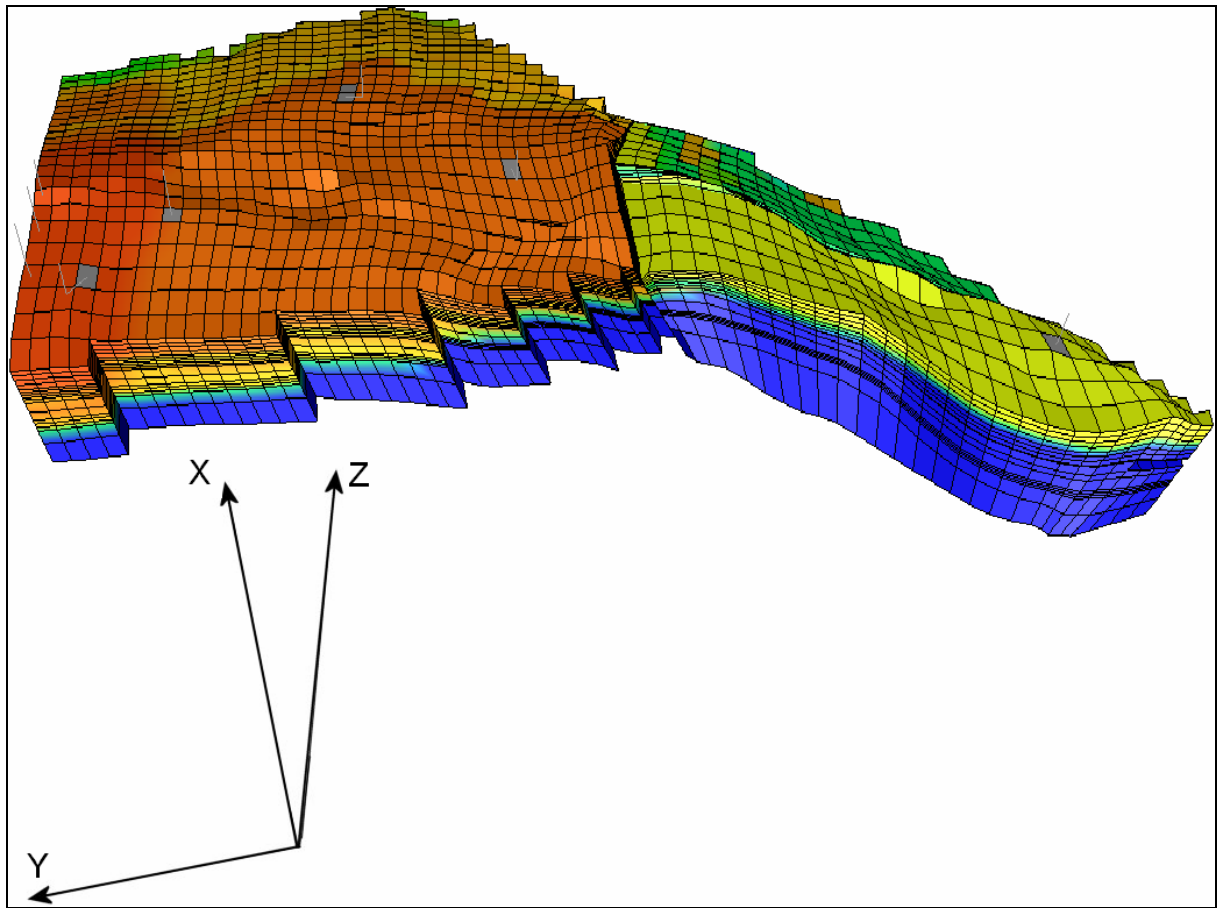
Modellen vi har brukt under simuleringen er tredimensjonal, og har da akser i tre retninger. Disse tre aksene blir benyttet som grunnlag for å dele modellen opp i mindre biter, såkalte gridblokker. Hver blokk har da en unik identifikator basert på koordinatene til disse aksene. I simuleringsprogrammet er disse aksene navngitt som i-, j-, og k-aksen, og en blokk har koordinatene [i, j, k]. Disse koordinatene benyttes til å bestemme inngangspunktet for en brønn, og definere hvor de ulike perforeringene skal plasseres.

Geologisk blir de vertikale koordinatene, k-aksen i modellen, angitt på en litt annen måte. Her blir segmentet delt inn i lag navngitt med S, hvor hvert S-lag inneholder et eller flere lag i simuleringsmodellen. I modellen er det totalt 17 lag, hvor lag 17 ligger helt nederst i segmentet. Dette er vist på Figur 4. 1: Lagdeling av modellen.



Figur 4. 1: Lagdeling av modellen

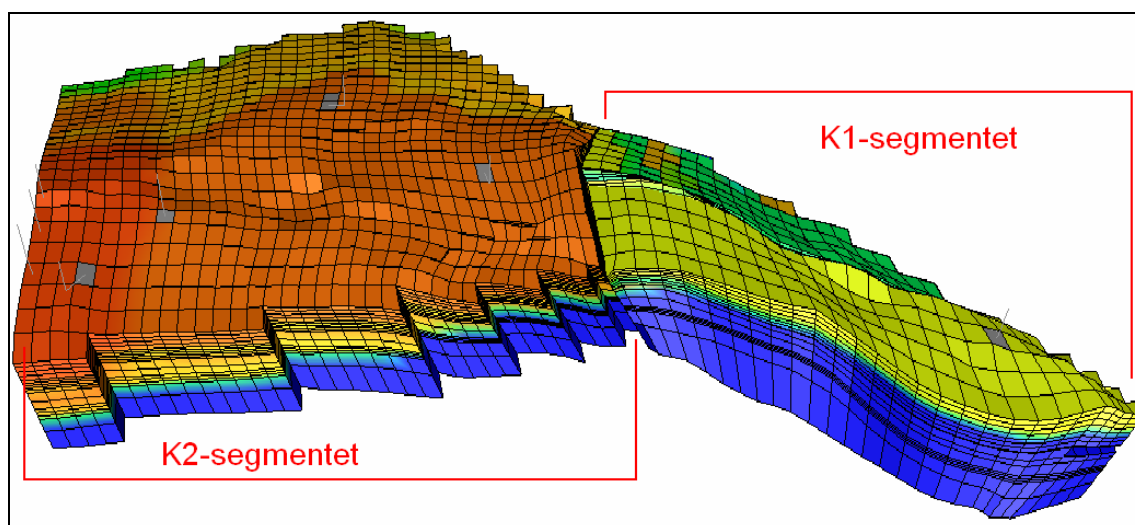
Hele modellen med de tre aksene er vist i Figur 4. 2: Modellen med akseorientering. Dette er et utsnitt fra GLview, og illustrerer den tredimensjonale vinklingen av feltet. X-aksen på figuren tilsvarer i-aksen i gridblokk-koordinatene, y-aksen tilsvarer j og z-aksen tilsvarer k.



Figur 4. 2: Modellen med akseorientering

4.1 K1/K2-segmentet

Før vi begynte med simuleringen var det viktig å danne seg et bilde av hvordan feltet ser ut i dag. 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 tre segmenter, der vår oppgave er å se på segment K1 og K2, som er illustrert i Figur 4. 3: Oversiktsbilde over K1/K2-segmentet.



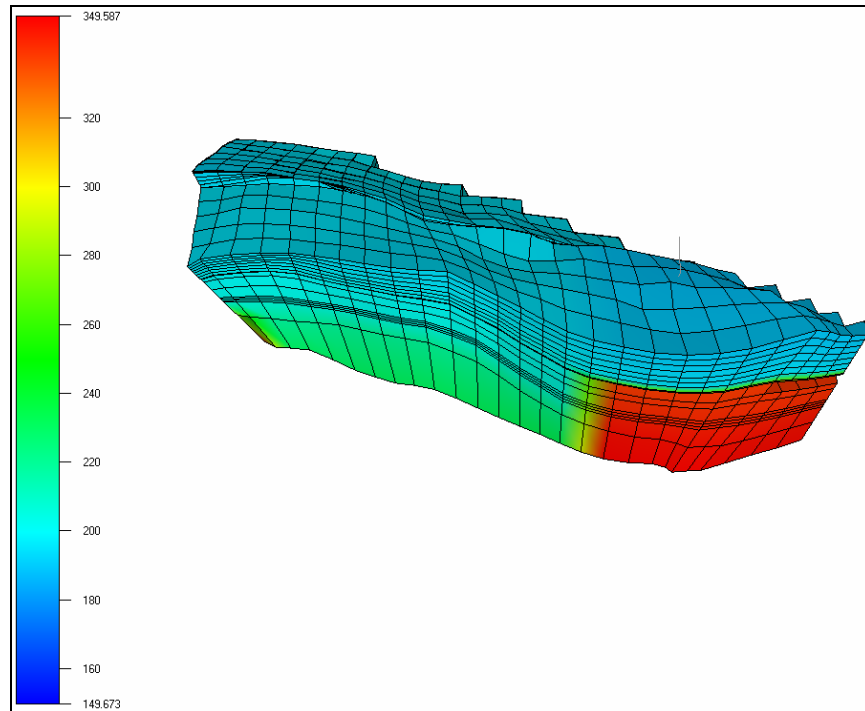
Figur 4. 3: Oversiktsbilde over K1/K2-segmentet

Det er allerede en del brønner som er aktive i denne delen av feltet, i tillegg til at noen brønner er under planlegging.

4.2 K1-segmentet

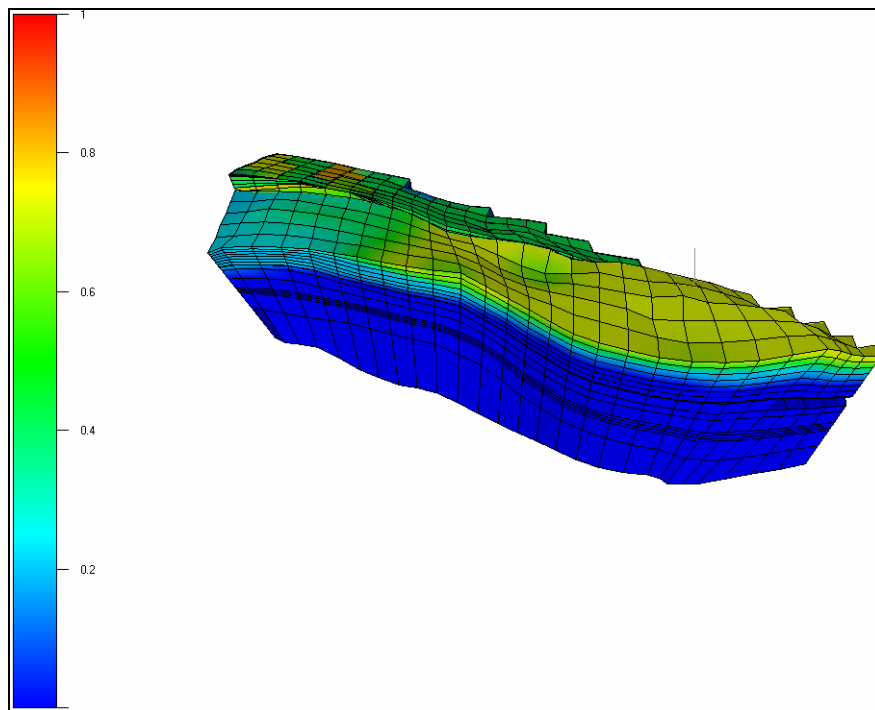
K1 er den delen av segmentet med lavest trykk. Figur 4. 4: Trykket i K1-segmentet i januar 2007 viser trykket i denne delen av segmentet i januar 2007, som er tidspunktet rett før vi begynner å sette inn brønner i simuleringen. Det røde feltet nederst til høyre på figuren viser at det er en trykkbarriere i dette området. Segmentet er skilt ut som et eget produksjonsområde fordi kommunikasjonen mot resten av K-segmentrekken er dårlig. Ut fra geologiske data og simuleringsmodell er det mulig at østre del av K1 er et eget isolert oljefyllt segment [6].

Den eneste produsentbrønnen i dette segmentet er C-20A. Denne brønnen har i perioder vært stengt på grunn av lavt brønnhodetrykk. 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 [6].



Figur 4. 4: Trykket i K1-segmentet i januar 2007

Figur 4. 5: Oljemetningen i K1-segmentet i januar 2007 viser oljemetningen i K1-segmentet ved samme tidspunkt. Av figuren ser vi tydelig at det er mest olje i de øverste lagene, og det er i dette området vi vil konsentrere simuleringen.

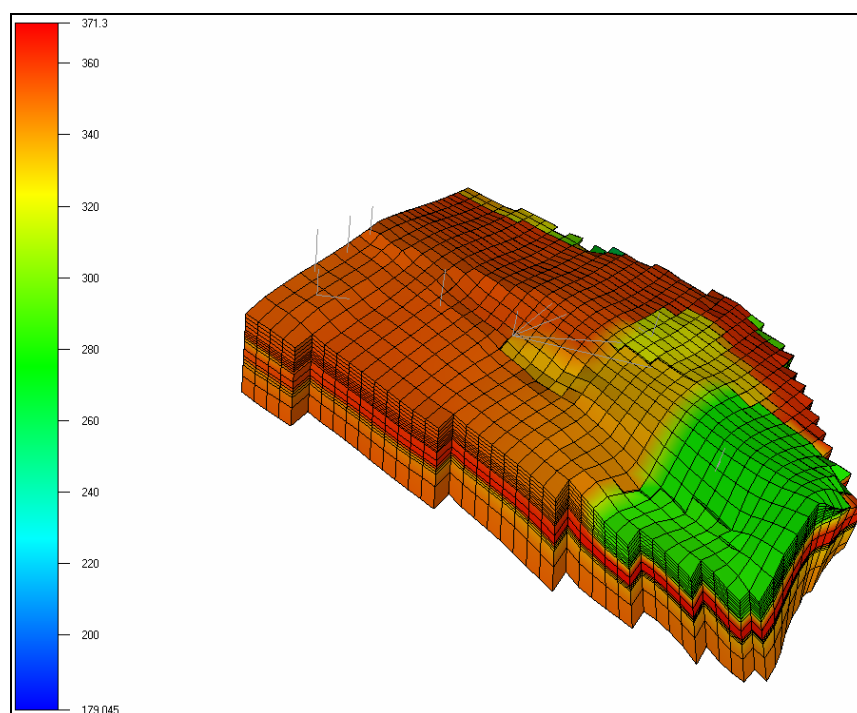


Figur 4. 5: Oljemetningen i K1-segmentet i januar 2007

4.3 K2-segmentet

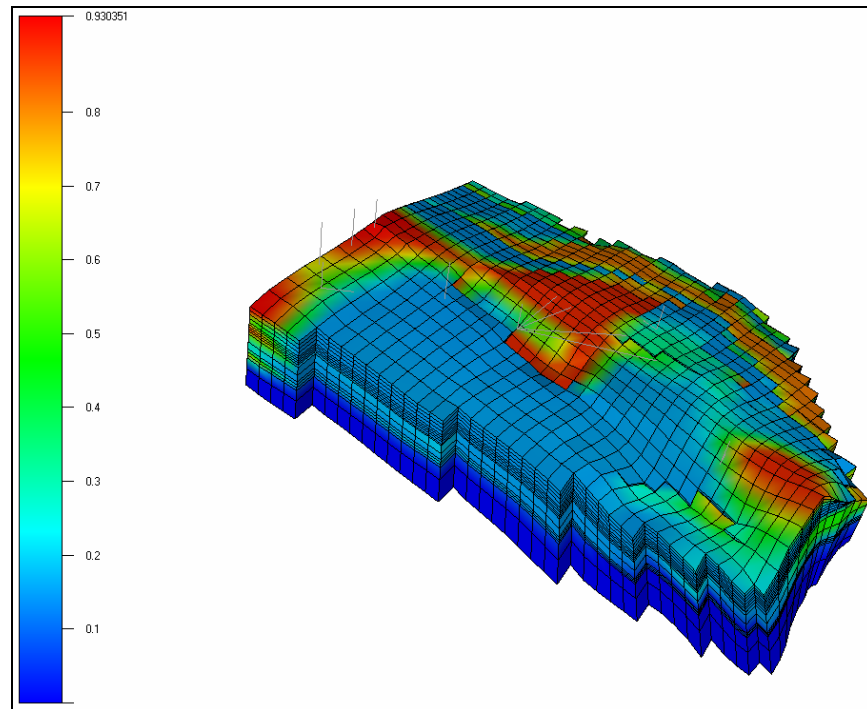
Dette segmentet er noe greiere å jobbe med i forhold til K1. Det er høyere trykk her, og permeabiliteten er bedre. Figur 4. 6: Trykket i K2-segmentet i januar 2007 viser trykket i dette segmentet. Segmentet har i dag to aktive produksjonsbrønner, C-14 og C-24T2. C-14 produserer bare fra de øverste lagene, 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 [6].

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 [6].



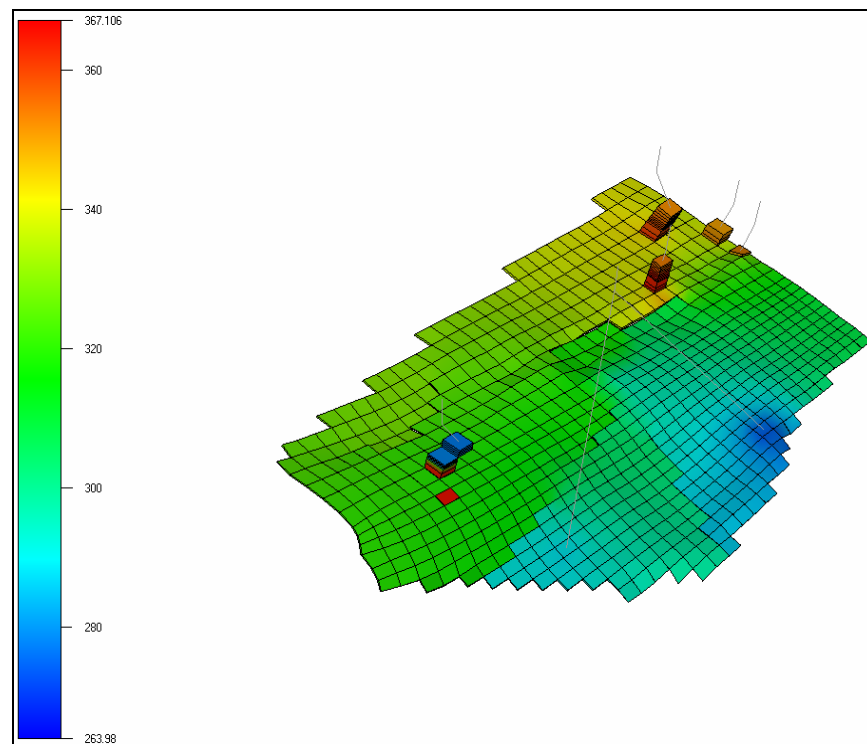
Figur 4. 6: Trykket i K2-segmentet i januar 2007

Figur 4. 7: Oljemetningen i K2-segmentet i januar 2007 viser oljemetningen i K2-segmentet i januar 2007.



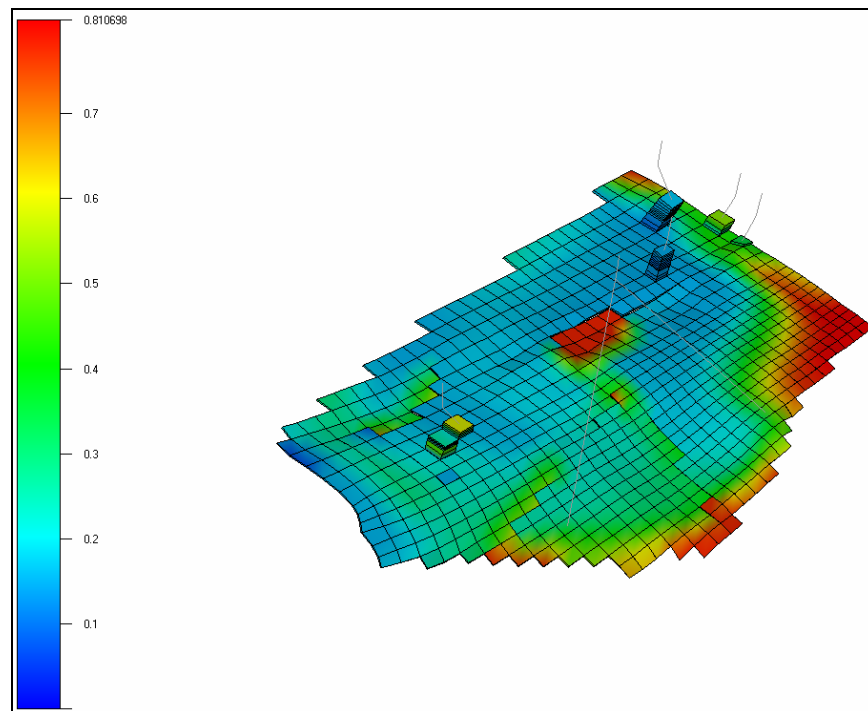
Figur 4. 7: Oljemetningen i K2-segmentet i januar 2007

I K2 er det de nederste lagene som er interessante for oss. Figur 4. 8: Trykket i lag 14 i K2, januar 2007 viser trykket i lag 14 i modellen.



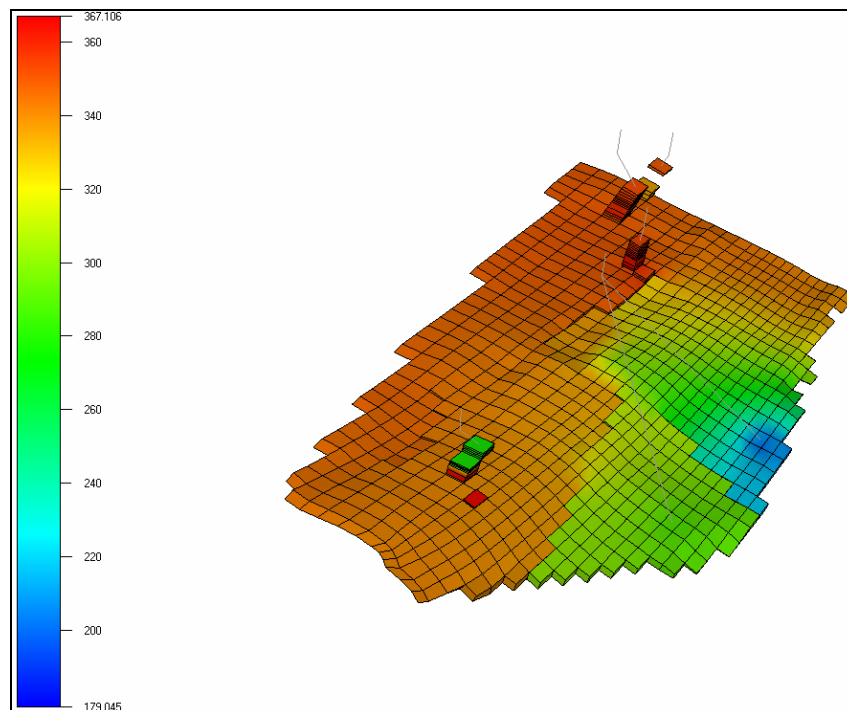
Figur 4. 8: Trykket i lag 14 i K2, januar 2007

Figur 4. 9: Oljemetningen i lag 14 i K2, januar 2007 viser oljemetningen i lag 14.



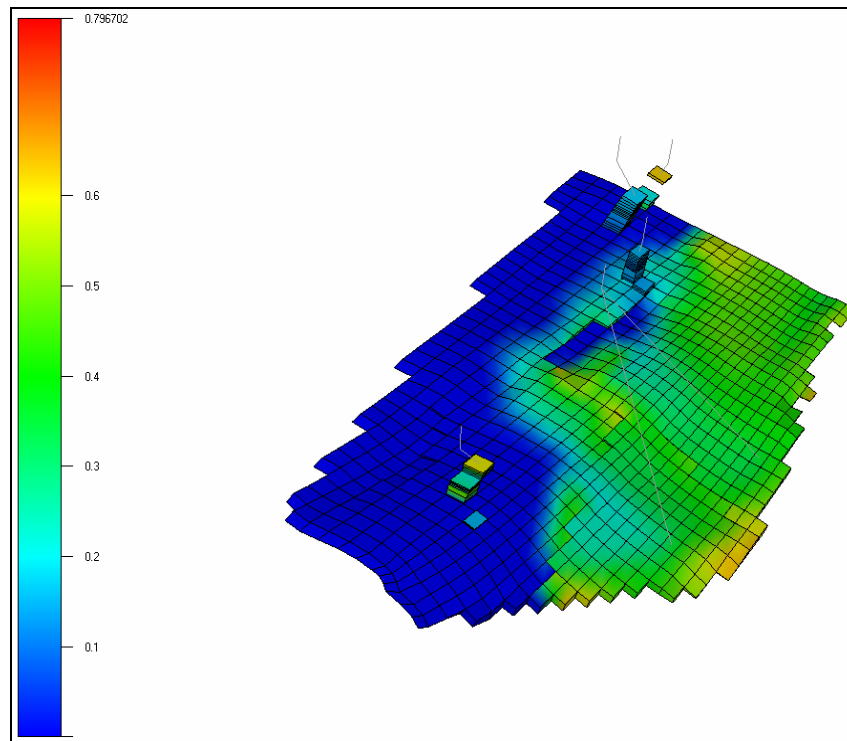
Figur 4. 9: Oljemetningen i lag 14 i K2, januar 2007

Figur 4. 10: Trykket i lag 16 i K2, januar 2007 viser trykket i lag 16 i modellen. Dette laget er preget av dårlig permeabilitet.



Figur 4. 10: Trykket i lag 16 i K2, januar 2007

Figur 4. 11: Oljemetningen i lag 16 i K2, januar 2007 viser oljemetningen i lag 16.



Figur 4. 11: Oljemetningen i lag 16 i K2, januar 2007

5 Generelt om simulering

Oppgaven vi har valgt dreier seg i hovedsak om å simulere vanninjeksjon i en eller flere brønner i K1/K2-segmentene. Simuleringen består i å se på trykkendringer i feltet, og å plassere injeksjonsbrønnene og DIACS-ventilene mest mulig optimalt med hensyn på oljeutvinning. Programmet som vi kjører selve simuleringen på heter Eclipse Blackoil [11], mens de grafiske analysene blir foretatt ved hjelp av programmene Graf og GLview.

5.1 Eclipse Blackoil

Eclipse Blackoil er et generelt og tredimensjonalt verktøy for å simulere endringer i et oljereservoar som følge av en eller flere brønner inn i reservoaret. Verktøyet er meget verdifullt når nye brønnbaner skal vurderes, da simuleringene kan kjøres før brønnene er boret i virkeligheten. Økonomisk kan dette gi store gevinster, både med tanke på å finne brønnens optimale plassering i reservoaret, og kostnadene ved selve boringen.

Grunnlaget for simuleringene består av store mengder innsamlede seismiske data, som bygger en såkalt reservoarmodell. Modellen kan inneholde data fra et flere kvadratkilometer stort område, og er delt inn i tre akser. Hele modellen består av mange tredimensjonale blokker, kalt grid-blokker. Hver blokk har sine egne fysiske og seismiske egenskaper, og samlet gir alle blokkene et grunnlag for å danne seg et bilde av hele reservoaret. Modellen antar at reservoaret kan inneholde de tre fluidene olje, vann og flytende gass.

Selve simuleringen starter ved en gitt dato, gitt som innparameter fra brukeren av programmet. Programmet simulerer framover i tid, og regner ut endringer i reservoaret som følge av injeksjon og/eller produksjon. Det dannes et bilde av hvor mye vann, olje og gass som finnes i reservoaret til enhver tid, samt hvor mye av dette som kan tas opp i en eller flere produksjonsbrønner. Brønnene kan styres individuelt ved hjelp av ulike innparametere, og DIACS-ventilene i injeksjonsbrønner kan åpnes og lukkes enkelt når brukeren selv bestemmer. Også injeksjonsmengden pr tidsenhet kan angis helt nøyaktig, og varieres ved behov. Alle disse kommandoene gis inn til programmet ved hjelp av egne script-filer.

Resultatet av simuleringen antas å være svært nøyaktig, forutsatt at den seismiske modellen som ligger til grunn for simuleringen stemmer bra med virkeligheten. Etter at simuleringen er

kjørt, kan resultatene visualiseres ved hjelp av egne programmer. Vi har benyttet to forskjellige programmer til visualisering, Graf og GLview.

5.2 Graf

Graf henter ut informasjon fra Eclipse, og viser bilder av reservoaret i to dimensjoner. I programmet ligger det funksjoner for å følge utviklingen i reservoaret stegvis, og fargeplott angir trykk og væskemengde til enhver tid. Også enkeltbrønner kan følges stegvis, for å analysere en brønns innvirkning på reservoaret. Videre kan det hentes ut grafer som viser utvinningen i en enkelt brønn pr tidsenhet, og grafene kan vise eventuell effekt av vanninjeksjon i reservoaret.

5.3 GLview

GLview viser også bilder av reservoaret, men i tre dimensjoner. Ulike farger angir de parameterne man vil se på, for eksempel vann- og oljemetning, trykk og olje/vann-kontakt. En animasjonsfunksjon i programmet gjør det mulig å spille av utviklingen fra start til slutt i simuleringsmodellen, og følge med på hvordan egenskapene til reservoaret endrer seg over tid. De ulike brønnene som er lagt inn i modellen vises også, og man kan følge med på utviklingen skapt av hver enkelt brønn i reservoaret. Den grafiske framstillingen av modellen kan redigeres og endres etter behov, for å få et best mulig bilde av hva som skjer med reservoaret over tid. For eksempel kan deler av de ulike planene redigeres bort, noe som kan være nyttig hvis man vil se hva som skjer på en bestemt dybde i modellen.

6 Strategier for å gi trykkstøtte

I denne seksjonen vil vi presentere de ulike strategiene for å gi økt trykkstøtte i K1/K2-segmentene. En del av boremålene er bestemt ut fra [12].

6.1 Historietilpasning 2002-2005

Det første vi vil starte med er å kjøre simuleringen fra 2002, da modellen er historietilpasset frem til juni 2002. Denne simuleringen vil vi kjøre frem til 1. januar 2005. Dette vil være et utgangspunkt for den videre simuleringen, og for de forskjellige casene. For simuleringen fra 2002 til 2005 har vi valgt å ta utgangspunkt i reservoarstyringsplanene fra 2002, 2003 og 2004 for å historietilpasse modellen når det gjelder injeksjonsrater for de eksisterende injeksjonsbrønnene C-4 og C-13. Vi har også plugget produksjonsbrønner i henhold til de aktuelle reservoarstyringsplanene. Tabell 6. 1: Endringer utført i modellen oppsummerer endringene vi har gjort. VIR er injeksjonsraten av vann i hver brønn, oppgitt i standard kubikkmeter pr. dag.

År	Brønn	Forandring i henhold til Reservoarstyringsplan
2002	C-4	VIR: 5500 Sm ³ /D
2002	C-13	VIR: 7500 Sm ³ /D
2003	C-4	VIR: 4700 Sm ³ /D
2003	C-13	VIR: 5200 Sm ³ /D
2003	C-14	Plugg over S9 fra 07.03.03
2004	C-4	VIR: 5700 Sm ³ /D
2004	C-13	VIR: 5500 Sm ³ /D

Tabell 6. 1: Endringer utført i modellen

Det er fire produksjonsbrønner i feltet som vi også har jobbet med å historietilpasse, slik at simuleringen skal bli mest mulig realistisk. Alle brønndata er hentet fra reservoarstyringsplanene 2002-2004.

- C-20A: Dette er den brønnen som må justeres mest, da den er stengt i perioder på grunn av lavt trykk. Den blir stengt i desember 2001, og åpnet igjen i september/oktober 2002. Dette skyldes at trykket faller under metningstrykket, som i følge reservoarstyringsplanen er 182 bar for dette reservoaret. Dette er ikke ønskelig, da det kommer gass inn i reservoaret. Vi velger derfor først en maksimal oljerate på $0,30 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{dag}$, da dette stemmer bra med produksjonen i perioden

2000-2001. Dette settes idet brønnen gjenåpnes. Etterpå senkes raten ytterligere ned til $0,22 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ i februar 2003, og videre ned til $0,15 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ i oktober 2003. Dette for å begrense trykkfallet. Fra 2004 har vi valgt å la brønnen styres fra brønnhullstrykket (BHP), og å holde brønnen åpen fram til 2007.

- C-24T2: Denne brønnen har produsert jevnt over lang tid, men med en ganske lav produksjonsrate. Ut i fra tallene i modellen ser det ut som produksjonsraten i denne brønnen faller ganske drastisk i 1999, og deretter ligger jevnt lavt på ca. $0,05 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{dag}$ fra år 2000 og utover. Vi gjør derfor ingenting med denne brønnen, men lar den bare produsere jevnt så lenge vi kjører simuleringen.
- C-14: Denne brønnen er ganske lik C-24T2 når det gjelder produksjon, men går fortsatt på en noe høyere rate. Etter 2001 ligger den på en produksjonsrate på ca. $0,2 \cdot 10^3 \text{ Sm}^3/\text{dag}$. Denne er også ganske jevn, og vi gjør heller ikke noe med den.
- PCSK25: Denne brønnen er ikke laget, så historietilpasning er ikke nødvendig.

6.2 Forutsetninger og antagelser vi bruker i simuleringen

PCSK25, som ennå ikke satt i produksjon, er lagt inn i reservoarmodellen med de koordinatene som er angitt i Tabell 6. 2: Koordinatene til PCSK25. Dette er en brønn med DIACS-komplettering, derfor er den lagt inn med fire forskjellige bore mål. Bore målene i tabellen er angitt på formen [i, j, k], som angir koordinatene til gridblokkene i modellen. Denne brønnen er lagt inn med en forventet daglig produksjon på 600 Sm^3 [6]. Fra hvilke bore mål disse mengdene hentes opp er vi usikre på, og de antagelser vi gjør her vil ha stor innvirkning på hvordan trykkstøtten vil fungere.

Bore mål	Geologisk lag	Modellkoordinater
1	S3	(30,19,14)
2	S2	(32,22,16)
3	S2	(31,30,16)
4	S3	(28,33,14)

Tabell 6. 2: Koordinatene til PCSK25

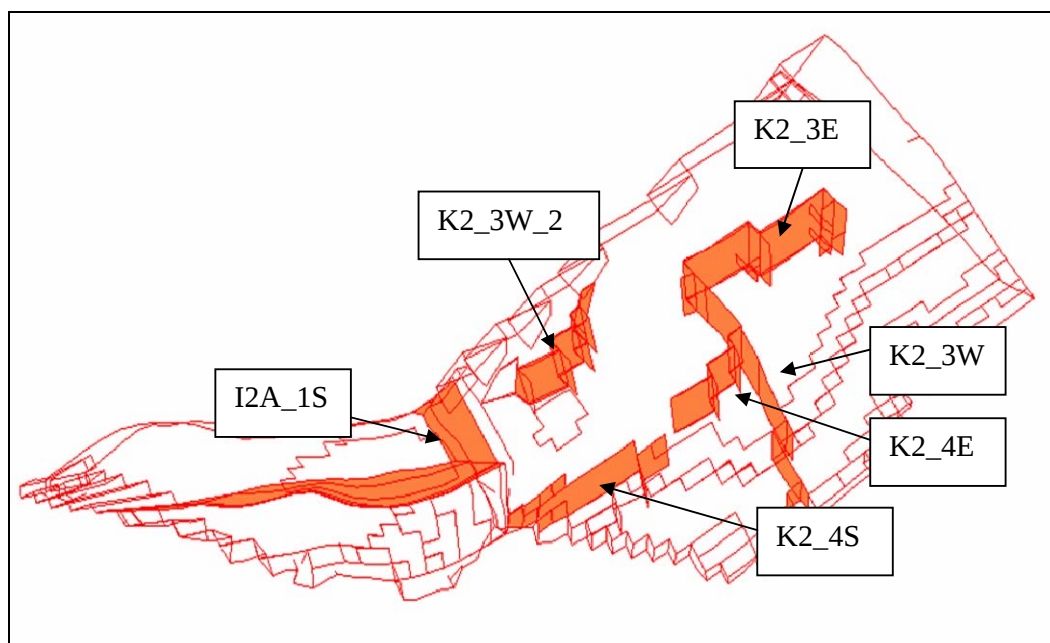
Som nevnt tidligere er det til sammen to injeksjonsbrønner i K1-, K2- og K3-segmentene. C-4 ligger helt nord i K2, og C-13 ligger helt sør i K3. Injeksjonsratene til disse to brønnene er oppgitt som [6]:

- C-4: VIR: $5700 [\text{Sm}^3/\text{D}]$
- C-13: VIR: $5500 [\text{Sm}^3/\text{D}]$

Injeksjonsraten til brønn C-13 vil være uendret gjennom alle casene. Raten til brønn C-4 vil i enkelte av casene bli endret til en injeksjonsrate på 8500 [Sm³/D] for å øke trykkstøtten til PCSK25.

6.3 Barrierer og forkastninger i modellen

På Figur 6. 1: Forkastninger i modellen gir vi en grov oversikt over de viktigste forkastningene i modellen. Etikettene på figuren viser navnet på disse forkastningene. Vi kan anta at det er liten eller ingen kommunikasjon over disse forkastningene. Dette blir bekreftet av de simuleringene vi har gjort tidlig i prosjektet, der vi ser at det er store trykkbarrierer og minimalt med kommunikasjon over disse forkastningene. Vi vet at K1-segmentet er skilt ut som et eget produksjonsområde fordi trykkkommunikasjonen mot resten av K-segmentet er ekstremt dårlig [6].



Figur 6. 1: Forkastninger i modellen

Forkastningen K2_3W utgjør en barriere i nord/sør-retning langs hele østflanken av K2-segmentet. Den nye brønnen PCSK25 vil i utgangpunktet ha to kompletteringer på hver side av denne forkastningen. De to nordligste vil få trykkstøtte fra injeksjonsbrønnen C-4. C-4 ligger vest for K2_3E, men så langt nord at den gir trykkstøtte mot sørøst, i retning av disse to kompletteringene.

Vekslingene mellom skifer, gode sander og mindre gode sander har ført til at det forekommer store vertikale barrierer i Statfjord. Dette gjelder spesielt i de nedre delene av reservoaret. I modellen kommer dette frem med at geologisk lag S3, eller lag 15 i modellen, utgjør en vertikal 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.

6.4 Case 1 - Uten injeksjonsbrønn

Her vil vi kjøre simuleringen 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. Oppgaven blir derfor å vurdere verdien av de forskjellige løsningene, case 2 og case 3, i forhold til denne casen uten ny injeksjonsbrønn

6.4.1 Simulering av case 1

Simuleringen her vil stort sett følge [6], og ellers forsøke å sette opp et forløp for produksjonsbrønnene som gir best mulig produktivitet gitt begrensninger som lavt trykk og/eller høyt vannkutt.. For K2-segmentet vil vi i stor grad benytte oss av case 2.2 for PCSK25 som definert i [12]. Her vil blant annet en dobling av injeksjonsraten til C-4 føre til økt trykkstøtte for den nordlige delen av K2. Brønner som antas å bli berørt av dette er kompletteringene til PCSK25, på nordsiden av forkastningen K2_4E.

K1-segmentet har kun en produsent, og har fra før av vært stengt i perioder på grunn av lavt trykk. Denne brønnen vil senere få økt trykkstøtte, og vi lar den foreløpig produsere så mye den kan gitt overnevnte begrensninger.

6.5 Case 2- Injeksjon uten DIACS

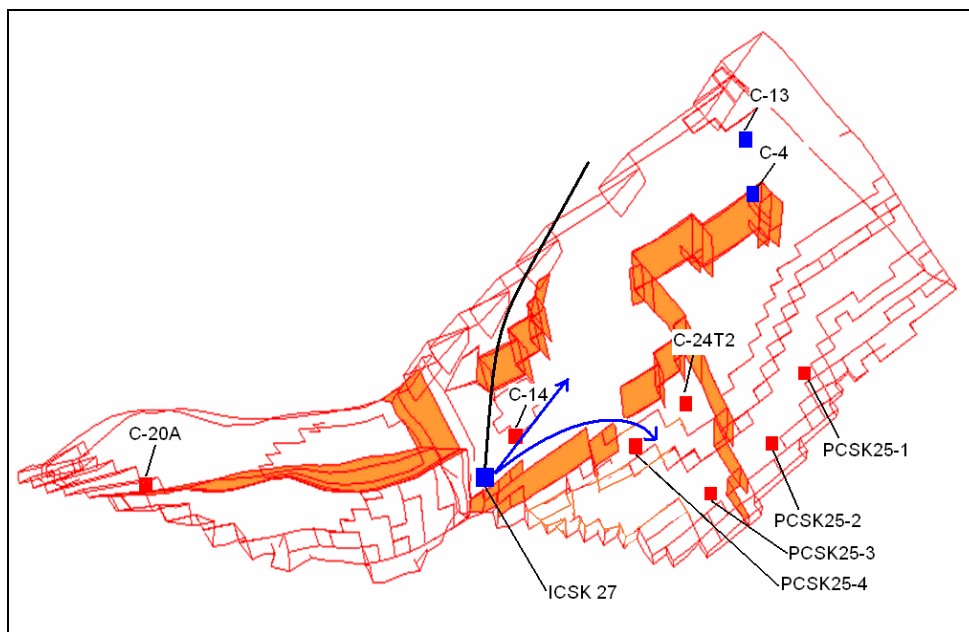
1. En injeksjonsbrønn uten sidesteg
2. En injeksjonsbrønn med sidesteg
3. To injeksjonsbrønner uten forgrening, en i K1 og en i K2

De forskjellige casene har vi satt opp med utgangspunkt i problemstillingen. For å bestemme plassering av kompletteringene og injeksjonsratene har vi først tatt utgangspunkt i de opplysningene vi hadde om K1 og K2 på forhånd, med tanke på de barrierer og forkastningene som er i området. Deretter har vi brukt mye tid på å eksperimentere i simuleringsprogrammet for å oppnå best mulig resultater for de casene vi har under Case 2. Eksperimenteringen har gått ut på at vi har justert plassering av komplementeringene og justert injeksjonsratene.

Case 2 er delt inn i flere undercaser, for å gi en oversikt over løsninger som ikke vil medføre bruk av DIACS.

6.5.1 Case 2.1 - Injeksjonsbrønn uten sidesteg

Hovedformålet med injeksjonsbrønnene vil være å sørge for god nok trykkstøtte i de østre delene av K2-segmentet. Derfor vil vi prøve å plassere den ene injeksjonsbrønnen slik at den gir best mulig trykkstøtte i de sørøstlige delene av Statfjordformasjonen. Dette vil vi gjøre ved å plassere injeksjonsbrønnen ICSK27 øst for forkastningen K2_4S, og helt i bunnen av S1-S2 lagene i Statfjord. Figur 6. 2: Case 2.1 - Plassering av injeksjonsbrønn uten sidesteg viser plasseringen av denne brønnen.



Figur 6. 2: Case 2.1 - Plassering av injeksjonsbrønn uten sidesteg

Tabell 6. 3: Case 2.1 – Tekniske data for ICSK27 oppsummerer de tekniske dataene til denne brønnen.

Boremål ICSK_27	Geologisklag	Modellkoordinater
KOMPL1	S10	[23, 40, 2 4]
KOMPL2	S10	[23, 40, 5 8]
KOMPL3	S3	[23, 40, 14 15]
KOMPL4	S2	[23, 40, 16]

Tabell 6. 3: Case 2.1 – Tekniske data for ICSK27

Case 2.1 forventer vi blir for spinkelt, siden vi har en stor forkastning mellom K1 og K2. Vi vil ikke kunne gi nok trykkstøtte i begge segmentene med denne løsningen. Case 2.2 tror vi gir bedre trykkstøtte i begge segmentene enn case 2.1. Case 2.3 vil kanskje gi best trykkstøtte av disse tre casene, men er nok den klart dyreste å gjennomføre.

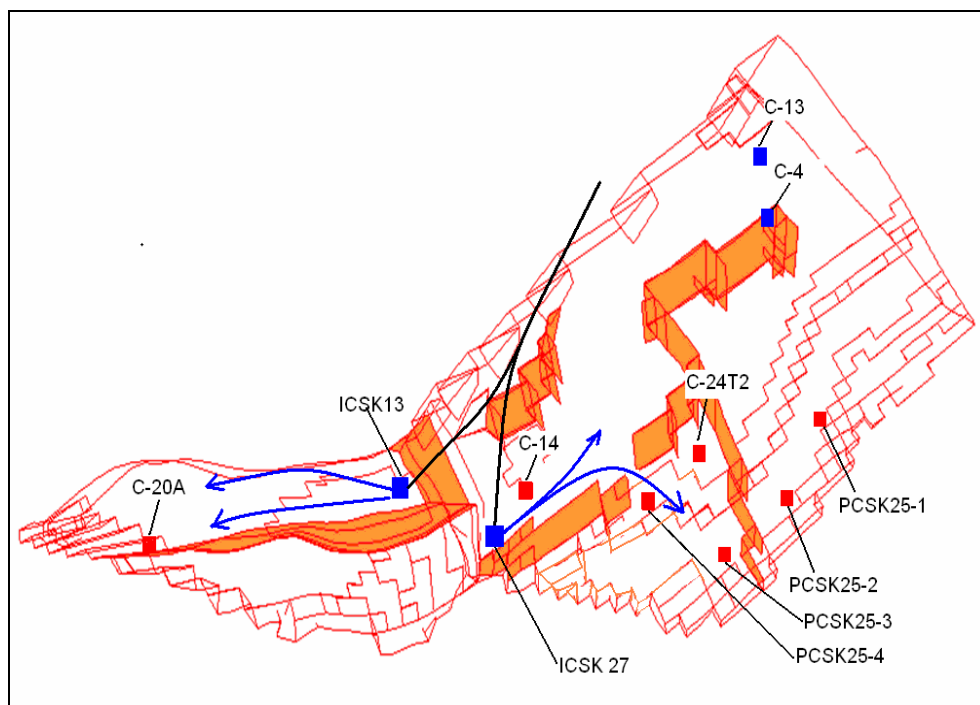
6.5.2 Simulering av case 2.1

Injeksjonsbrønnen skal stort sett forholde seg til brønn C-14, og de to kompletteringene til PCSK25 som ligger sør for forkastningen K2_4E. Brønnene har fra før av ganske stort vannkutt, og det begrenser størrelsen på injeksjonsraten. Strategien er derfor å ikke la vannkuttet overstige den maksimale grensa for Diacs-kompletteringene i PCSK25, slik at brønnen stenges. Dette kan lett ordnes ved å sørge for at det ikke injiseres mer vann enn det

som hentes ut av segmentet. Injeksjonsbrønnen C-4 vil her tilordnes en rate på 8500 [Sm³/D] og injeksjonsbrønnen ICSK27 vil settes under kontroll av brønnhullstrykket.

6.5.3 Case 2.2 - Injeksjonsbrønn med sidesteg

For en injeksjonsbrønn med sidesteg vil det være ønskelig å gi trykkstøtte både i K2 og i K1. Dette vil det være mulig å gjøre ved å bore en brønn inn i K1, ICSK13-27, og ved å bore et sidesteg inn i K2, på samme sted som vi plasserte brønnen i Case 2.1. For brønnen ICSK13-27 i K1 må denne brønnen kompletteres sør for I2A_1S-forkastningen. Plot fra feltet slik det er i dag viser at oljen befinner seg i det øverste laget i K1, dvs. i lag S10. Derfor vil vi plassere ICSK13 i bunnen av S10, og nær I2A_1S-forkastningen for å presse oljen som er igjen sørover mot C-20A. Kompletteringen i K1 har vi valgt å kalle ICSK13-27 og kompletteringen i K2 for ICSK27-13. Figur 6. 3: Case 2.2 - Plassering av injeksjonsbrønn med sidesteg viser plasseringen av denne brønnen.



Figur 6. 3: Case 2.2 - Plassering av injeksjonsbrønn med sidesteg

Tabell 6. 4: Case 2.2 – Tekniske data for ICSK oppsummerer de tekniske dataene til denne brønnen.

Boremål ICSK_13	Geologisklag	Modellkoordinater
KOMPL1	S10	[17, 44, 2 4]
KOMPL2	S10	[17, 45, 5 7]

Tabell 6. 4: Case 2.2 – Tekniske data for ICSK_13

Case 2.2 forventer vi vil gi litt dårligere trykkstøtte i K2 enn ved case 2.1, siden injeksjonsratene er antatt halvert. Injeksjonsbrønnen inn i K1 antar vi vil gi etterlengt trykkstøtte til produksjonsbrønnen C-20A. På grunnlag av dette bør det være mulig å øke produksjonsraten i denne brønnen.

6.5.4 Simulering av case 2.2

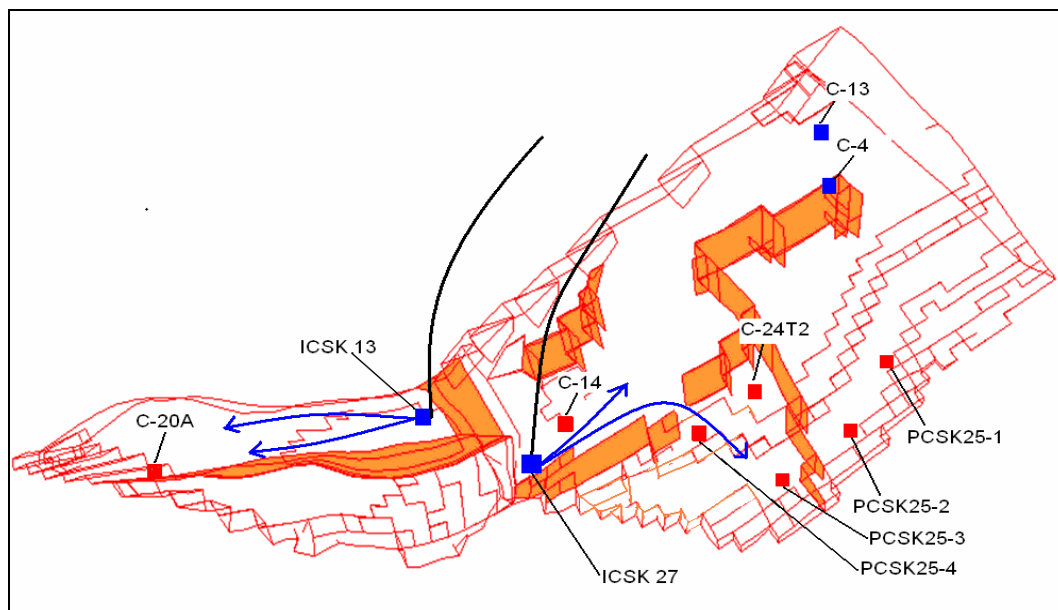
Den største utfordringen var å få til en god nok forenkling for simulering av brønner med sidesteg. Eclipse har så vidt vi har forstått, ingen funksjoner ("Keywords") som spesifikt tar for seg slike typer brønner. Vi valgte derfor å realisere sidesteget som 2 brønner, ICSK_13 og ICSK_27, under gruppekontroll.

```
GRUPTREE
'K1K2_INJ' 'FIELD' /
'K1'      'K1K2_INJ' /
'K2'      'K1K2_INJ' /
/
```

Problematikken ligger i at det her er to brønnhull å forholde seg til, og trykket vil påvirke hvilket av løpene vannet velger å gå. I begynnelsen av simuleringen vil ulikt trykk i de forskjellige segmentene, medføre skjev vannfordeling til K1 og K2. Etter hvert antas det en generell trykkutjevning mellom de to brønnhullene.

6.5.5 Case 2.3 - To injeksjonsbrønner

Med to injeksjonsbrønner vil det være hensiktsmessig å bore en brønn ned i K1, og en brønn ned i K2. Vi antar fremdeles at de mest hensiktsmessige plasseringene av kompletteringene er som i case 2.2. Forskjellen er at det er to separerte brønnbaner som vil gi oss muligheten til å injisere større volum i forhold til case 2.2, hvis dette skulle vise seg å være fordelaktig. Samtidig kan man ved å ha to separerte brønner operere disse uavhengige av hverandre med tanke på injeksjonsratene. Figur 6. 4: Case 2.3 - Plassering av to injeksjonsbrønner viser plasseringene av disse to injeksjonsbrønnene.



Figur 6. 4: Case 2.3 - Plassering av to injeksjonsbrønner

Det forventes at case 2.3 vil gi best trykkstøtte av disse tre casene, men er nok den klart dyreste å gjennomføre. Dette fordi det vil bli boret to brønner, noe som medfører større kostnader. Ved to brønner er det også muligheter for å injisere større volum, og for å regulere injiseringen mer gunstig enn i case 2.2. Dette antar vi vil gi bedre trykkstøtte enn i case 2.2.

6.5.6 Simulering av case 2.3

Vi forutsetter her at det ikke vil være noen form for kommunikasjon mellom segmentene K1 og K2. De to injeksjonsbrønnene kan da gjerne sees på som to isolerte caser. Det vil derfor bli kjørt samme løp i K2 som i case 2.1.

Kompletteringene til brønn ICSK13 vil bli plassert på sørsiden av forkastningen I2A_1S. De øverste lagene i segmentet antas å ha god permeabilitet, og en brønn vil gi god trykkstøtte til produsenten C-20A. Vannmetning i feltet er relativt lav, og strategien er at en trykkøkning i

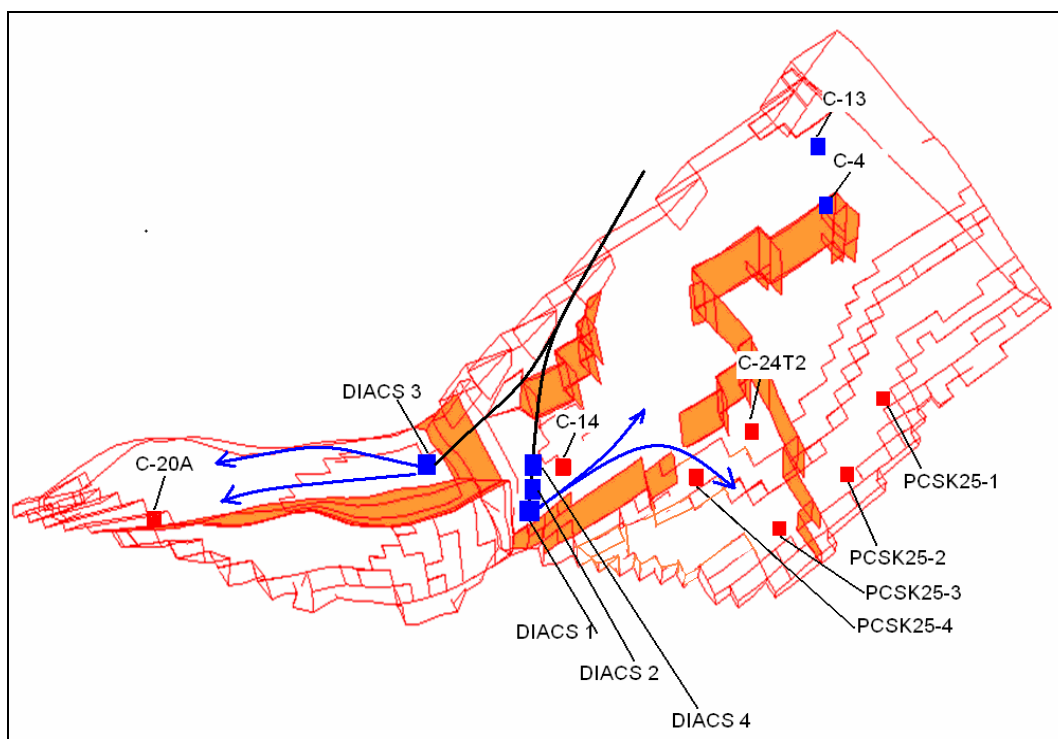
enden av K1 vil føre den resterende oljen mot produksjonsbrønnen. Injeksjonsbrønnen vil også her bli styrt av brønnhullstrykk.

6.6 Case 3 - Injeksjon med DIACS

I case 3 har vi simulert med fire DIACS-kompletteringer i den nye injeksjonsbrønnen. Vi antar at de mulighetene som ligger i å justere injeksjonsratene ved hjelp av DIACS-ventilene vil være gunstig for å maksimere produksjonen. Etter å ha eksperimentert i Eclipse med ulike injeksjonsforhold, presenterer vi her den løsningen vi mener er best med tanke på DIACS komplettering. Tabell 6. 5: Case 3 – Tekniske data for injeksjonsbrønn med firesoners DIACS oppsummerer de tekniske dataene til denne brønnen, mens Figur 6.5 viser brønnbanen.

Boremål	Geologisklag	Modellkoordinater	Segment
DINJ 1	S2	[23 40 16]	K2
DINJ 2	S10	[23, 40 14]	K2
DIINJ 3	S12	[17, 44, 4]	K1
DINJ 4	S12	[23, 40, 4]	K2

Tabell 6. 5: Case 3 – Tekniske data for injeksjonsbrønn med firesoners DIACS



Figur 6. 5: Case 3 - Plassering av DIACS-brønn med forgreining

6.6.1 Simulering av case 3

I likhet med case 2.2 er vi også her avhengige av å forenkle modellen. En brønn med DIACS er etter vår oppfatning ikke fullt så komplisert som brønn med sidesteg og konvensjonell komplettering. Vi har valgt å realisere case 3 som 4 brønner med felles injeksjonsrate. Siden DIACS-ventilene kan justeres uavhengige av hverandre, så kan man anta at det også er mulig å styre injeksjonsraten til den enkelte brønn. Brønnene i K2 har fått oppgitt maksimal injeksjonsrate på 2000 [Sm^3/D], mens K1 brønnen har en maksimal rate på 2500 [Sm^3/D].

7 Resultater

For hver case vil vi presentere resultatene for oljeutvinningen, gassutvinningen og injeksjonen for K1 og K2. Videre vil vi vise resultater fra enkelte brønner, der det kan være interessant å vise hvordan de ulike brønnene påvirkes av injeksjonen. Alle simuleringene vil vi kjøre fram til år 2020. Dette har vi 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. Resultatene vi presenterer er laget på bakgrunn av RSM-filen som genereres i Eclipse, og er blitt behandlet Excel.

I tabellene der vi presenterer de årlige produksjonstallene for injeksjonen har vi valgt å ta med injeksjonsbrønnen C-13, selv om denne ligger helt sør i K3-segmentet. Vi har valgt å gjøre dette fordi den likevel vi bidra til trykkstøtte i K2.

7.1 Case 1

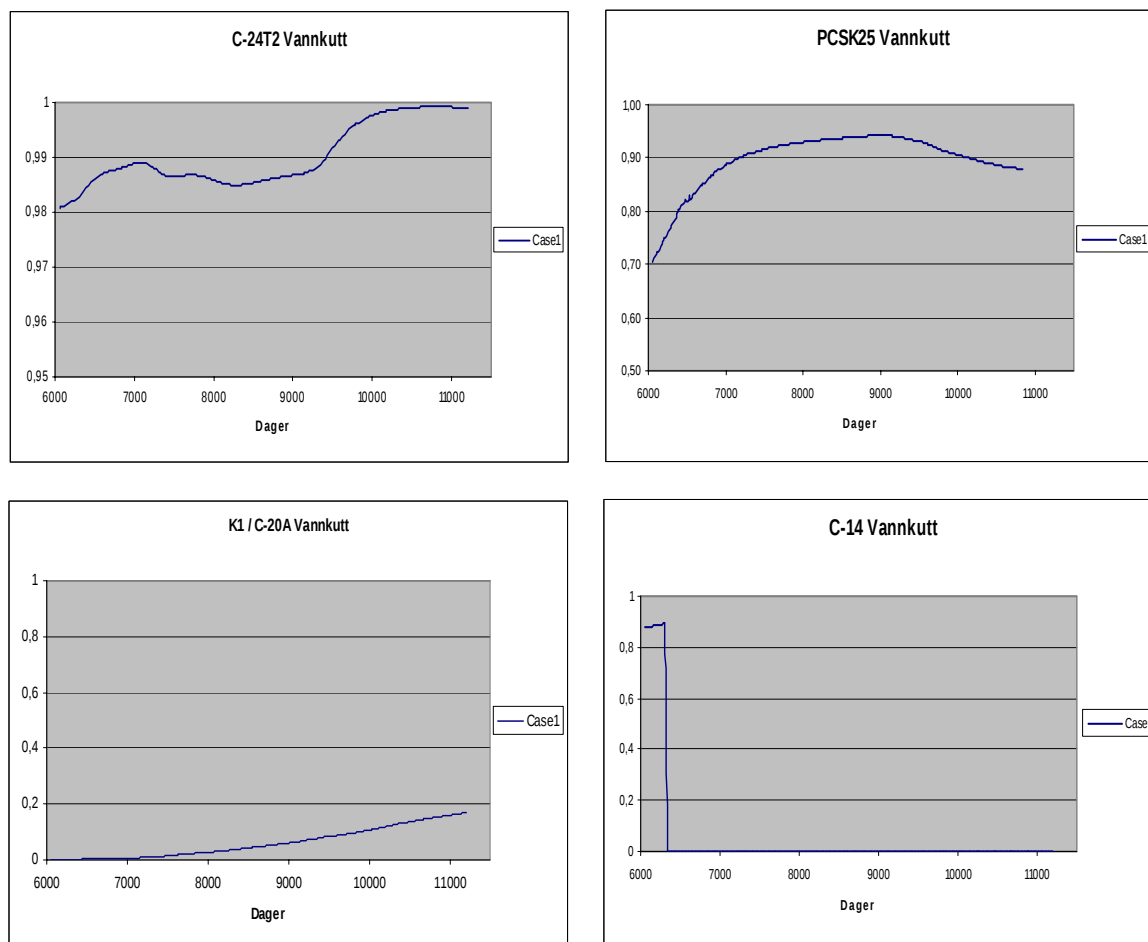
Resultatene fra simuleringen av case 1 er gitt i Tabell 7. 1 Årlig produksjon ved case 1.

Dataene fra tabellen er de som blir brukt når nåverdien av casen skal vurderes.

År	Årlig prod olje [Sm ³ *1000]	Årlig prod gass [Sm ³ *1000]	Årlig injeksjon [Sm ³ *1000]
2007	328	46 202	5 110
2008	173	25 032	5 110
2009	126	18 176	5 110
2010	108	15 683	5 110
2011	98	14 166	5 110
2012	93	13 599	5 110
2013	89	12 961	5 110
2014	84	12 336	5 110
2015	78	11 411	5 110
2016	79	10 117	5 110
2017	63	9 077	5 110
2018	62	8 858	5 110
2019	55	7 811	5 110
SUM	1 435	169 566	45 990

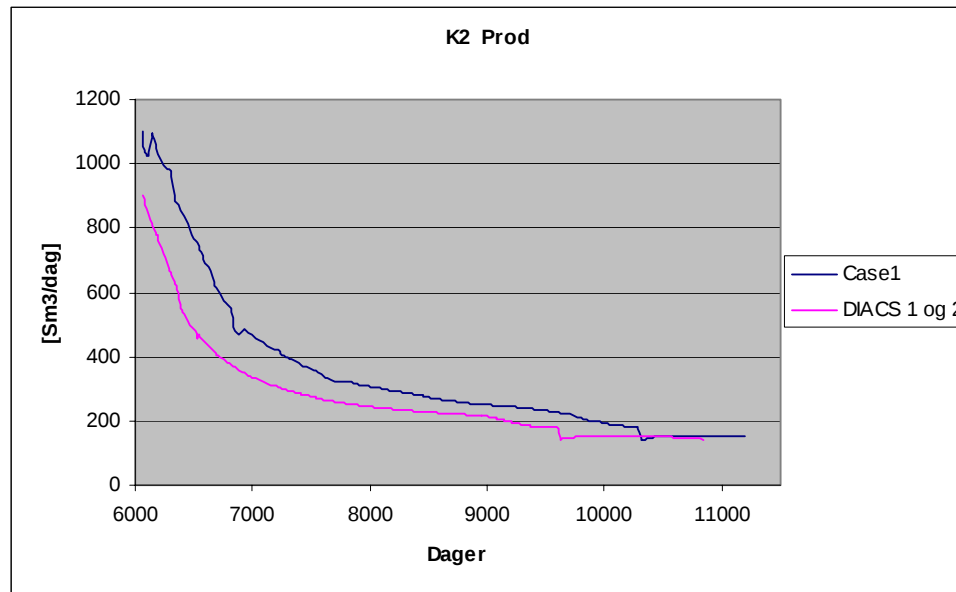
Tabell 7. 1 Årlig produksjon ved case 1

Det som kan være verdt å merke seg med case 1 er at vannkuttet i de ulike produksjonsbrønnene vil 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. Av Figur 7. 1 Vannkutt ved case 1 kan vi se at 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 %.



Figur 7. 1 Vannkutt ved case 1

Videre merker vi oss at DIACS 1 og DIACS 2 i PCSK 25 står for store deler av produksjonen i K2 segmentet, som vi ser av Figur 7. 2 DIACS 1 og 2 sin produksjon av totalen 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 i de andre produsentene i K1 og K2.



Figur 7. 2 DIACS 1 og 2 sin produksjon av totalen

7.2 Case 2

I case 2 har vi simulert med en eller flere nye injeksjonsbrønner med konvensjonell komplettering. Vi har også simulert med en brønn inn i K2 med et sidesteg til K1.

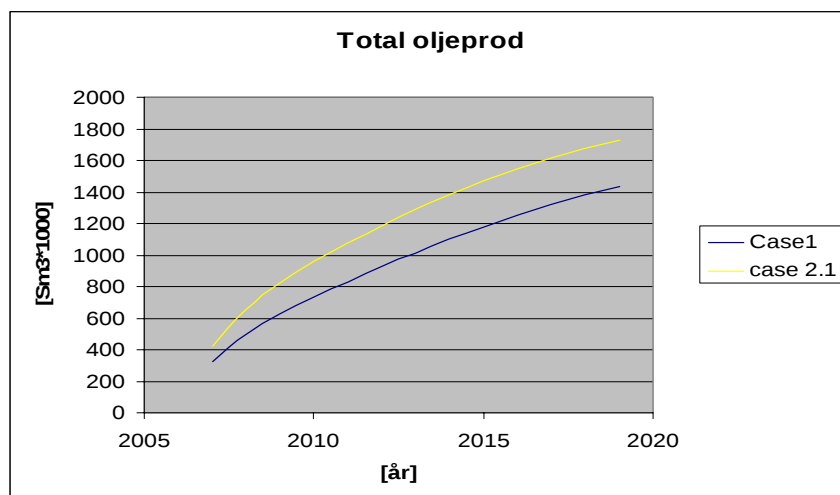
7.2.1 Case 2.1

I case 2.1 har vi simulert med en ny injeksjonsbrønn ned i K2 segmentet, de årlige resultatene er visst i Tabell 7. 2 Årlig produksjon ved case 2.1.

År	Årlig prod olje [Sm3*1000]	Årlig prod gass [Sm3*1000]	Årlig injeksjon [Sm3*1000]
2007	421	57 855	6 205
2008	233	31 262	4 782
2009	171	22 748	4 599
2010	136	18 055	4 453
2011	119	16 022	4 435
2012	108	14 610	4 417
2013	100	13 727	4 398
2014	94	13 019	4 398
2015	87	12 152	4 070
2016	76	10 590	4 106
2017	67	9 365	4 088
2018	63	8 867	4 081
2019	56	7 835	4 077
SUM	1 732	199 449	41 756

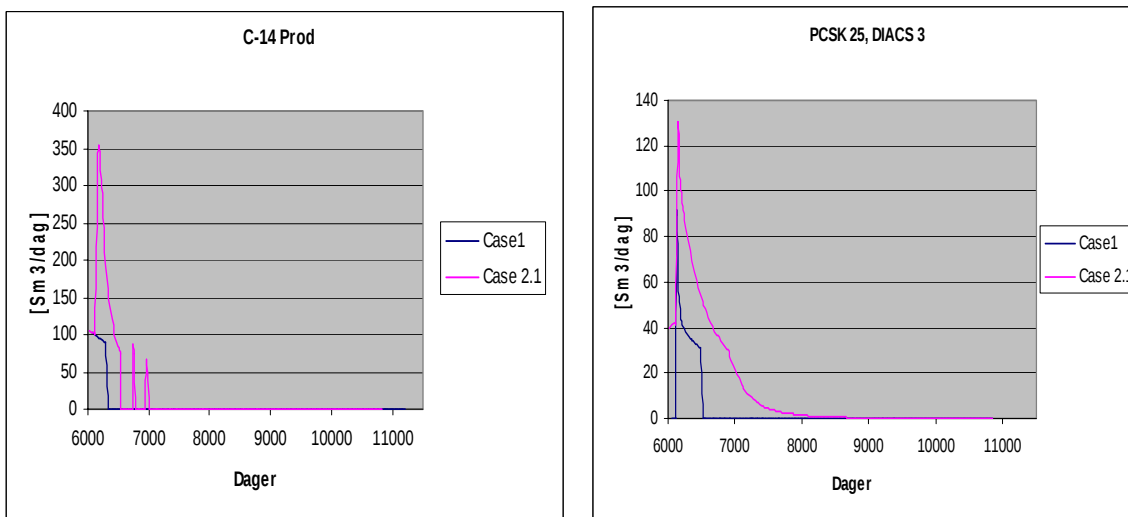
Tabell 7. 2 Årlig produksjon ved case 2.1

Den totale produksjonen av olje og av gass øker med henholdsvis 298 000 [Sm3] for olje og 29 883 [Sm3*1000] for gass. Fra Figur 7. 3 Total oljeproduksjon ved case 2.1, som viser den årlige oljeproduksjonen fra 2007 til og med 2019, kan vi se at produksjonen får 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.



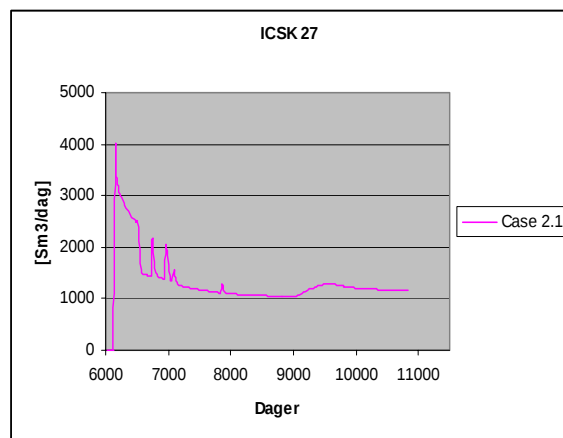
Figur 7. 3 Total oljeproduksjon ved case 2.1

Den nye injeksjonsbrønnen ICSK27 vil ha størst effekt på produksjonsbrønnene C14 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. Figur 7.4 viser daglig oljeproduksjon i C-14 og DIACS 3 i PCSK 25.



Figur 7. 4 Daglig oljeproduksjon i C-14 og DIACS 3 i PCSK 25

Den daglige injeksjonsraten i ICSK 27 er visst i Figur 7. 5 Injeksjonsrate ved case 2.1.



Figur 7. 5 Injeksjonsrate ved case 2.1

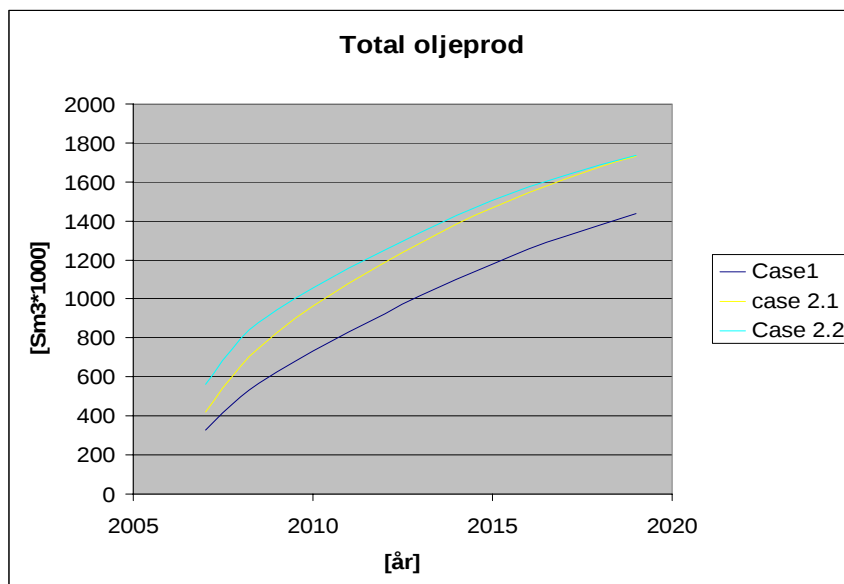
7.2.2 Case 2.2

I case 2.2 har vi simulert med en brønn inn i K2, som har et sidesteg til K1, slik kan vi injisere i begge segmentene uten å bore to hele brønnbaner. De årlige produksjonsvolumene er vist i Tabell 7. 3 Årlig produksjon ved case 2.2.

År	Årlig prod olje [Sm ³ *1000]	Årlig prod gass [Sm ³ *1000]	Årlig injeksjon [Sm ³ *1000]
2007	562	71417	6911
2008	236	31538	5457
2009	146	20293	4923
2010	114	16119	4537
2011	100	14274	4370
2012	95	13506	4343
2013	88	12566	4326
2014	85	12072	4316
2015	82	11499	4287
2016	64	9176	3650
2017	59	8302	3650
2018	57	8082	3650
2019	49	7041	3650
SUM	1737	203283	43469

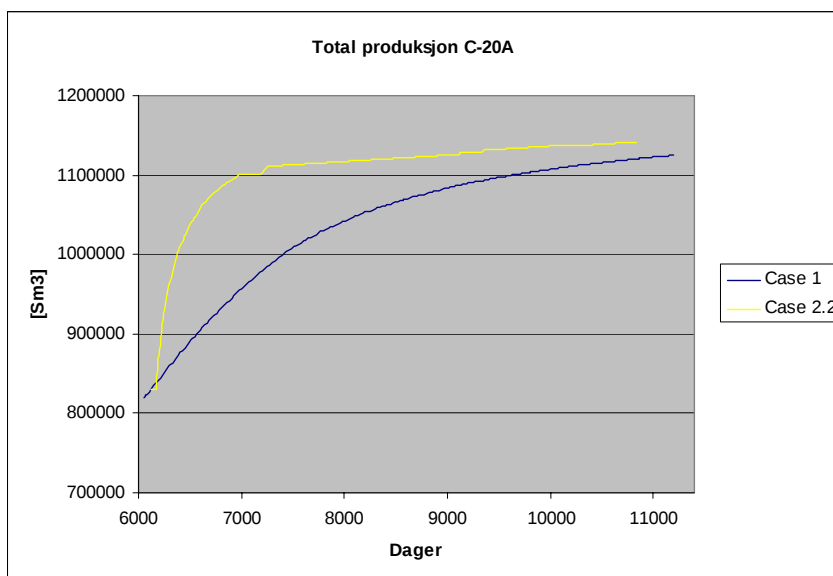
Tabell 7. 3 Årlig produksjon ved case 2.2

Det totale utbyttet av å ha en ny injeksjonsbrønn ned i K1 og K2 er, sett i forhold til bare å ha en ny brønn ned i K2, marginalt. Det som imidlertid kommer godt fram av Figur 7. 6 Total oljeproduksjon ved case 2.2 er at 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.



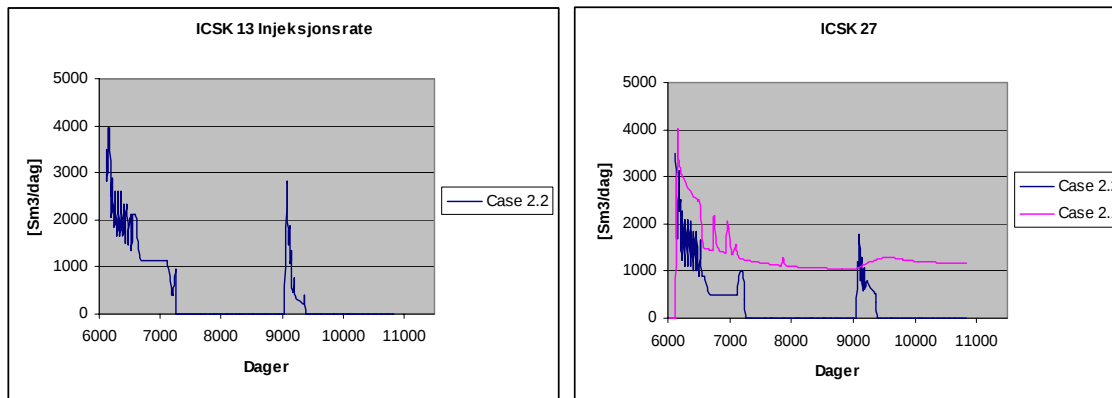
Figur 7. 6 Total oljeproduksjon ved case 2.2

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. Det gjenstår å se om den økte produksjonen de første årene vil være lønnsomt med tanke på nåverdien. Dette vil vi vurdere senere. Figur 7.7 viser den totale oljeproduksjonen i C-20A.



Figur 7. 7 Total oljeproduksjon i C-20A ved case 2.2

Løftet vi får de første årene henger sammen med at injeksjonen er stor i denne perioden. Etter dag 7246, 01.02.10, vil brønnen i store perioder være stengt på grunn av at ønsket brønnhullstrykk (BHP) er oppnådd. Injeksjonen i de to segmentene er visst i Figur 7. 8 Vanninjeksjon ved case 2.2. Vi har valgt å kalle kompletteringen i K1 for ICSK13 og kompletteringen i K2 for ICSK27, også for brønnen med sidesteg.



Figur 7. 8 Vanninjeksjon ved case 2.2

7.2.3 Case 2.3

I case 2.3 har vi simulert med en ny injeksjonsbrønn ned i både K1 og K2. Resultatene er visst i Tabell 7. 4 Årlig produksjon ved case 2.3.

År	Årlig prod olje [Sm ³ *1000]	Årlig prod gass [Sm ³ *1000]	Årlig injeksjon [Sm ³ *1000]
2007	580	73 420	7 300
2008	241	32 136	5 585
2009	141	19 793	4 964
2010	103	14 818	4 563
2011	100	14 179	4 617
2012	92	13 130	4 490
2013	87	12 427	4 508
2014	84	12 067	4 508
2015	80	11 469	4 125
2016	69	9 917	4 198
2017	63	8 944	4 198
2018	60	8 541	4 172
2019	52	7 447	4 150
SUM	1753	203 440	44 658

Tabell 7. 4 Årlig produksjon ved case 2.3

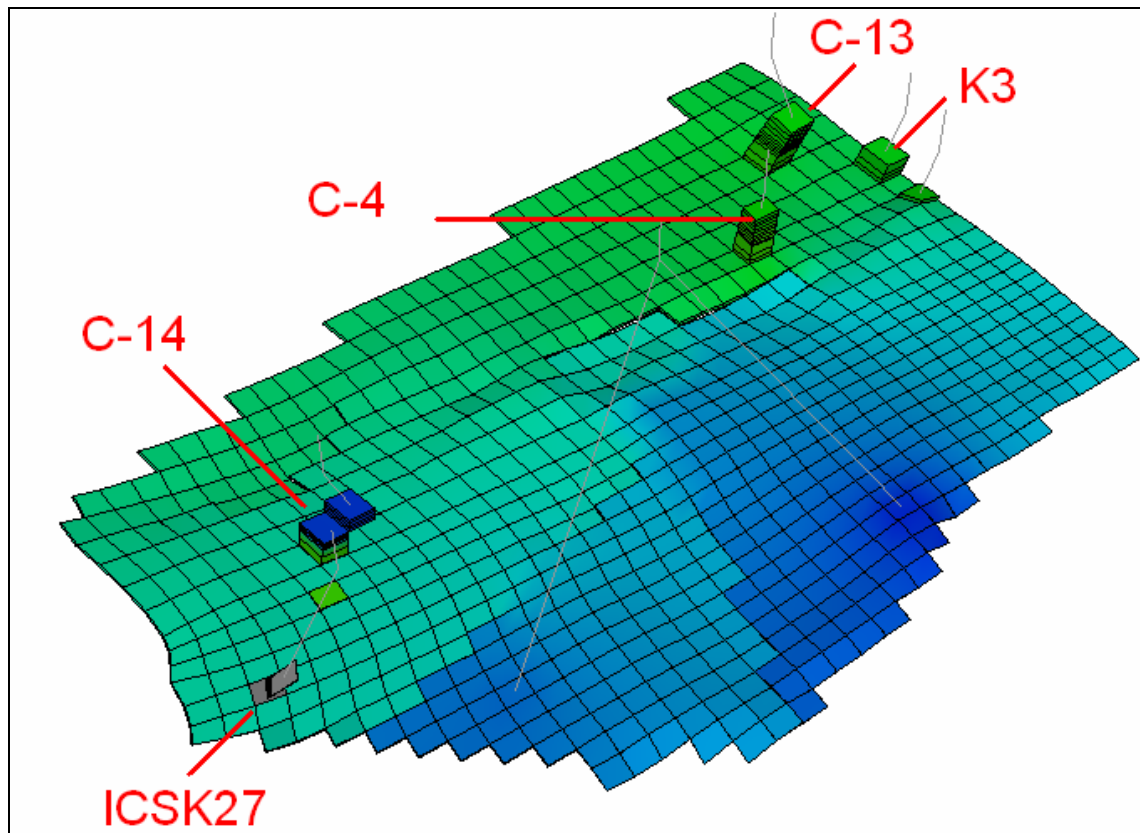
Denne casen gir det beste resultatene hittil, med en økt oljeproduksjon på 15 000 [Sm³] i forhold til case 2.2. Om denne casen blir mer lønnsom gjenstår likevel å se, med tanke på at det skal bores to brønner.

Produksjonsforløpet til de ulike brønnene vil skille seg minimalt fra de tidligere casene med ny injeksjonsbrønn.

7.2.4 Visualisering av case 2.3

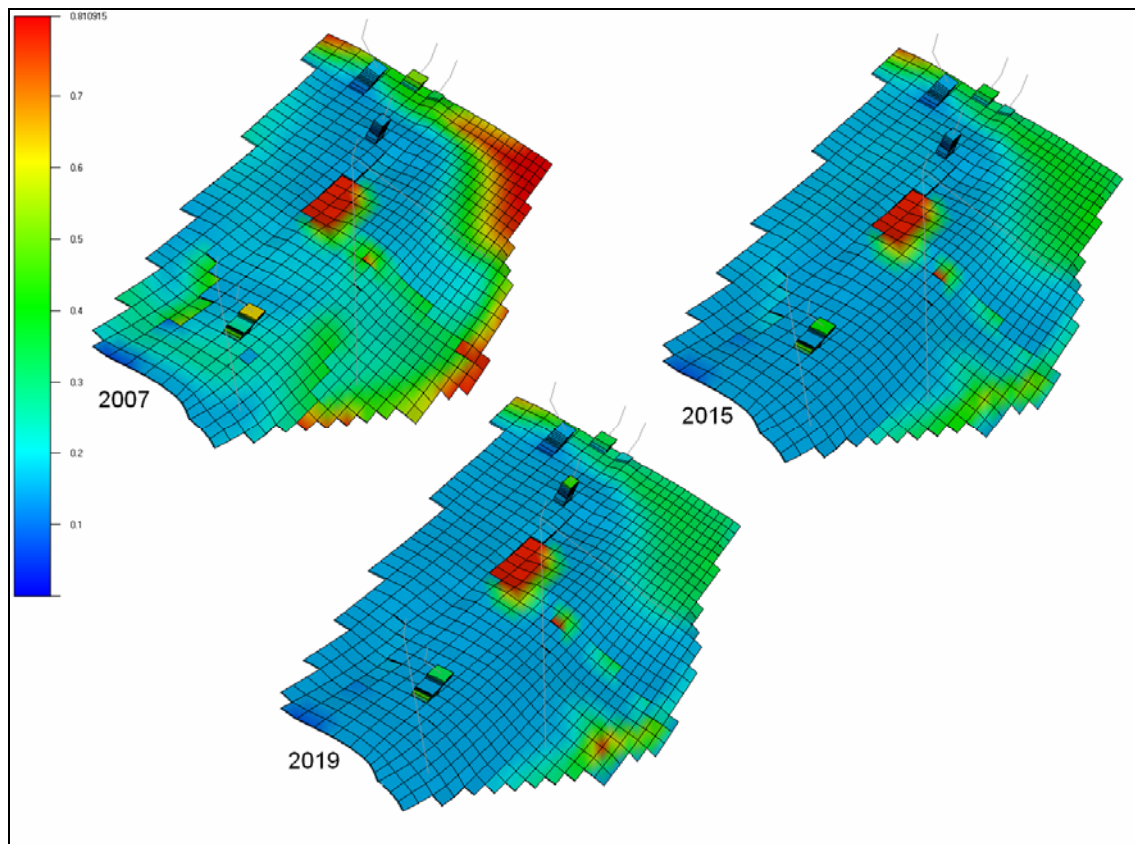
Under denne kjøringen har vi valgt å ta med noen figurer, for å vise hva som skjer i segmentet under simuleringen. Det er to lag i K2-segmentet som fortsatt inneholder olje, og det er disse to lagene vi har konsentrert oss om under simuleringen. De to lagene er lag 14 og lag 16.

Figur 7. 9: Synlige brønner i lag 14 og lag 16 i K2 viser hvilke brønner som er synlige i disse lagene av segmentet. ICSK27 er injeksjonsbrønnen som vi har satt inn i modellen. C-4 og C-13 er injeksjonsbrønnene som allerede er boret i feltet, mens C-14 er den ene aktive produksjonsbrønnen i segmentet. K3 er en såkalt pseudobrønn, det vil si en brønn som er lagt inn i modellen for å modellere påvirkningene fra brønnene i K3-segmentet nord for K2.



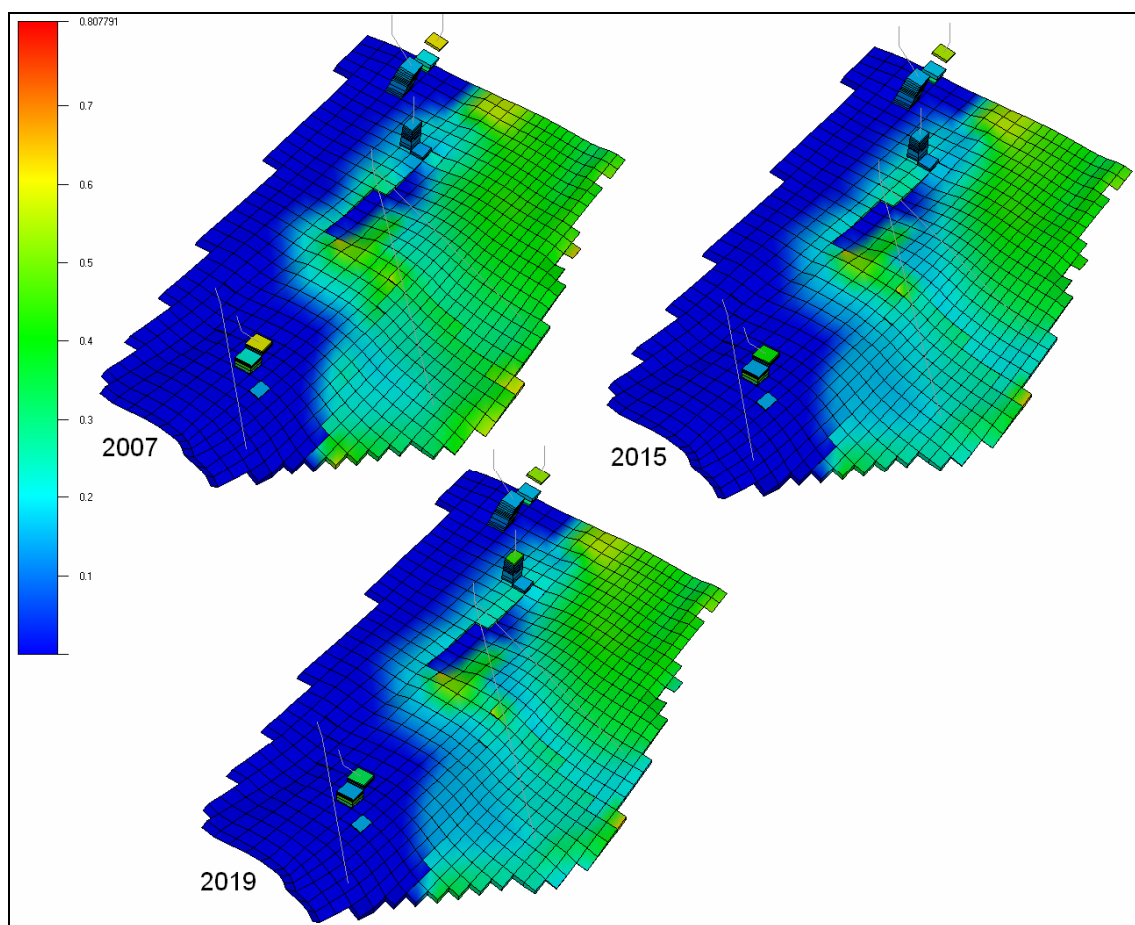
Figur 7. 9: Synlige brønner i lag 14 og lag 16 i K2

Figur 7. 10: Oljemetning i lag 14 i K2 ved tre ulike tidspunkter viser oljemetningen i lag 14 i K2 ved tre ulike tidspunkter. Det første tidspunktet er i 2007, altså i starten av simuleringen. Det neste er 2015, og det siste bildet visualiserer hvor mye olje som er igjen i dette laget i 2019, som er siste året simuleringen kjøres.



Figur 7. 10: Oljemetning i lag 14 i K2 ved tre ulike tidspunkter

Figur 7. 11: Oljemetning i lag 16 i K2 ved tre ulike tidspunkter viser den samme utviklingen i oljemetning i lag 16 i K2.



Figur 7. 11: Oljemetning i lag 16 i K2 ved tre ulike tidspunkter

7.3 Case 3

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

I case 3 har vi simulert med en ny injeksjonsbrønn, som injiserer i både K1 og K2. Brønnen har fire kompletteringer med DIACS, de årlige produksjonsvolumene er vist i Tabell 7. 5

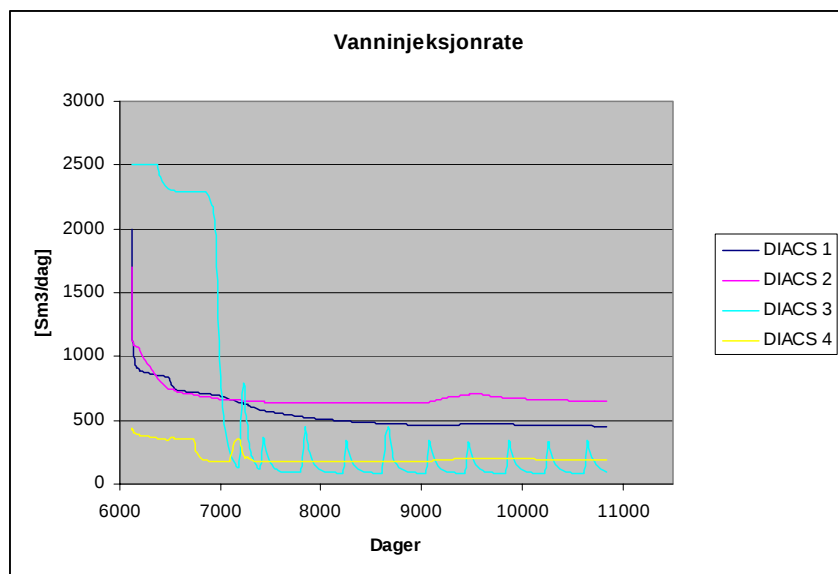
Årlig produksjon ved case 3.

År	Årlig prod olje [Sm3*1000]	Årlig prod gass [Sm3*1000]	Årlig injeksjon [Sm3*1000]
2007	553	70210	5995
2008	256	33941	5175
2009	139	19465	4242
2010	103	14726	3864
2011	95	13585	3702
2012	91	13083	3666
2013	89	12768	3635
2014	84	12056	3611
2015	81	11638	3382
2016	72	10241	3406
2017	64	9155	3385
2018	61	8754	3376
2019	54	7768	3087
SUM	1743	201471	37272

Tabell 7. 5 Årlig produksjon ved case 3

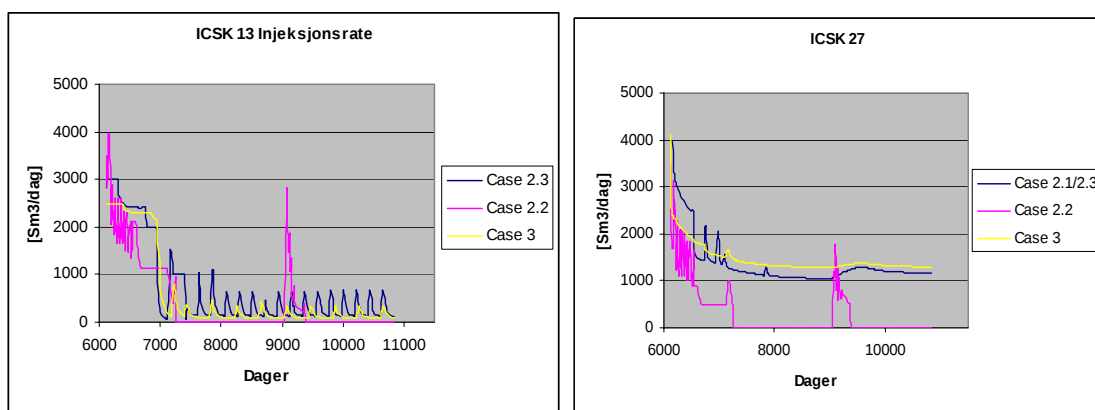
Som vi ser vil de totale oljeproduksjonen mellom år 2007 og 2020 bli på 10 000 [Sm3] under produksjonen vi fikk med case 2.3.

Injeksjonsratene for de ulike DIACS-kompletteringene er gitt i Figur 7. 12 Injeksjonsrate for DIACS.



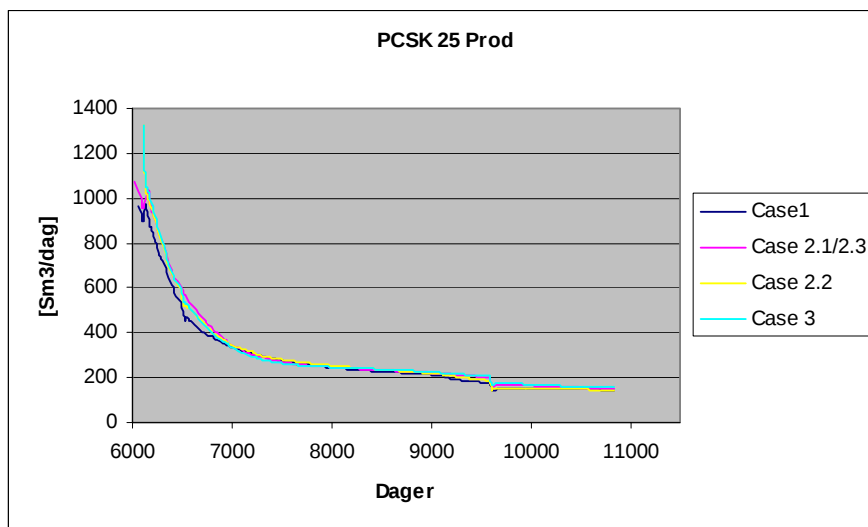
Figur 7. 12 Injeksjonsrate for DIACS

Injeksjonsratene brukt i case 3 er vist i Figur 7. 13 Injeksjonsrate case 3. Vi har her lagt DIACS 3 under ICSK13 og DIACS 1,2 og 4 under ICSK27. Vi ser her at injeksjonsratene vil ligge tilnærmet likt injeksjonsratene for case 2.3.



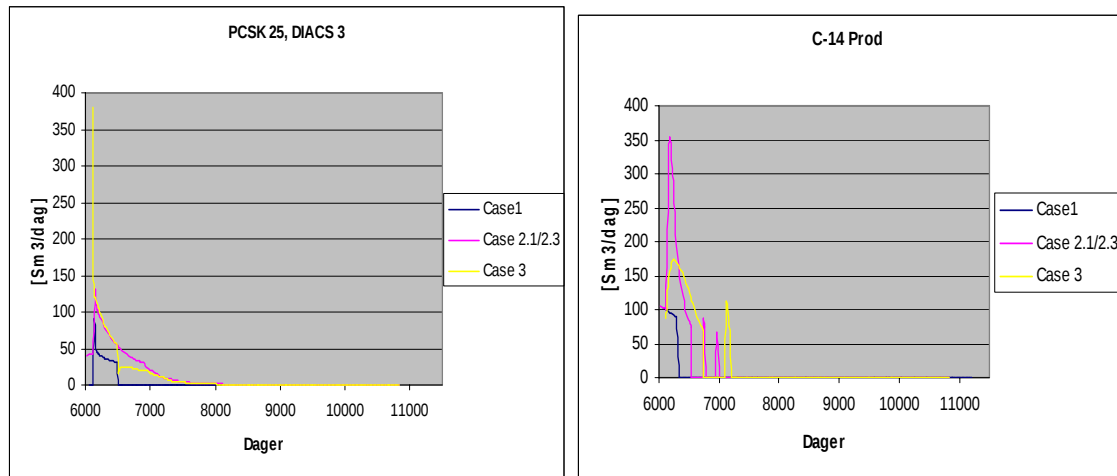
Figur 7. 13 Injeksjonsrate case 3

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, se Figur 7. 14 Oljeproduksjon i PCSK 25 ved case 3. Den økte produksjonen på over 1000 [Sm3/dag] vil imidlertid bare vare i ca 60 dager etter at injeksjonen ble satt i drift, dag 6119 til dag 6178.



Figur 7. 14 Oljeproduksjon i PCSK 25 ved case 3

Løftet vi får i PCSK25 kommer i hovedsak fra DIACS 3, se Figur 7. 15 Produksjonsrate PCSK 25, DIACS 3 og C-14 ved case 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.



Figur 7. 15 Produksjonsrate PCSK 25, DIACS 3 og C-14 ved case 3

8 Økonomi

For å kunne si noe om lønnsomheten til dette prosjektet må vi se på økonomiaspektet, dvs. nåverdien til de forskjellige casene. For å beregne denne nåverdien har vi benyttet Matlab. 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 i brønnene nærmer seg 100 %.

8.1 Nåverdi

Ved beregning av nåverdi vil man finne ut hvor mye en kjent fremtidig betalingsstrøm er verdt i dag, ved en aktuell rentesats. Et prosjekts nåverdi, også kalt diskontert verdi, viser den verdiøkningen, formueveksten eller økonomisk verdiskapning som oppnås på tidspunkt null ved å velge dette prosjektet framfor å bruke pengene på noe som gir avkastning lik diskonteringsrenten.

Gjennom diskonteringsrenten belastes prosjektet for kapitalkostnadene, dvs. ulempen ved å binde opp penger i prosjekt framfor å investere de andre steder. Denne renten kan ses på som en pris på tid. Diskontering og nåverdi reflekterer at penger som mottas i dag er mer verdt enn samme beløp som blir mottatt på et framtidig tidspunkt.

Nåverdien av en kontantstrøm over T perioder (her;år) :
$$NV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t}$$

Denne formelen viser hvordan nåverdien avhenger av diskonteringsrenten (r). X_t er kontantstrømmen i periode t . Kontantstrøm er definert som inntekter minus investeringer og kostnader i prosjektperioden [13, 14].

Statoil opererer med en diskonteringsrente på 7 %. De fleste selskap har regnet inn et risikomoment i denne renten. Man får økt utvinning ved større investering, men ved høy diskonteringsrente kan videre utbygging av randsonene på feltet bli ulønnsomme, og dermed bli kuttet bort. Ved lav diskonteringsrente vil det derimot være lønnsomt å ta opp ressursene i randsonene [14, 15].

8.2 Dollar og oljepris

I perioden 2000-2004 har gjennomsnittet for USD ligget på 7,9167. Dollaren har siden sunket, og for de tre første månedene i 2005 ligger gjennomsnittet for USD på 6,2839 [16].

Oljeprisen har hatt en formidabel økning det siste året, og ligger pr 20.04.05 på \$51,32 fatet, der et fat inneholder 158 liter. Oljeprisen har pr 20.04.05 økt med 8,6 % de siste tre månedene, men gått tilbake 3,1 % det siste halvåret. Men når vi ser på det siste året, har økningen vært på over 45 % [17].

Selv om oljeprisen nå er rekordhøy, har vi for 2005 brukt en oljepris på 1500 kr/Sm³ og en gasspris på 1,0 kr/Sm³ gitt fra Statoil.

Statoil anslår en årlig økning i oljeprisen på 4 % [15].

8.3 Utgifter/kostnader

Statoil anslår en pris på ca 100 mill kr for boring av en brønn. Boring av sidesteg koster ca 40 mill kr. Komplettering av DIACS kommer på ca 20 mill kr, mens justeringer av DIACS-ventiler koster ca 100 000 kr pr gang. Perforeringer er estimert til ca 5 mill kr.

Produksjonskostnadene ligger på 250 kr/Sm³ for olje, og 0 kr/Sm³ for gass. Under disse produksjonskostnadene ligger også separasjonskostnadene. Separatorene som skiller vann, gass og olje blir installert helt i begynnelsen, og skal tåle den høyere vannproduksjonen senere i feltets levetid.

Kostnadene for å injisere vann er satt til 0-5 kr /Sm³ vann [15].

8.4 Skatt

Oljeselskapene betaler skatt på 78 %, men vi har valgt å ikke involvere denne. Hvorvidt man regner nåverdi før eller etter skatt kan gi forskjellige resultat. Marginalressurser og mindre felt kan bli revet vekk av skattesystemet [14].

8.5 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 Produksjon og nåverdi til hver case

viser produksjon og nåverdi til hver case.

Case	Total oljeproduksjon 2007-2020 Sm³*1000	Total gassproduksjon 2007-2020 Sm³*1000	Nåverdi Best case MNOK	Nåverdi Worst case MNOK
1	1435	205 430	1982	1274
2.1	1732	236 106	2333	1494
2.2	1737	203 283	2242	1415
2.3	1753	238 289	2193	1358
3	1743	201 471	2205	1372

Tabell 8. 1 Produksjon og nåverdi til hver case

8.6 Diskusjon

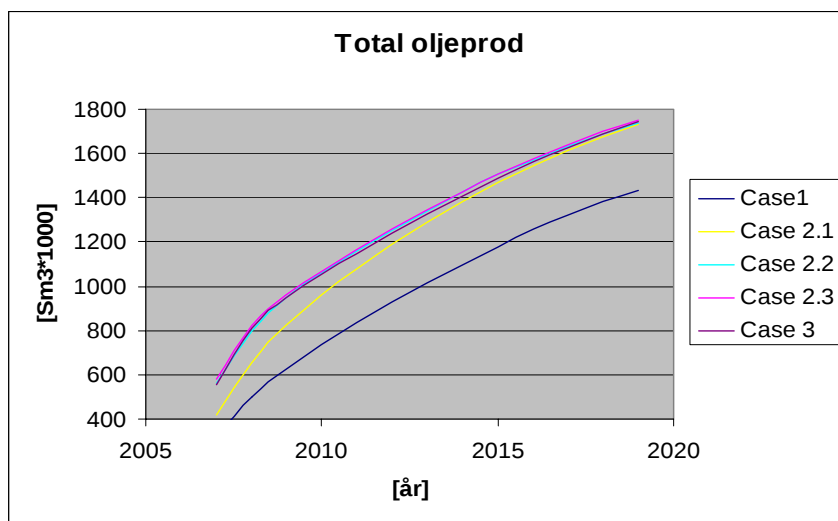
Inntektene er basert på oljepris og dollarkurs, to parametere som er i stadig forandring. Som nevnt har oljeprisen steget med nesten 50 % det siste året, og det er vanskelig å si om den vil forbli noenlunde stabil, om den bare vil fortsette å øke, eller om den vil synke drastisk. Så å anvende dagens oljepris på kalkyler flere år fram i tid er ganske risikabelt, derfor er en konservativ oljepris er å foretrekke. Sterk vekst i USA, Kina og India har gitt høyt forbruk av energi og bidratt til høye priser på olje. I den siste tid har fallende bensinlagre i USA og en frykt for mangel på bensin i sommer bidratt til svingninger i oljeprisen. Dollarkursen er for tiden relativt lav grunnet flere faktorer. Selv om den økonomiske veksten i USA har vært god så langt i år, ser det ut til at det store underskuddet vil vedvare. En økt usikkerhet angående utviklingen i den amerikanske økonomien i tillegg til svakere resultater for enkelte store foretak har ført til et fall i dollarkursen [18].

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 innen nåverdiberegningene, 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.

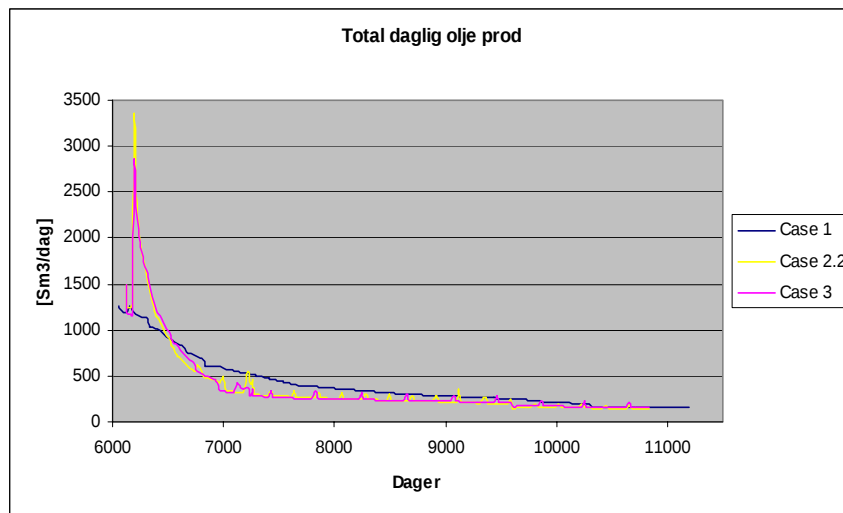
9 Konklusjon

Resultatene viser at vi vil få opp mer olje ved å investere i ny injeksjonsbrønn i K1- og K2-segmentene. Som vi ser av Figur 9. 1 Total oljeproduksjon vil det imidlertid spille liten rolle hvilken strategi vi velger for den nye injeksjonsbrønnen, resultatene vil bli forholdsvis like for de ulike casene. Derfor blir våre antagelser om at injeksjon med DIACS vil gi best trykkstøtte feil, ifølge de simuleringene vi har gjort.



Figur 9. 1 Total oljeproduksjon

Det som viser seg er at trykkstøtten vi gir 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 fram av Figur 9. 2 Daglig produksjonsrate.



Figur 9. 2 Daglig produksjonsrate

I arbeide 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 vår antagelse om at bruk av DIACS ville være mest lønnsomt var feil. Produksjonsraten er størst for case 2.1 i tidsrommet 2010-2020. I våre beregninger har vi lagt inn en årlig økning i oljeprisen. Dette gjør at det lønner seg å ta opp mye olje i slutten av perioden. Dette kan motargumenteres, siden usikkerheten i lønnsomhetsberegninger som nåverdi vil bli større etter hvert som tiden går. Andre forhold som gjør at case 3 får 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. Hesjedal, A., *Introduction to the Gullfaks Field*
http://www.ipt.ntnu.no/landsbyen/Gullfakslandsbyen2005/gullfaks_introduksjon.htm, 2005
3. Hesthammer, H., Landrø, M., Fossen, H., *Use and Abuse of Seismic Data in Reservoir Characterization*. Marine and Petroleum Geology 18, pp 635-655, 2000
4. Ryseth, A., *Sedimentology and Palaeogeography of the Statfjord Formation (Rhaetian-Sinemurian), North Sea*. NPF Special Publication 10, p. 7-37, 2001
5. Brekke, H., Sjulstad, H.I., Magnus, C., Williams, R.W., *Sedimentary environments offshore Norway – an overview*. NPF Special Publication 10, p. 7-37, 2001
6. Natvik, L., J., Reservoarstyringsplan for Gullfaksfeltet. Dokumentnr. GF RESU-HF-03 00021, 2004
7. Schlumberger, *Intelligent Completions*.
http://www.oilfield.slb.com/content/services/completion/intelligent/intelligent_completions.asp, 2005
8. Welldynamics, *SCRAMS*.
http://www.welldynamics.com/pdfs/smartwell_systems/scrams.pdf, 2005
9. Welldynamics, *Benefits using smart wells*.
http://www.welldynamics.com/benefits/benefits_case.htm#, 2005
10. Odin: Smarte brønner
<http://www.odin-petroleum.no/smartebronner.htm>, 2005
11. Eclipse Blackoil
http://www.oilfield.slb.com/content/services/software/reseng/eclipse_simulators/blackoil.asp, 2005
12. Prosjektgruppe 4, Gullfakslandsbyen 2004, Dreneringsstrategier for K2, 2004
13. Bøhren, Ø., Gjørum, P. I., *Prosjektanalyse 2. utgave*, 1999
14. Arild Nystad, PetroManagement AS
15. Petter Eltvik, Statoil
16. Norges Bank
http://www.norgesbank.no/stat/valutakurser/kurs_an1.html, 2005

17. Statoil
<http://www.statoil.com/fin/nr303094.nsf?opendatabase&lang=en>, 2005
18. Norges Bank
<http://www.norges-bank.no/front/pakke/no/foredrag/2005/2005-04-26/>, 2005

Appendix A: Funksjon for å beregne nåverdi

For å beregne nåverdien har vi benyttet Matlab. Funksjonen tar inn et Excel-dokument, og genererer verdiene ut fra dette.

A1 Matlab-funksjon for beregning av nåverdi

```
function [x0]=nv(casenr,mode,produksjonsdata,omrade)
%nv(casenr,mode,produksjonsdata,omrade)
%
%casenr må være 1, 2.1, 2.2, 2.3, 3.1, 3.2 eller 3.3
%
%mode er string lik 'best' eller 'worst'
%
%produksjonsdata må ligge på en excel-fil (.xls)
%
%omrade er et gitt område på excel-arket som produksjonsdataene ligger på
%   eks 'A1:C7'

%Laster inn produksjonsdata, driftsdata og casedata
prodDat = xlsread(produksjonsdata,6,omrade);
driftsDat = load('driftsdata');
caseDat = load('casedata');

antAr = length(prodDat);

%Casevalg
if(casenr==1)
    caseD = caseDat(:,1);
    sheet = 1;
elseif(casenr==2.1)
    caseD = caseDat(:,2);
    sheet = 2;
elseif(casenr==2.2)
    caseD = caseDat(:,3);
    sheet = 3;
elseif(casenr==2.3)
    caseD = caseDat(:,4);
    sheet = 4;
elseif(casenr==3.1)
    caseD = caseDat(:,5);
    sheet = 5;
elseif(casenr==3.2)
    caseD = caseDat(:,6);
    sheet = 6;
elseif(casenr==3.3)
    caseD = caseDat(:,7);
    sheet = 7;
end
```

```
%Investeringer
bronn = caseD(1)*driftsDat(8);
sidesteg = caseD(2)*driftsDat(9);
DIACS = caseD(3)*driftsDat(10);
perf = caseD(4)*driftsDat(11);

inv = bronn+sidesteg+DIACS+perf;

%Investeringer (dele på 1000 for å få ut i Millioner NOK slik som resten
%av kontantstrømmen)
kontantstrom(1) = -inv/1000;

%for-løkke som finner kontantstrømmen hvert år
for i=1:antAr
    inntekt = 0;
    utgift = 0;

    %Inntekter
    switch mode
        case 'best'
            oljeInn = prodDat(i,3)*(driftsDat(1)*(1+driftsDat(7))^(i-1));
            gassInn = prodDat(i,5)*(driftsDat(2)*(1+driftsDat(7))^(i-1));
        case 'worst'
            oljeInn = prodDat(i,3)*(driftsDat(3)*(1+driftsDat(7))^(i-1));
            gassInn = prodDat(i,5)*(driftsDat(4)*(1+driftsDat(7))^(i-1));
        end
    inntekt = oljeInn+gassInn;

    %Utgifter
    prodKost = prodDat(i,3)*(driftsDat(5));
    injVann = prodDat(i,6)*(driftsDat(6));
    justDIACS = prodDat(i,7)*(driftsDat(12));

    utgift = prodKost+injVann+(justDIACS/1000); %Dividerer på 1000 for å få DIACS-
                                                %kostnadene i M NOK

    kontantstrom(i+1) = (inntekt-utgift)/(1+driftsDat(13));
end

%Beregning av nåverdi, summerer opp den årlige kontantstrømmen
naverdi=sum(kontantstrom);

%Legger resultatet i en en matrise
aar=[(prodDat(1,1)-1);prodDat(:,1)];
matrise=[aar,kontantstrom'];

%Skriver kontantstrøm og nåverdi i et excel-dokument kalt Naverdi.xls
switch mode
    case 'best'
        xlswrite('Naverdi',matrise,sheet,'A3');
```

```
xlswrite('Naverdi',naverdi,sheet,'D3');  
    case 'worst'  
xlswrite('Naverdi',matrise,sheet,'F3');  
xlswrite('Naverdi',naverdi,sheet,'I3');  
end
```

A2 Forklaring til innparametere

Produksjonsdata

Antall kolonner: 7

Kolonne 1: År

Kolonne 2: Dag

Kolonne 3: Produsert olje [1000Sm3]

Kolonne 4: Akkumulert olje [1000Sm3]

Kolonne 5: Produsert gass [1000Sm3]

kolonne 6: Injeksert vann [1000Sm3]

Kolonne 7: Antall DIACS-justeringer

Driftsdata

Antall rader: 13

Rad 1: oljpris Best case[1000kr/Sm3]

Rad 2.: gasspris Best case[1000kr/Sm3]

Rad 3: oljepris Worst case[1000kr/Sm3]

Rad 4: gasspris worst case[1000kr/Sm3]

Rad 5: produksjonskostnad [1000kr/Sm3]

Rad 6: pris på injeksjon av vann [1000kr/Sm3]

Rad 7: Årlig økning i oljepris

Rad 8: pris per brønn [1000kr]

Rad 9: pris per sidesteg [1000kr]

Rad 10: pris per kompletterte DIACS [1000kr]

Rad 11: pris per perforering [1000kr]

Rad 12: Justering av DIACS [1000kr]

Rad 13: Diskonteringsrente

Casedata

Antall kolonner: 5

Antall rader: 4

Kolonne 1: case 1

Kolonne 2: case 2.1

Kolonne 3: case 2.2

Kolonne 4: case 2.3

Kolonne 5: case 3

Rad 1: Antall brønner

Rad 2: Antall sidesteg

Rad 3: Antall DIACS

Rad 4: Antall perforeringer

Appendix B: Kode fra Eclipse

Dette vedlegget gir en oversikt over de viktigste kodene som vi har lagt inn i Eclipse under simuleringene av de ulike casene.

B1 Historietilpasning fra august 2002 til desember 2004

```
-- FIL: K1_K2_SCH_AUG2002_DES2004.INC
-- HISTORIE FRA AUG 2002 TIL DES 2004

DATES
1 'AUG' 2002 /
/

-- Fra reservoarstyringsplan av 2003
WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 5500 3* 2 1* /
'C-13' 'WATER' 1* 'RATE' 7500 3* 4 1* /
/

DATES
1 'OCT' 2002 /
/

-- Fra reservoarstyringsplan av 2003
WCONHIST
'C-20A' 'OPEN' 'ORAT' 300 43 29671 2* 33 1* /
/

DATES
1 'FEB' 2003 /
/

-- Fra reservoarstyringsplan av 2004
WCONHIST
'C-20A' 'OPEN' 'ORAT' 220 43 29671 2* 33 1* /
/

DATES
1 'AUG' 2003 /
/

-- Fra reservoarstyringsplan av 2004
WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4700 3* 2 1* /
'C-13' 'WATER' 1* 'RATE' 5200 3* 4 1* /
/

DATES
1 'OCT' 2003 /
/

-- Setter brønnen under kontroll av brønnhullstrykket.
-- Dette er en tilnærming som gjøres for at totalproduksjonen
-- skal bli i henhold til reservoarstyringsplanen.
WCONPROD
'C-20A' 'OPEN' 'BHP' 3* 350 1* 185 /
/

DATES
1 'AUG' 2004 /
/

-- Fra reservoarstyringsplan av 2004
WCONINJE
```

Gruppe 1

```
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 5700 3* 2 1* /  
'C-13' 'WATER' 1* 'RATE' 5500 3* 4 1* /  
/
```

DATES

```
1 'DEC' 2004 /  
/
```

B2 Historietilpasning fra januar 2005 til desember 2006

```
-- FIL: K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC
-- HISTORIE FRA JAN 2005 TIL DES 2006.

DATES
1 'JAN' 2005 /
/

--C-20A stopper å produsere når wcut er 0.95 eller når produksjonen er under 75
m^3/dag
WECON
'C-20A' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
/

--Åpner C-20A hvert 180nde dag.
WTEST
'C-20A' 180 EPGC 1* /
/

INCLUDE
'../schedules/K1_K2_SCH_PCSK25.INC' /

COMPDAT
'C-4' 15 15 14 15 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'C-4' 15 15 16 17 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 8500 /
/

DATES
1 'JUL' 2006 /
/

-- Nedjusterer trykkgrense for kompletteringer i S3.
-- Kompletteringer i S2 beholder samme trykkgrense.
WTMULT
'DIACS_1' 'BHP' 0.9 /
'DIACS_2' 'BHP' 0.9 /
'DIACS_3' 'BHP' 1.4 /
/

DATES
1 'DEC' 2006 /
/
```

B3 Boremål PCSK_25 I K2

```
-- FIL: K1_K2_SCH_PCSK25.INC
-- BOREMÅL FOR BRØNN PCSK_25
-- BIDRAG FRA GRUPPE 4, GULLFAKSLANDSBYEN 2004

-- Denne gruppen som helhet tolkes som den intelligente brønnen.
GRUPTREE
'PCSK_25' 'FIELD' /
/

-- Pseudobrønn nummer en - komplettering av første sone.
WELSPECS
'DIACS_1' 'PCSK_25' 15 20 1* 'OIL' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

WELSPECS
'DIACS_2' 'PCSK_25' 15 20 1* 'OIL' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

WELSPECS
'DIACS_3' 'PCSK_25' 15 20 1* 'OIL' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

WELSPECS
'DIACS_4' 'PCSK_25' 15 20 1* 'OIL' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

-- Definerer perforeringer.
COMPDAT
'DIACS_1' 30 19 14 14 'OPEN' 2* 0.157 1* 1.0 1* 'Z' 1* /
'DIACS_2' 32 22 16 16 'OPEN' 2* 0.157 1* 1.0 1* 'Y' 1* /
'DIACS_3' 31 30 16 16 'OPEN' 2* 0.157 1* 1.0 1* 'Y' 1* /
'DIACS_4' 28 33 14 14 'OPEN' 2* 0.157 1* 1.0 1* 'Z' 1* /
/

-- Setter produksjonsparametere.
GCONPROD
'PCSK_25' 'LRAT' 2000 2* 5000 'RATE' /
/

WCONPROD
'DIACS_1' 'AUTO' 'GRUP' 5* 200.0 /
'DIACS_2' 'AUTO' 'GRUP' 5* 180.0 /
'DIACS_3' 'AUTO' 'GRUP' 5* 200.0 /
'DIACS_4' 'AUTO' 'GRUP' 5* 250.0 /
/

-- Minimal oljeproduksjon for brønnen er 75 Sm^3/dag, maksimalt
-- vannkutt er 0.95.
GECON
'PCSK_25' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
/

WCUTBACK
'DIACS_2' 0.95 3* 0.95 'LIQ' 2* 0.9 /
'DIACS_3' 0.93 3* 0.95 'LIQ' 2* 0.9 /
'DIACS_4' 0.93 3* 0.95 'LIQ' 2* 0.9 /
/

WTEST
'DIACS_1' 180 EPGC 1* /
'DIACS_2' 180 EPGC 1* /
'DIACS_3' 180 EPGC 1* /
'DIACS_4' 180 EPGC 1* /
```

B4 Boremål ICSK_13 i K1

```
-- FIL: K1_K2_SCH_ICSK_13.INC
-- BOREMÅL FOR ICSK_13 I K1

--CASE 2.3
--INJEKSJONSBRØNN I K1

--DEFINERER GRUPPE
GRUPTREE
'K1_INJ' 'FIELD' /
/

--BRØNN
WEL SPECS
'ICSK_13' 'K1_INJ' 15 34 1900 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

--KOMPLETTERING
COMP DAT
'ICSK_13' 17 44 2 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_13' 17 45 5 7 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

--SLUTT INJ K1
```

B5 Boremål ICSK_27 i K2

```
-- FIL: K1_K2_SCH_ICSK_27.INC
-- BOREMÅL FOR ICSK_27 I K2

-- CASE 2.1 / 2.3
-- INJEKSJONSBRØNN I K2

--DEFINERER GRUPPE
GRUPTREE
'K2_INJ' 'FIELD' /
/

--BRØNN
WEL SPECS
'ICSK_27' 'K2_INJ' 20 37 2050 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

--KOMPLETTERING
COMP DAT
'ICSK_27' 23 40 2 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 5 8 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 14 15 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 16 16 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

--SLUTT INJ K2
```

B6 Boremål i K1/K2 med sidesteg

```
-- FIL: K1_K2_SCH_ICSK_13_ICSK_27.INC
-- BOREMÅL FOR ICSK_27 OG ICSK_13 I K1/K2

-- CASE 2.2
--INJEKSJONSBRØNN I K1/K2 MED SIDESTEG

-- DEFINERER GRUPPE
GRUPTREE
'K1K2_INJ' 'FIELD' /
'K1'       'K1K2_INJ' /
'K2'       'K1K2_INJ' /
/

-- ICSK_13
WEL SPECS
'ICSK_13' 'K1' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

-- ICSK_27
WEL SPECS
'ICSK_27' 'K2' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

-- KOMPLETTERING AV K1
COMPDAT
'ICSK_13' 17 44 2 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_13' 17 45 5 7 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

-- KOMPLETTERING AV K2
COMPDAT
'ICSK_27' 23 40 2 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 5 8 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 14 15 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'ICSK_27' 23 40 16 17 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

-- GRUPPEKONTROLL
WCONINJE
'ICSK_13' 'WATER' 'OPEN' 'GRUP' /
'ICSK_27' 'WATER' 'OPEN' 'GRUP' /
/

--SLUTT INJ K1/K2
```

B7 Boremål med DIACS i K1/K2

```
-- FIL: K1_K2_SCH_DIACS_ICSK_13_ICSK_27.INC
-- BOREMÅL FOR ICSK_27 OG ICSK_13 I K1/K2 MED DIACS

-- CASE 3
-- INJEKSJONSBRØNN I K1/K2 MED DIACS

-- DEFINERER GRUPPE
GRUPTREE
'K1K2_INJ' 'FIELD' /
'K1' 'K1K2_INJ' /
'K2' 'K1K2_INJ' /
/

--HVER AV DIACSVENTILENE REGNES SOM EGEN BRØNN
--ICSK_27
WELSPECS
'DINJ1' 'K2' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
'DINJ2' 'K2' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
'DINJ4' 'K2' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

--ICSK_13
WELSPECS
'DINJ3' 'K1' 15 34 1* 'WATER' 1* 'STD' 'SHUT' 'YES' 1* 'SEG' 1* /
/

--KOMPLETTERING AV K1
COMPDAT
'DINJ3' 17 44 4 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

--KOMPLETTERING AV K2
COMPDAT
'DINJ1' 23 40 16 16 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'DINJ2' 23 40 14 14 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
'DINJ4' 23 40 4 4 'OPEN' 2* 0.157 3* 'Z' 1* /
/

--SETTER VENTILENE SKAL TRYKKJUSTERES
WCONINJE
'DINJ1' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2000 1* 500 /
'DINJ2' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2000 1* 500 /
'DINJ3' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2500 1* 450 /
'DINJ4' 'WATER' 'OPEN' 'BHP' 2000 1* 500 /
/

--SLUTT INJ K1K2 DIACS
```

B8 Case 1

```
-- FIL: K1_K2_SCH_CASE1.INC
-- TIDSFØRLØP, STYRING AV PCSK_25
-- DET SOM FØLGER ER TATT FRA CASE 2.2,
-- PROSJEKTGRUPPE 4, GULLFAKSLANDSBYEN 2004

-- INKLUDERER DEN OPPRINNELIGE HISTORIETILPASNINGEN
INCLUDE
'K1_K2_SCH.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2002-2004
INCLUDE
'K1_K2_SCH_AUG_2002_DES_2004.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2005-2006
INCLUDE
'K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC' /

DATES
1 'JAN' 2007 /
/

DATES
1 'JAN' 2008 /
/

WTMULT
'DIACS_3' 'BHP' 1.5 /
'DIACS_4' 'BHP' 1.5 /
/

DATES
1 'JUL' 2008 /
/

-- Stopper C-14 nå - workaround for å unngå at simuleringen stopper.
WELOPEN
'C-14' 'SHUT' /
/

GCONPROD
'PCSK_25' 'LRAT' 1500 2* 5000 'RATE' /
/

DATES
1 'JAN' 2015 /
/

WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4500 /
/

DATES
1 'JUL' 2016/
/

--FRA UCOM
WTMULT
'DIACS_1' 'BHP' 1.2 /
'DIACS_2' 'BHP' 1.2 /
/

DATES
1 'DEC' 2020 /
/
```

B9 Case 2.1

```
-- FIL: K1_K2_SCH_CASE_2.1
-- TIDSFORLØP, STYRING AV ICSK_27

-- INKLUDERER DEN OPPRINNELIGE HISTORIETILPASNINGEN
INCLUDE
'K1_K2_SCH.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2002-2004
INCLUDE
'K1_K2_SCH_AUG_2002_DES_2004.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2005-2006
INCLUDE
'K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC' /

-- START, CASE 2.2
DATES
1 'JAN' 2007 /
/

--SETTER INN BRØNN ICSK_27
INCLUDE
'K1_K2_SCH_ICSK_27.INC' /

--INITIAL INJEKSJONSRATE FOR ICSK_27
WCONINJE
'ICSK_27' 'WATER' 1* 'RATE' 6000 1* 450 1* 2 1* /
/

WCONPROD
'DIACS_3' 'AUTO' 'GRUP' 5* 200.0 /
'DIACS_4' 'AUTO' 'GRUP' 5* 230.0 /
/

WECON
'C-14' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
'C-24T2' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
/

WTEST
'C-14' 180 EPGC 1* /
'C-24T2' 180 EPGC 1* /
/

WCONPROD
'C-14' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
'C-24T2' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

DATES
1 'JAN' 2008 /
/

--SENKER RATEN PÅ C-4, FOR Å KOMPENSERE FOR ICSK_27
WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 8000 1* 400 1* 2 1* /
/

DATES
1 'JUL' 2008 /
/
```

```
GCONPROD
'PCSK_25' 'LRAT' 1500 2* 5000 'RATE' /
/
DATES
1 'JAN' 2015 /
/

WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4500 /
/

DATES
1 'JUL' 2016/
/

--FRA UCOM
WTMULT
'DIACS_1' 'BHP' 1.2 /
'DIACS_2' 'BHP' 1.2 /
/

DATES
1 'DEC' 2020 /
/

END
```

B10 Case 2.2

```
-- FIL: K1_K2_SCH_CASE_2.2
-- TIDSFORLØP, STYRING AV ICSK_27 OG ICSK_13 MED SIDESTEG

-- INKLUDERER DEN OPPRINNELIGE HISTORIETILPASNINGEN
INCLUDE
'K1_K2_SCH.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2002-2004
INCLUDE
'K1_K2_SCH_AUG_2002_DES_2004.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2005-2006
INCLUDE
'K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC' /

-- START, CASE 2.2
DATES
1 'JAN' 2007 /
/

-- SETTER INN BRØNN MED SIDESTEG
INCLUDE
'K1_K2_SCH_ICSK13_ICSK27.INC' /

--INJEKSJONSRATE FOR ICSK_13_27
GCONINJE
'K1K2_INJ' 'WATER' 'RATE' 7000 /
/

--AUTOMAGISK RATEREGULERING FOR SIDESTEG
--FORUTSETTER LIKT TRYKK I BEGGE BRØNNHULLENE.

--INITIALVERDIER
GCONINJE
'K1' 'WATER' 'FLD' 5* 0.5 'RATE' /
'K2' 'WATER' 'FLD' 5* 0.5 'RATE' /
/

--ACTION 1
--
-- INNTREFFER NÅR:
--   TRYKKET ER LAVERE I ICSK_27
--   ICSK_13 INJISERER MER VANN ENN ICSK_27
-- HANDLING:
--   ENDRER RATEFORHOLDET I ICSK_27 SITT FAVØR
ACTIONX
ACT1 10000 5 /
'WBHP' 'ICSK_13' > 'WBHP' 'ICSK_27' AND /
'WWIR' 'ICSK_13' > 'WWIR' 'ICSK_27' /
/
GCONINJE
'K1' 'WATER' 'FLD' 5* 0.4 'RATE' /
'K2' 'WATER' 'FLD' 5* 0.6 'RATE' /
/
ENDACTIO

--ACTION 2
--
-- INNTREFFER NÅR:
--   TRYKKET ER LAVERE I ICSK_27
--   ICSK_27 INJISERER ALLEREDET MER VANN ENN ICSK_13
-- HANDLING:
--   ØKER RATEFORHOLDET TIL ICSK_27
ACTIONX
```

```
ACT2 10000 5 /
'WBHP' 'ICSK_13' > 'WBHP' 'ICSK_27' AND /
'WWIR' 'ICSK_13' < 'WWIR' 'ICSK_27' /
/
GCONINJE
'K1' 'WATER' 'FLD' 5* 0.2 'RATE' /
'K2' 'WATER' 'FLD' 5* 0.8 'RATE' /
/
ENDACTIO

--ACTION 3
--
-- INNTREFFER NÅR:
-- TRYKKET ER LAVERE I ICSK_13
-- ICSK_27 INJISERER MER VANN ENN ICSK_13
-- HANDLING:
-- ENDRE RATEFORHOLDET I ICSK_13 SITT FAVØR
ACTIONX
ACT3 10000 5 /
'WBHP' 'ICSK_13' < 'WBHP' 'ICSK_27' AND /
'WWIR' 'ICSK_13' < 'WWIR' 'ICSK_27' /
/
GCONINJE
'K1' 'WATER' 'FLD' 5* 0.6 'RATE' /
'K2' 'WATER' 'FLD' 5* 0.4 'RATE' /
/
ENDACTIO

--ACTION 4
--
-- INNTREFFER NÅR:
-- TRYKKET ER LAVERE I ICSK_13
-- ICSK_13 INJISERER ALLEREDET MER VANN ENN ICSK_27
-- HANDLING:
-- ØKER RATEFORHOLDET TIL FORDEL FOR ICSK_13
ACTIONX
ACT4 10000 5 /
'WBHP' 'ICSK_13' < 'WBHP' 'ICSK_27' AND /
'WWIR' 'ICSK_13' > 'WWIR' 'ICSK_27' /
/
GCONINJE
'K1' 'WATER' 'FLD' 5* 0.8 'RATE' /
'K2' 'WATER' 'FLD' 5* 0.2 'RATE' /
/
ENDACTIO

--AUTOMAGISK RATEREGULERING FOR K1K2_INJ

--ACTION 5
--
-- INNTREFFER NÅR:
-- TRYKKET I EN AV BRØNNENE ER FOR LAVT
-- HANDLING:
-- INJEKSJONSRATEN TIL K1K2_INJ ØKES.
ACTIONW
ACT5 'ICSK_*' 'WBHP' < 350 10000/
--ØKER RATEN MED 10%
GTMULT
'K1K2_INJ' 'WINJ' 1.1 /
/
ENDACTIO

--AUTOMAGISK TRYKKREGULERING FOR K1K2_INJ

--ACTION 6
--
```

```
-- INNTREFFER NÅR:
--   TRYKKET I EN AV BRØNNENE ER FOR HØYT
-- HANDLING:
--   INJEKSJONSRATEN TIL K1K2_INJ SENKES.
ACTIONW
  ACT6 'ICSK_*' 'WBHP' > 450 10000 /
--SENKER RATEN MED 10%
GTMULT
  'K1K2_INJ' 'WINJ' 0.9 /
/
ENDACTIO

--ACTION 7
--
-- INNTREFFER NÅR:
--   INJEKSJONSRATEN I EN AV BRØNNENE ER FOR LAV
-- HANDLING:
--   BRØNNEN STENGES
ACTIONW
  ACT7 'K1K2_INJ' 'GWIR' < 1000 10000 /
--STENGER BRØNNEN
GCONINJE
  'K1K2_INJ' 'WATER' 'RATE' 0 /
/
ENDACTIO

WCONPROD
  'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WECON
  'C-14' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
  'C-24T2' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
/

WTEST
  'C-14' 180 EPGC 1* /
  'C-24T2' 180 EPGC 1* /
/

WCONPROD
  'C-14' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
  'C-24T2' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
  'DIACS_3' 'AUTO' 'GRUP' 5* 200.0 /
  'DIACS_4' 'AUTO' 'GRUP' 5* 230.0 /
/

DATES
1 'JAN' 2008 /
/

WTMULT
  'DIACS_3' 'BHP' 1.5 /
  'DIACS_4' 'BHP' 1.5 /
/

WCONINJE
  'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 8000 1* 400 1* 2 1* /
/

DATES
```

```
1 'JUL' 2008 /  
/  
  
GCONPROD  
'PCSK_25' 'LRAT' 1500 2* 5000 'RATE' /  
/  
  
DATES  
1 'JUL' 2010 /  
/  
  
WCONPROD  
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 250 /  
/  
  
DATES  
1 'JAN' 2015 /  
/  
  
WCONINJE  
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4500 /  
/  
  
GCONINJE  
'K1K2_INJ' 'WATER' 'RATE' 4000 /  
/  
  
DATES  
1 'JUL' 2016/  
/  
  
--FRA UCOM  
WTMULT  
'DIACS_1' 'BHP' 1.2 /  
'DIACS_2' 'BHP' 1.2 /  
/  
  
DATES  
1 'DEC' 2019 /  
/  
  
END
```

B11 Case 2.3

```
-- FIL: K1_K2_SCH_CASE_2.3
-- TIDSFORLØP, STYRING AV ICSK_13 OG ICSK_27 SOM SEPARATE BRØNNER

-- INKLUDERER DEN OPPRINNELIGE HISTORIETILPASNINGEN
INCLUDE
'K1_K2_SCH.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2002-2004
INCLUDE
'K1_K2_SCH_AUG_2002_DES_2004.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2005-2006
INCLUDE
'K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC' /

-- START, CASE 2.1
DATES
1 'JAN' 2007 /
/

--SETTER INN BRØNN ICSK_13
INCLUDE
'K1_K2_SCH_ICSK_13.INC' /

--INITIAL INJEKSJONSRATE FOR ICSK_13
WCONINJE
'ICSK_13' 'WATER' 1* 'BHP' 3000 1* 400 /
/

--SETTER INN BRØNN ICSK_27
INCLUDE
'K1_K2_SCH_ICSK_27.INC' /

--INITIAL INJEKSJONSRATE FOR ICSK_27
WCONINJE
'ICSK_27' 'WATER' 1* 'RATE' 6000 1* 450 1* 2 1* /
/

--ØKER BRØNNHULLSTRYKKET TIL C-20A
WCONPROD
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

--JUSTERER BRØNNER I K2
WECON
'C-14' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
'C-24T2' 75 1* 0.95 2* 'CON' /
/

WTEST
'C-14' 180 EPGC 1* /
'C-24T2' 180 EPGC 1* /
/

WCONPROD
'C-14' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
'C-24T2' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

DATES
1 'JAN' 2008 /
```

```
/
WTMULT
'DIACS_3' 'BHP' 1.5 /
'DIACS_4' 'BHP' 1.5 /
/

--SENKER RATEN PÅ C-4, FOR Å KOMPENSERE FOR ICSK_27
WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 8000 1* 400 1* 2 1* /
/

DATES
1 'JUL' 2008 /
/

GCONPROD
'PCSK_25' 'LRAT' 1500 2* 5000 'RATE' /
/

DATES
1 'AUG' 2008 /
/

--INJEKSJONSRATE FOR ICSK_13, SENKES
WCONINJE
'ICSK_13' 'WATER' 1* 'BHP' 2000 1* 400 /
/

DATES
1 'DEC' 2009 /
/

WCONPROD
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

--INJEKSJONSRATE FOR ICSK_13, SENKES
WCONINJE
'ICSK_13' 'WATER' 1* 'RATE' 1000 1* /
/

DATES
1 'JUL' 2010 /
/

--INJEKSJONSRATE FOR ICSK_13, ØKES
WCONINJE
'ICSK_13' 'WATER' 1* 'RATE' 2000 1* 500 /
/

WCONPROD
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 250 /
/

DATES
1 'JAN' 2015 /
/

WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4500 /
/

DATES
1 'JUL' 2016/
/

--FRA UCOM
```

```
WTMULT
'DIACS_1' 'BHP' 1.2 /
'DIACS_2' 'BHP' 1.2 /
/

DATES
1 'DEC' 2019 /
/

END
```

B12 Case 3

```
-- FIL: K1_K2_SCH_CASE_3
-- TIDSFORLØP, STYRING AV ICSK_27 OG ICSK_13 MED DIACS

-- INKLUDERER DEN OPPRINNELIGE HISTORIETILPASNINGEN
INCLUDE
'K1_K2_SCH.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2002-2004
INCLUDE
'K1_K2_SCH_AUG_2002_DES_2004.INC' /

-- INKLUDERER HISTORIE 2005-2006
INCLUDE
'K1_K2_SCH_JAN2005_DES2006.INC' /

-- START, CASE 2.2
DATES
1 'JAN' 2007 /
/

INCLUDE
'K1_K2_SCH_DIACS_ICSK13_ICSK27.INC' /

WCONPROD
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WTEST
'C-14' 360 EPGC 1* /
'C-24T2' 360 EPGC 1* /
'C-20A' 360 EPGC 1* /
/

WCONPROD
'C-14' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
'C-24T2' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /
/

WCONPROD
'DIACS_3' 'AUTO' 'GRUP' 5* 200.0 /
'DIACS_4' 'AUTO' 'GRUP' 5* 230.0 /
/

DATES
1 'JAN' 2008 /
/

WTMULT
'DIACS_3' 'BHP' 1.5 /
'DIACS_4' 'BHP' 1.5 /
/

WCONINJE
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 8000 1* 400 1* 2 1* /
/

DATES
1 'JUL' 2008 /
/

GCONPROD
```

```
'PCSK_25' 'LRAT' 1500 2* 5000 'RATE' /  
/  
DATES  
1 'DEC' 2009 /  
/  
WCONPROD  
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 200 /  
/  
DATES  
1 'JUL' 2010 /  
/  
WCONPROD  
'C-20A' 'OPEN' 'LRAT' 3* 5000 1* 250 /  
/  
DATES  
1 'JAN' 2015 /  
/  
WCONINJE  
'C-4' 'WATER' 1* 'RATE' 4500 /  
/  
GCONINJE  
'K1K2_INJ' 'WATER' 'RATE' 4000 /  
/  
DATES  
1 'JUL' 2016/  
/  
--FRA UCOM  
WTMULT  
'DIACS_1' 'BHP' 1.2 /  
'DIACS_2' 'BHP' 1.2 /  
/  
DATES  
1 'DEC' 2020 /  
/  
END
```