

Fagrapport

Gullfaks gruppe 4

Oddbjørn Rekaa Nilssen
Åse-Lill Fossan
Kent Aspnes
Kevin Thomassen
Kim Anja Grimsrud

10. mai 2006

Forord

Denne rapporten er en eksamensbesvarelse i faget TPG 4851 Eksperter i Team (EiT) ved NTNU våren 2006. Rapporten teller 60 % av vurderingsgrunnlaget i faget, resterende 40 % av vurderingsgrunnlaget i faget består av en prosess-rapport. EiT er et tverrfaglig emne som er obligatorisk for sivilingeniør- og masterstudenter ved NTNU. EiT er organisert ved om lag 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.

Gullfakslandsbyen er et samarbeid mellom NTNU og Statoil og tar for seg ulike problemstillinger rundt Gullfaksfeltet i Nordsjøen. Vår gruppe har valgt å se på muligheten for å finne olje i I5B-segmentet, beregne størrelsen på eventuelle reservoarer, og tilslutt se på hvordan en eventuell brønnbane kan legges. Våre vurderinger er basert på seismiske undersøkelser i dette området, samt erfaring fra andre segmenter på Gullfaks.

Vår gruppe består av 5 studenter med tildels veldig ulik bakgrunn. Kevin Thomassen går master i geologi, Kent Aspnes går siv.ing. petroleumsteknologi, Oddbjørn Nilssen går siv.ing. energi og prosessteknikk, Kim Anja Grimsrud går siv.ing fysikk og matematikk og Åse-Lill Fossan går siv.ing. kjemi.

Vi vil rette en stor takk til landsbyhøvding Jon Kleppe og Jan Ivar Jensen, samt til våre veiledere i Bergen, Kjetil Festervoll, Anne Mette Irgens og Knut Inge Brendeland for hjelp og støtte.

Fagrapporten er skrevet av Kim Anja Grimsrud, Kevin Thomassen, Kent Aspenes, Åse-Lill Fossan og Oddbjørn Nilssen.

Trondheim, 10. mai 2006

Sammendrag

Gullfaks i Nordsjøen er nå i haleproduksjonen, og har så langt produsert over 91 % av de utvinnbare ressursene. Statoil leter etter nye oljefunn for å kunne forlenge produksjonstiden. I denne prosjektoppgaven er seismiske data fra I5B-segmentet på Gullfaks tolket for å undersøke muligheten for å finne aktuelle reservoar.

Det er foretatt tolkninger av de seismiske data for å finne omtrentlig størrelse på reservoaret. Som følge av usikkerheten i observasjonene er det kommet fram til fire ulike, teoretiske reservoarvolum med hver sin sannsynlighet. Det er gjort beregninger av en eventuell brønnbane for å finne lengde og pris på denne. Det er videre gjort en riskanalyse for å belyse de viktigste usikkerhetsmomentene og for å finne sjansen for at en eventuell prøveboring vil lykkes (ut i fra Statoils krav til utviklingskostnader). Det er i tillegg gjort en økonomisk analyse av et eventuelt brønnprosjekt i GeoX. Både riskanalysen og GeoX viser at kostnadene forbundet med boring av produksjonsbrønn vil bli for høye i forhold til mengden hydrokarboner til at det vil lønne seg. Her vil imidlertid oljeprisen spille en stor rolle og dersom denne vil holde seg høy nok over lengre tid kan tallene komme til å se annerledes ut.

Innhold

1	Innledning	3
1.1	Oppgavebeskrivelse	3
1.2	Oppbygging av rapporten	3
2	Generelt om Gullfaks og I5B-segmentet	5
2.1	Gullfaks	5
2.1.1	Regional geologi	5
2.1.2	Strukturgeologi	6
2.2	I5B segmentet	7
3	Seismisk tolkning og beregning av volum	11
3.1	AVO	11
3.2	Tolkning	13
3.2.1	Tolkning av AVO-respons	15
3.3	Volum	18
3.3.1	Feil i seismiske data	22
4	Beregning av brønnbane	23
4.1	Framgangsmåte	23
4.1.1	Antakelser før vi starter opp	23
4.1.2	Koordinater Start - Mål	24
4.1.3	Inne i reservoaret - finne treffpunkt på reservoaret	24
4.1.4	Brønnbane fra plattform til reservoar	25
4.1.5	Kostnad	26
5	Risikanalyse	29
5.1	Reservoar	29
5.2	Felle	31
5.2.1	Segl	31
5.3	Hydrokarboner	32
5.3.1	Kilde	32
5.3.2	Migrasjon	32
5.3.3	Retensjon	33
5.4	Tallfesting av sannsynligheter	33

6	Risikanalyse med GeoX	37
6.1	Introduksjon	37
6.2	Inputparameter	37
6.2.1	Volumparametere	37
6.2.2	Risk	38
6.2.3	Økonomisk analyse	40
6.3	Resultater	41
6.3.1	Scenario 1 - 25 USD/bbl og skatt	42
6.3.2	Scenario 2 - 25 USD/bbl og uten skatt	45
6.3.3	Scenario 3 - 60 USD/bbl og skatt	48
7	Økonomiske vurderinger	51
8	Konklusjon	53
A	Volumberegning	55
A.1	Utrekninger til areal og volum av maksimal reservoarstørrelse . .	55
A.2	Utrekninger til areal og volum av minimum reservoarstørrelse . .	57
B	Brønnbaneutregninger	59
B.1	Utrekninger til brønnbane	59
B.1.1	Antakelser før vi starter opp	59
B.1.2	Koordinater Start - Mål	59
B.1.3	Inne i reservoaret - finne treffpunkt på reservoaret	60
B.1.4	Brønnbane fra plattform til reservoar	62
B.1.5	Total lengde, brønnbane	64
C	Beregning av HC-volum	65
D	Input parametere til GeoX	67
D.1	Midlet verdier for porøsiteten	67
D.2	Midlet verdi for N/G	68
D.3	Midlet verdi for HC-metning	68
D.4	Utvinningsgrad	68
E	Skjermbilder fra GeoX-analyse	69

Kapittel 1

Innledning

Denne rapporten beskriver valgt oppgave og resultater for gruppe 4 ved Gullfakslandsbyen 2006. Vi har i denne oppgaven sett på muligheter for å utvinne olje fra I5B segmentet. Dette segmentet er en del av Gullfaksfeltet som ligger i Tampenområdet i Vikinggraben. Det er tidligere ikke gjort noen leteboringer her, men resultater fra seismiske undersøkelser kan tyde på forekomster av olje.

1.1 Oppgavebeskrivelse

Etter forslag fra Statoil har vi har valgt en oppgave med tittelen ”I5B segmentet - Prospektevaluering og vurdering av dreneringsstrategi”. Denne oppgaven er basert på temaet for landsby nummer 2, Gullfakslandsbyen, “Hvordan få 10 % mer olje ut av Gullfaksfeltet?”.

Vi har beskrevet oppgaven vår slik:

Vi ønsker å tolke seismiske data fra I5B-segmentet for å se om vi kan finne aktuelle reservoarer. Deretter ønsker vi å beregne omtrentlig størrelsen på disse reservoarene, se på hvordan en eventuell brønnbane kan legges, og deretter foreta en riskanalyse for I5B-segmentet. Vi ønsker til slutt å komme med en konklusjon om hvorvidt det er økonomisk forsvarlig å utforske feltet videre med leteboring.

1.2 Oppbygging av rapporten

Rapporten er i hovedsak delt i 4 deler. Første del beskriver resultater fra seismisk tolkning av I5B hvor reservoaret og fellen defineres. Deretter vil vi beregne en mulig brønnbane for å nå ned til reservoaret i I5B, og foreta en kostnadsberegning på brønnen. Videre følger en riskanalyse for å forsøke å klargjøre og om mulig tallfeste de ulike usikkerhetsmomentene. En riskanalyse samt en økonomisk betraktning er også foretatt ved bruk av programmet GeoX [8], og dette er benyttet for å kunne si noe om lønnsomheten i en eventuell prøveboring. Det er lagt stor vekt på denne delen av oppgaven.

Bakerst i denne rapporten finnes en bibliografiliste. Vi vil referere til bibliografien der informasjon er hentet fra ulike kilder.

Kapittel 2

Generelt om Gullfaks og I5B-segmentet

2.1 Gullfaks

Gullfaks-feltet ble oppdaget i 1978 og ligger i den nordlige delen av Nordsjøen i blokk 34/10. Produksjonen startet i 1986 og en regner med at utvinnbare olje-reserver er 354,6 mill Sm³. Per februar 2006 er det produsert over 91 % av de reservene som hittil er satt i produksjon, og Gullfaks er nå i haleproduksjonen [2].

Feltet er bygget ut med 3 betongplattformer. Gullfaks A- og C-plattformene er begge fullt integrerte plattformer. Olje og gass fra Gullfaks B må overføres til A- eller C-plattformen for videre behandling og lagring. Stabilisert olje lagres på Gullfaks A og C, og blir deretter lastet til skip via lastebøyer. Gassen blir transportert i rørledning for behandling på gassanlegget på Kårstø i Rogaland. Derfra går gassen til eksport [1].

På Gullfaksområdet finner vi også de tre satellittfeltene Gullfaks Sør, Rimfaks og Gullveig er bygd ut med havbunnsrammer som blir fjernoperert fra Gullfaks A- og C-plattformene. Oljen i Gullfaksfeltet kommer fra kildebergarter øst for feltet [1].

2.1.1 Regional geologi

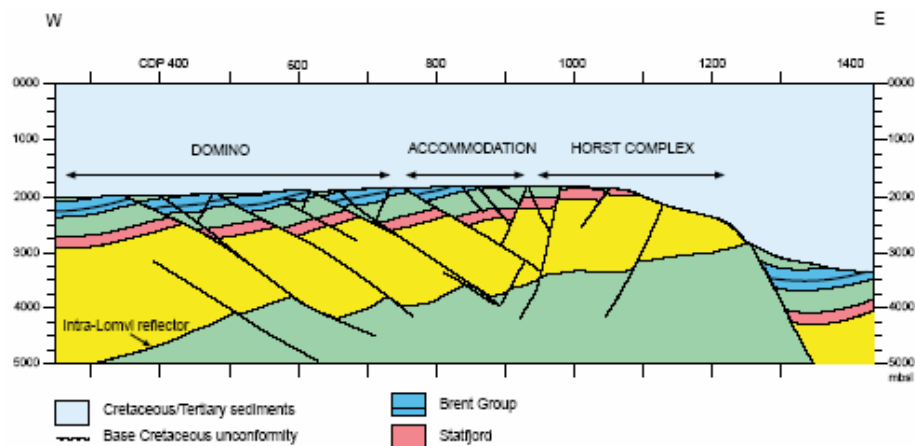
Etter den kontinentale riftingen i Vikinggraben-området i Nordsjøen fra sen perm til tidlig trias, fant sedimentasjonen gjennom trias og tidligste jura sted i en intrakontinental setting. Dette ga sekvenser på omtrent 2-5 km av alluviale post-rift avsetninger, over roterte forkastningsblokker og klastiske utkilinger fra syn-rift fasen. I Nordsjøen er store deler av stratigrafien i nedre jura representert ved en erosjonshiatus, 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 prograde-ring av Brent-deltaet mot den regionale havnivåstigningen. Dette reflekterer sannsynligvis den økte erosjonen som fant sted etter oppløftingen av den sen-

trale Nordsjøen, og oppløft og erosjon av det nærliggende Shetlandsområdet og fastlands-Norge [1].

Det er hovedsakelig Draupneformasjonen, inneholdende Kimmeridgeleira, som er kilden til oljen man finner på Gullfaksfeltet. Kimmeridgeleira, ofte kalt “Hot shale” er fra øvre jura og ligger dermed stratigrafisk over Cookformasjonen [1].

2.1.2 Struktureologi

Gullfaksfeltet ligger like ved hovedaksen i Vikinggraben 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 opptre 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.



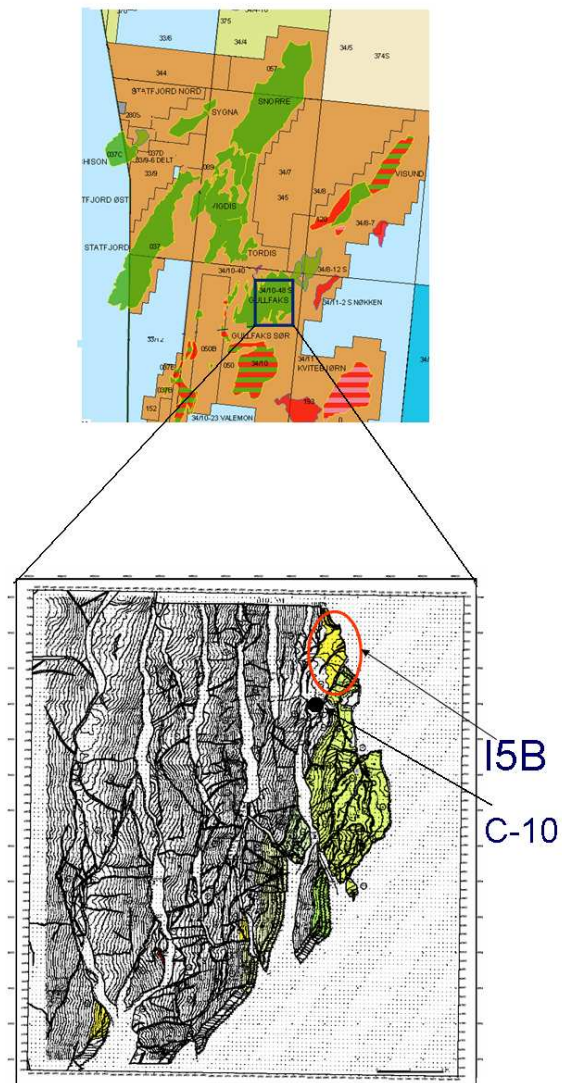
Figur 2.1: Her ser vi dominosystemet til venstre, horstkomplekset til høyre, Og en kompleks tilpasningssone mellom disse [3].

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 [1].

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 [1].

2.2 I5B segmentent

I5B-segmentet ligger nordøst i gullfaksfeltet slik figur 2.2 viser, og ligger i horstkomplekset som vi ser til høyre i figur 2.1. Det er ikke gjort noen prøveboringer i dette segmentet, den nærmeste brønnen som er boret er C-10 [1].

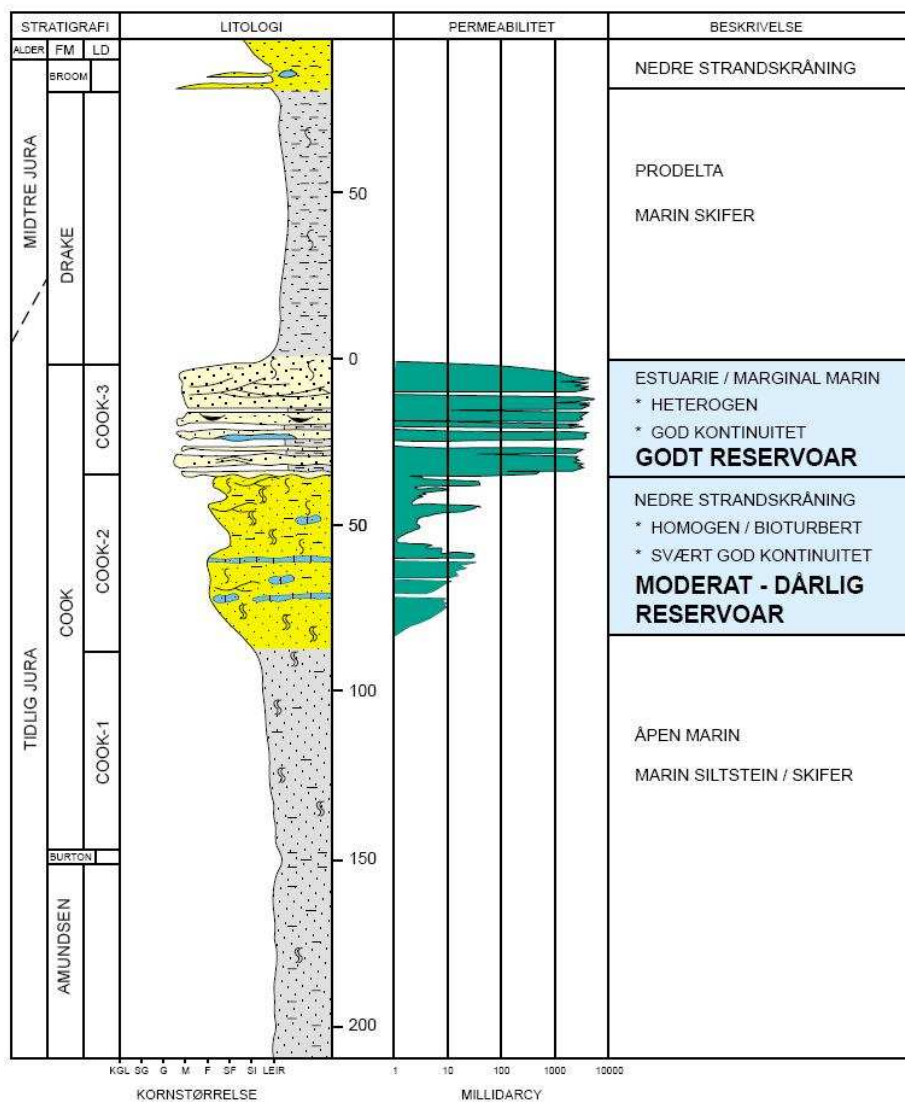


Figur 2.2: Her ser vi et strukturelt dybdekart over den østlige delen Gullfaksområdet som viser plasseringen av I5B [3].

Cookformasjonen er den mest lovende reservoarbergarten for I5B-segmentet, og de ulike lagene kan beskrives slik [3]:

- Cook-1 er slamstein og linser med finkornet sandsteiner og slitsteiner avsatt i sokkelmiljø, og har ikke reservoarpotensiale.
- Cook-2 er avsatt i brede faciesbelter tilsvarende marint sokkelmiljø og nedre strandskråning. Det er ca 55 meter tykt i I5B. Dette laget er homogent/biotubert og har svært god kontinuitet og er et moderat til dårlig reservoar.
- Cook-3 er kystmarint miljø, tolket som tidevannsdominert delta. Tykkelsen på Cook-3 er omtrent 10 meter i I5B (men tykkelsen kan være mindre, da Cook-3 tynnes ut mot øst). Dette reservoaret er heterogent, men det har god kontinuitet, permeabilitet og porøsitet, og er dermed et godt reservoar [3].

Figur 2.3 viser reservoaregenskapene i de ulike lagene.



Figur 2.3: Figuren viser reservoaregenskapene til Cookformasjonen i blokk 34/10 på Gullfaksfeltet. Cook-3 er heterogen og har god kontinuitet og er regnet for å være et godt reservoar. Cook-2 er homogen og har svært god kontinuitet og er et moderat til dårlig reservoar [3].

Kapittel 3

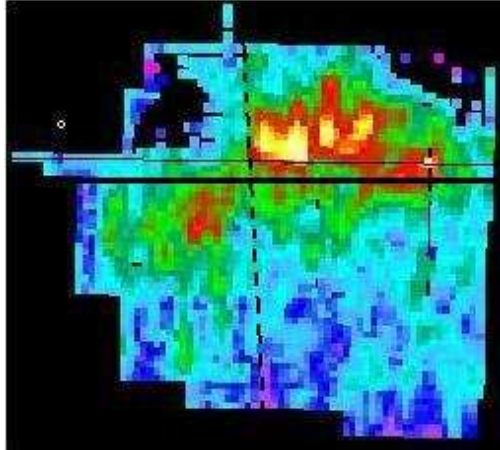
Seismisk tolkning og beregning av volum

3.1 AVO

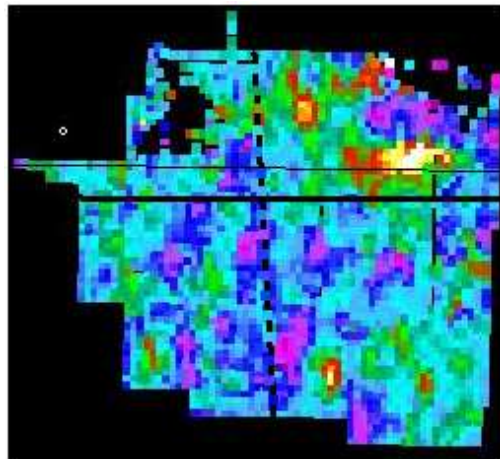
Oljeselskapene mottar ferdig prosessert 3D-seismikk fra kontraktørselskapene. I tillegg til en fullstackkube er det er nokså vanlig å levere såkalte offset-kuber. (Offset er det samme som kilde-mottaker avstand, mens stacking betyr trase-summing). Offset-kubene genereres ved å summere registreringer fra deler av hydrofonkabelen, mens fullstacken fremkommer ved å summere alle registreringene. På Gullfaks har man nær-, midt-, og fjerntrasekuber. Amplituden til den seismiske refleksjonen vil variere med refleksjonsvinkelen. Refleksjoner med liten vinkel vil registreres på nærtrasene, mens seismisk energi som er reflektert fra grenseflaten med en høyere vinkel vil registreres på fjerntrasene. Ved å studere nær-, og fjerntrasekuber vil man derfor kunne si noe om amplitudens variasjon som funksjon av innfalls- og refleksjonsvinkel, eller offset. Man snakker gjerne om AVO, Amplitude Versus Offset. Årsaken til at I5B-segmentet er et interessant prospekt er den sterke AVO-responsen, med økende amplitude på fjerntrasene relativt til nærtrasene. Alle skifer-sandstein overganger vil i varierende grad vise en tilsvarende AVO-respons. En slik AVO-respons er altså en sandindikator. Vi deler gjerne de forskjellige AVO-responsene inn i klasser avhengig av amplitudeutviklingen fra nærtraser til fjerntraser:

- Klasse 1: Sterk positiv respons på nærtrasene som avtar på fjerntrasene.
- Klasse 2: Null respons på nærtrase og økende negativ respons på midt og fjerntrase.
- Klasse 2p: Nærtraserrespons er svakt positiv, men fjerntraserresponsen er negativ (endrer fase fra fjern til nær).
- Klasse 3: Negativ respons på nærtrasene som blir mer negativ på fjerntrasene.
- Klasse 4: Nærtrase viser negativ respons som blir litt *mindre* negativ på fjerntrasene.

På Gullfaks er det normalt å ha en klasse 3 AVO i forbindelse med oljefylt reservoar. I tilfeller med vann i stedet for olje vil den totale seismiske responsen være svakere og man vil kanskje observere en AVO klasse 2. Den seismiske fluidresponsen vil uansett være tydeligst på fullstacken. På AVO-responsen fra I5B-segmentet ser vi at vi har en negativ respons på nærtrasene som øker i negativ amplitude på fjerntasene. AVO-responsen i I5B-segmentet kan derfor sies å være av klasse 3. Se figur 3.1 og 3.2.



Figur 3.1: Amplitudekart som viser amplitudestyrken på topp Cook horisonten i fjerntasene. Vi ser at amplitudestyrken er høyere på fjerntasene enn på nærtrasene i figuren under.

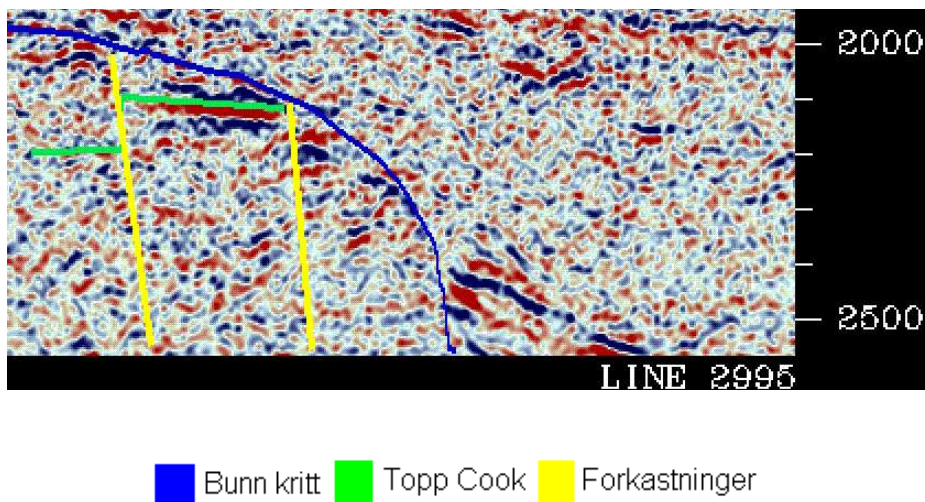


Figur 3.2: Amplitudekart over topp Cook i nærtrasene

Det at vi observerer en flat reflektor sammen med en AVO klasse 3 taler sterkt for at vi her snakker om et hydrokarbonfylt reservoar.

3.2 Tolkning

Våre tolkninger av seismikken er gjort med Statoils foreløpige prospekt som utgangspunkt med tanke på omtrentlig reservoarbeliggenhet og dybde. Data-settet er samlet inn i 1999 og de fleste tolkninger er gjort i fjerntresen for så å bli eksportert over på fullstacken. Dette er på grunn av at nærtrasedataene er veldig uklare, mens fjerntresen er mye bedre til å vise forkastninger og reservoar på grunn av AVO-effekten.

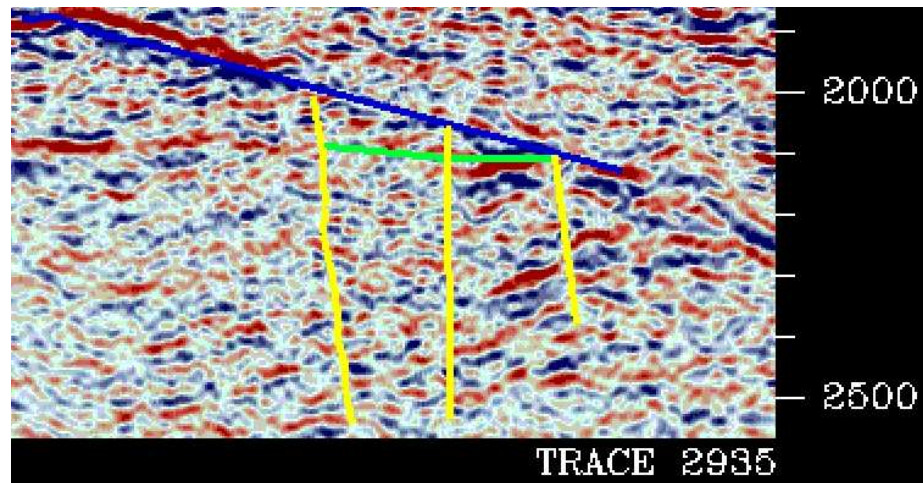


Figur 3.3: Linje 2995

Her på Linje 2995, se figur 3.3, som går midt over segmentet i vest-øst retning, har vi tolket en klar Horst lignende struktur over hele segmentet med to antatt forseglende forkastninger på begge sidene. Spranget i forkastningen er stor slik at lagene blir offset og vi ser stor mulighet for leirsmurning på forkastningsplanet. Nøyaktig plassering av forkastningene er ikke mulig på grunn av uklar seismikk, men vi får likevel en god nok indikator til å kunne gjøre volum beregninger. Vi ser også en mulighet for en liten forkastning internt i horststrukturen, noe som kan forklare den amputerte seismiske reflektoren. Basert på denne lille forkastningen har vi to muligheter for reservoarvolum i vest-øst retning, samt to muligheter i nord-sør retning. Dette vil bli diskutert nøyere i avsnitt 3.3.

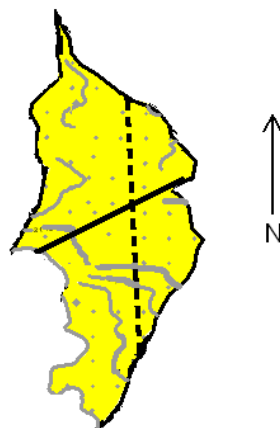
Trace 2935, se figur 3.4, viser midten av reservoaret i nord-sør retning. Her ser vi segmentet som er avgrenset av to forkastninger med en forkastning som deler segmentet i to, noe som gir to muligheter for reservoarvolum også i nord-sør retning. Her som i vest-øst retning ser vi kun AVO-respons i den ene delen, men dette er mest sannsynlig uklarheter i seismikken på grunn av støy. Den indre forkastningen er uklar og sannsynligvis ikke forseglende uansett på grunn av sand-sand kontakt i forkastningen.

Oversiktskartet viser hvordan vi ser for oss reservoaret ovenfra.



■ Bunn kritt ■ Topp Cook ■ Forkastninger

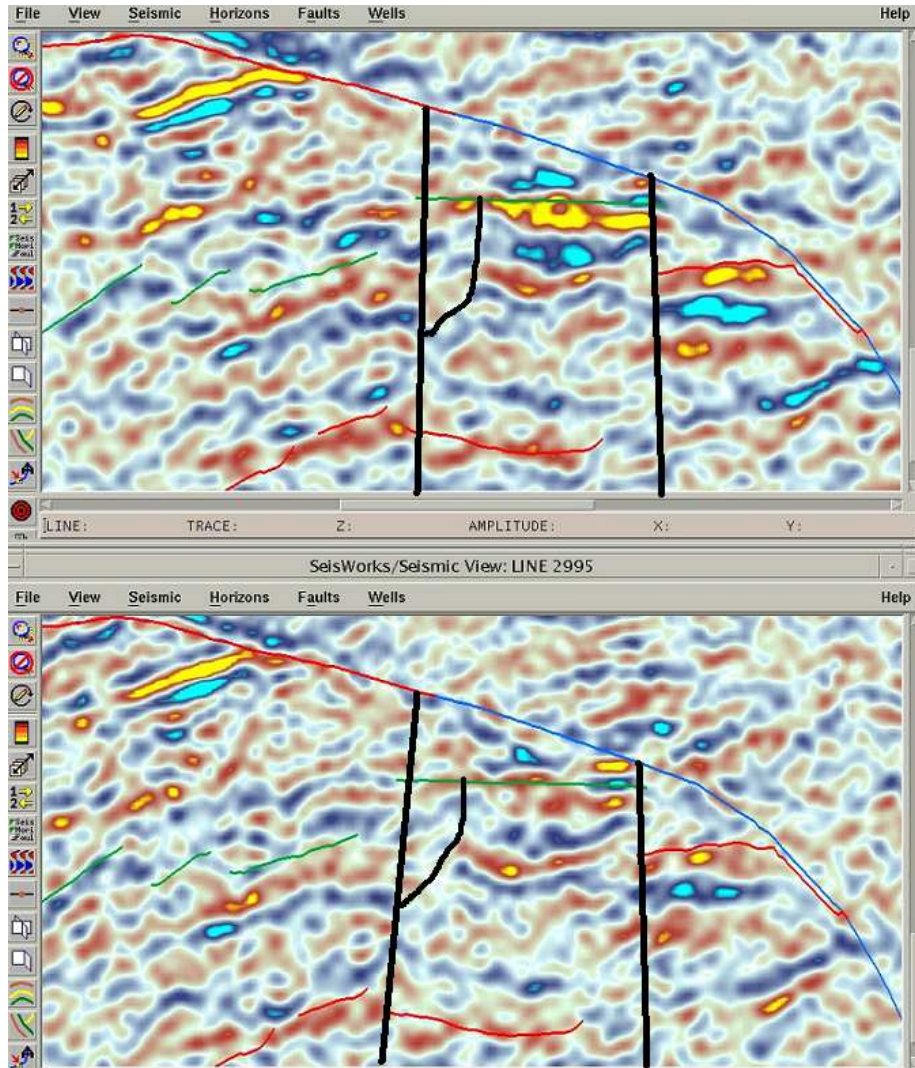
Figur 3.4: Trace 2935



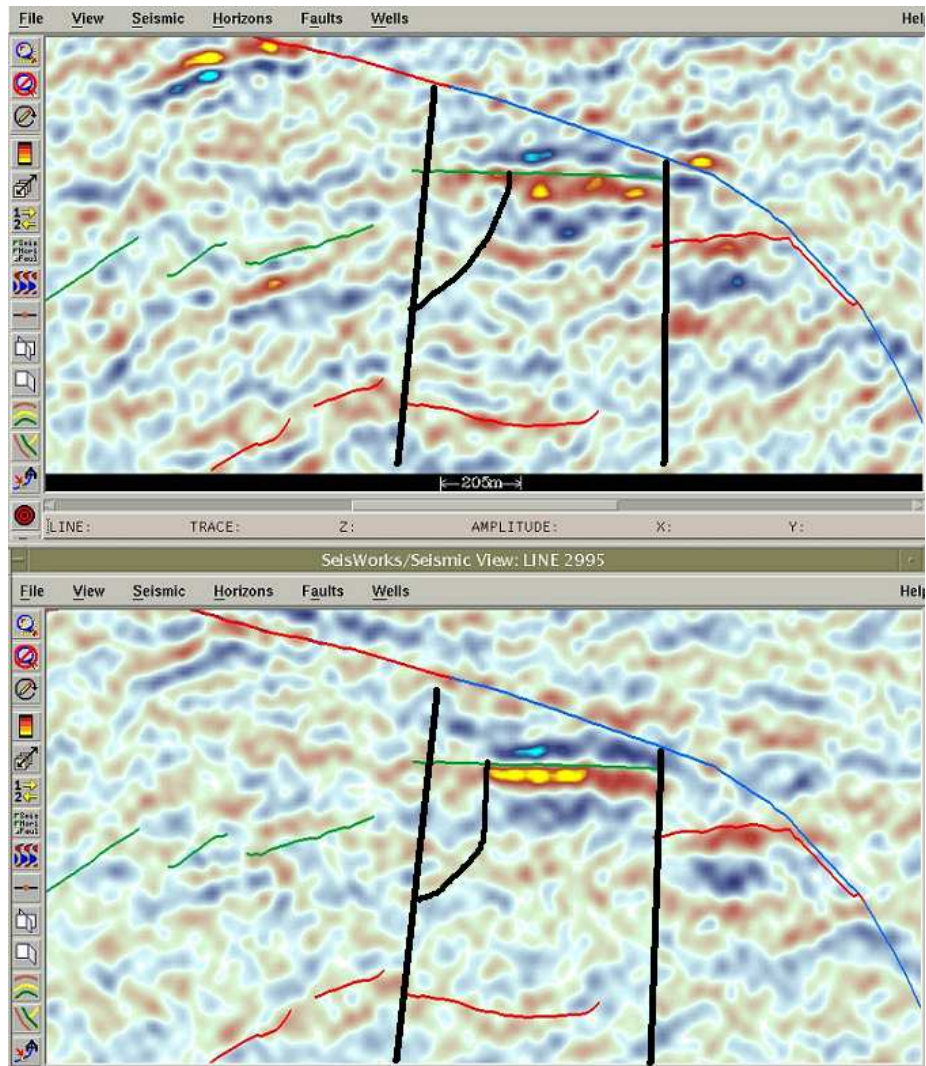
Figur 3.5: Dette kartet viser reservoaret sett ovenfra slik vi forestiller oss det. Plasseringen av de interne forkastningene er omtrentlige, og den nord-østlige forkastningen i denne figuren er usikker.

3.2.1 Tolkning av AVO-respons

Seismisk data fra linje 2995, i I5B segmentet vises i følgende figurer:



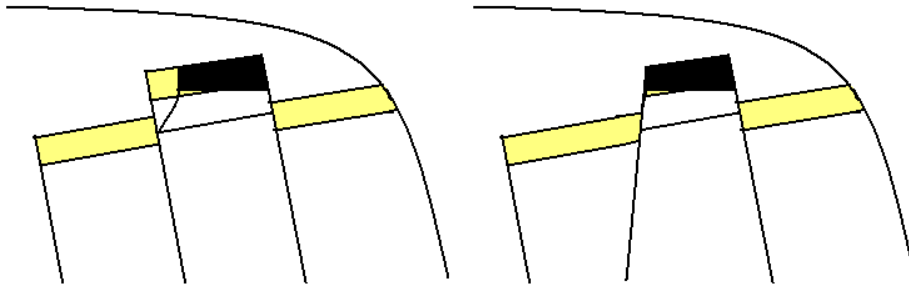
Figur 3.6: Tolkning av trasedata, fullstack øverst, nærtrase nederst. Man kan se at amplituden på topp reservoar er mye sterkere på fullstacken enn på nærtrase, og dette skyldes bidraget fra fjernoffset i fullstacken.



Figur 3.7: Tolkning av trasedata, midttrase øverst, fjerntrase nederst. Man kan også her se at amplituden øker i styrke fra midt- til fjerntrase.

Ut ifra disse seismiske offset trasene tolker vi 2 mulige, ulike scenarioer:

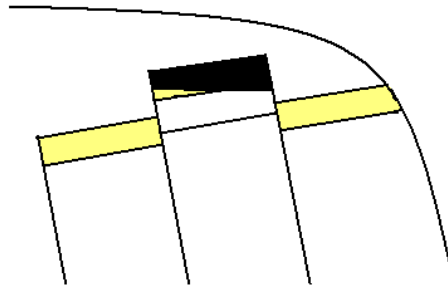
1. Forkastning som sperrer for olje



Figur 3.8: Forkastning inne i reservoaret som sperrer for olje.

Dip i nærtrase antyder en liten forkastning inne i fellen, med et annet fall enn resten. Men det ville antageligvis vært kontakt mellom sandene på grunn av for lite sprang i forkastningen, og det vil igjen antageligvis føre til migrasjon gjennom den interne forkastningen. En annen mulighet kan være at den store har lavere fallvinkel enn det vi har tolket den som. Men seismikken favoriserer ikke dette. Dette er uansett en mulig forklaring på hvorfor den sterke seismiske refleksjonen ikke er representert i hele reservoaret.

2. Feil i data, greier ikke å plukke opp nok signal på grunn av mange små forkastninger



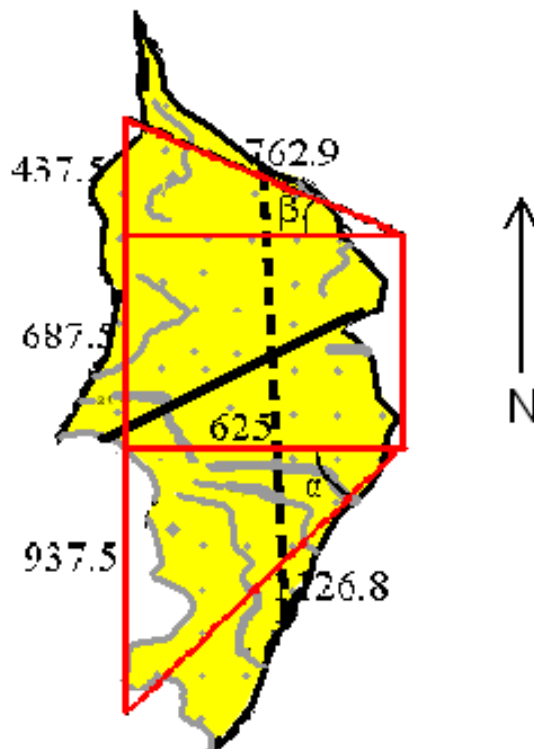
Figur 3.9: Feil i data

Midt- og fulltrase antyder at oljen går lengre mot vest enn det ser ut til på fjertrase, kraftige amplituder fra bare deler av fjertrase kan tyde på at noe hindrer signal fra området lengst vest. Dette kan for eksempel være mange små forkastninger og uregelmessigheter.

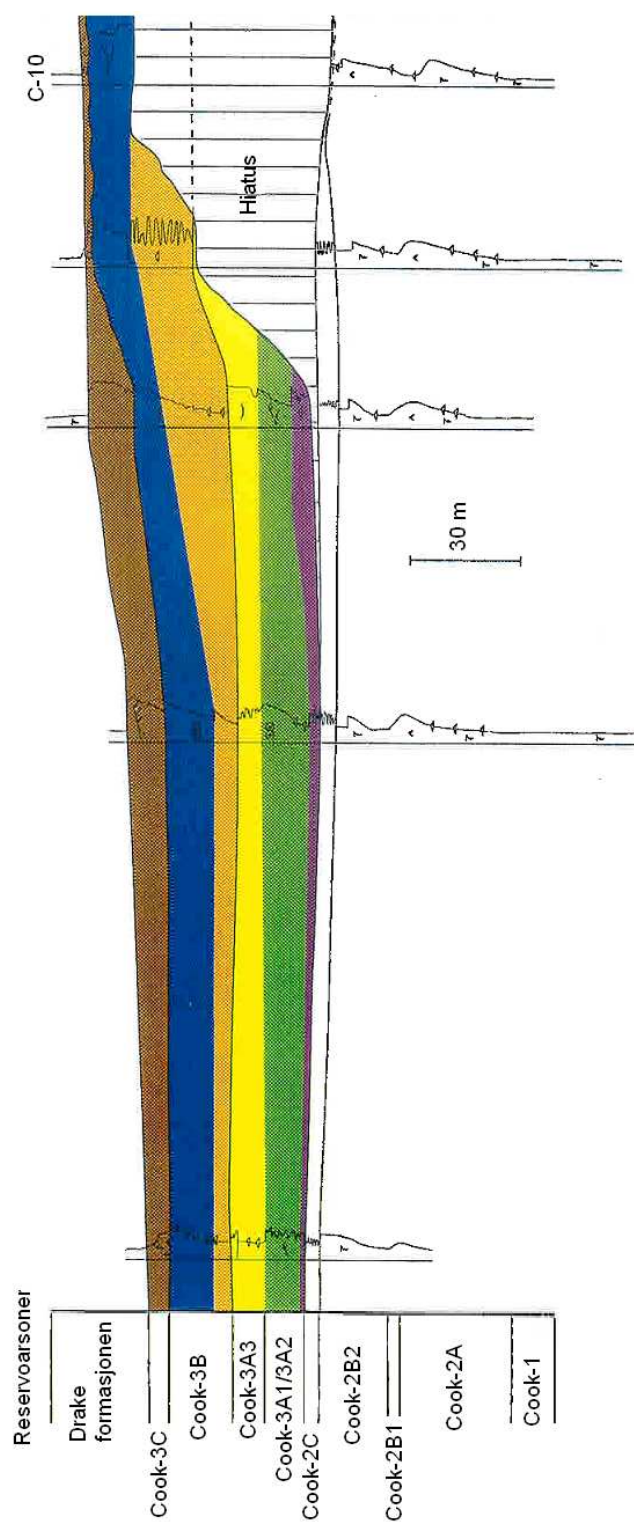
3.3 Volum

Basert på disse tolkningene har vi 4 forskjellige reservoarvolumer. Vi har gjort noen geometriske forenklinger i areal beregningene av reservoaret, se figur 3.10, men på grunn av unøyaktigheter i seismikken vil ikke dette få noen konsekvens. Vi kom etterhvert frem til et minimumsreservoar på omtrent 150 000 m² og et maksimumsreservoar på omtrent 850 000 m².

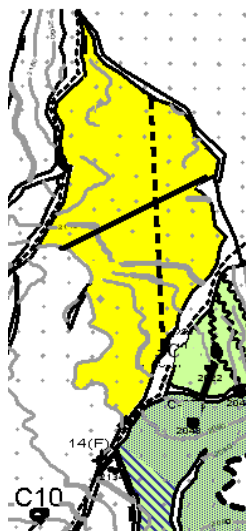
Det er ikke mulig å se tykkelsen på reservoaret utfra seismikken pga at den sterke amplituden overskygger hele reservoaret da dette er for tynt. Tykkelsen er dermed bestemt ut fra flere brønner og modelleringer fra resten av Gullfaks. Blant annet viser den nærmeste brønnen som er boret (C-10) en tykkelse på 10 meter for Cook-3, og 55 meter for Cook-2 [3]. Tykkelsemodelleringer (figur 3.11) viser tynning av Cook-3 mot øst, mens C-10 ligger rett sør for I5B. Vi antar derfor at denne gir ganske nøyaktige mål på tykkelsen i I5B også. Usikkerheten i tykkelsen vil uansett ikke ha så mye og si, ettersom det bare er snakk om ± 1 meter, noe som er ubetydelig i forhold til usikkerheten på arealet. Dette blir tatt hensyn til i GeoX-modelleringen av reservoarvolumet i kapittel 6.



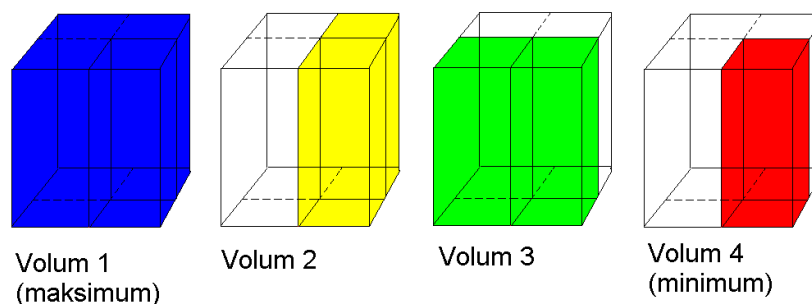
Figur 3.10: Figuren viser virkelig reservoar i forhold til forenklet reservoar.



Figur 3.11: Tykkelsesprofil for Cook-3, Cook-2 ligger under dette laget. Figuren viser en uttynning av Cook-3 mot øst til en tykkelse på omtrent 10 meter ved C-10 [3].



Figur 3.12: Plassering av C-10 i forhold til I5B. Dette er den nærmeste brønnen som er boret og ligger rett sør for I5B segmentet. Påvist tykkelse på Cook-3 er her 10 meter, mens tallet for Cook-2 er 55 meter. Fra seismikken kan vi anta at dybdeprofilen nordover holder seg relativt konstant inn i I5B.



Figur 3.13: En modell for de fire ulike volumene vi kan ha. Det er rom for to ulike tolkninger i vest-øst retning samt to ulike tolkninger i nord-sør retning. Dette gir til sammen fire ulike muligheter for reservoarstørrelsen i I5B.

Vi får altså fire ulike volumalternativer, som illustrert i figur 3.13. Disse representerer de fire kvadrantene antydnet i figur 3.12. Det er den nordøstlige kvadranten som gir AVO-respons i seismikken, og er den som vi er sikre på at inneholder olje. Hvilket av de fire volumene som representerer virkeligheten, avhenger av hvilke av forkastningene inne i reservoaret som eventuelt er tett.

Volumalternativ 2 vil gi en fraksjon på 0,8 i forhold til maksimumsvolumet om det er en tett liten forkastning i vest-øst retning og resten av segmentet er tørt. Volumalternativ 3 vil gi en fraksjon på 0,45 i forhold til maksimumsvolumet om forkastningen i nord-sør retning er tett og resten av segmentet er tørt. Vi har en reservoartykkelse for Cook-2 og Cook-3 på totalt 65 meter. Dette gir oss følgende størrelser for de fire volumene:

$$V_1 \simeq 850\,000 \cdot 65 \text{ m}^3 = 55\,250\,000 \text{ m}^3 \quad (3.1)$$

$$V_2 \simeq 0.8 \cdot 850\,000 \cdot 65 \text{ m}^3 = 44\,200\,000 \text{ m}^3 \quad (3.2)$$

$$V_3 \simeq 0.45 \cdot 850\,000 \cdot 65 \text{ m}^3 = 24\,862\,500 \text{ m}^3 \quad (3.3)$$

$$V_4 \simeq 150\,000 \cdot 65 \text{ m}^3 = 9\,750\,000 \text{ m}^3 \quad (3.4)$$

Vi antar at maksimumsvolumet har størst sannsynlighet på grunn av at de mulige indre laterale forkastningene har sand-sand-kontakt, og er dermed mest sannsynlig ikke forseglende. Uansett kan vi ha hatt avsetninger av hydrokarboner i resten av segmentet selv om den indre forseglingen er effektiv. Basert på dette setter vi sannsynligheten for maksimumsreservoaret:

$$P(V_1) = 0.8 \quad (3.5)$$

De resterende 20 % fordeles på de tre andre alternativene slik:

$$P(V_2) = 0.05 \quad (3.6)$$

$$P(V_3) = 0.05 \quad (3.7)$$

$$P(V_4) = 0.1 \quad (3.8)$$

I I5B er den potensielle reservoarbergarten Cook-2 og Cook-3 [3], som ligger på omtrent 2 kilometers dyp. Data fra disse to lagene er gjengitt i tabell 3.1 der hvert lag er delt opp i 3 soner, a,b og c. Tall fra Statoils reservoarstyringsplan viser at antatt olje/vann-kontakt i segmentet er rundt 2145-2180 meters dyp. Dette er nesten 100 meter under bunnen av Cook-2 noe som gjør at vi antar at hele Cook-3 og Cook-2 er oljefyllt.

Tabell 3.1: Petrofysiske parametre gitt av Statoil [3]

Segment	N/G-rate	HC-metning	Porøsitet	Utvinningsgrad m/vanninjeksjon
C3C	0.82	0.62	0.26	
C3B	1.00	0.69	0.31	
C3A				
C2C	0.23	0.26	0.27	
C2B2	0.54	0.27	0.23	
C2B1	0.51	0.07	0.17	
C2A	0.51	0.27	0.23	
Total seg.	0.58	0.40	0.25	
Snitt C3	0.98	0.68	0.31	0.50
Snitt C2	0.51	0.26	0.22	0.20
Vektet snitt C2/C3	0.585	0.327	0.231	0.247

Ut fra disse parametrene regner vi ut mengden utvinnbare hydrokarboner, se tillegg C. Resultatene blir følgende:

$$HC_1 = 430\,741 \text{ Sm}^3 \quad (3.9)$$

$$HC_2 = 344\,592 \text{ Sm}^3 \quad (3.10)$$

$$HC_3 = 225\,018 \text{ Sm}^3 \quad (3.11)$$

$$HC_4 = 76\,013 \text{ Sm}^3 \quad (3.12)$$

3.3.1 Feil i seismiske data

Tolkningen av seismiske data for å bestemme hvordan fellen ser ut kan få betydning for volumberegning av reservoaret. Eventuelle feil i forbindelse med denne tolkningen kan være for eksempel: “pulse pick errors”, det vil si feil i hvor man plasserer toppen av reservoaret, “ID Horizon errors”, som vil si feil i tolkning om at vi har topp av et reservoar i det hele tatt, eller dybdekonverteringssfeil. Ingen av disse feilene vil imidlertid være aktuelle i denne riskevalueringen, ettersom vi bruker en nærliggende brønn til å anslå tykkelsen av vårt reservoar, og det blir dermed dette anslaget som vil få konsekvenser for volumberegningen.

“Imaging errors” (avbildningsfeil) kan også være en feilkilde. Dette vil si at de seismiske kartene ikke reflekterer virkeligheten av reservoaret vårt. Det vil alltid være en fare for slike avbildningsfeil i seismiske data.

Kapittel 4

Beregning av brønnbane

Her kommer vi til å bestemme en brønnbane som vi mener vi kan bruke for å komme oss inn i reservoaret. Dette gjør vi for å finne et prisoverslag på leteboring, og på eventuelle produksjons- og injeksjonsbrønner. Vi kommer til å bruke letebrønnen som produksjonsbrønn, dersom den er vellykket, og derfor går dette som en brønn kostnadmessig sett.

Det er viktig å understreke at vi gjør dette hovedsaklig for å finne lengden en brønn må ha for at vi skal nå reservoaret og penetrere det. Vi vil bruke denne lengden for å beregne tidsbruk og pris. Dersom vi bestemmer oss for å ha en injeksjonsbrønn i tillegg, vil vi sette samme pris på den, siden den sannsynligvis blir kortere enn produksjonsbrønnen. Vi tar ikke hensyn til alle faktorer som kan innvirke på boringen, og kommer til å gjøre en del forenklinger og antakelser underveis.

4.1 Framgangsmåte

4.1.1 Antakelser før vi starter opp

- Vi har ikke oversikt over andre brønner som går ut fra Gullfaks C, og kommer derfor ikke til å ta hensyn til om vi krysser andre brønnbaner. Dette forenkler også beregningen en hel del. Det er forsvarlig siden vi primært er ute etter lengden på brønnbanen, og avviket blir ikke for stort med denne antakelsen.
- Vi velger å bruke dogleg (avbøyningsrate for Build-up, Drop-down og Bend) på $3^\circ/100\text{ft}$.
- Setter Kick-Off Point (KOP) på 500m TVD (True Vertical Depth).
- Vi ser her bort fra friksjon. Den sailangle vi kommer fram til, er såpass bratt at det er ingen fare for at borekrona ikke vil “gli” av seg selv ned der. For friksjonsproblemer må friksjonsfaktoren være over 0.57, og det vil ikke skje siden den normalt ligger på rundt 0.2 - 0.4. Spørsmålstegnet blir satt inne i reservoaret. Banen vi har valgt kan gi friksjonsproblemer, men som tidligere nevnt er vi kun ute etter lengden, og tar derfor ikke hensyn til friksjonen. Brønnbanens lengde vil uansett måtte bli på omtrent den lengden vi kommer fram til.

4.1.2 Koordinater Start - Mål

Ut fra de seismiske data vi har, har vi klart å finne koordinatene til det vi har satt som mål, midt i reservoaret. Fra Statoil har vi fått oppgitt koordinatene til Gullfaks C, slisse #28. Slissen er ledig, og vi har tenkt å bore fra den.

Dybden på reservoaret har vi beregnet ut fra seismikkbildene og toveis gangtid. Vi har funnet koordinatene til midtpunktet i reservoaret. Alle beregninger på reservoarkoordinater, størrelse og dybde ligger i tillegg B.

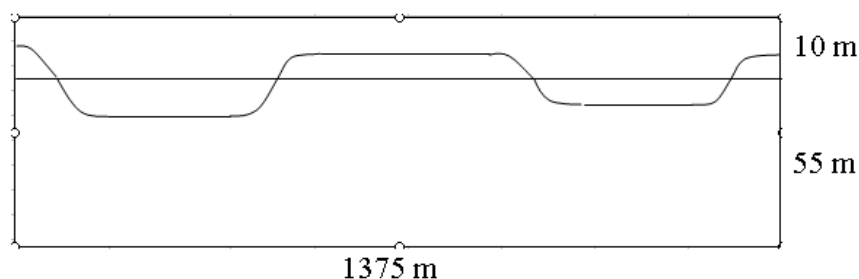
Tabell 4.1: Koordinater for GFC og midtpunkt reservoar

	GFC	Senter, res.
Northings	6 787 105.14	6 790 357.83
Eastings	461 016.41	460 269.1
Dybde [m]	0	2003

4.1.3 Inne i reservoaret - finne treffpunkt på reservoaret

Siden det er betydelige forskjeller i permeabilitet i Cook-2 og Cook-3, vil vi penetrere gjennom begge disse med den samme brønnen. Dette gjør vi for at vi skal ha muligheten til å begynne å produsere fra den mest permeable, Cook-3, og senere produsere fra Cook-2. Når vi gjør det slik kan vi raskest mulig vinne tilbake det investerte beløpet. Vi kan perforere i Cook-3 først og produsere. Deretter kan vi stenge disse perforeringene, for så å perforere Cook-2 og produsere der.

Den første planen var å lage en sinusoidal form på brønnen gjennom reservoaret. Siden vi da ville få et titalls bøyninger med den antatte oppbyggingsraten, så vi bort fra dette. Løsningen ble å alternere mellom det to reservoardelene, og å ha mindre horisontale seksjoner i mellom. Denne er nok heller ikke ideell, men nok en gang er det den totale lengden vi er ute etter her. Ved å gjøre noen avbøyninger her, vil brønnbanen være mer representativ for det som vil være den beste løsningen, enn om den skulle gått rett horisontalt. Grensen mellom Cook-2 og Cook-3 er tilnærmet vannrett, slik at vi ganske enkelt bruker grensen som nullpunkt mellom avbøyningene.

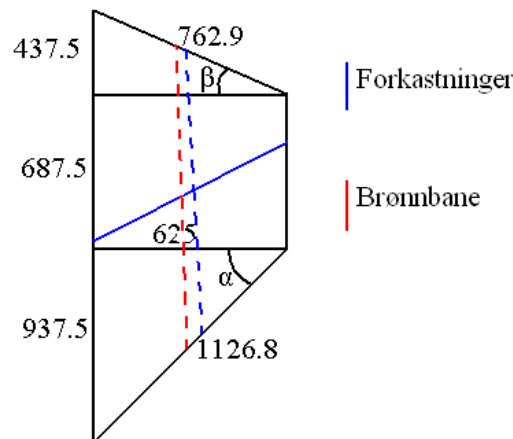


Figur 4.1: Figuren illustrerer brønnens bane gjennom reservoaret

Vi ønsker mest mulig dreneringsareal inne i reservoaret, og ønsker derfor å ha en lengst mulig brønnbane der. Ved å bore parallelt med de to tracene

som representerer vestlig og østlig side av det forenklede reservoaret, og midt mellom dem, vil vi sannsynligvis få et tilfredsstillende dreneringsareal. Tracene går tilnærmet parallelt med geografisk S-N retning ($0,8^\circ$ avvik), så for enkelhets skyld penetrerer vi reservoaret i S-N retning. Vi går rett syd fra midtpunktet av reservoaret, og finner koordinatene til utgangen av reservoaret der. Det er viktig at vi treffer den sydvestlige kvadranten som er dannet av forkastningene i reservoaret. Tilstedeværelse av olje her vil være avgjørende for om det vil lønne seg å produsere fra reservoaret. Dersom det ikke er olje her er ikke reservoaret fullt.

Å bore gjennom forkastningen som danner grensen her kan by på problemer siden vi møter den med så spiss vinkel. Men dette tar vi ikke hensyn til her fordi det gjør banen mer kompleks. På en annen side kan man ikke vite hvor stor vinkel man må ha for å komme gjennom forkastningen før man har vært der nede og prøvd å penetrere den.



Figur 4.2: Her ser vi brønnbanen gjennom reservoaret sett ovenfra.

Tabell 4.2: Koordinater for treffpunkt

	Start, reservoar
Northings	6 789 670.4
Eastings	460 269.1
Dybde [m]	2000

4.1.4 Brønnbane fra plattform til reservoar

Nå har vi bestemt hvordan vi vil komme inn i reservoaret. Vi har koordinatene til starten av reservoaret, og vi vet at vi vil komme inn horisontalt direkte fra sør. I den andre enden av brønnbanen har vi Gullfaks C. Vi vil bore direkte vertikalt fra slissen ned til Kick-Off Point (KOP) som vi har satt til 500 meter TVD. Vi tar som sagt ikke hensyn til andre brønner som går fra GFC.

I formasjonen som reservoaret befinner seg i, vet vi at det finnes en del forkastninger. Disse vil vi mest mulig unngå å bore i. Derfor setter vi en “dip” rett før reservoaret. Denne dipen går fra 1900m TVD til start reservoar ved 2000m TVD. 1900m er valgt fordi vi da er over den formasjonen som har mest forkastninger. Dette er Horst-komplekset som ligger langt øst i Gullfaks. I Kritt, som vi heller vil bore i, er det færre forkastninger, og det byr på færre problemer å bore der. Med den valgte dogleg tilsvarer en dip på 100m vertikalt, en horisontal endring på 472m.

Tabell 4.3: Koordinater for KOP vs Start of Dip

	KOP	Start dip
Northings	6 787 105.14	6 789 198.4
Eastings	461 016.41	460 269.1
Dybde [m]	500	1900

Bend

Vi har nå to punkter. Det ene ligger rett under GFC, og brønnbanen er vertikal. Det andre punktet ligger i “Start Of Dip” (SOD), og har retning sør, horisontalt. Vi vil svinge av (Bend) i horisontalplanet rett fra SOD til vi kommer i retning mot GFC. Når vi vet avbøyningsrate og koordinatene til GFC og SOD, kan vi finne denne vinkelen ved hjelp av iterering. Itereringen gir en vinkel på $20,61^\circ$. Det vil si en endring på 37,3 meter østover og 204,9 meter sør fra SOD.

Tabell 4.4: Koordinater for KOP vs Start Of Bend

	KOP	Start, Bend
Northings	6 787 105.14	6 788 993.5
Eastings	461 016.41	460 306.4
Dybde [m]	500	1900

Fullføre brønnbanen - Sailangle

Med to punkter i forskjellig dybde, der punkt 1 (KOP) peker rett vertikalt og punkt 2 (SOB) horisontalt med retning mot punkt 1, kan vi enkelt finne resten av brønnbanen. Vi må ha en Build-Up vinkel fra KOP, en rett seksjon med en viss sailangle, og en ny Build-up vinkel til slutt for å komme ut i horisontalplanet.

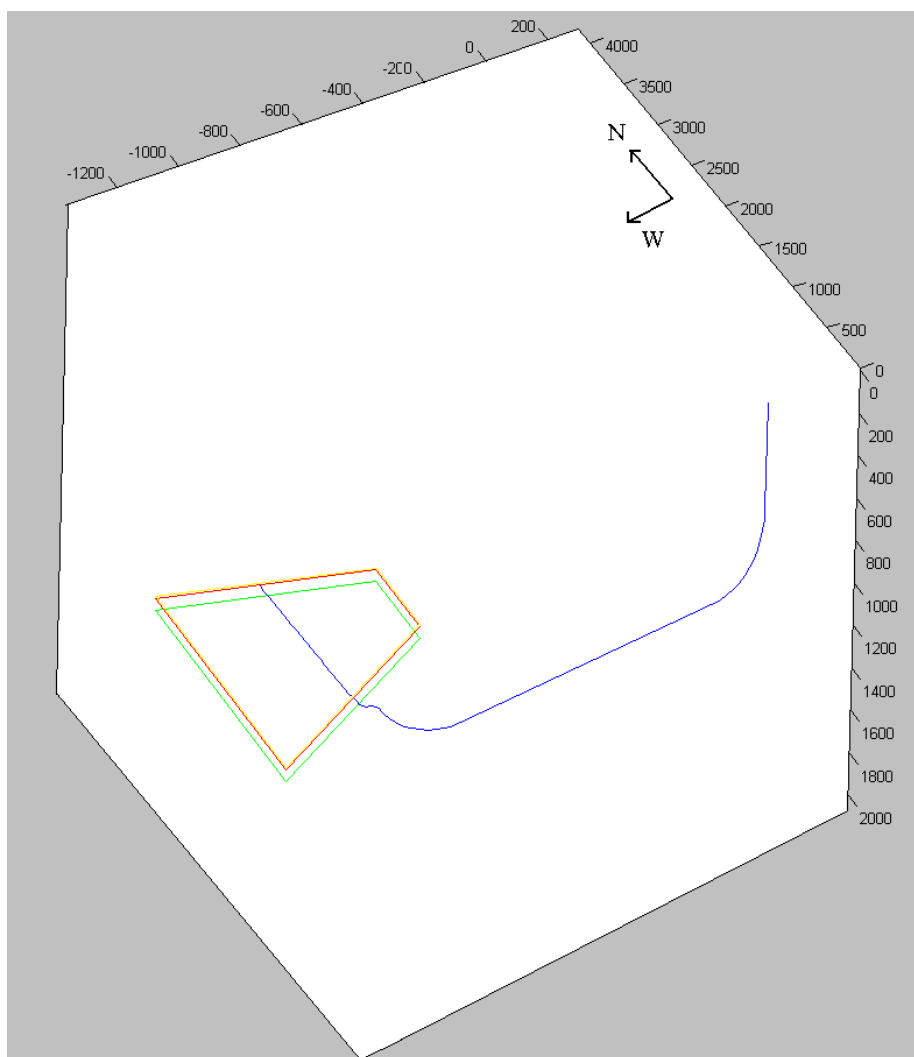
Siden vi vet at summen av de to Build-Up vinklene er 90° , vet vi at total endring for de to, både horisontalt og vertikalt, vil bli lik radius av avbøyningsraten (dogleg), og den er 582,1 meter. Vi trekker det fra horisontal og vertikal differanse mellom de to punktene og får en trekant. I denne trekanten vil vinkelen på hypotenusen fra vertikal katet være lik sailangle. Dette gir en sailangle på $60,32^\circ$. Dette gjør at Build-Up 1 blir på $60,32^\circ$, og Build-Up 2 blir på $29,68^\circ$.

4.1.5 Kostnad

Grunnen til at vi har beregnet denne brønnbanene er at vi ønsker et overslag over prisen. Vi går ut fra at riggkostnader ligger på 1.5 mill NOK/dag.

Tabell 4.5: Koordinater KOP, “Start Build-Up 1”, “Start sailsection” og “Start Build-Up 2”

	KOP	Start sailsection	Start Buid-Up 2
Northings	6 787 105.14	6 787 380.24	6 788 723.74
Eastings	461 016.41	460 912.91	460 407.71
Dybde [m]	500	1005.8	1823.7



Figur 4.3: Figuren viser et enkelt MatLab-plot av brønnbanen.

I tillegg har vi antatt at normal døgnsrate for boring ligger på 200 meter/dag. Ved boring i reservoar senkes denne raten til 150 meter/dag. Vi regner i tillegg med 20 dager for setting av foringsrør.

Før reservoaret har brønnbanen en lengde på 3761.9 meter. Det vil ta: $\frac{3761.9}{200} = 18.8$ dager å bore denne delen.

I reservoaret har vi en lengde på 1375.7 meter. Det tar: $\frac{1375.7}{150} = 9.2$ dager å bore reservoaret.

I tillegg tar det 20 dager å sette casing.

Totalt: $18.8 + 9.2 + 20 = 48$ dager.

$$48 \cdot 1\,500\,000 \text{ NOK} = 72\,000\,000 \text{ NOK}$$

Å bore en produksjonsbrønn vil koste ca 72 mill. NOK. Vi ønsker også å ha med en vanninjeksjonsbrønn for trykkstøtte, og setter samme pris på den. Det er forsvarlig siden en injeksjonsbrønn etter all sannsynlighet ikke vil bli like lang som produksjonsbrønnen, fordi den trenger ikke gå helt fram til enden av reservoaret. Tid for eventuelle forberedelser før boring har vi ikke tatt med her.

Det må legges til at det kan skje uforutsette ting under boring som gjør at man ikke klarer å opprettholde samme raten over hele boreprosessen. Dette kan være fastkjøring av borestreng, tap av utstyr og så videre. Disse ratene vi har brukt, tar nok hensyn til noe av det, men det er fortsatt en risiko for at ting oppstår slik at det kan ta lenger tid å bore brønnen, og da blir det fort mye mer kostbart. I tillegg kommer vurderinger av dreneringsstrategi. Hvilke løsninger vil man ha inne i reservoaret? Vil man for eksempel benytte DIACS for å kontrollere produksjonen? Slike løsninger kan gjøre brønnen mer kostbar, men da vil jo utbyggingen sannsynligvis bli mer lønnsom igjen. Dette går vi ikke dypere inn på her.

I senere tid har vi blitt opplyst om at det er vanlig å benytte hydraulisk frakturering av Cook-formasjonene før produksjon. Dette er en nokså dyr operasjon for å øke produktiviteten i reservoaret. Vi har ikke fått tid til å se på dette. Uansett: som vi vil se, vil ikke en økning i brønnskostnader ha noe å si for konklusjonen i prosjektet vårt.

Kapittel 5

Risikanalyse

I dette kapitlet skal vi se nærmere på sjansen for at utviklingskostnadene i forbindelse med boring av en letebrønn i I5B-segmentet ligger innenfor de rammer som er satt av Statoil. Det viktigste vi skal gjøre i denne risikanalysen er å isolere de ulike geologiske faktorene som kontrollerer usikkerheten i vårt resultat. Vi vil derfor fokusere på hva som er våre *kritiske faktorer*. Vi vil se nærmere på de ulike kritiske faktorene vi finner frem til, og sette sannsynligheter til de forskjellige mulighetene. Vi har brukt AVO-responsen som en positiv indikator i store deler av risikanalysen.

I vårt arbeid med denne risikanalysen har vi basert oss på følgende utsagn om hvordan analysen bør gjennomføres:

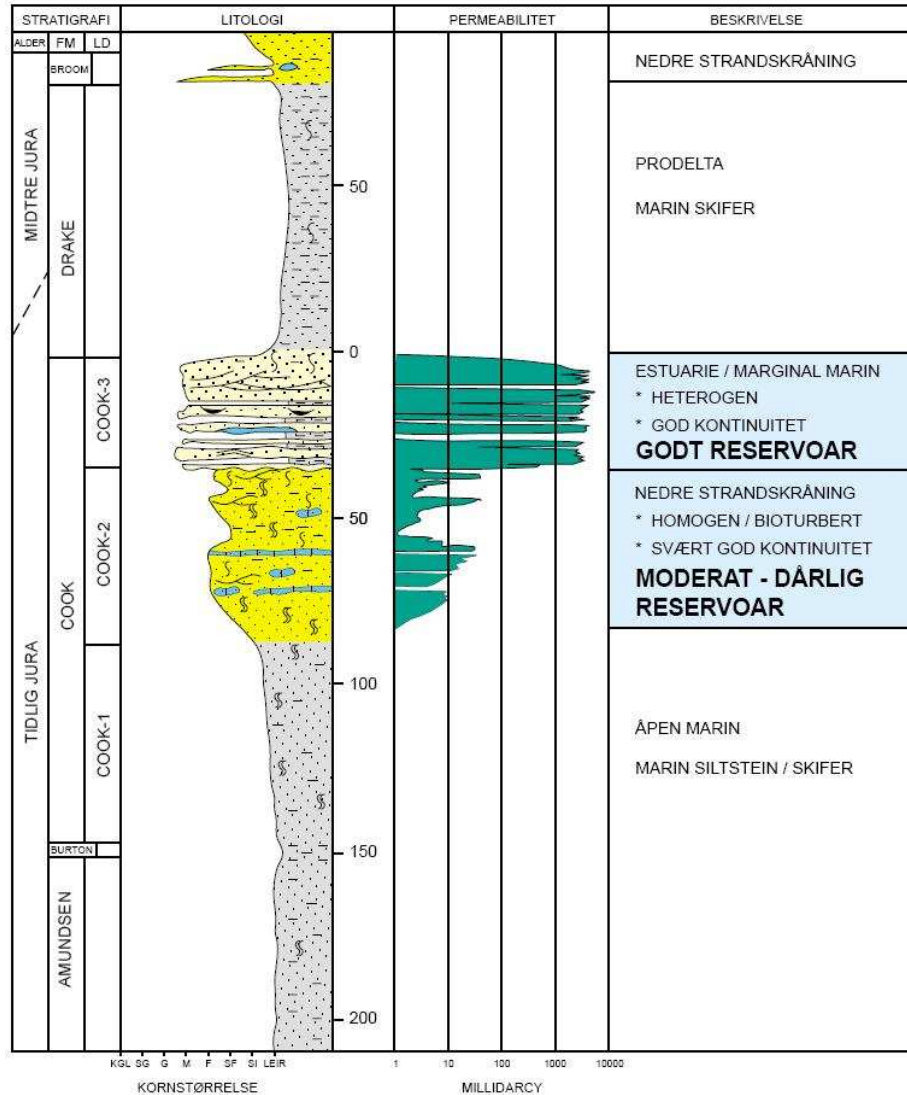
“The risking procedure should aim to force us to consider all possible interpretations of the event, and systematically determine the probability for each” [5].

Dette har vært vår motivasjon til å se på alle mulighetene vi mener kan være realistiske i vår tolkning av usikre seismiske data.

For å bestemme usikkerheten deles den inn i tre grupper. I den første gruppen ligger momenter som har med reservoar å gjøre. I den andre gruppen ligger alt som har med fellen å gjøre. Hva slags felle, hvor tett den er og så videre. Den siste gruppen har med hvorvidt det er hydrokarboner tilstede, og mengden av disse. Viktige vurderinger her vil være hvorvidt det finnes en påvist kildebergart og om det har foregått en migrasjon til reservoaret. Retensjon av hydrokarbonene er også kritisk og må bli tatt under betraktning. Vår største kritiske faktor her blir størrelsen på volumet.

5.1 Reservoar

Reservoaret vil ikke være en kritisk faktor for oss, siden vi tross alt befinner oss i Gullfaksfeltet, og det er mye kunnskap om området fra før. Som nevnt i kapittel 2.2 er Cookformasjonen er den mest lovende reservoarbergarten for I5B-segmentet. Cook-3 er heterogent og har god kontinuitet og er regnet for å være et godt reservoar. Cook-2 er homogent og har svært god kontinuitet er et moderat til dårlig reservoar. Figur 5.1 viser reservoaregenskapene i de ulike lagene.



Figur 5.1: Figuren viser reservoaregenskapene til Cookformasjonen i blokk 34/10 på Gullfaksfeltet. Cook-3 er heterogent og har god kontinuitet og er regnet for å være et godt reservoar. Cook-2 er homogent og har svært god kontinuitet og er et moderat til dårlig reservoar. [3]

For å bestemme hvor effektivt reservoar vi har i I5B må vi evaluere relevante brønner i området med tanke på dybde, diagenese, porøsitet, permeabilitet og HC-metning. Gullfaksområdet er velstudert, så dataene for I5B-segmentet finner vi fra allerede kjente data fra nærliggende områder. Parametere for I5B er gitt i tabell 5.1.

I I5B er reservoarbergarten Cook-2 og Cook-3 [3], som ligger på omtrent 2 kilometers dyp. Fra kapittel 3.3 har vi at total tykkelse av Cook-3 i I5B segmentet er 10 meter, mens tykkelsen på Cook-2 er 55 meter. Data fra disse to lagene er gjengitt i tabell 5.1 der hvert lag er delt opp i 3 soner, a,b og c.

Tabell 5.1: Petrofysiske parametre gitt av Statoil [3]

Segment	N/G-rate	HC-metning	Porøsitet	Utvinningsgrad m/vanninjeksjon
C3C	0.82	0.62	0.26	
C3B	1.00	0.69	0.31	
C3A				
C2C	0.23	0.26	0.27	
C2B2	0.54	0.27	0.23	
C2B1	0.51	0.07	0.17	
C2A	0.51	0.27	0.23	
Total seg.	0.58	0.40	0.25	
Snitt C3	0.98	0.68	0.31	0.50
Snitt C2	0.51	0.26	0.22	0.20
Vektet snitt C2/C3	0.585	0.327	0.231	0.247

Alle disse dataene er altså kjente, og vi kan dermed si at vi har 100 % sannsynlighet for et effektivt reservoar når vi antar at det faktisk er Cook vi ser på seismikken.

5.2 Felle

I vår seismiske tolkning i seksjon 3.2 fant vi fellen til å være av typen Horst. Vi har stor kompleksitet i strukturen i feltet, med mange små forkastinger. Dette gjorde at vi fikk tre ulike muligheter for hvordan fellen ville se ut. Men i alle disse tilfellene vil den være av typen Horst, og alle tre gir effektiv felle. Forskjellen mellom disse tilfellene vil bare ha noe å si for volumberegningen.

Alle fellemodellene er altså Horst-feller, så vi setter sannsynligheten for denne typen felle til 100 % .

5.2.1 Segl

Vi har et godt segl, ettersom vi har tykk leire (skiferen i Drakeformasjonen rett over og Shetlandsskifer høyere oppe) over fellen, som i resten av Gullfaksfeltet. Dette gjør at vi med sikkerhet kan si at toppen av fellen er tett. På de to sidene kan det derimot være en liten sjanse for at det er sand med porer i, men på grunn av glidning mellom lagene er trolig det laterale seglet impermeabelt (altså forkastingen). Vi kan si at vi deler utfallsrommet vårt i tre deler:

1. Lateralt segl er leire (mest sannsynlig).
2. Lateralt segl har blitt impermeabelt etter at skifer har har glidd langs forkastningsplanet, fordi leirepartikler har trengt inn og tettet alle porer (Clay smear effekt).
3. Lateralt segl av sander som ikke er impermeable (lite sannsynlig).

Vi har et kombinert segl, det vil si at det er leire over og under fellen (gitt av Statoil [3]). Seglet er konformt - det er ikke variasjoner i laget. Det er et stabilt avsetningsmiljø, og ingen erosjon mellom lagene.

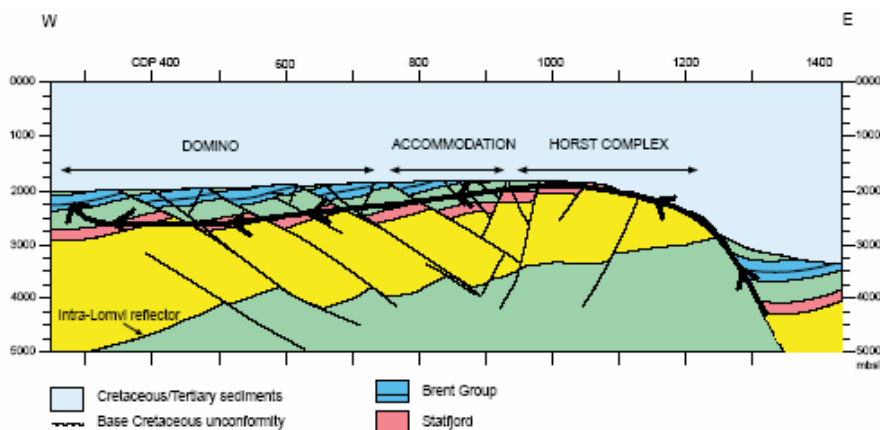
5.3 Hydrokarboner

Vi har satt seks ulike faktorer inn under dette avsnittet, inkludert volumberegning av reservoaret. Denne volumberegningen vil gi oss mengden hydrokarboner vi kan forvente å finne.

5.3.1 Kilde

Vi har 100 % sannsynlighet for en god kilde, ettersom vi har en veldig god og påbevist kildebergart. Hele Gullfaksfeltet har samme kilde, så vi kan si at resten av feltet beviser at vi har en god kilde også for I5B.

5.3.2 Migrasjon



Figur 5.2: Migrasjon av olje fra Draupnerformasjonen inn til Gullfaksfeltet. I5B ligger nærmere kilden enn mange andre områder på Gullfaks, og det er derfor sikkert at oljen har migrert hit [3].

Hydrokarbonene har migrert over lange avstander til hele Gullfaksfeltet (se figur 5.2). I5B ligger nærmere kilden enn mange andre områder på Gullfaks, og det er derfor sikkert at oljen har migrert hit. Fellen er formet før migrasjon, så det er også sikkert at den har fanget opp hydrokarbonene.

5.3.3 Retensjon

Det er funnet hydrokarboner i eldre reservoar som tyder på at fellene er dannet før migrasjon. Det er også funnet hydrokarboner i yngre reservoar i Gullfaksfeltet, noe som tyder på at det ikke har vært tilstrekkelige tektoniske hendelser som kan ha forårsaket lekkasje i fellen etter migrasjon. Biodegrasjon etter fylling av fellen er lite trolig, da dette ikke er tilfelle andre steder i Gullfaks.

Ut ifra dette antar vi at det ikke er noen risiko for at oljen i vår felle ikke er bevart.

5.4 Tallfesting av sannsynligheter

I denne riskanalysen fokuserer vi på de kritiske faktorene som kontrollerer usikkerheten vår. Vi vil benytte oss av tabell 5.2 for å tallfeste alle sannsynlighetene.

Tabell 5.2: Sannsynligheter [5]

Risk	Observations	Geological Model & Analogues
1	All observations positive	No alternative negative model
0,9	All observations positive	Theoretical alternative negative model
0,8	Most observations positive	At least one analogue negative model
0,7	Majority of observations positive	Positive and negative models. Positive model strongest
0,6	Both positive and negative observations, bias towards positive	Good positive and negative models with equal weight
0,5	Both positive and negative observations with equal weight	Good positive and negative models with equal weight
0,4	Both positive and negative observations but bias to negative	Good positive and negative models but bias to negative
0,3	Majority of observations negative	Positive and negative models. Negative model strongest
0,2	Most observations negative	At least one positive analogue model
0,1	All observations negative	Theoretical alternative positive model
0	All observations negative	No alternative positive model

Statoil har et kriterie som må oppfylles for vanlige brønner som skal bores på Gullfaksfeltet, og dette definerer de slik:

“Til vanlige brønner som skal bores på Gullfaks har vi som mål at utviklingskostnadene (=totale kostnader/økt utvinnbare reserver) i utgangspunktet skal være under 250 NOK/Sm³ [6].”

Dersom vi skal kunne avgjøre hvorvidt det bør bores en letebrønn på I5B-segmentet eller ikke, må vi evaluere våre parametre knyttet til disse utviklingskostnadene. Vi definerer sannsynligheten for suksess (**POS**) slik:

“Sannsynligheten for suksess er sannsynligheten for at prospektet faktisk inneholder reservoar og hydrokarboner med volumer og parametere som faller innenfor området gitt av Statoil.”

Vi vil bruke betegnelsen U for utviklingskostnadene. Vårt mål blir derfor at:

$$U < U_{max} = 250 \frac{\text{NOK}}{\text{Sm}^3}$$

For totale kostnader bruker vi kostnadene forbundet med boring som beregnet i kapittel 4.

Prospekt risikoen eller POS regner vi ut slik:

$$POS = P(\text{Reservoar}) \cdot P(\text{Felle}) \cdot P(\text{Hydrokarboner})$$

Når det gjelder reservoaret har vi stort sett basert oss på data og kunnskap fra resten av Gullfaksfeltet, og vi ser ikke dette som noen kritisk faktor (som konkludert i seksjon 5.1). Derfor setter vi sannsynligheten for et effektivt reservoar:

$$P(\text{Reservoar}) = 1$$

Sannsynligheten for en effektiv felle fant vi i seksjon 5.2 til å være 1. Derimot er sannsynligheten for et effektivt segl inkludert i den endelige sannsynligheten $P(\text{Felle})$, og $P(\text{Segl})$ er ikke 1. Vi fant tre mulige modeller for seglet:

1. Lateralt segl er leire (mest sannsynlig).
2. Lateralt segl har blitt impermeabelt etter at skifer har har glidd langs forkastningsplanet, fordi leirepartikler har trengt inn og tettete alle porer (Clay smear effekt).
3. Lateralt segl av sander som ikke er impermeable (lite sannsynlig).

De to første alternativene vil begge gi en effektiv felle, mens alternativ nr. 3 vil gi lekkasje av olje, og dermed en ikke-effektiv felle. Vi setter sannsynligheten for alternativ nr. 3 til 5 % fordi vi ikke helt klarer å utelukke dette. Dersom vi hadde hatt bedre tid til å studere dette, kunne kanskje dette tallet blitt redusert. Dermed får vi den samlede sannsynligheten for fellen:

$$P(\text{Felle}) = 0.95$$

$P(\text{Hydrokarboner})$ innebærer sannsynligheter for kilde, migrasjon, retensjon, og volumberegning som diskutert i seksjon 5.3. Her vil vår kritiske faktor være volumberegningen, mens de tre første punktene alle har en sannsynlighet på 1. Vi får dermed uttrykket:

$$P(\text{Hydrokarboner}) = 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot P(\text{Volum})$$

Vi har funnet fire ulike modeller for volumet av hydrokarboner, som vil gi fire ulike $P(\text{Hydrokarboner})$. Disse vil vi nå ta for oss hver for seg, slik at vi ender opp med fire ulike sannsynligheter for suksess (POS).

Volum 1

Reservoar 1 er det største reservoaralternativet og det har en størrelse på 55 250 000 m^3 . Mengden hydrokarboner for dette alternativet er beregnet i tillegg C.

$$HC_1 = 430\,741 \text{ Sm}^3$$

Utviklingskostnaden i dette tilfellet blir

$$U = \frac{144\,000\,000}{HC_1} = 334 \frac{\text{NOK}}{\text{Sm}^3} > U_{max}$$

$U > U_{max}$ og dette alternativet faller derfor utenfor suksess-utfallsrommet. Sannsynligheten for volum 1 ble definert i seksjon 3.3 som $P(V_1) = 0.8$.

Volum 2

Reservoar 2 er det nest største reservoaralternativet og det har en størrelse på 44 200 000 m^3 . Mengden hydrokarboner i dette alternativet er beregnet i tillegg C.

$$HC_2 = 344\,592 \text{ Sm}^3$$

Utviklingskostnaden i dette tilfellet blir

$$U = \frac{144\,000\,000}{HC_2} = 417.9 \frac{\text{NOK}}{\text{Sm}^3} > U_{max}$$

$U > U_{max}$ og dette alternativet faller derfor utenfor suksess-utfallsrommet. Sannsynligheten for volum 2 ble definert i seksjon 3.3 som $P(V_2) = 0.05$.

Volum 3

Reservoar 3 er det nest minste reservoaralternativet og det har en størrelse på 24 862 500 m^3 . Mengden hydrokarboner i dette alternativet er beregnet i tillegg C.

$$HC_3 = 225\,018 \text{ Sm}^3$$

Utviklingskostnaden i dette tilfellet blir

$$U = \frac{144\,000\,000}{HC_3} = 640 \frac{\text{NOK}}{\text{Sm}^3} > U_{max}$$

$U > U_{max}$ og dette alternativet faller derfor utenfor suksess-utfallsrommet. Sannsynligheten for volum 3 ble definert i seksjon 3.3 som $P(V_3) = 0.05$.

Volum 4

Reservoar 4 er det minste reservoaralternativet og det har en størrelse på 9 750 000 m^3 . Mengden hydrokarboner i dette alternativet er beregnet i tillegg C.

$$HC_4 = 76\,013 \text{ Sm}^3$$

Utviklingskostnaden i dette tilfellet blir

$$U = \frac{144\,000\,000}{HC_4} = 1894 \frac{\text{NOK}}{\text{Sm}^3} > U_{max}$$

$U > U_{max}$ og dette alternativet faller derfor også utenfor suksess-utfallsrommet. Sannsynligheten for volum 4 ble definert i seksjon 3.3 som $P(V_4) = 0.10$.

Sannsynlighet for suksess (POS)

Samlet gir dette den endelige sannsynligheten for suksess:

$$POS = 1.0 \cdot 0.95 \cdot \left(\sum P(V_i) \right) = 0.0$$

der V_i er de volum som faller inn under suksesskriteriet.

Ingen av de beregnede volumene faller innenfor det gitte suksess kriteriet på 250 NOK/Sm³, derfor får vi at POS = 0. Det største volumalternativet ligger likevel ganske nære og en høy oljepris kan kanskje tippe resultatet andre veien.

Kapittel 6

Risikanalyse med GeoX

6.1 Introduksjon

GeoX/starter er et gratis demoprogram som blir brukt ved en rekke fag ved petroleumsteknologi og geologi ved gløshaugen på NTNU for å få gjennomført prospektanalyse. Dette programmet gir en økonomisk analyse og vurdering av realiserbarheten til prospektet [7]. GeoX/starter gjennomfører en prospektanalyse som også forteller hvor attraktivt I5B segmentet er med hensyn på olje og gass forekomster samt sannsynligheten for at det kan bores tørt. GeoX/starter ble i dette prosjektet brukt som et tilleggsverktøy til risikanalysen for å vurdere om det er økonomisk gunstig å starte leteboring og oppstart av kommersiell drift på I5B segmentet på Gullfaks. GeoX/starter har gjennomført en Monte Carlo simulering og det er tatt utgangspunkt i en prøvemengde på 1000.

6.2 Inputparameter

For at GeoX programmet skal kunne gjennomføre prospektanalysen krever programmet en del input data, og det vil her bli gjort rede for hvilke antagelser og verdier som er blitt brukt.

6.2.1 Volumparametere

Tykkelsen på reservoaret vårt er blitt estimert til å være 65 m, Cook-2 er 55 m og Cook-3 er 10 m [3]. Det ble først gjennomført en analyse hvor det størst mulig volumet ble brukt, og deretter gjennomført en analyse ved bruk av det minst mulige volumet. Volumene er vist i tabell 1. Beregning av arealene og volumene er vist i tillegg A.

Tabell 6.1: Reservoar volum

	Minimumstilfelle	Maksimumstilfelle
Tykkelse [m]	65	65
Areal [m ²]	150000	859375
Volum [m ³]	$8.887 \cdot 10^6$	$55.859 \cdot 10^6$

Maksimumsvolum

Arealet og tykkelsen for prospektanalysen ved maksimumsvolum er vist i tabell 1. Den geometriske faktoren ble satt lik $\bar{n}$ og midlet verdier for N/G , porøsitet, HC-metning samt utvinningsgraden ble beregnet ut fra verdier gitt av Statoil [3]. Beregningene er vist i tillegg D. Trap fill (andel av fellen som er fylt med hydrokarboner) ble antatt å være lik $\bar{n}$, samt at vi antar at vi kun har en felle med olje og ikke noe gass. Kryppefaktoren er oppgitt til å være $1.4 \text{ Rm}^3/\text{Sm}^3$ [3]. Under følger et utklipp av skjermbildet for input verdiene i GeoX-programmet ved maksimumstilfelle

Parameter [units]	Type	Mean (Sd)	F90	F50	F10
Area of Closure [km2]	Ln3Med	0.850 (0.021)	0.826	0.850	0.874
Thickness [m]	Ln3Med	64.9 (1.0)	63.7	65.0	66.1
Geometric Factor [fraction]	Const	1.00 (0.00)	1.00	1.00	1.00
Gross Rock Volume [km2-m]	CalcLn	55.2 (1.6)	53.1	55.1	57.2
Net/Gross Ratio [fraction]	Ln3Med	0.585 (0.028)	0.551	0.583	0.621
Net Rock Volume [km2-m]	CalcLn	32.3 (1.8)	30.0	32.2	34.6
Porosity [fraction]	Ln3Med	0.231 (0.005)	0.226	0.230	0.238
Trap Fill [fraction]	Const	1.00 (0.00)	1.00	1.00	1.00
HC Saturation [fraction]	Ln3Med	0.327 (0.025)	0.296	0.325	0.359
Fraction Gas of HCPV [fraction]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Recovery Rate Oil [fraction]	Ln3Med	0.247 (0.018)	0.226	0.246	0.270
Recovery Rate Gas [fraction]	Unif	0.650 (0.087)	0.530	0.650	0.770

Figur 6.1: Maksimumsvolum

Minimumsvolum

Den eneste forskjellen på inputverdiene for minimums- og maksimumsvolumer er kun arealstørrelsen som vist i tabell 6.1. Ellers så er de resterende inputverdiene samt antagelsene som er blitt gjort de samme som ble brukt for maksimumsvolumetsvolumet.

6.2.2 Risk

Det er blitt foretatt en riskanalyse som er blitt vist i kapittel 5. Under følger en figur som viser skjermbildet av de inputverdiene som ble satt inn i GeoX programmet for riskverdiene samt forklaring på de ulike sannsynlighetene. Sannsynlighetsverdiene er bestemt ut ifra riskanalysen som ble vist i kapittel 5.

Hydrocarbon Source:

Sannsynligheten for tilstedeværelse av en bergart som har dannet og migrert olje eller gas i tilstrekkelig mengde til å lage en eller oppsamlinger i modellen. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0 fordi kildbergarten er lik for I5B segmentet som den er for resten av Gullfaksfeltet.

Timing:

Det er sannsynligheten for tilstedeværelse av gunstige forhold mellom tiden for felleformasjon og tiden av hydrokarbon-bevegelse gjennom modellen. I dette

Risk factor	Marg	Cond
Hydrocarbon source [fraction]	1.0	
Timing [fraction]	1.0	
Migration [fraction]	1.0	
Potential reservoir facies [fraction]	1.0	
Trap occurrence [fraction]		0.95
Effective porosity [fraction]		1.0
Hydrocarbon accumulation [fraction]		0.8
Marginal play probability [fraction]	1.0	
Conditional prospect probability [fraction]		0.76
Unconditional probability [fraction]		0.76
Dry hole risk [fraction]		0.24

Figur 6.2: Utsnitt av inputverdier for risk

prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0 siden felleformasjonen ble dannet før migrasjonen av hydrokarboner.

Migration:

Det er sannsynligheten for migrering av hydrokarboner fra kilde til reservoar. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0 fordi I5B-segmentet som beskrevet i 5.3.2 ligger nærmere kildebergarten enn mange av de andre områdene på Gullfaksfeltet som har vist seg å inneholde migrerte hydrokarboner. Derfor kan sannsynligheten settes så høyt for at hydrokarboner har migrert opp til I5B-segmentet.

Potential reservoir facies:

Det er den betingede sannsynligheten for tilstedeværelse av en bergart som har porøsitet og permeabilitet som er tilstrekkelig for å inneholde produserbare hydrokarboner. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0 siden I5B-segmentet har samme bergart som gullfaksfeltet.

Trap occurrence:

Er den betinget sannsynligheten for tilstedeværelse av en strukturell eller en stratigrafisk felle for migrerende hydrokarboner gitt at den marginale sannsynlighetsmodellen er lik 1.0 [8]. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 0.95. Dette er på grunn av usikkerheten rundt forseglingspotensialet til de store forkastningene.

Effective porosity:

Det er den betingende sannsynligheten for at tilstrekkelig sammenhengende rom for potensiell reservoar facies som er i stand til å inneholde hydrokarboner gitt at den marginale sannsynlighetsmodellen er lik 1.0. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0.

Hydrocarbon accumulation:

Det er den betinget sannsynligheten for at reservoarvolumet er stort nok til å inneholde minimumsmengden med hydrokarboner gitt at den marginale sannsynlighetsmodellen er lik 1.0 [8]. Siden det ikke er en input variabel i GeoX for å inkludere vår usikkerhet i reservoarstørrelsen, setter vi inn 0.8 som vi i kapittel 3.3 fastslo å være sannsynligheten for største reservoaret.

Marginal play probability:

Det er sannsynligheten for at modellen favoriserer tilstedeværelse av en eller flere hydrokarbon opphopninger av minimum størrelse. I dette prospektet ble denne sannsynligheten analysert til å være lik 1.0.

Conditional prospect probability:

Det er sannsynligheten for at prospektet inneholder en oppsamling av hydrokarboner gitt at modellen favoriserer hydrokarbon akkumulering. Denne sannsynligheten beregnet programmet ut selv.

Unconditional probability:

Sannsynlighet for at man ikke borer tørt. Denne sannsynligheten beregnet programmet ut selv.

Dry hole risk:

Sannsynligheten for at man borer tørt. Denne sannsynligheten beregnet programmet ut selv.

6.2.3 Økonomisk analyse

Internrente

Internrente er et mål på en investerings lønnsomhet. Internrenten defineres som den renten som gir nåverdi lik 0 [9]. Vi vil i analysen benytte 25 % internrente. Denne verdien er valgt høy for å unngå overdrevne positive anslag. Ved beregning av valgtre er denne parameteren benyttet som suksesskriteriet.

Diskonteringsrente

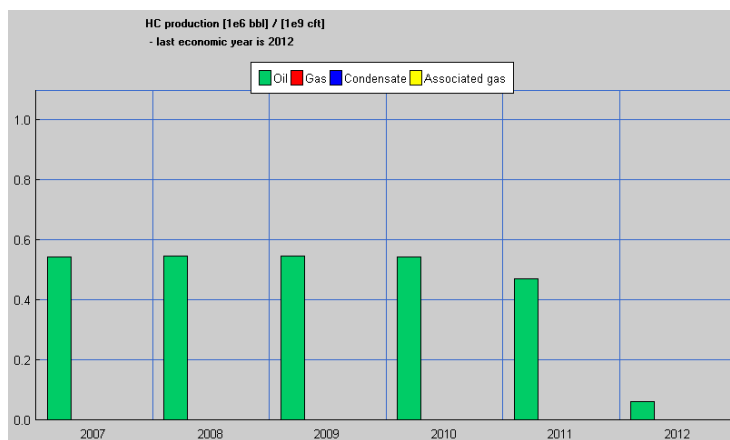
Vi kan ikke uten videre sammenligne pengestrømmer som opptrer til forskjellige tider. For at vi skal kunne sammenligne må vi velge et tidspunkt og beregne de ekvivalente verdiene for pengestrømmene for dette tidspunktet. Renten som blir benyttet i denne beregningen kalles diskonteringsrente [9]. Statoil benytter i dag en diskonteringsrente på 8 % og det er også denne som er benyttet i utregningen i GeoX.

Brønn og produksjonskostnader

For å få best mulig utvinning må det brukes to brønner; en produksjonsbrønn og en vanninjektor. Vi har beregnet en pris på ca 12 mill USD pr brønn (se kapittel boring). Driftskostnader har vi satt til 4 USD/bbl, noe som er basert på analogier ellers på Gullfaks i følge Jon Kleppe ved institutt for petroleumsteknologi.

Prosjektlevetid

For å bestemme prosjektets levetid er det antatt en platåproduksjon på 20 % frem til 75 % av reservoaret er produsert. Dette gir en levetid på 6 år for prosjektet. Produksjonsraten er hentet fra erfaringer fra tidligere mindre felt.



Figur 6.3: Figuren viser platåproduksjonsraten for feltet. Platåproduksjonen blir opprettholdt til 75 % av reservoaret er produsert, etter dette synker produksjonen med 20 % pr år. Dette gir en prosjektlevetid på seks år.

Oljepris

Vi har brukt en oljepris på 1000 NOK/m³ noe som er ca 25 USD/bbl og har et scenario med 60USD/bbl. Per 26 april 2006 er spotprisen på olje 75 USD/bbl [10].

Skatt

Vi har valgt å evaluere prospektet både med og uten 80 % skatt ved 25 USD/bbl og en gang med 80 % skatt og 60 USD/bbl. Dette er gjort for å se hvilke scenarioer som gir positivt resultat. Når skatten er satt til 80 % er dette en forenkling av virkeligheten.

6.3 Resultater

GeoX gir ut kontantstrøm gjennom prosjektets levetid både før og etter skatt, samt netto nåverdier og angir hvor følsom denne er for endringer i forhold til

oljepris, operasjonskostnader og investeringskostnader. I tillegg gir GeoX et valgtre med sannsynligheter for de ulike mulighetene. For å vurdere lønnsomheten vil vi se både på internrente og på netto nåverdi. Det er kun resultatene for maksimums- volumet som er gjengitt her. Dette er gjort fordi det kun er disse resultatene som er av økonomisk interesse, da minimumsvolumet aldri vil gi positive resultat.

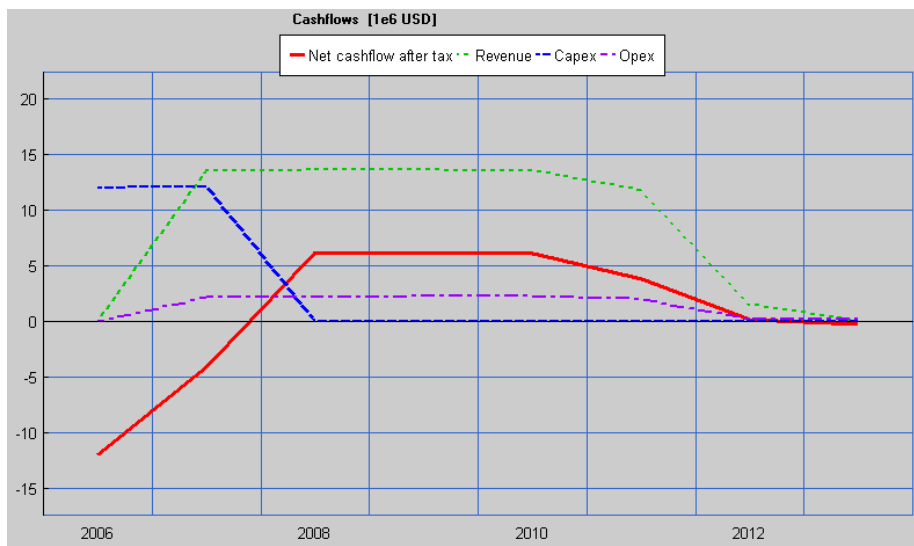
6.3.1 Scenario 1 - 25 USD/bbl og skatt

Første scenario er tilfellet hvor oljeprisen er satt til 25 USD/bbl og skatten er 80 %. Dette er et ganske pesimistisk anslag, da oljeprisen i dag ligger betydelig høyere. For dette scenarioet vil vi få en positiv netto kontantstrøm i 2008 i følge figur 6.4 og figur 6.5. Netto nåverdi for dette tilfellet vil i følge figur 6.7 være $NNV = 1.46$ mill USD og Interrenten vil i følge figur 6.6 i utgangspunktet være $IRR = 11.35$ %. Figur 6.6 viser at en 30 % negativ økning av oljeprisen fører til at internrenten blir negativ.

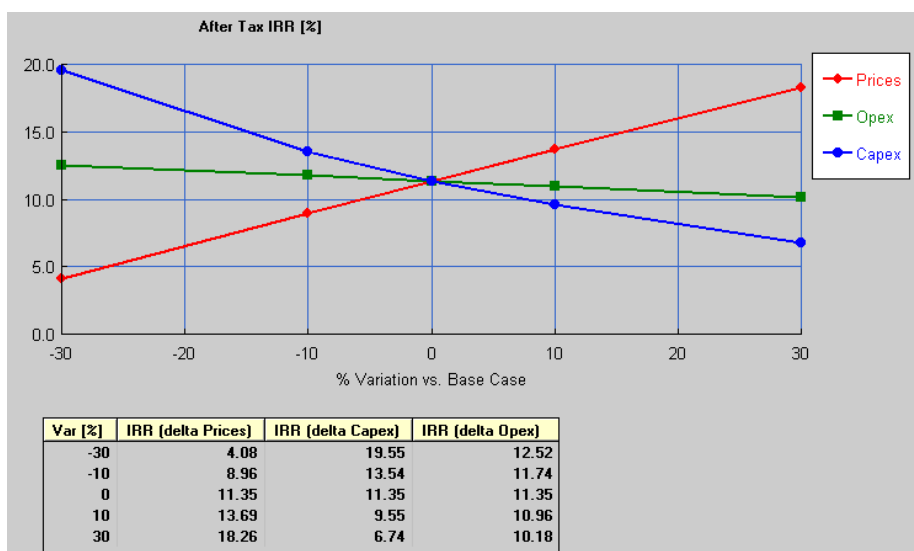
[1e6 USD]	SUM	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Gross Project Revenue	67.5		13.55	13.61	13.61	13.52	11.74	1.49	
Total revenue taxes	0.0								
Seismic acquisition	0.0								
Exploration drilling	12.0	12.00							
Appraisal drilling	0.0								
Construction	0.0								
Production well drilling	12.1		12.12						
Total CAPEX	24.1	12.00	12.12						
G & A	0.0								
Transportation	0.0								
Field operation	11.1		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	
Decommisioning	0.2								0.24
Total OPEX	11.4		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	0.24
Net cashflow before inc. tax	32.0	-12.00	-0.76	11.38	11.36	11.27	9.76	1.24	-0.24
Total income taxes	25.8		3.31	5.25	5.23	5.16	5.87	0.99	
Net cashflow after tax	6.2	-12.00	-4.07	6.14	6.13	6.11	3.89	0.25	-0.24

Figur 6.4: Budsjett for prospektet med skatt og 25 USD/bbl. Kontantstrømmen etter skatt blir positiv i det tredje året(2008).

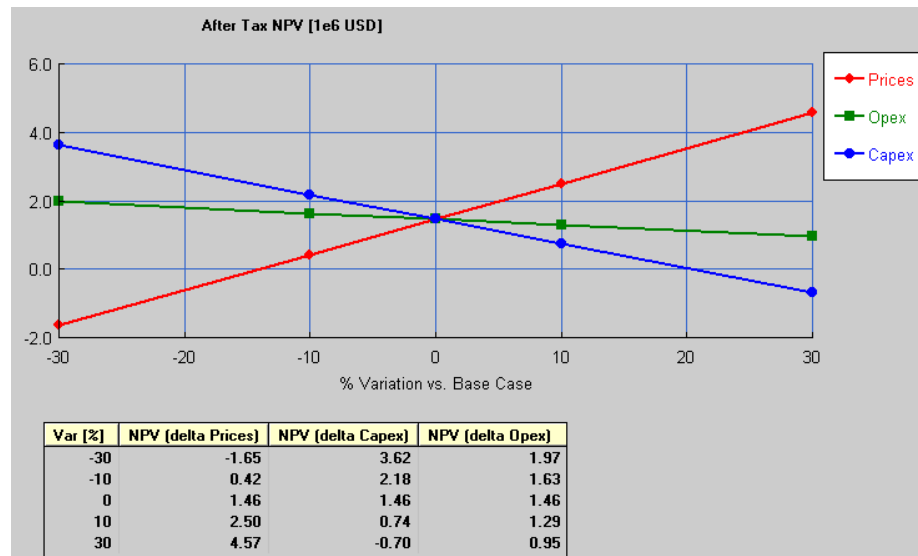
GeoX/starter gir en sannsynlighet på 0 for at det er kommersielt gjennomførbart ved 25 USD/bbl og 80% skatt. Dette er vist i figur 6.8.



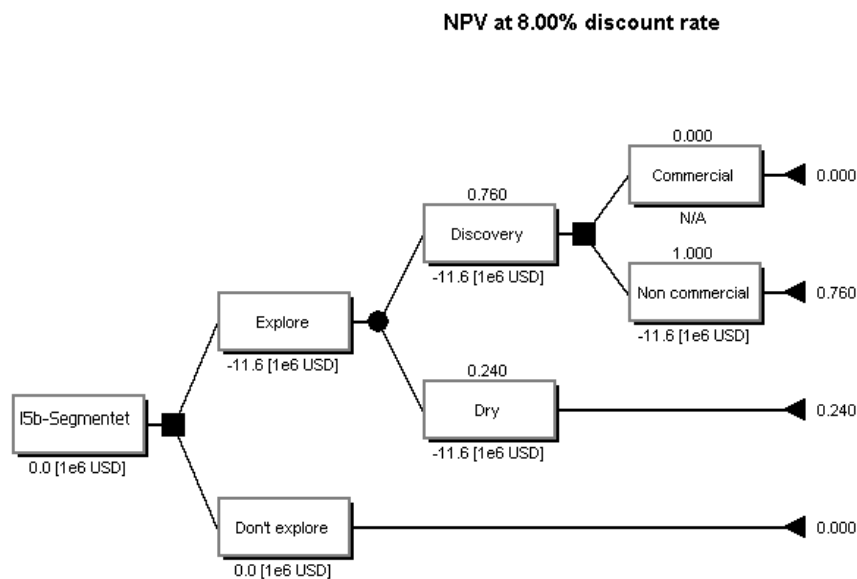
Figur 6.5: Inntektsgraf med skatt og 25 USD/bbl. Grafen viser en positiv netto kontantstrøm i 2008.



Figur 6.6: Endring av internrente (IRR) i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer med skatt og 25 USD/bbl. IRR er i utgangspunktet 11.35 % og den kommer ikke opp i 25 % selv med en endring av oljepris på 30 %.



Figur 6.7: Nåverdiforandringer i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer med skatt og 25 USD/bbl. NNV er i utgangspunktet 1.46 mill USD og blir negativ kun i det tilfelle hvor prisen synker med 30 %.



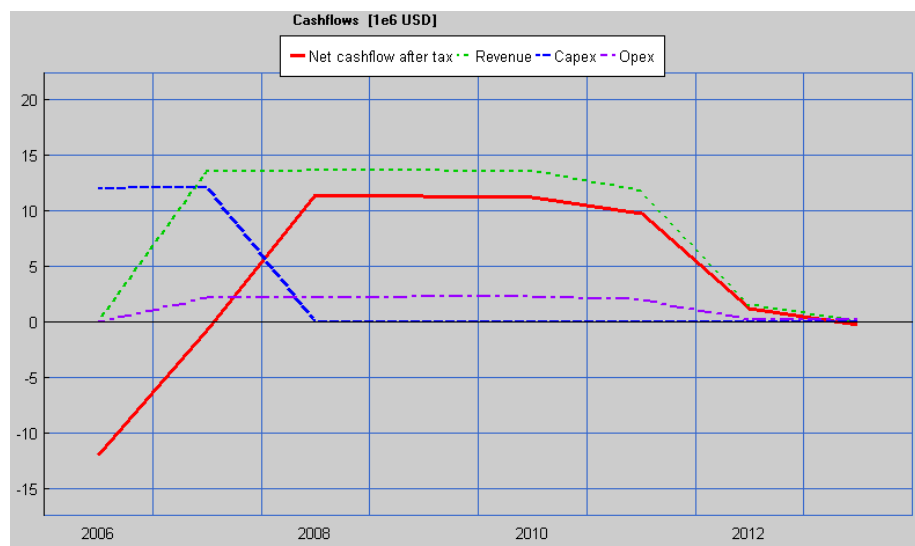
Figur 6.8: Oversikt over sannsynlighet for ulike valgmuligheter med skatt og 25 USD/bbl etter Monte Carlo-simuleringen. Suksesskriteriet her er en IRR på 25 % noe som medfører at sannsynligheten for kommersiell suksess er 0 % i dette tilfellet.

6.3.2 Scenario 2 - 25 USD/bbl og uten skatt

Andre scenario er tilfellet hvor oljeprisen er satt til 25 USD/bbl, men hvor skatten er satt til null. Dette scenarioet er tatt med for å vise hvor mye skatten har å si for resultatet og vil ikke bli tatt hensyn til i diskusjonen. Figur 6.9 samt figur 6.10 viser at vi får en netto positiv kontantstrøm i 2008. Netto nåverdi for dette tilfellet viser figur 6.12er $NNV = 20.84$ mill USD og internrenten vil i utgangspunktet være $IRR = 48.07\%$ i følge 6.11.

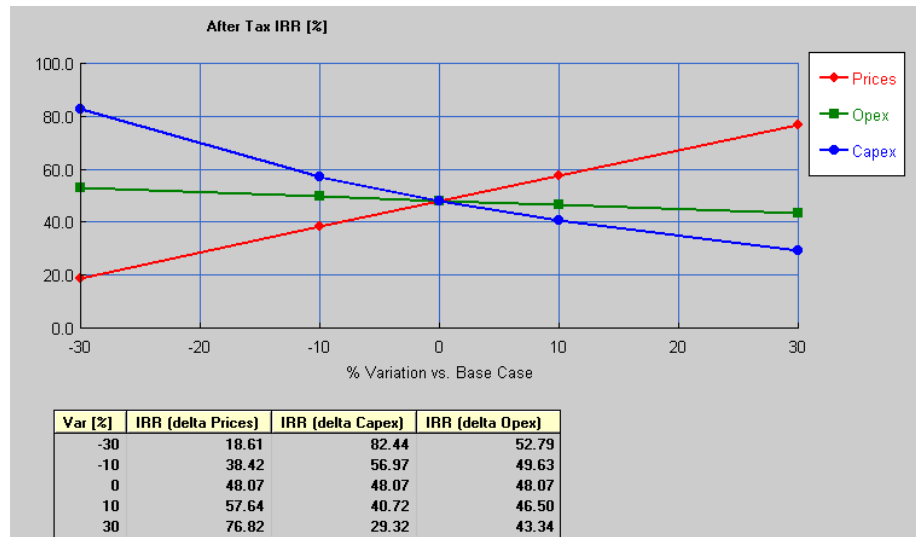
[1e6 USD]	SUM	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Gross Project Revenue	67.5		13.55	13.61	13.61	13.52	11.74	1.49	
Total revenue taxes	0.0								
Seismic acquisition	0.0								
Exploration drilling	12.0	12.00							
Appraisal drilling	0.0								
Construction	0.0								
Production well drilling	12.1		12.12						
Total CAPEX	24.1	12.00	12.12						
G & A	0.0								
Transportation	0.0								
Field operation	11.1		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	
Decommissioning	0.2								0.24
Total OPEX	11.4		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	0.24
Net cashflow before inc. tax	32.0	-12.00	-0.76	11.38	11.36	11.27	9.76	1.24	-0.24
Total income taxes	0.0								
Net cashflow after tax	32.0	-12.00	-0.76	11.38	11.36	11.27	9.76	1.24	-0.24

Figur 6.9: Budsjett for prospektet uten skatt og 25 USD/bbl.

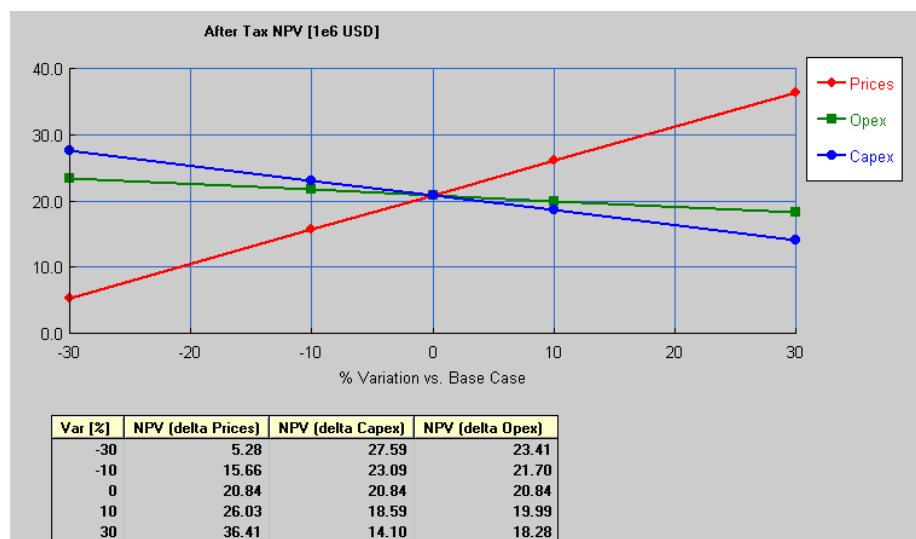


Figur 6.10: Inntektsgraf uten skatt og 25 USD/bbl.

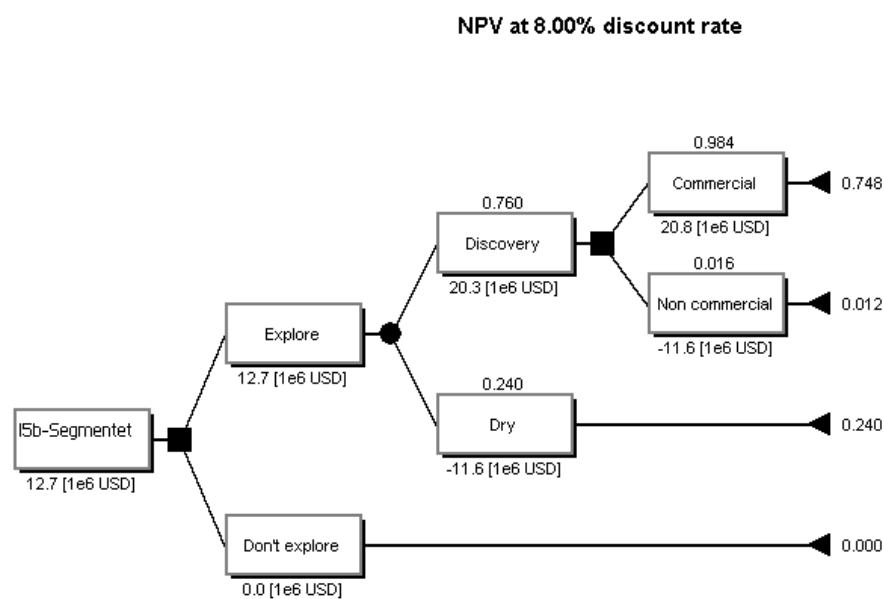
Sannsynligheten for at prosjektet ved scenario 2 er kommersielt realiserbart er på hele 0.748 i følge figur fig:treus25 når vi regner med null % skatt.



Figur 6.11: Endring av internrente (IRR) i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer uten skatt og 25 USD/bbl. IRR er i utgangspunktet 48.07 %.



Figur 6.12: Nåverdiforandringer i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer uten skatt og 25 USD/bbl.



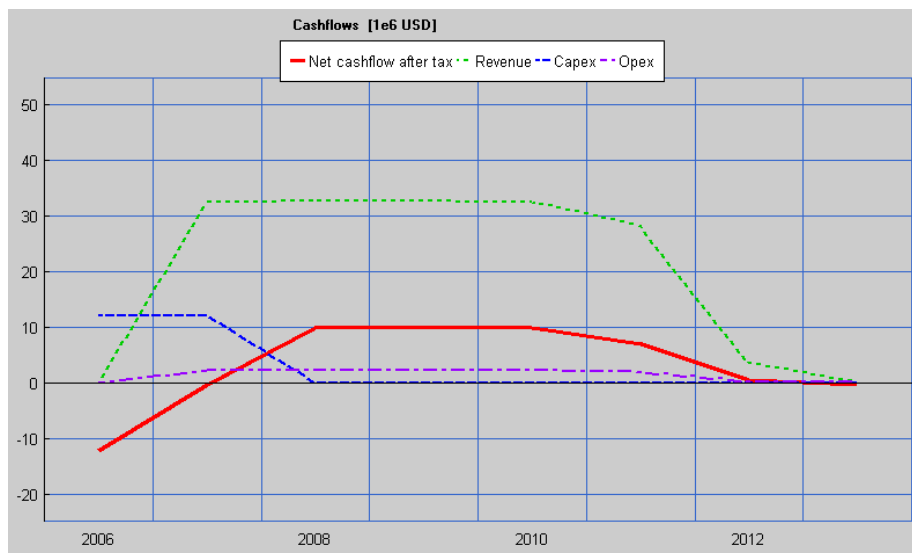
Figur 6.13: Oversikt over sannsynlighet for ulike valgmuligheter uten skatt og 25 USD/bbl etter Monte Carlo-simuleringen. Suksesskriteriet her er en IRR på 25 % noe som medfører at sannsynligheten for kommersiell suksess er 74.8 % i dette tilfellet.

6.3.3 Scenario 3 - 60 USD/bbl og skatt

Ettersom oljeprisen i dag ligger svært høyt valgte vi å ta med et scenario hvor oljeprisen ligger på 60 USD/bbl. Figur 6.14 viser at vi får en positiv kontantstrøm etter skatt i det tredje året (2008). Netto nåverdi for dette tilfellet etter skatt vil i følge figur 6.17 være lik $NNV = 15.99$ mill USD og internrenten vil i følge figur 6.16 i utgangspunktet være $IRR = 41.82\%$.

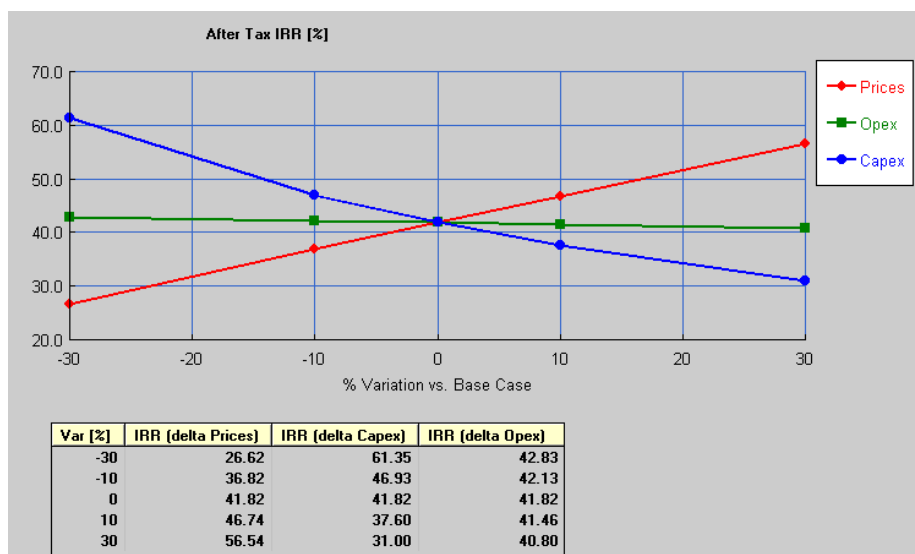
[1e6 USD]	SUM	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Gross Project Revenue	162.0		32.52	32.65	32.65	32.46	28.17	3.58	
Total revenue taxes	0.0								
Seismic acquisition	0.0								
Exploration drilling	12.0	12.00							
Appraisal drilling	0.0								
Construction	0.0								
Production well drilling	12.1		12.12						
Total CAPEX	24.1	12.00	12.12						
G & A	0.0								
Transportation	0.0								
Field operation	11.1		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	
Decommissioning	0.2								0.24
Total OPEX	11.4		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	0.24
Net cashflow before inc. tax	126.5	-12.00	18.21	30.43	30.41	30.21	26.20	3.33	-0.24
Total income taxes	101.4		18.49	20.49	20.47	20.31	19.02	2.66	
Net cashflow after tax	25.1	-12.00	-0.27	9.95	9.94	9.90	7.18	0.67	-0.24

Figur 6.14: Budsjett for prospektet med skatt og 60 USD/bbl. Kontantstrømmen etter skatt blir positiv i det tredje året(2008).

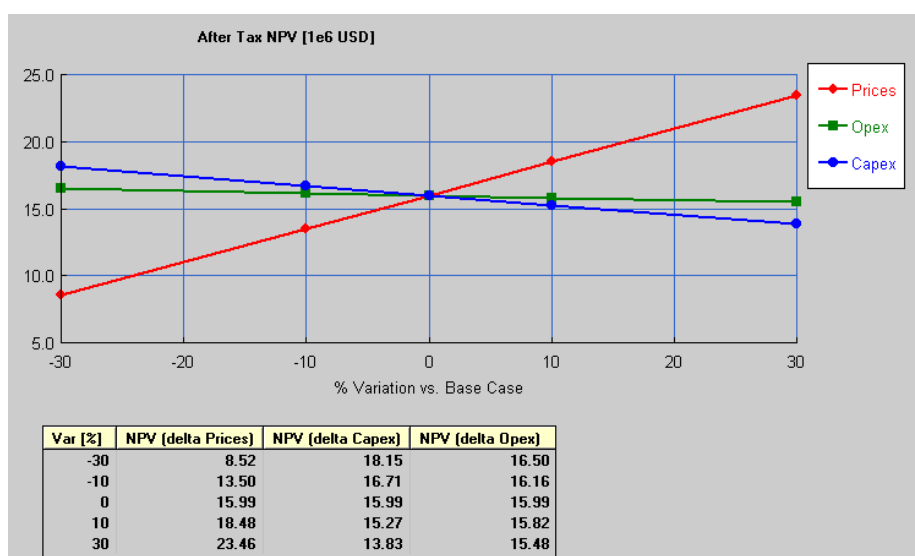


Figur 6.15: Inntektsgraf med skatt og 60 USD/bbl.

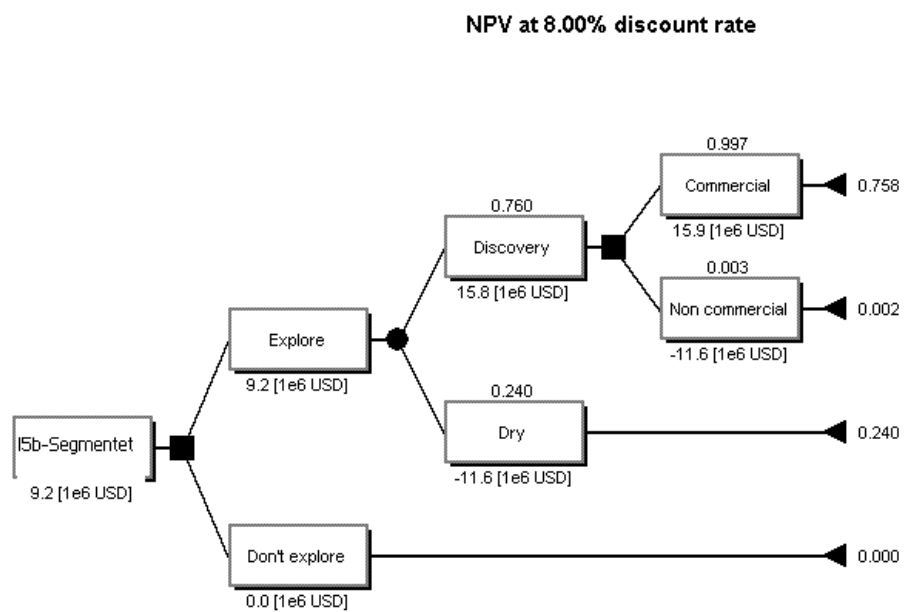
Sannsynligheten for at prospektet er realiserbart ved et scenario 3 ved 60 USD/bbl og 80% skatt er på 0.758. Dette kan sees ut ifra figur 6.18.



Figur 6.16: Endring av internrente(IRR) i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer med skatt og 60 USD/bbl. IRR er i utgangspunktet 41.82 %. Dersom en får en reduksjon av oljeprisen på 30 % til 42 USD/bbl vil en nesten komme ned til kravet til IRR på 25 %.



Figur 6.17: Nåverdiforandringer i forhold til oljepris, operasjonskostnader og investeringer med skatt og 60 USD/bbl. NNV er i utgangspunktet 15.99 mill USD og denne vil holde seg positiv selv med endringer på 30 %.



Figur 6.18: Oversikt over sannsynlighet for ulike valgmuligheter med skatt og 60 USD/bbl etter Monte Carlo-simuleringen. Suksesskriteriet her er en IRR på 25 % noe som medfører at sannsynligheten for kommersiell suksess er 75.8 % i dette tilfellet.

Kapittel 7

Økonomiske vurderinger

For å bestemme lønnsomheten av et prosjekt kan en se på både internrente og på netto nåverdi. Dersom vi har et krav til internrenten på 25 % vil prosjektet kun lykkes i scenario 3. En grovregning viser at en oljepris på omtrent 42 USD/bbl vil gi en internrente på akkurat 25 % ut i fra figur 6.16. Det vil derfor bli et krav at en kan regne med en så høy oljepris gjennom hele prosjektets levetid for at prosjektet skal kunne regnes som økonomisk forsvarlig.

Dersom vi derimot ser på netto nåverdier er prosjektet lønnsomt også med en oljepris på 25 USD/bbl, selv om overskuddet kun er marginalt positivt. Med usikkerheter forbundet med investeringer er det likevel tvilsomt om overskuddet er stort nok til å kunne forsvare en investering på 24 mill USD.

Det må også påpekes at det er kun maksimumsvolumet som gir resultater av interesse. Da sannsynligheten for dette reservoarvolumet er satt til å være 80 %, vil det også være en sannsynlighet på 20 % for at ingen av disse resultatene er gyldige.

Vi ser likheter mellom riskanalysen gjort i kapittel 5 og analysen fra GeoX i kapittel 6, da begge viser at sjansen for suksess er liten ved en oljepris på 25 USD/bbl. Vi ser også at det i begge tilfellene kun er det største volumet som gir noen som helst mulighet for suksess.

Kapittel 8

Konklusjon

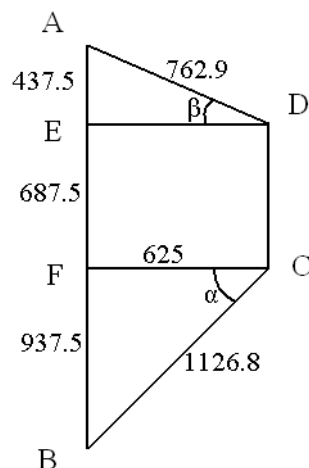
Tolkning av seismiske data resulterte i et maksimumsreservoar på ca 55 mill kubikkmeter, noe som igjen gir 430000 kubikkmeter olje. Videre viser beregning av brønnbane at det må brukes rundt 144 millioner NOK i brønnkostnader for å kunne utvinne mest mulig olje. Ved hjelp av riskanalyse fant vi en sannsynlighet på 0,76 for at maksimumsreservoaret er fylt med olje.

Vi ser ut fra Statoils suksesskriterier og GeoX-scenarioet med 25 USD/bbl og skatt, at det ikke er økonomisk verd risikoen ved å foreta en leteboring på I5B-segmentet. Men med små endringer i volum, investeringskostnader og oljepris kan dette fort forandre seg.

Tillegg A

Volumberegning

A.1 Utregninger til areal og volum av maksimal reservoarstørrelse



Figur A.1: En enkel modell av reservoaret.

Vi bruker dette enkle bildet av reservoaret vår for å finne overflatearealet. Arealet trenger vi når vi skal gjøre volumberegninger for reservoaret vårt.

Hjørnene i figuren tilsvarer krysspunkt mellom forskjellige line og trace fra seismikkdata som vi har. Vi har benyttet en “kalkulatoren” vi har fått fra Statoil som omregner seismikkens trace og line til UTM-koordinater for å finne UTM-koordinater for disse hjørnene. Ved å sette hjørne 2 som referansepunkt, finner vi lengdene til sidene på reservoaret ved hjelp av Pythagoras’ læresetning. Figuren gjør det ganske enkelt å finne overflatearealet.

Finner lengdene på de ulike sidene:

Tabell A.1: Koordinater for hjørnene i reservoaret

	A	B	C	D
Northings	6 791 268.36	6 789 206.06	6 790 134.74	6 790 822.17
Eastings	459 978.86	459 950.06	460 588.09	460 597.69
Dybde [m]	1 993	1 993	1 993	1 993

Tabell A.2: Koordinater for hjørnene, med Hjørne B som referansepunkt

	Hjørne A	Hjørne B	Hjørne C	Hjørne D
Northings	2062.3	0	928.68	1616.11
Eastings	28.8	0	638.03	647.63
Dybde [m]	1993	1993	1993	1993

$$L_{AB} = \sqrt{(2062.3^2 + 28.8^2)} = 2062.5 \text{ m}$$

$$L_{BC} = \sqrt{(928.68^2 + 638.08^2)} = 1126.76 \text{ m}$$

$$L_{CD} = L_{EF} = \sqrt{(1616.11 - 928.68)^2 + (647.63 - 638.03)^2} = 687.5 \text{ m}$$

$$L_{DA} = \sqrt{(2062.3 - 1616.11)^2 + (647.63 - 28.8)^2} = 762.9 \text{ m}$$

Mellom hver trace er det 12.5 meter. Østlig og vestlig kantlinje av reservoaret representeres ved henholdsvis trace 2970 og 2920. Bredden på reservoaret blir altså på $(2970 - 2920) \cdot 12.5 \text{ m} = 625 \text{ m}$. Dette tilsvarer L_{CF} og L_{DE} .

Areal for den nordligste trekanten:

$$\begin{aligned} \text{Areal} &= \frac{\text{Grunnflate} \cdot \text{høyde}}{2} \\ h &= \sqrt{L_{DA}^2 - L_{DE}^2} \\ h &= \sqrt{762.9^2 - 625^2} = 437.5 \text{ m} \\ A &= \frac{625 \text{ m} \cdot 437.5 \text{ m}}{2} = 136\,718.75 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Areal for rektangelet i midten:

$$\begin{aligned} \text{Areal} &= \text{Grunnflate} \cdot \text{høyde} \\ A &= 625 \text{ m} \cdot 687.5 \text{ m} = 429\,687.5 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Areal for den sydligste trekanten:

$$\begin{aligned} h &= \sqrt{L_{BC}^2 - L_{CF}^2} \\ h &= \sqrt{1126.76^2 - 625^2} = 937.5 \text{ m} \\ A &= \frac{625 \text{ m} \cdot 937.5 \text{ m}}{2} = 292\,968.75 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Totalt areal for maksimalt reservoar:

A.2. Utregninger til areal og volum av minimum reservoarstørrelse

$$A = 136\,718.75 \text{ m}^2 + 429\,687.5 \text{ m}^2 + 292\,968.75 \text{ m}^2 = 859\,375 \text{ m}^2$$

Siden forkastningene som avgrenser reservoaret vår er tilnærmet vertikale over reservoardybden, multipliserer vi ganske enkelt arealet med dybden for å finne volumet av reservoaret. Det maksimale reservoarvolumet blir altså:

$$V = A \cdot D$$

$$V = 859\,375 \text{ m}^2 \cdot 65 \text{ m} = 55\,859\,375 \text{ m}^3$$

A.2 Utregninger til areal og volum av minimum reservoarstørrelse

Den delen hvor vi ser AVO-respons og er sikre på at det finnes olje, er den nordøstlige kvadranten av reservoaret vårt. I verste tilfelle er det bare denne delen av reservoaret som er oljefyllt. Vi er derfor nødt til å finne arealet av dette området også, for å finne et minimumsvolum.

Vi tar utgangspunkt i vårt forenklede reservoar, og gjør et enkelt overslag av arealet til dette området. Vi deler opp etter de forkastningene vi har tegnet på. Dette blir veldig omtrentlig siden forkastningene er unøyaktige, men vi finner et tall vi kan bruke for våre beregninger.

Den øverste trekanten finner vi ved å halvere bredden på reservoaret. Det gir et areal på:

$$\begin{aligned} G &= \frac{625 \text{ m}}{2} = 312.5 \text{ m} \\ h &= \frac{437.5 \text{ m}}{2} = 218.75 \text{ m} \\ A &= \frac{312.5 \text{ m} \cdot 218.75 \text{ m}}{2} = 34\,180 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Vi fortsetter å halvere reservoaret i nord-sydlig retning gjennom rektangelet i midten av reservoaret. Og for enkelhets skyld, gjør vi bare en halvering av rektangelet i øst-vestlig retning også. Denne forkastningen går skrått i forhold til den retningen, men den vil krysse den øst-vestlige oppdelingen, så avviket blir ikke bekymringsfullt stort.

Dette gir rektangelet et areal på:

$$\begin{aligned} G &= \frac{625 \text{ m}}{2} = 312.5 \text{ m} \\ h &= \frac{687.5 \text{ m}}{2} = 343.75 \text{ m} \\ A &= 312.5 \text{ m} \cdot 343.75 \text{ m} = 107\,422 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Totalt minimum areal blir da:

$$A = 107\,422 \text{ m}^2 + 34\,180 \text{ m}^2 = 141\,602 \text{ m}^2$$

Siden dette svaret er så omtrentlig, bruker vi $150\,000\text{ m}^2$ i vår benyttelse av dette arealet

Minimum volum av reservoaret blir da på:

$$V = 150\,000\text{ m}^2 \cdot 65\text{ m} = 9\,750\,000\text{ m}^3$$

Tillegg B

Brønnbaneutregninger

B.1 Utregninger til brønnbane

Her vil vi gi mer utdypende informasjon om utregningene til brønnbanen. Henviser også til Excel-filen som ligger vedlagt i rapporten. Her står alle tall og utregninger. Desimalene i noen av utregningene vi har her kan avvike noe fra tallene i Excel-arket. Dette skyldes avrundinger vi gjør før utregningene her. I de tilfellene det forekommer, vil vi benytte tall fra Excel-ark når vi skal bruke resultatene videre, ellers kan vi få for store avvik til slutt.

B.1.1 Antakelser før vi starter opp

Når vi har valgt dogleg på $3^\circ/100$ ft, vil det være viktig for oss å finne radius på den. Vi må bruke radius for å finne posisjonen til brønnen etter en Build-Up, Drop-Down eller Bend.

$$O = \frac{360^\circ}{3^\circ} \cdot 100 \text{ ft} = 12\,000 \text{ ft}$$

$$O = 12\,000 \text{ ft} \cdot 0.3048 \text{ m/ft} = 3657.6 \text{ m}$$

$$r = \frac{3657.6}{2\pi} = 582.1 \text{ m}$$

B.1.2 Koordinater Start - Mål

Vi har laget et forenklet bilde av reservoaret vårt. Dette er en firkant der vi ha koordinatene til alle fire hjørnene. Hjørnene har vi funnet ut fra krysspunkt mellom seismiske trace og line på de aktuelle stedene. Ved å benytte en “kalkulator” som vi har fått fra Statoil finner vi UTM-kordinatene til hjørnene ved at den omformer trace og line.

Vi benytter toveis gangtid og seismikkdata for å finne dybden til reservoaret.

$$D = v \cdot \frac{(t_2) - (t_1)}{2}$$

	Toveis gangtid	Toveis gangtid	Laghastighet	Lagtykkelse	Dybde
	[ms]	[s]	[m/s]	[m]	[m]
	0,00	0	1479,9762	0	0
Havbunn	319,37	0,31937	1479,9762	236,329999	236,33
	1663,32	1,6633199	1943,3662	1305,89341	1542,223
	1863,32	1,8633198	1975,8602	197,585921	1739,809
Bunn, Kritt	2063,32	2,0633201	2007,2406	200,724361	1940,534
Topp, Cook (res.)	2115,36	2,1153601	2018,9657	52,5334875	1993,067
Bunn, Cook (?)	2309,3799	2,3093799	2067,0569	200,524983	2193,592

Figur B.1: Oversikt over dybder fra toveis gangtid.

Tabell B.1: Koordinater for hjørnene, øverst i reservoaret

	Hjørne1	Hjørne2	Hjørne3	Hjørne4
Northings	6 791 268.36	6 789 206.06	6 790 134.74	6 790 822.17
Eastings	459 978.86	459 950.06	460 588.09	460 597.69
Dybde [m]	1 993	1 993	1 993	1 993

Finner nå lengden på reservoaret, i den retningen vi ønsker å gå, altså fra sør mot nord, midt i reservoaret. Vi vet at de seismiske tracene går tilnærmet parallelt med N-S retning, og ønsker å sjekke avviket. Den vestlige og den østlige siden av vårt forenklede reservoar følger tracene, så vi regner ut avviket ved hjelp av hjørne-koordinatene. (Se tabell B.1)

$$\frac{E_1 - E_2}{N_1 - N_2} = \sin(\angle)$$

$$\frac{459\,978.86 - 459\,950.06}{6\,791\,268.36 - 6\,789\,206.06} = \sin(\angle) \longrightarrow \angle = 0.8^\circ$$

Vi neglisjerer det lille avviket på 0.8° , og bestemmer at brønnen skal gå direkte nordover gjennom reservoaret.

Reservoarlengde i brønnbaneretning (S-N):

$$L = \frac{N_1 - N_4}{2} + \frac{N_3 - N_2}{2} + (N_4 - N_3)$$

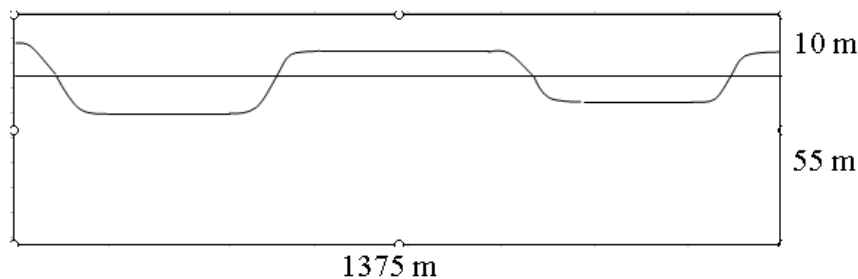
$$= \frac{6\,791\,268.36 - 6\,790\,822.17}{2} + \frac{6\,790\,134.74 - 6\,789\,206.06}{2}$$

$$+ (6\,790\,822.17 - 6\,790\,134.74) \approx 1375 \text{ m}$$

Her har vi fulgt seismikktracene, men med det avviket vi har vil reservoaret bli marginalt lengre enn vår utregning, så dette tar vi ikke hensyn til.

B.1.3 Inne i reservoaret - finne treffpunkt på reservoaret

Vi har bestemt at vi vil gå inn i reservoaret ved 2000meters dyp. Det vil si tre meter over grensen mellom Cook-3 og Cook-2. Dette er bare et tall vi har satt, og kunne nok vært større for å ta hensyn til en sikkerhetsmargin når det gjelder presisjon. Vi kommer altså inn tre meter over grensen, og vil gå tre meter ned i Cook-2 når vi vil penetrere det laget.



Figur B.2: Figuren illustrerer brønnens bane gjennom reservoaret

Vi trenger å finne horisontal og vertikal forflytning når vi går over fra et lag til et annet. Etter hva vi har bestemt, vil den vertikale endringen være på 6 meter. Dette inkluderer en Drop-down og en Build-up. Vi benytter fortsatt oppbyggingsrate på $3^\circ/100$ ft.

Horisontal endring:

$$r - r \cos(\angle) = 3 \text{ m}$$

$$\cos(\angle) = \frac{579.1}{582.1} \rightarrow \angle = 5.82^\circ$$

$$582.1 \cdot \sin(5.82^\circ) = 59 \text{ m}$$

Dette gjelder for en avbøyning. Før vi kommer over i den horisontale seksjonen i Cook-2, har vi altså beveget oss $2 \cdot 59 \text{ m} = 118 \text{ m}$.

Som en kan se av skissen over brønnbanen, vil vi gjøre fire slike overganger i vårt forslag til brønnbane. Disse får en samlet horisontal lengde på $4 \cdot 118 \text{ m} = 472 \text{ m}$

Vi får altså tre horisontale partier på til sammen: $1375 \text{ m} - 472 \text{ m} = 903 \text{ m}$. Altså blir lengde per horisontalt parti: $\frac{903 \text{ m}}{3} = 301 \text{ m}$

Langs brønnbanen får hver overgang en lengde på:

$$\begin{aligned} L &= \frac{\angle}{3^\circ} \cdot 100 \text{ ft} \cdot 0.3048 \text{ m/ft} \\ &= \frac{5.82^\circ}{3^\circ} \cdot 100 \text{ ft} \cdot 0.3048 \text{ m/ft} \\ &\approx 59.12 \text{ m} \end{aligned}$$

Vi bestemmer nå treffpunkt på reservoaret. Det bestemmer vi til å være midt mellom hjørne 2 og hjørne 3:

Northings:

$$6\,789\,206.06 + \frac{6\,790\,134.74 - 6\,789\,206.06}{2} = 6\,789\,670.4 \text{ N}$$

Eastings:

$$459\,950.06 + \frac{460\,588.09 - 459\,950.06}{2} = 460\,269.1 \text{ E}$$

Oppsummert: Vi velger å gå inn i reservoaret ved 6 789 670.4N, 460 269.1E, og 2000 meters dybde. Inne i reservoaret får vi en brønnbanelengde på $(8 \cdot 59.12 \text{ m}) + (3 \cdot 301 \text{ m}) = 1376 \text{ meter}$. (NB: dette avviker med 0.4 meter fra de nøyaktige utregningene.)

B.1.4 Brønnbane fra plattform til reservoar

Som forklart i hovedrapporten ønsker vi å lage en “dip” før vi kommer inn i reservoaret, for å unngå forkastningskomplekset. Vi vil komme fra 1900 meters dyp og ned til 2000 meter der vi vil angripe reservoaret. Vi får altså en Drop-Down på 50 meter vertikalt, og en like stor Build-Up. Så gjenstår det å finne ut hvor stor vinkel vi får her, og hvor stor horisontal endring dette gir vinkel:

$$\begin{aligned} r - r \cdot \cos(\angle) &= \text{vert. disp.} \\ 582.1 \text{ m} - 582.1 \text{ m} \cdot \cos(\angle) &= 50 \text{ m} \longrightarrow \angle = 23.92^\circ \end{aligned} \quad (\text{B.1})$$

Og den gir horisontal forskyvning:

$$\begin{aligned} r \cdot \sin(\angle) &= \text{horiz. disp.} \\ 582.1 \cdot \sin(23.92^\circ) &= 236 \text{ m} \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

Lengde langs brønnbanen:

$$\begin{aligned} L &= \frac{\angle}{3^\circ} \cdot 100 \text{ ft} \cdot 0.3048 \text{ m/ft} \\ &= \frac{23.92^\circ}{3^\circ} \cdot 100 \text{ ft} \cdot 0.3048 \text{ m/ft} \\ &\approx 243 \text{ m} \end{aligned} \quad (\text{B.3})$$

Så totalt for dipen, får vi vertikal endring på 100 meter, og horisontal endring på: $2 \cdot 236 \text{ m} = 472 \text{ m}$.

Denne horisontale forskyvningen blir lik $-\Delta N$, og vi finner Northings: før dipen:

$$(N) = 6\,789\,670.4 - 472 = 6\,789\,198.4$$

Vi får $\Delta E = 0$.

Lengden langs brønnbanen over dipen blir: $2 \cdot 243 \text{ m} = 486 \text{ m}$

Bend

Hvis vi starter i øverste ende av dipen itererer vi oss frem til den vinkelen vi må ha for å komme inn i en rett linje mot GFC. Vi kunne laget en likning med to ukjente, men når siden vi benyttet Excel i utregningen var det like greit å utføre en iterasjon. Iterasjonen vises i det vedlagte Excel-arket, sheet “Brønnbane”.

Vi forsøker en vinkel på Bend, og regner ut nordlig og østlig endring ut fra den valgte vinkelen. Vi trekker disse endringene fra de lokale koordinatene vi har i begynnelsen av dipen (Nordlig og østlig avstand fra GFC). Siden regner vi ut vinkelen fra GFC til det nye punktet, og finner vinkelen fra GFC i forhold til rett nordlig retning. Når den innsatte vinkelen er lik den vi får ut, er det vinkelen vi må ha på vår Bend. I dette tilfellet ble vinkelen på $20.606^\circ \approx 20.61^\circ$.

Når vi vet vinkelen på Bend, kan vi benytte samme framgangsmåte som ligning (B.2), for å finne ΔN . Her blir “horiz. disp.” = ΔN

Vi kan finne ΔE ved følgende formel:

$$\Delta E = r - r \cdot \cos(\angle) \quad (\text{B.4})$$

På vår Bend får vi $\Delta N = 204.9$ m og $\Delta E = 37.3$ m, det ser vi fra utregningene på Excel-arket.

Koordinater før Bend:

$$(N) = 6\,789\,198.4 - 204.9 = 6\,788\,993.5$$

$$(E) = 460\,269.1 + 37.3 = 460\,306.4$$

Fullføre brønnbanen - Sailangle

Siden den ene delen av brønnbanen nå ligger i horisontalplanet og peker mot den andre delen som peker rett vertikalt, finner vi ganske raskt sailangle. Vi vet at sum ΔH og sum ΔV for Build-Up vinklene før og etter sail-seksjon er lik radius for dogleg, som er 582.1 meter. Vi trekker dette fra ΔH og ΔV mellom de to punktene, og finner sailangle som hypotenusen i trekanten vi ender opp med.

$$\Delta(V) = 1900\text{ m} - 500\text{ m} - 582.1\text{ m} = 817.9\text{ m}$$

$$\Delta(H) = 2017.5\text{ m} - 582.1\text{ m} = 1435.4\text{ m}$$

Vi har nå funnet katetene i trekanten vår, og kan finne sailangle ut fra disse:

$$\begin{aligned}\tan(\angle) &= \left(\frac{\Delta(H)}{\Delta(V)}\right) \\ \angle &= \tan^{-1}\left(\frac{1435.3}{817.9}\right) = 60.32^\circ\end{aligned}$$

Lengde, brønnbane sailangle:

$$L = \sqrt{(\Delta(H))^2 + (\Delta(V))^2} = \sqrt{1435.3^2 + 817.9^2} = 1652\text{ m}$$

Dette gir en friksjonsfaktor på:

$$\begin{aligned}\tan(\angle) &= \frac{1}{\mu} \\ \mu &= \frac{1}{\tan(\angle)} \\ \mu &= \frac{1}{\tan(60.32^\circ)} \\ \mu &= 0.57\end{aligned}$$

Dette er en så stor friksjonsfaktor (μ) at vi garantert kommer til å holde oss under den.

Lengder langs brønnbanen for de to Build-Upene regner vi ut som i ligning (B.3)

Vi benytter samme framgangsmåte som ligning (B.2) og (B.4) for å bestemme horisontal og vertikal endring over Build-Upene.

Ved å legge Northings og Eastings til koordinatene til GFC, finner vi de globale koordinatene til disse punktene. Det er de globale koordinatene vi har benyttet i hovedrapporten.

Tabell B.2: Lokale koordinater, GFC som ref.pkt.

	KOP	Start sailsection	Start Buid-Up 2
Northings	0	275.1	1618.6
Eastings	0	-103.5	-608.7
Dybde [m]	500	1005.8	1823.7

B.1.5 Total lengde, brønnbane

Tallene vi bruker her er funnet ved bruk av ligning (B.3) for avbøyninger. Lengdene på de rette seksjonene har vi regnet ut ovenfor.

Tabell B.3: Lengder (MD) på brønnbanen

	Lengde [m]	Measured Depth(total lengde) [m]
Vertikal seksjon	500	500
Build-Up 1	612,9	1112.9
Sail region	1652.0	2764.9
Build-Up 2	301.5	3066.4
Bend	209.4	3275.8
Dip	486.0	3761.9
I reservoaret	1375.7	5137.5

Tillegg C

Beregning av HC-volum

For å beregne mengden hydrokarboner for de ulike reservoarvolumene er ligning (C.1) brukt.

$$HC = \frac{\text{Volum} \cdot N/G \cdot \text{Porøsitet} \cdot \text{HCmetning} \cdot \text{Utvinningsgrad}}{\text{Krympefaktor}} \quad (\text{C.1})$$

For å regne ut talleverdiene for N/G-rate, Porøsitet, HC-metning og utvinningsgrad er det brukt vektete snittverdier for Cook-2 og Cook-3 fra tabell 5.1. Krympefaktor er gitt av Statoil [3].

Volum 1

$$V_1 = 55250000\text{m}^3 \quad (\text{C.2})$$

$$HC_1 = \frac{V_1 \cdot 0.585 \cdot 0.231 \cdot 0.327 \cdot 0.247}{1.4} = 430741\text{Sm}^3 \quad (\text{C.3})$$

Volum 2

$$V_2 = 44200000\text{m}^3 \quad (\text{C.4})$$

$$HC_2 = \frac{V_2 \cdot 0.585 \cdot 0.231 \cdot 0.327 \cdot 0.247}{1.4} = 344592\text{Sm}^3 \quad (\text{C.5})$$

Volum 3

$$V_3 = 28862500\text{m}^3 \quad (\text{C.6})$$

$$HC_3 = \frac{V_3 \cdot 0.585 \cdot 0.231 \cdot 0.327 \cdot 0.247}{1.4} = 225018\text{Sm}^3 \quad (\text{C.7})$$

Volum 4

$$V_4 = 9750000\text{m}^3 \quad (\text{C.8})$$

$$HC_4 = \frac{V_4 \cdot 0.585 \cdot 0.231 \cdot 0.327 \cdot 0.247}{1.4} = 76013\text{Sm}^3 \quad (\text{C.9})$$

Tillegg D

Input parametere til GeoX

Cook-2 har en tykkelse på 55 m og Cook-3 er 10 m tykt. Tilsammen er tykkelsen på 65 m. De to reservoarbergartene har forskjellige egenskaper og for å beregne samlet verdier for N/G, porøsitet, HC-metning samt utvinningsgrad er det blitt beregnet en enkel middsverdi for de ulike egenskapene.

I5B	NTG	Swi	PORO
Zon\Seg	I5B	I5B	I5B
C3C	0.82	0.38	0.26
C3B	1.00	0.31	0.31
C3A3			
C3A2			
C3A1			
C2C	0.23	0.74	0.27
C2B2	0.54	0.73	0.23
C2B1	0.51	0.93	0.17
C2A	0.51	0.73	0.23
Total seg.	0.58	0.60	0.25

Snitt C3	0.98	0.32	0.31
Snitt C2	0.51	0.74	0.22

Figur D.1: Petrofysisike parametre for I5B segmentet oppgitt av Statoil

D.1 Midlet verdier for porøsiteten

Ser ut ifra figur D.1 at gjennomsnittsverdien for porøsiteten i Cook-3 er 0.31 og gjennomsnittsverdien for porøsiteten i Cook-2 er på 0.22.

Midlet porøsiteten for hele segmentet beregnes da på følgende måte:

$$\text{Midlet porøsitet} = (0.31 \cdot \frac{10}{65}) + 0.22 \cdot \frac{55}{65} = 0.234$$

D.2 Midlet verdi for N/G

Ser ut ifra figur D.1 at gjennomsnittsverdien for N/G i Cook-3 er 0.98 og gjennomsnittsverdien for N/G i Cook-2 er på 0.51.

Midlet N/G for hele segmentet beregnes da på følgende måte:

$$\text{Midlet N/G} = (0.98 \cdot \frac{10}{65}) + 0.51 \cdot \frac{55}{65} = 0.582$$

D.3 Midlet verdi for HC-metning

Ser ut ifra figur D.1 at gjennomsnittsverdien for Swi i Cook-3 er 0.32 og gjennomsnittsverdien for Swi i Cook-2 er på 0.74.

HC-metning er gitt ved følgende formel:

$$\text{HC} - \text{metning} = (1 - Swi)$$

Midlet HC-metning for hele segmentet beregnes da på følgende måte:

$$\text{Midlet HC} - \text{metning} = ((1 - 0.32) \cdot \frac{10}{65}) + (1 - 0.74) \cdot \frac{55}{65} = 0.325$$

D.4 Utvinningsgrad

Sone	Forventet utvinningsgrad i tilsvarende område som I5B	
	Trykkavlastning	Trykkvedlikehold ved vanninjeksjon
Cook-3	35 %	50 %
Cook-2	10 %	20 %

Figur D.2: Utvinningsgrad for I5B segmentet oppgitt av Statoil

Ser ut ifra figur D.1 at trykkvedlikehold ved vanninjeksjon i Cook-3 er 50 % og verdien for Cook-2 er på 20 %.

Utvinningsgraden for hele reservoaret beregnes da på følgende måte:

$$\text{Utvinningsgrad} = (0.5 \cdot \frac{10}{65}) + 0.2 \cdot \frac{55}{65} = 0.246$$

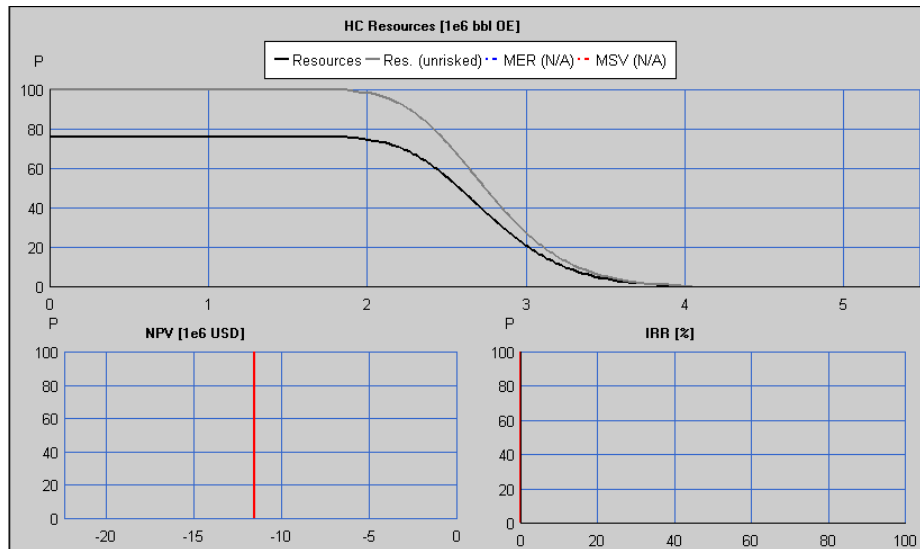
Tillegg E

Skjermbilder fra GeoX-analyse

Dette tillegget viser skjermbilder fra GeoX-analysen som vi ikke har ansett som nødvendige å ha med i kapittel 6.

[1e6 USD]	SUM	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Revenue taxes									
Royalty	0.0								
Income taxes									
Revenue basis	67.5		13.55	13.61	13.61	13.52	11.74	1.49	
- Depreciations	24.1	2.40	4.82	4.82	4.82	4.82	2.42		
- Expensed CAPEX	0.0								
- Expensed OPEX	11.1		2.19	2.22	2.24	2.25	1.97	0.25	
- Deductible taxes	0.0								
- Uplift	0.0								
Sum all deductions	35.3	2.40	7.01	7.04	7.07	7.08	4.40	0.25	
Sum ded. with CF	35.3		9.41	7.04	7.07	7.08	4.40	0.25	
Tax basis	32.3		4.14	6.56	6.54	6.45	7.34	1.24	
Corporate income tax	25.8		3.31	5.25	5.23	5.16	5.87	0.99	
Corporate income tax [%]			80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	
Sum taxes	25.8		3.31	5.25	5.23	5.16	5.87	0.99	

Figur E.1:



Figur E.2:

Summary

Project duration:

2006 - 2013

Oil price [USD/bbl]

25.00 25.00

Gas price [USD/1e3 cft]

2.00 2.00

Discount rate [fraction] :

0.0800

Calc: MonteCarlo/1000

Project

Parameter [units]	Dist.type	Mean	F90	F50	F10
Oil Rec. Resources [1e6 bbl]	CalcLn	2.72	2.24	2.69	3.24
Non Ass. Gas Rec. Resources [1e9 cft]	Const	0.00	0.00	0.00	0.00
Ass. Gas Rec. Resources [1e9 cft]	CalcLn	0.326	0.185	0.302	0.495
Condensate Rec. Resources [1e6 bbl]	Const	0.00	0.00	0.00	0.00
Dry Hole Risk [fraction]	Const	0.24			
NPV.Discovery [1e6 USD]	MC(1000)	-11.6	-11.6	-11.6	-11.6
IRR WI [%]	MC(1000)	0.00	0.00	0.00	0.00
EMV WI [1e6 USD]	Const	-11.55			

Figur E.3:

Parameter	Currency: USD		
Oil price [bbl]	Year	Base price/step	Infl. rate [%]
Gas price [1e3 cft]	2006	25.0	0.0
Condensate price [bbl]			

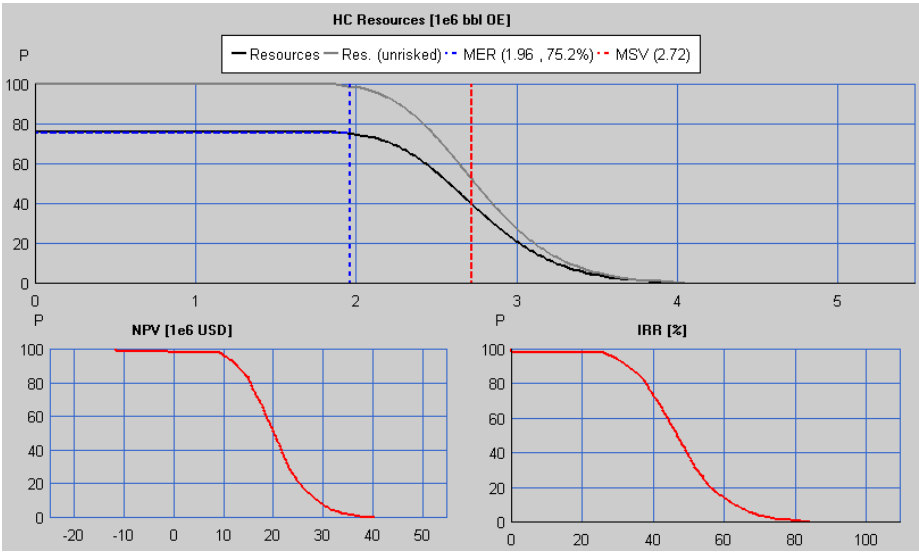
Figur E.4:

Recoverable reserves [1e6 m3 OE]	0.0
Duration of seismic aquisition [Yr]	0.00 (0.00)
Duration of exploration drilling [Yr]	0.500 (0.000)
Number of exploration wells	1.00 (0.00)
Duration of appraisal drilling [Yr]	0.00 (0.00)
Number of appraisal wells	0.00 (0.00)
Duration development approval [Yr]	0.00 (0.00)
Duration of development [Yr]	0.500 (0.000)
Plateau oil production rate [fraction]	0.200 (0.000)
Remaining oil at start decline [fraction]	0.250 (0.000)
Decline rate oil production [fraction]	0.200 (0.000)
Plateau gas production rate [fraction]	0.00 (0.00)
Remaining gas at start decline [fraction]	0.00 (0.00)
Decline rate gas production [fraction]	0.00 (0.00)

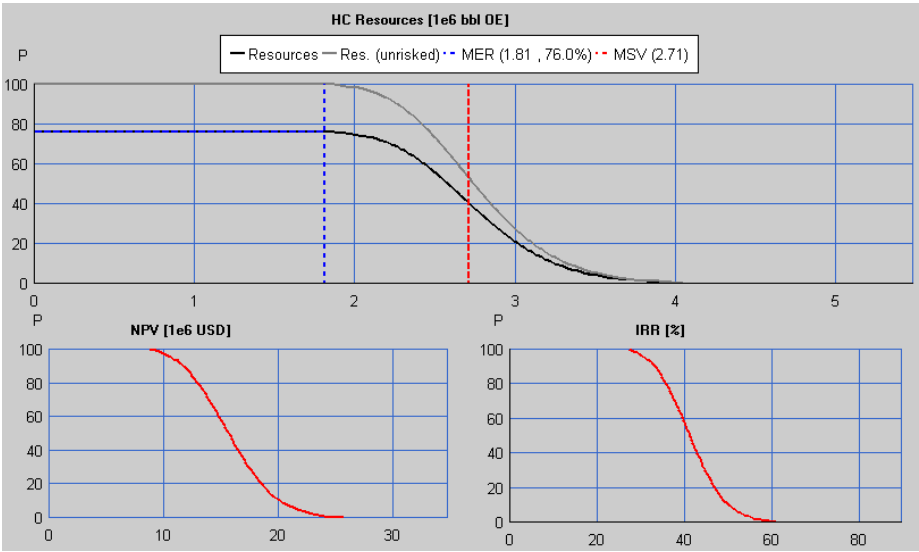
Figur E.5:

Parameter [units]	Type	Mean (Sd)	F90	F50	F10
Cost seismic [1e6 USD]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Cost pr. exploration well [1e6 USD]	Const	12.0 (0.0)	12.0	12.0	12.0
Cost pr. appraisal well [1e6 USD]	Unif	5.20 (0.46)	4.56	5.20	5.84
Cost GA in seismic [1e6 USD pr. Yr]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Cost GA in exploration [1e6 USD pr. Yr]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Cost GA in appraisal [1e6 USD pr. Yr]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Cost GA in dev. approval [1e6 USD pr. Yr]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Construction in development [fraction]	Const	0.35			
Construction in buildup [fraction]	Const	0.3			
Cost pr. oil production well [1e6 USD]	Const	12.0 (0.0)	12.0	12.0	12.0
Cost pr. gas production well [1e6 USD]	Const	0.00 (0.00)	0.00	0.00	0.00
Cost decommissioning [fraction]	Const	0.0100 (0.0000)	0.010	0.010	0.010

Figur E.6:



Figur E.7:



Figur E.8:

Cashflow			
Project start year	2006	Discount rate [%/Yr]	8.0
NPV year	2006	Required IRR [%]	25.0

Figur E.9:

Plateau production [1e3 bbl/day OE]	0.0
Fixed development cost [1e6 USD]	0.00 (0.00)
Variable oil dev. cost [USD/bbl plateau]	0.00 (0.00)
Variable gas dev. cost [USD/1e3 cft plateau]	0.00 (0.00)
Fixed operating cost [1e6 USD pr Yr]	0.00 (0.00)
Variable oil op. cost [USD/bbl]	4.00 (0.00)
Variable gas op. cost [USD/1e3 cft]	0.00 (0.00)
Fixed transportation cost [1e6 USD pr Yr]	0.00 (0.00)
Variable oil transp. cost [USD/bbl]	0.00 (0.00)
Variable gas transp. cost [USD/1e3 cft]	0.00 (0.00)

Figur E.10:

Bibliografi

- [1] Statoils reservoarstyringsplan for Gullfaks, <http://gullfaks.ipt.ntnu.no/>
- [2] Oljedirektoratets nettsider: <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>, 28. april 2006.
- [3] Anne Mette Irgens og Knut Inge Brendeland for Statoil, powerpoint presentasjon: *Cook formasjonen, Gullfaks Hovedfelt*, januar 2006.
- [4] Mail mottatt fra Kjetil Andreas Festervoll, 29. mars 2006.
- [5] Martin Gowers, DONG, *Risk Manual, Geological Prospect Risk Evaluation*, mai 2003.
- [6] Mail mottatt fra Anne Mette Irgens, 30. Mars 2006.
- [7] GeoKnowledge AS, *Prospect Evaluation with GeoX Tutorial*, januar 1999.
- [8] Programmet *GeoX/Starter*.
- [9] http://www.ivt.ntnu.no/bat/pa/undervisning/tba4135/5_pensum/pensum/lonnsomhetsanalyser.pdf
- [10] <http://www.na24.no>