



Institutt for petroleumsteknologi og anvendt  
geofysikk



Statoil ASA, avd. Bergen

Eksperter i team,  
Gulfakslandsbyen

## **Kompletteringsløsning på GF B-17AT2**

Andreas Mathiassen  
Atle Storaker  
Tor Erik Askeland  
Trygve Adolfsen

Trondheim  
9. mai 2007

## **Forord**

Denne rapporten tar for seg den faglige delen av faget TPG 4851 Eksperter i team. Gruppen vår, gruppe 4, har arbeidet med en oppgave om komplettering av brønn GF B-17AT2.

Underveis er det mange som har bidratt til løsningen av oppgaven. Spesielt ønsker vi å takke Knut Müller, vår veileder i Statoil, Prof. Sigbjørn Sangesland, Prof. Harald Asheim, Prof. Jon Kleppe og Jan Ivar Jensen ved institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk for hjelp og veiledning underveis.

## **Sammendrag**

Valg av kompletteringsløsning påvirker i stor grad en brønns produksjon og driftssikkerhet. Hensikten med dette prosjektet er å starte med blanke ark og finne en optimal kompletteringsløsning til B-17AT2 som ikke er basert på "gammel vane".

For å lage en optimal komplettering ble først produksjon fra forskjellige soner i brønnen beregnet analytisk og ved hjelp av NETool basert på tolking av brønnlogg, geologisk modell og erfaringsdata. Disse beregningene resulterte i en ønsket produksjonsstrategi som sammen med vurderinger av tilgjengelig utstyr og risiko tilknyttet hver enkelt løsning, dannet grunnlag for valg av komplettering.

Resultatet er en komplettering bestående av sandskjermer av forskjellig slag, pakninger for soneisolering og en preinstallert plugg. I løpet av brønnens levetid er det planlagt intervensjoner for å tette noen skjermer, åpne andre, samt trekke pluggen.

Denne løsningen tillater at sonene med størst volum og høyest produksjonsrate kan dreneres først selv om de ikke er nederst i brønnen. Dette gir større produksjon tidlig i brønnens levetid som gir høyere nåverdi.

# Innhold

|                                                  |            |
|--------------------------------------------------|------------|
| <b>FORORD .....</b>                              | <b>II</b>  |
| <b>SAMMENDRAG.....</b>                           | <b>III</b> |
| <b>1 INTRODUKSJON .....</b>                      | <b>1</b>   |
| 1.1 OPPGAVEBESKRIVELSE .....                     | 1          |
| 1.2 INTRODUKSJON TIL BRØNN B-17AT2.....          | 2          |
| <b>2 LOGGTOLKNING.....</b>                       | <b>3</b>   |
| 2.1 VÅRT UTGANGSPUNKT .....                      | 3          |
| 2.2 RESULTATER FRA LOGGTOLKNING .....            | 5          |
| <b>3 BEREGNINGER.....</b>                        | <b>6</b>   |
| 3.1 ANALYTISKE BEREGNINGER .....                 | 6          |
| 3.1.1 Antakelser .....                           | 7          |
| 3.1.2 Teori .....                                | 8          |
| 3.1.3 Produksjonsindeks, <i>PI</i> .....         | 11         |
| 3.1.4 Hullstørrelse .....                        | 15         |
| 3.1.5 WOC kontroll.....                          | 15         |
| 3.2 RESULTATER ANALYTISKE BEREGNINGER .....      | 16         |
| <b>4 NETOOL .....</b>                            | <b>18</b>  |
| 4.1 INTRODUKSJON TIL NETOOL.....                 | 18         |
| 4.2 NETOOL VS ANALYTISK LØSNING.....             | 20         |
| 4.3 RESULTATER FRA NETOOL .....                  | 22         |
| <b>5 USIKKERHETSMOMENTER .....</b>               | <b>23</b>  |
| <b>6 VALG AV UTSTYR .....</b>                    | <b>24</b>  |
| 6.1 PRODUKSJONSSTRATEGI.....                     | 25         |
| 6.2 FYSISKE BEGRENSNINGER .....                  | 25         |
| 6.3 TILGJENGELIG UTSTYR .....                    | 25         |
| 6.4 RISIKO .....                                 | 25         |
| <b>7 DISKUSJON AV MULIGHETER .....</b>           | <b>26</b>  |
| 7.2 THERMASet RESIN .....                        | 27         |
| <b>8 KOMPLETTERINGSFORSLAG .....</b>             | <b>29</b>  |
| 8.1 FORSLAG 1 .....                              | 29         |
| 8.2 FORSLAG 2 .....                              | 31         |
| 8.3 FORSLAG 3 .....                              | 32         |
| <b>9 RISIKOVURDERING.....</b>                    | <b>33</b>  |
| <b>10 KONKLUSJON – GRUPPENS ANBEFALING .....</b> | <b>34</b>  |
| 10.1 DETALJERT KOMPLETTERING .....               | 34         |
| Alternativt.....                                 | 36         |
| <b>KILDER.....</b>                               | <b>37</b>  |
| <b>VEDLEGG.....</b>                              | <b>39</b>  |

# 1 Introduksjon

Store deler av ressurser fra Gullfaksfeltet er allerede produsert. Dagens utfordringer er derfor å øke oljeutvinning og forlenge levetiden av feltet [1]. Gullfaksfeltet preges av formasjoner med løs sand. Sandproduksjon er generelt et stort problem for olje- og gassutvinningen på mange felt. Hydrokarbonutvinning i formasjonen med dårlig konsolidert sand er derfor enda mer utfordrende. For å håndtere problemet med sandproduksjon settes det høye krav til kompletteringsløsninger.

## 1.1 Oppgavebeskrivelse

Denne rapporten skal gi et forslag til best mulig kompletteringsløsning på brønnen B-17AT2. Det vil si et kompletteringsforslag som gir optimal hydrokarbonproduksjon fra brønnen ønskes utarbeidet. Følgende aspekter ble vektlagt i rapporten:

- Reservoartilstrømningsanalyse
- Krysstrømningsanalyse
- Sandkontrollanalyse
- Praktisk gjennomførbarhet
- Analyse av framtidige intervensjoner
- Effektivitet

For å nå fastsatte mål har vi definert noen deloppgaver:

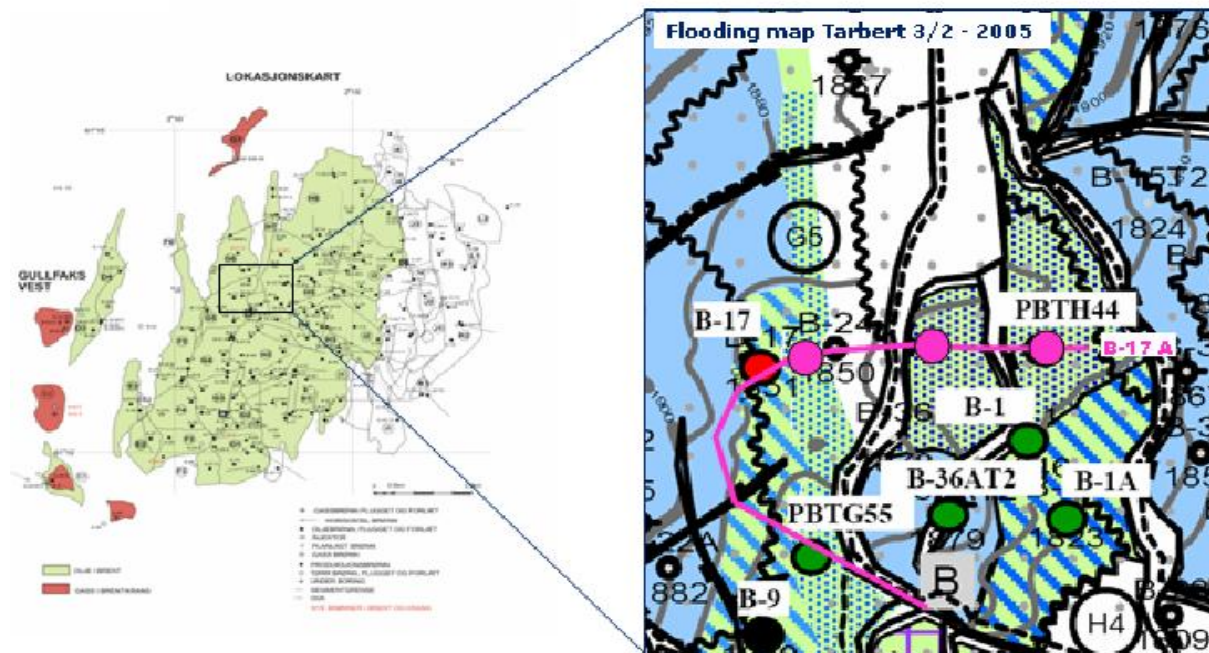
1. Analyse av loggdata
2. Bestemme produksjonssoner og rater
  - a. Analytisk løsning
  - b. NETool løsning
3. Økonomiske betraktninger
4. Velge kompletteringsteknologi
5. Lage kjørestring for komplettering
6. Operasjonsrisikovurdering
7. Usikkerhetsvurdering

## 1.2 Introduksjon til brønn B-17AT2

Brønnen ble opprinnelig planlagt som en horisontal lateral fra eksisterende brønn B-17. På TVD 1880 m ble B-17 plugget, og en lateral ble boret i østrening. Den planlagte brønnen skulle bores gjennom segmentene G5, mellomsegmentet og segment H4. Det vil si brønnen skulle nå 3 mål i hvert av de segmentene (Figur 1). Forventningene har vært å produsere ca. 43,3 % fra G5, ca. 45 % fra mellomsegmentet og ca. 11,7 % fra H4 av de totale reservene som ble estimert til å bli ca. 300 000 Sm<sup>3</sup> [2].

Forventningene har forandret seg etter at brønnen ble boret. På grunn av tekniske problemer på riggen måtte boringen avsluttes på slutten av mellomsegmentet uten å ha nådd segment H4. Flere mulige tolkninger av geologiske snitt ble gjort. Forventede produksjons volumer ble estimert etter boringen til å bli totalt ca. 145 000 Sm<sup>3</sup> [2] hvor alt skulle produseres fra segment G5.

Det ligger mye usikkerhet i tolkninger av geologien rundt brønnen og sannsynligvis noe usikkerhet i boreloggen. Vi vil derfor analysere all tilgjengelig informasjon for å få en dypere forståelse av brønnen og plassering av den. Kurvaturen på brønnbanen ser ikke enkel ut. Derfor må vi ta hensyn til at sannsynligvis mer avanserte verktøy, for eksempel brønntraktor, må kunne tas i bruk for å kunne vedlikeholde brønnen.



Figur 1: Oversikt over brønnplassering på feltet [2].

## 2 Loggtolkning

### 2.1 Vårt utgangspunkt

Vi har tatt utgangspunkt i ferdigtolket logg av B-17AT2 og har identifisert soner som sannsynligvis inneholder hydrokarboner.

Ved analyse av brønnloggen er målet å dele brønnen inn i soner som egner seg for produksjon, og soner man ønsker å isolere bort. Parametrene vi bruker for å klassifisere disse sonene er permeabilitet, porøsitet, resistivitet, tetthet og metning.

Loggen viste at noen soner sannsynligvis inneholder mer hydrokarboner enn andre, men vi vil ikke fullstendig utelukke soner som kan gi oss ekstra produksjon. Derfor har vi klassifisert mulige produktive soner som "sikre" og "usikre". Det vil si at "sikre"

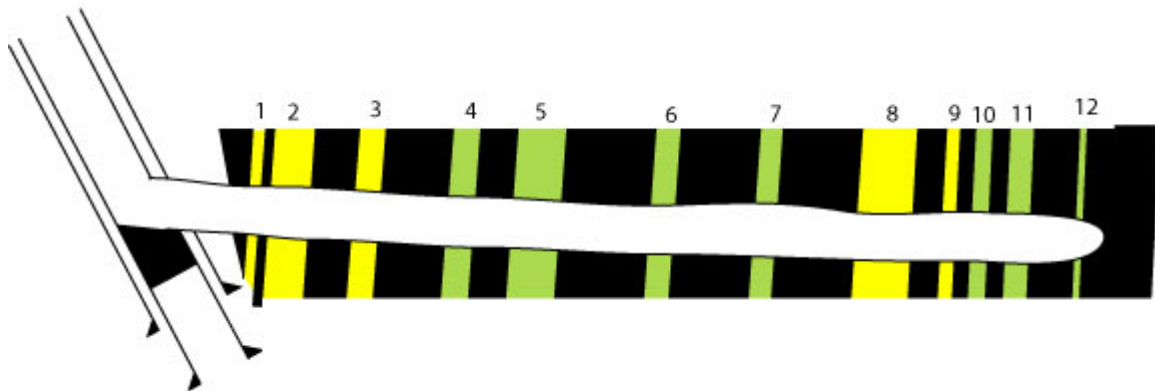
står for soner som vi vil produsere primært fra, og henholdsvis "usikre" står for soner som vi vil forsøke å produsere fra med hensyn på å øke produksjonen.

Under vår tolkning av loggen har vi prøvd å ta hensyn til all tilgjengelig informasjon som finnes. De viktigste informasjonskildene er brønnlogg, tilgjengelige tolkninger av geologisk modell og kunnskaper innenfor petrofysikk. Grunnen til at det er så viktig å ta beslutninger basert på flere sett med data er at mesteparten av informasjonen om forholdene i brønnen er usikre. Ting er ikke akkurat slik som det kan se ut fra for eksempel seismikken. Derfor må man korrelere informasjonen for å redusere usikkerheten i beslutningsgrunnlaget.

Når vi har tolket loggen må vi vurdere hvilke soner som kan produseres samtidig med hensyn til krysstrømninger, og bestemme oss for en plan for tapping av reservoaret. Dette har vi sett nærmere på senere i rapporten.

## 2.2 Resultater fra loggtolkning

Figur 2 viser skjematisk resultatet vi har fått av å tolke loggen. Det viser seg at brønnen B-17AT2 går gjennom til sammen 12 soner som det er mulig å produsere hydrokarboner fra. Gul farge indikerer soner som vi anser som sikre, og som vi primært vil produsere fra (1-3, 8, 9). Grønn farge viser derimot usikre soner som vi mener er mulig å produsere fra (4-7,10-12), men som trolig gir dårligere produksjon eller mer vann.



Figur 2: Oversikt over produktive soner.

Vi har videre identifisert formasjonene som brønnen går gjennom. De sonene som inngår i hver og samme formasjon har vi ansett som et lag. Dermed har vi gjenkjent 8 produktive lag. Se Tabell 1.

| Lag   | Volume              | Zone    | Formation  | Depth[m] |        | KLOGH | p <sub>R</sub> |
|-------|---------------------|---------|------------|----------|--------|-------|----------------|
| No    | [MSm <sup>3</sup> ] | No      | name       | From     | To     | mD    | [bar]          |
| lag 1 | 0,1                 | Zone 1  | Tarbert 2A | 2374     | 2377   | 4250  | 280            |
|       |                     | Zone 2  | Tarbert 2A | 2382     | 2407   | 4250  | 280            |
| Lag 2 |                     | Zone 3  | Tarbert 1B | 2425,5   | 2450   | 8750  | 280            |
| Lag 3 |                     | Zone 4  | Tarbert 1A | 2474     | 2485   | 4000  | 275            |
| Lag 4 | 0,06                | Zone 5  | Ness 3D    | 2504     | 2530   | 1000  | 270            |
| Lag 5 |                     | Zone 6  | Ness 3B    | 2571     | 2580   | 700   | 270            |
| Lag 6 |                     | Zone 7  | Ness 3A2   | 2623     | 2630,5 | 400   | 270            |
| Lag 7 | 0,05                | Zone 8  | Ness 2C    | 2674,5   | 2707,5 | 11000 | 255            |
|       |                     | Zone 9  | Ness 2C    | 2723     | 2730   | 11000 | 255            |
| lag 8 | 0,02                | Zone 10 | Ness 2B    | 2738     | 2745   | 150   | 255            |
|       |                     | Zone 11 | Ness 2B    | 2754     | 2764   | 1000  | 255            |
|       |                     | Zone 12 | Ness 2B    | 2787     | 2791   | 500   | 255            |

*Tabell 1: Oversikt over produktive soner.*

Tabellen viser også estimerer på reserver som er mulig å utvinne samt estimert reservoartrykk [2]. Grunnlaget for vårt videre arbeid ligger i Tabell 1. Kvaliteten på data i Tabell 1 vil derfor spille en stor rolle på sluttresultatet, og det er derfor viktig å se på usikkerheten her. Vi har lagt merke til at loggen viser veldig høy permeabilitet. Derfor vil vi sammenligne disse med andre erfaringsdata fra tilsvarende lag.

### **3 Beregninger**

For å bestemme en optimal komplettering for brønnen B-17AT2 har vi gjennomført beregninger av trykktapet analytisk og ved hjelp av kompletteringsverktøyet NETool. Beregningene vil gi oss informasjon om:

- Trykktap i formasjonen, kompletteringen og produksjonsrøret
- Produksjonsrater og hastigheter
- Krysstrømningsmuligheter

Basert på slike beregninger er det mulig å velge passende kompletteringsutstyr med hensyn på optimal produksjon.

#### **3.1 Analytiske beregninger**

Under produksjon av et fluid fra porøse bergarter, vil trykket tapes i forhold til det opprinnelige trykket. Det vil si at fluidet må passere flere hindringer på vei mot overflaten. Dermed vil trykktapet være avhengig av:

- Trykktap i formasjonen  
(Trykket tapes på grunn av trange poreganger som fluidet må passere)
- Trykktap mellom formasjonen og kompletteringen  
(Det kan være av betydning hvis fluidet kan passere mellom formasjonen og kompletteringen. Det kan også skje hvis pakningene er ikke tette)
- Trykktap i kompletteringen  
(Trykket tapes over kompletteringen)
- Trykktapet inni kompletteringen

Det ønskes å produseres mest mulig og samtidig ikke tape mye trykk. Derfor er det viktig å ha oversikten over trykktap for å kunne bestemme en passende kompletteringsløsning.

Produksjonen kan komme fra en av de identifiserte sonene fra loggen. Fra Tabell 1 kan man se at et reservoarlag kan bestå av flere soner. For eksempel består laget Tarbert 2A av sone 1 og 2. Grunnen til at et lag kan bestå av flere soner er skiferlag som kan skille soner fra hverandre.

For å forenkle beregninger slår vi sonene sammen til geologiske lag. Se Tabell 2.

| Layer name | Layer No | Thickness [m] | Lw [m] |
|------------|----------|---------------|--------|
| Tarbert 2A | 1        | 28,6          | 28     |
| Tarbert 1B | 2        | 9,5           | 24,5   |
| Tarbert 1A | 3        | 4,8           | 11     |
| Ness 3D    | 4        | 9,5           | 26     |
| Ness 3B    | 5        | 15            | 9      |
| Ness 3A2   | 6        | 9,5           | 7,5    |
| Ness 2C    | 7        | 15            | 40     |
| Ness 2B    | 8        | 20            | 21     |

*Tabell 2: Laginndeling*

Som man kan se fra tabellen over er det 8 geologiske lag som kan gi oss produksjon.

Vi har videre estimert tykkelsen på disse lag fra den geologiske modellen [1]. Siden det er flere mulige tolkninger av geologien har vi fått flere modeller, men vi velger konsekvent å holde oss til en av modellene i hele oppgaven.

Tabellen viser også den estimerte lengden av brønnen som er i kontakt med reservoaret, altså lengden Lw. Loggen ble hovedsakelig brukt for å estimere denne lengden. Siden flere soner inngår et lag har vi summert reservoarkontaktlengder til forskjellige soner i samme lag.

### 3.1.1 Antakelser

Her er det nødvendig med noen antakelser for å forenkle beregninger. Herunder:

➤ **Radiell strømningsmodell**

Den radielle strømningsmodellen er brukbar i de fleste brønner. Det vil derfor være en god antakelse.

➤ **Darcys ligning gjelder.**

Beskriver trykktapet fra reservoaret til brønnen som funksjon av strømningsrate.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu B_o} \Delta p \quad (1)$$

➤ **Inkompressibel fluid**

Siden vi har antatt at Darcys ligning gjelder må fluidet være inkompressibelt. I vårt tilfelle vil dette være en rimelig antakelse.

➤ **Gravitasjonen neglisjeres**

Strømningshastigheten fra reservoaret til brønnen vil være mye større enn gravitasjonseffekten. Derfor vil det være rimelig å neglisjere gravitasjon.

➤ **Homogen bergart**

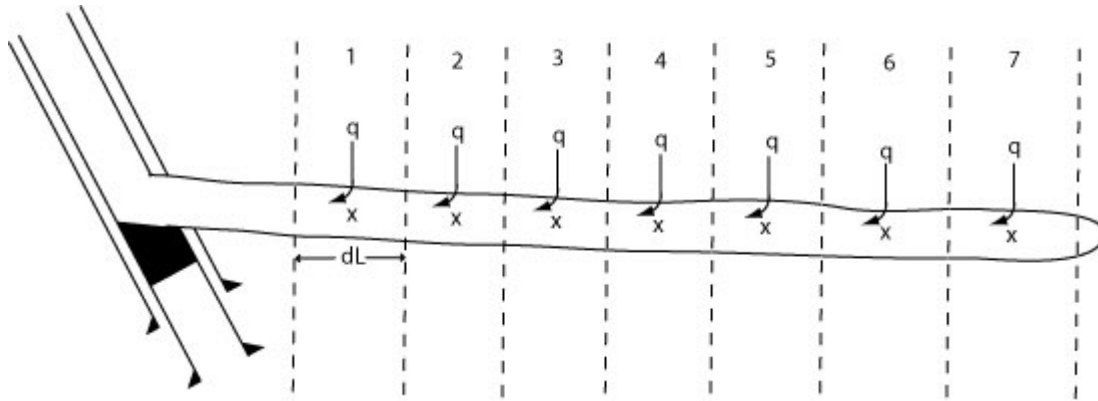
Den antakelsen forenkler beregningene siden vi ikke må ta hensyn til variasjon i bergartsparemetere som permeabilitet og porøsitet.

➤ **Begrenset strømningsperiode**

Beregningene gir oss stasjonære verdier, det vil si at de sier ingenting om endringer i produksjon over tid.

### 3.1.2 Teori

En modell av brønnen lages her med 8 diskrete deler, som hver for seg representerer et lag.



Figur 3: Diskret brønn.

Ved hjelp av reservoarstrømningsligninger, IPR, kan tilstrømningen til hver enkel del av brønnen beregnes.

$$q_o = PI(p_R - p_{wf}) \quad (2)$$

Dette vil gi oss en innstrømningskarakteristikk for brønnen.

Innstrømningskarakteristikken har stor innflytelse på produksjonspotensialet.

Imidlertid vil komplettering, utforming og dimensjonering av produksjonsrøret bli tilpasset til de naturgitte egenskapene til brønnen. Trykktap og strømningskapasitet for produksjonsrøret kan vi prediktere ut fra rørstrømningsligningen

$$dp + \rho g_x dx + \rho v dv + \frac{1}{2} f \frac{\rho}{d} v^2 dx = 0 \quad (3)$$

Ved å integrere ligningen over mellom bunn og topp av produksjonsrøret, får vi

$$p_{th} = p_w - \rho g_x L - \frac{1}{2} f \frac{\rho}{d} v^2 L \quad (4)$$

Altså regner man seg opp til ventiltretrykket, THP. Dermed beregner man et trykk som er tilgjengelig på overflaten.

Fra formelen over ser man at det er nødvendig å estimere friksjonsfaktoren,  $f$ . Det har vi gjort på følgende måte:

1. Farten i brønnen beregnes

$$v = \frac{q_o B_o}{\pi d^2 / 4} \quad (5)$$

2. Reynoldstallet beregnes

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu_o} \quad (6)$$

3. Friksjonsfaktor beregnes

$$f = \frac{0,16}{Re^{0,172}} \quad (7)$$

I våre beregninger neglisjerer vi gravitasjonstrykktapet i den horisontale delen av brønnen. Det er en rimelig antakelse siden inklinasjonen er større enn 88° [1].

Ved å velge et likevektspunkt, slik som THP kan man bruke samme rørstrømningsligninger og regne seg nedover til reservoaret, da får man et trykk som er nødvendig å ha i brønnen for å kunne oppnå et visst trykk på overflaten.

En optimal produksjonsrate kan estimeres her ved å finne krysningspunktet mellom kurvene til påkrevd og tilgjengelig trykk vs. rate. Dette bruker vi solver-funksjonen til. Vi har fått opplyst fra Statoil at brønnen ønskes å produseres mot 47 bar THP, som i våre beregninger blir et likevektspunkt. Vi har gjort en kvalifisert antakelse på BHP, som skulle være mindre enn reservoar trykket og større enn THP. Da kunne vi beregne raten på overflaten og tilgjengelig trykk. Videre har vi beregnet påkrevd trykk i brønnen for å kunne få den raten på overflaten. Så brukte vi solver for å estimere BHP med hensyn på optimal rate (krysningspunktet BHP og rate).

Analytiske beregninger gir oss mer frihet til å analysere produksjonen. Det er fordi at vi kan bestemme selv hvilke korrelasjoner vi ønsker å bruke, hvilke soner vi ønsker å

produsere og kan studere effekten av endringer mer detaljert. Som følge av dette kan vi lage en forbedret dreneringsstrategi. Vi har også tatt i bruk et brønnsimuleringsprogram som heter NETool, beskrevet mer detaljert i videre avsnitt. Dette gjør at analytiske beregninger må bli utført for å kunne sammenlikne det endelige resultatet. Resultatet blir mer troverdig hvis flere uavhengige kilder viser samme resultat. Ulempen med analytiske beregninger er at det er tidkrevende.

### 3.1.3 Produksjonsindeks, PI

Forholdet mellom produksjonsraten og trykktapet mellom reservoar og brønn kalles produktivitetsindeksen

$$PI = \frac{q_o}{p_R - p_w} \quad (8)$$

Ved store rater vil innstrømningstrykktapet øke mer enn proporsjonalt med raten. Dette gir en innstrømningskarakteristikkurve som er bøyd nedover. Produksjon av gass, eller gass/oljeblanding, vil også vanligvis innebære konkav innstrømningskarakteristikkurve. Metningstrykket på oljen er ca. 220 – 230 bar [3]. Det medfører at vi får en gass/oljeblanding, og innstrømningskarakteristikkurven blir sannsynligvis ulineær. Dette vil påvirke produksjonen noe, men avviket blir ikke stort, derfor bruker vi i våre beregninger en lineær innstrømningskarakteristikk som vil si at produktivitetsindeksen er konstant.[4]

Det er flere muligheter for å finne et estimat av produktivitetsindeksen. Herunder:

- Ta utgangspunkt i erfaringsdata
- Estimere ut fra den matematiske løsningen

Det er enklest å ta utgangspunkt i erfaringsdata og anta at produktivitetsindeksen er den samme for samme lag i vår brønn. Siden vi ikke fikk tak i erfaringsdata har vi gått for å estimere produktivitetsindeksen ut fra matematiske løsninger. Ulempen med det er at vi må estimere andre parametere som inngår den matematiske løsningen fra den geologiske modellen og loggen. Siden data fra den geologiske modellen og loggdata er usikre kan estimatet bli usikkert. Hvis vi hadde kjennskap til erfaringsdata hadde vi sammenliknet svar og kunne si noe mer om usikkerheten.

Det finnes en generell løsning på en stasjonær tilstrømning til en horisontal brønn.

Her må man anta at

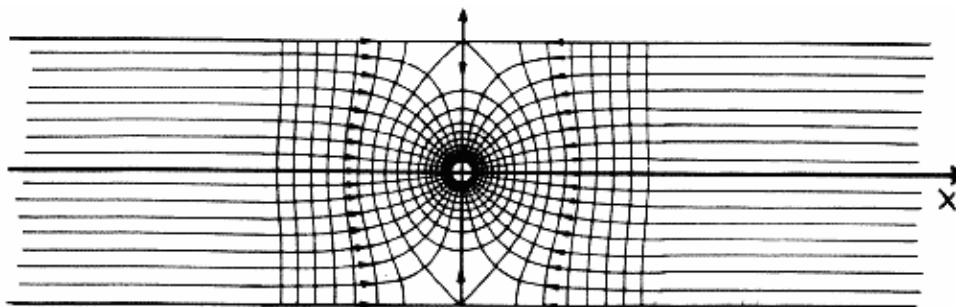
- Brønnen er plassert midt i reservoarlaget
- Brønnen er så lang at vi kan se bort fra endeeffekter.
- Reservoaret er homogent og har like egenskaper i alle retninger (isotropi)
- Innstrømningen til brønnen er lik langs det kompletterte intervallet.

Løsningen beskriver potensial- og strømningslinjer med en analytisk (kompleks) funksjon

$$p + i\Psi = C \ln \left( e^{\frac{\pi z}{h}} - e^{-\frac{\pi z}{h}} \right) \quad (9)$$

Denne løsningen vil også gjelde for elektrisk strømning, varmemestrøm, og andre fenomener der fluksen er proporsjonal med endringen i et potensial.

Figur 4 illustrerer tilstrømningen til en slik brønn:



Figur 4: Strømning og trykkfordeling i reservoar tverrsnittet [4]

Det kan vises at følgende ligning kan utledes fra den generelle løsningen.

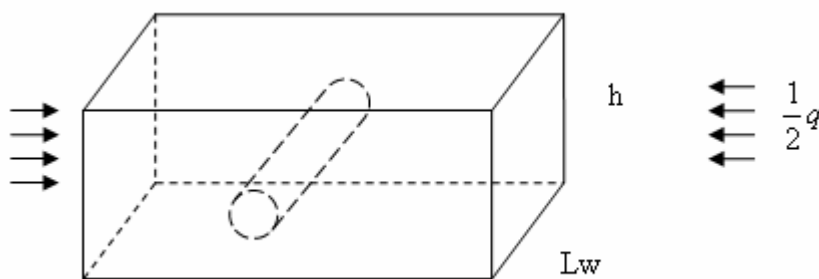
$$p(x) - p_w = C \ln \frac{e^{\frac{\pi x}{h}} - e^{-\frac{\pi x}{h}}}{e^{\frac{\pi x_w}{h}} - e^{-\frac{\pi x_w}{h}}} = C \ln \frac{\sinh\left(\frac{\pi x}{h}\right)}{\sinh\left(\frac{\pi x_w}{h}\right)} \quad (10)$$

Ligning 10 er en eksakt løsning og forteller om trykkvariasjonen langs x-aksen mot en horisontal brønn. Ligning 10 vil være gyldig for andre fysiske systemer som kan beskrives med diffusiviteligningen. Når vi har strømning i porøse media vil Darcys lov knyttes til proporsjonalitetskonstanten  $C$ .

$$\frac{qB}{A} = v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (11)$$

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{2} \frac{qB\mu}{L_w hk} = \frac{1}{2} q_L \frac{\mu}{hk} \quad (12)$$

Faktoren  $\frac{1}{2}$  kommer av at strømmingen kommer fra den ene siden av brønnen. Situasjonen kan beskrives skjematisk av under.



Figur 5: Skjematisk framstilling av en horisontal brønn gjennom et reservoarstykke.

Videre kan det vises at PI kan uttrykkes som

$$PI = \frac{q_L}{p_e - p_w} = \frac{6\pi kh}{\mu B \left[ \frac{\pi x_e}{L_w} + \frac{3h}{L_w} \left( \ln \frac{h}{2\pi r_w} + s \right) \right]} \quad (13)$$

Det refereres til utledningen av ligning 13 i kompendiet til Harald Asheim.

Denne ligningen ble brukt i prosjektet til å beregne produktivitetsindeksen. Det finnes åpenbart flere fordeler ved bruk av denne ligningen, den største fordelene er at den er uledet fra en eksakt løsning, slik at avviket fra realiteten vil bli veldig liten. På den

andre siden er det noen ulemper ved bruk av ligningen i prosjektet vårt, nemlig faktorer som inngår ligningen må estimeres fra usikre data. Det vil da gi oss et avvik, som vil si at usikkerheten vil øke. Det må også merkes her at ligning 13 er ikke skalert, det vil si at det antas lik permeabilitet i alle retninger, altså isotrope forhold.

Permeabiliteten ble estimert fra loggen og er gitt i tabell 1. Laghøyden ble estimert fra tilgjengelig geologisk modell. Det gjør at det ligger usikkerhet i denne parameteren. Reservoarkontaktlengden  $L_w$  ble estimert fra loggen. Skin-faktoren er også en usikker parameter. Siden vi vil benytte analytiske beregninger til å sammenlikne resultatene med NETool-resultater, kan vi velge null skin i begge tilfeller. Men siden lagene er skråstilt i forhold til den horisontale brønnen vil det bli et ekstra skin-trykketap på grunn av skråstilling. Denne skin-faktoren kan beregnes ved hjelp av for eksempel Cinco-Ley korrelasjonen. Vi gjør ikke det her siden inklinasjonsvinkelen må estimeres og det vil medføre mer usikkerhet til resultatet. Dessuten vil ikke det gi et stort avvik om vi ikke tar hensyn til det [4]. Alle andre parametere som inngår ligning 13 har vi fått vite fra Statoil.

Etter en helhetsbetraktning av situasjonen rundt bruken av ligning 13 til å estimere PI-faktoren, finner vi det rimelig å bruke den. Det er fordi at faktorene som inngår formelen ble estimert fra reelle data fra brønnen, og at formelen er utledet fra en eksakt ligning.

Videre kunne vi estimere produksjonsraten for hvert lag. Ved å anvende metoden beskrevet i teoridelen kunne vi estimere en optimal produksjonsrate fra brønnen vår. Resultatene vi har fått kan fremstilles i følgende tabell:

| Layer name | Layer No | Thickness [m] | $L_w$ [m] | $X_e$ m | J [Sm <sup>3</sup> /s/Pa] | J [Sm <sup>3</sup> /d/bar] |
|------------|----------|---------------|-----------|---------|---------------------------|----------------------------|
| Tarbert 2A | 1        | 28,6          | 28        | 219     | 2,55158E-08               | 220,46                     |
| Tarbert 1B | 2        | 9,5           | 24,5      | 219     | 1,82907E-08               | 158,03                     |
| Tarbert 1A | 3        | 4,8           | 11        | 219     | 1,95509E-09               | 16,89                      |
| Ness 3D    | 4        | 9,5           | 26        | 219     | 2,21834E-09               | 19,17                      |
| Ness 3B    | 5        | 15            | 9         | 219     | 8,10148E-10               | 7,00                       |
| Ness 3A2   | 6        | 9,5           | 7,5       | 219     | 2,55963E-10               | 2,21                       |
| Ness 2C    | 7        | 15            | 40        | 219     | 5,65817E-08               | 489                        |
| Ness 2B    | 8        | 20            | 21        | 219     | 2,13384E-09               | 18,44                      |

Tabell 3: Beregnet PI.

Fra Tabell 3 ser man at Tarbert 2A, Tarbert 1B og Ness 2C har mye større produktivitetsindekser enn andre lag. Det følger fra loggdata og Tabell 1 at akkurat disse lag er også våre sikre soner, med andre ord vi vil fokusere oss på å drenere disse soner primært.

### **3.1.4 Hullstørrelse**

Brønnen B17-AT2 er et 5 7/8 tommers åpent hull. Det at hullet har så liten diameter vil være en utfordring i seg selv. Ved valg av kompletteringsutstyr er det viktig å tenke på fremtidige intervensjoner og at det er mulig å få utstyret som skal til ned i hullet.

Undersøkelser viser at den største ID vi kan ha i denne brønnen er 4,05 tommer. Dette er for en 4 ½ tommers base pipe basert skjerm med 10,5 lbs/ft vekt. Denne bygger til omtrent 5 ½ tommer OD, slik at det kan nok være for trangt å kjøre denne i et 5 7/8 tommers åpent hull. Man kan spesielt få problemer med å få kompletteringen på plass hvis hullet, eller deler av hullet, er kollapset. Dermed har vi tatt utgangspunkt i den nest største diameteren vi kan få inn, nemlig en 4 tommers base pipe basert skjerm som kan ha indre diameter på 3,54 tommer, 9,5 lbs/ft vekt [5].

### **3.1.5 WOC kontroll**

Egenskapene som trykk, permeabilitet og porøsitet kan bli forskjellige i disse lag. Tilstrømningen til brønnen vil dermed bli forskjellig fra lagene. I tillegg vil dreneringshastigheten bli forskjellig. Det ønskes å produseres mest mulig hydrokarboner og minst mulig vann. Det er nettopp derfor det er så viktig å ta høyde for forskjellen i dreneringshastighet fra de ulike lagene. Denne forskjellen kan bli derfor utjevnet ved å ha en passende perforeringstetthet og perforeringsdiameter på produksjonsrøret.

## 3.2 Resultater analytiske beregninger

Alle soner er åpne.

I starten har vi antatt en BHP, ( $P_{wh} < BHP < P_{res}$ ) og beregnet pseudoproduksjonsraten  $q_o$ . Videre har vi utført resten av beregninger slik at solver-funksjonen kunne anvendes. Tabell 4 viser den optimale raten beregnet ved hjelp av solver-funksjonen. Som man kan se fra Tabell 4 vil oljeraten fra brønnen bli 2483,86 Sm<sup>3</sup>/d. Det er den totale raten som vil strømme ut fra produktive lag, antatt at brønnen produseres mot 47 bar THP. Det er imidlertid ikke sikkert at all den produserte væsken vil strømme mot overflaten. Det vil si at reservoarfluidet vil finne den letteste veien å strømme, og at det kan oppstå krysstrømninger fra en sone til en annen.

For å analysere krysstrømninger må man se på trykket og trykktap i brønnen. Dette har vi gjort i

Tabell 5 og Tabell 6. Her er det satt en begrensning på farten i brønnen, den kan ikke overstige 5 m/s.

*Tabell 4: Alle soner er åpne*

| Layer name | Layer No | $p_R$<br>[bar] | Assumed<br>$p_{wf}$<br>[bar] | $q$<br>Sm <sup>3</sup> /d | $p_{wh}$<br>[bar] |
|------------|----------|----------------|------------------------------|---------------------------|-------------------|
| Tarbert 2A | 1        | 280            | 273,0                        | 1545,4                    | 47                |
| Tarbert 1B | 2        | 280            | 278,6                        | 229,1                     | 47                |
| Tarbert 1A | 3        | 275            | 264,7                        | 174,5                     | 47                |
| Ness 3D    | 4        | 270            | 269,1                        | 17,3                      | 47                |
| Ness 3B    | 5        | 270            | 268,9                        | 7,6                       | 47                |
| Ness 3A2   | 6        | 270            | 268,4                        | 3,5                       | 47                |
| Ness 2C    | 7        | 255            | 254,0                        | 488,9                     | 47                |
| Ness 2B    | 8        | 255            | 254,0                        | 17,6                      | 47                |

SUM: 2483,8651

*Tabell 5: Alle soner er åpne, friksjonstrykfall*

| Layer name | Layer No | Friction in completion tubing |           |      |                       |
|------------|----------|-------------------------------|-----------|------|-----------------------|
|            |          | v<br>[m/s]                    | Re        | f    | $\Delta p_f$<br>[bar] |
| Tarbert 2A | 1        | 4,16                          | 238679,41 | 0,02 | 0,47                  |
| Tarbert 1B | 2        | 0,54                          | 31179,07  | 0,03 | 0,01                  |
| Tarbert 1A | 3        | 0,47                          | 26710,64  | 0,03 | 0,01                  |
| Ness 3D    | 4        | 0,02                          | 1046,64   | 0,05 | 0,00                  |
| Ness 3B    | 5        | 0,01                          | 696,92    | 0,05 | 0,00                  |
| Ness 3A2   | 6        | 1,23                          | 70639,17  | 0,02 | 0,08                  |
| Ness 2C    | 7        | 5,00                          | 287072,92 | 0,02 | 2,00                  |
| Ness 2B    | 8        | 5,00                          | 287072,92 | 0,02 | 1,22                  |

Tabell 6: Alle soner er åpne, friksjonstrykkfall i produksjonsrør

| Layer name | Layer No | Friction in production tubing |          |       |                       |
|------------|----------|-------------------------------|----------|-------|-----------------------|
|            |          | v<br>[m/s]                    | Re       | f     | $\Delta p_f$<br>[bar] |
| Tarbert 2A | 1        | 5                             | 574145,8 | 0,016 | 21,44                 |
| Tarbert 1B | 2        | 0,52                          | 59181,0  | 0,024 | 0,34                  |
| Tarbert 1A | 3        | -0,83                         | -95865,5 | #NUM! | #NUM!                 |
| Ness 3D    | 4        | -0,04                         | -4202,2  | #NUM! | #NUM!                 |
| Ness 3B    | 5        | -0,02                         | -1731,0  | #NUM! | #NUM!                 |
| Ness 3A2   | 6        | 0,46                          | 53260,8  | 0,025 | 0,30                  |
| Ness 2C    | 7        | 0,29                          | 33417,8  | 0,027 | 0,13                  |
| Ness 2B    | 8        | -0,04                         | -4635,8  | #NUM! | #NUM!                 |

Tabell 5 og Tabell 6 viser at det vil være en del krysstrømninger i reservoaret hvis vi åpner alle soner samtidig. Som vi ser i Tabell 6 vil fluidet få en fart i negativ retning. Det tyder på at det vil strømme inn i et annet reservoar. Beregningene viser at i praksis vil bare de øvre lag produsere mot overflaten, det tilsvarer en produksjon på ca. 1775 Sm<sup>3</sup>/d. De andre soner vil produsere mot enden av brønnen, altså mot lavest trykk. Det vil si at krysstrømninger vil finne sted i brønnen. Grunnen til det er den initiale trykkforskjellen i reservoartrykk, den innerste delen har lavest trykk, og dermed vil fluidet på et tidspunkt strømme inn her.

En viktig forutsetning her er at det er satt en begrensning på hastigheten i solver funksjonen. Vi har vært veldig opptatt av å holde en passende fart i brønnen. Passende vil si mellom 5 og 1 m/s. Grunnen til at det er viktig med å ha farten i brønnen begrenset er at hvis det blir for lav fart vil sandpartikler akkumuleres i brønnen, slik at sanden må spyles ut senere mot en ekstra kostnad. Det er like viktig å ikke la farten bli for stor for å unngå korrosjon og i verste fall erosjon av produksjonsrøret.

Ut fra beregningene over ser vi at produksjonsstrategien bør legges opp slik at vi drenerer reservoarlag stykkevis. Det vil si at vi drenerer delen med høyere initialt trykk først for så å drenerer andre delen, eller omvendt. Den avgjørelsen bør baseres på lønnsomheten og om det er praktisk. Dette skal vi se på senere i rapporten.

## **4 NETool**

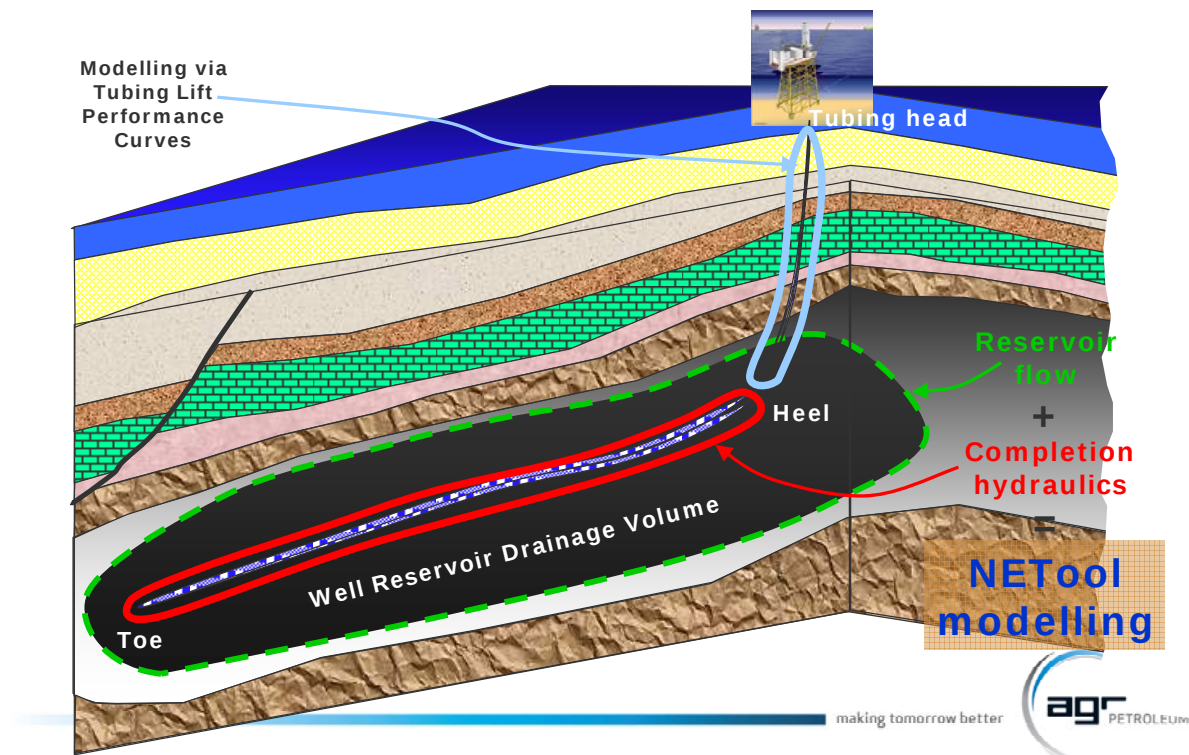
I vår analyse av kompletteringsløsninger har vi tatt i bruk et verktøy som heter NETool. Vi har gjort oss godt kjent med verktøyet gjennom en presentasjon og en rekke praktiske oppgaver. Ved bruk av dette verktøyet har man muligheten for å simulere og finne for eksempel strømningsrater, trykk i brønnen, samt estimere produktivitetsindeksen.

### **4.1 Introduksjon til NETool**

NETool er et program som er laget basert på ligninger av trykktap i reservoaret, annulus og produksjonsrøret. Man kan simulere forskjellig kompletteringsutstyr som er tilgjengelig på markedet i brønnen og analysere resultatene. Altså en slags optimaliseringssimulator.

Modelleringen i NETool tar seg av reservoarstrømningen og kompletteringshydraulikken, altså nedre komplettering. Dette er vist i Figur 6. For å få en fullstendig modell må man derfor importere data for øvre komplettering fra enten Eclipse eller Excel.

## NETool™ – Completion Modelling



Figur 6: Modellering av brønnen i NETool [6]

For å sette opp nedre komplettering trenger man data om kurvaturen til brønnen og reservoarparametere som reservoartrykk og permeabilitet. Skin-faktor kan settes manuelt eller bli regnet ut på bakgrunn av data om skadene på reservoaret. I tillegg er det nødvendig å sette fluidegenskaper som relativ permeabilitet og PVT. Dersom man har vil simulere produksjon mot brønnhodetrykket (tubing head pressure) trenger man tubing lift kurver tilgjengelig, men dette er ikke noe krav dersom man velger å produsere mot for eksempel ned-i-hullstrykket (bottom hole pressure). Disse egenskapene kan også importeres fra Eclipse dersom man har simuleringsdata tilgjengelig. Man kan også sette data i NETool-modellen manuelt som gjør at man kan overstyre eventuelle Eclipse-resultater for å se på forskjellige scenarier [6].

Utstyret vi har brukt i vår analyse har vært ResFlow, ResPunch og sandskjermer. I NETool gjenkjennes dette som Generic Inflow Control Device (Generic ICD) for ResFlow og ResPunch, og Wire wrapped screen for sandskjermer.

En begrensning med NETool, er at man kun får et stillbilde av produksjonen av brønnen, og ikke produksjonen over en tidsperiode. NETool er altså ikke et reservoarsimulerings program, men tar for seg kun et begrenset periode og antar stasjonær strømning. En nærmere analyse viser at ideen bak NETool er noe som vi har prøvd å utføre analytisk i Excel. Dette gir oss friheten til å sammenligne resultater utført analytisk og ved hjelp av NETool. Fordelen med NETool er at det er ikke så tidkrevende og det gir brukbare resultater, men strengt tatt er NETool ikke nødvendig siden det er mulig å utføre samme beregninger i Excel. En annen ting er at NETool estimerer produktivitetsindeksen basert på Joshi korrelasjon, mens vi har brukt eksakte løsninger i analytiske beregninger.

Vi brukte programvaren til å få et bilde av hvor stor startproduksjon vi ville få med forskjellige kompletteringsløsninger og produksjonsstrategier.

## **4.2 NETool vs Analytisk løsning**

I prosjektet har vi brukt mye tid på å forstå strømning i brønnen for å velge passende kompletteringsutstyr. Mye tid ble brukt på å utvikle den analytiske løsningen av strømningen i brønnen. Resultatene vi har fått fra de analytiske beregningene ble sammenlignet med resultater fra NETool.

Da vi gjennomførte simuleringene i NETool, hadde vi ikke måledata tilgjengelig for brønnen. Derfor ble det brukt PVT-data fra et nabosegment, segment F, som var tilgjengelig i databasen fra Gullfaksfeltet [7]. Dessuten hadde vi ikke tubing lift-kurver. Det gjorde at vi måtte velge å produsere mot BHP, og ikke mot Pwh noe som hadde gitt et bedre grunnlag for sammenligning mellom produksjonsstragiene. I tillegg ble det brukt estimert permeabilitet fra loggen. Alle disse punktene er kilder til usikkerhet ved vår bruk av NETool. Vi brukte derimot de dataene som var tilgjengelige fordi de er representative for brønnen. PVT-data ble hentet fra en nabobrønn og det ble konsekvent brukt en BHP som gjorde at vi fikk samme trykkfall i alle simuleringene.

Analytiske beregninger ble utført på brønnen hvor det er ikke noe komplettering, altså åpent hull. I NETool er det også mulig å velge åpent hull komplettering. Vi har

sammenlignet 2 ulike tilfeller som vi har kjørt både analytisk og ved hjelp av NETool, herunder:

- Tilfelle 1: Hele brønnen produserer
- Tilfelle 2: Bare øverste sikre soner produserer

### **Tilfelle 1**

Den analytiske løsningen ble beskrevet under resultater av analytiske beregninger, altså en produksjon på ca. 1775 Sm<sup>3</sup>/d.

Som man kan se fra NETool resultater framstilt i Vedlegg 3, får vi en produksjon på 1371 Sm<sup>3</sup>/d, altså noe mindre produksjon enn det vi får fra analytiske beregninger. Det kan skyldes et ekstra trykktap i brønnen som ikke vi har tatt hensyn til i den analytiske beregningen, det kan være trykktap på grunn av ruhet, annen korrelasjon av friksjonsfaktoren eller andre ukjente faktorer.

NETool gir oss kurver av rater vs. MD. Analysen av den viser at fluidet som produseres ikke vil strømme mot overflaten, men sannsynligvis krysstrømme, altså samme konklusjonen som vi har gjort i analytiske beregninger. Se Vedlegg 13.

Sammenligning mellom resultatet fra analytiske beregninger sammenfaller derfor brukbart med NETool resultatet. Videre vil vi analysere resultater som vi har beregnet analytisk og ved hjelp av NETool hvor bare et av de sikre soner produserer.

### **Tilfelle 2**

Tabell 7 viser oss resultater som vi har beregnet analytisk. Som vi kan se oppnås en rate på ca. 3785 Sm<sup>3</sup>/d

NETool resultater er framstilt i Vedlegg 4. Under samme forutsetninger gir NETool en produksjon på 3800 Sm<sup>3</sup>/d, og dette matcher analytiske beregninger veldig bra.

NETool er et nytt verktøy på markedet. Vi har derfor vært veldig kritiske til dette verktøyet. Sammenligning av resultater fått fra NETool og analytiske beregninger viser oss at resultatene matcher hverandre. Det har vært viktig for oss å utføre

beregninger på flere uavhengige måter, siden det gjør at vi kan stole mer på sluttresultatet i prosjektet.

Underveis har vi merket at hvis vi øker trykkfallet mellom reservoar og produksjonsrøret får vi større avvik mellom NETool og analytiske resultater, dette kan skyldes det at korrelasjoner i NETool beregnes friksjonstrykktapet annerledes enn i vår analytiske modell. Som det ble vist tidligere bruker vi en av de enkleste korrelasjoner (Blasius ligningen) I analytiske beregninger for å estimere friksjonen.

Siden det er mulig å velge forskjellig utstyr og studere effekten av den i NETool, blir det lettere å bruke NETool i videre beregninger.

*Tabell 7: Øverste sikre soner produserer*

| Layer name | Layer No | J [Sm <sup>3</sup> /d/bar] | Xe m | pR [bar] | pwf [bar] | Q Sm <sup>3</sup> /d |
|------------|----------|----------------------------|------|----------|-----------|----------------------|
| Tarbert 2A | 1        | 220,45                     | 219  | 280      | 270       | 2204,565             |
| Tarbert 1B | 2        | 158,03                     | 219  | 280      | 270       | 1580,314             |
| Tarbert 1A | 3        | 16,89                      |      |          |           |                      |
| Ness 3D    | 4        | 19,16                      |      |          |           |                      |
| Ness 3B    | 5        | 6,99                       |      |          |           |                      |
| Ness 3A2   | 6        | 2,21                       |      |          |           |                      |
| Ness 2C    | 7        | 488,86                     |      |          |           |                      |
| Ness 2B    | 8        | 326,34                     |      |          |           |                      |
|            |          |                            |      |          |           | <u>3784,878</u>      |

### 4.3 Resultater fra NETool

I dette avsnittet framstiller vi en del resultater som vi har fått fra brønnen ved å utføre simuleringer på forskjellige tilfeller i NETool. Vi har tidligere sett at det er ikke mulig å produsere fra hele brønnen samtidig, siden det vil gi oss mye krysstrømninger og forholdsvis lite effektiv produksjon.

Vi definerer flere mulige produksjonsstrategier som vi vil simulere på, herunder:

- Øverste sikre soner, Vedlegg 5
- Nederste sikre soner, Vedlegg 6
- Øverste og nederste sikre soner, Vedlegg 7

- Nederste sikre og usikre soner, Vedlegg 8
- Øverste sikre og usikre soner, Vedlegg 9

Vi velger kompletteringsløsningen Generic ICD, som tilsvarer produktet ResFlow. Alle øvrige input parametere er definert slik som beskrevet i avsnittet om NETool. De eneste forandringene vi gjør i simuleringer under er at vi åpner og stenger ulike soner for produksjon. Med dette vil vi en idè om hvilke soner produserer mest, og om det er muligheter for krysstrømning.

For ordens skyld ligger tabeller med fullstendige resultater i vedlegg. Oppsummering av resultater ligger i Tabell 8 under.

*Tabell 8: Sammendrag av NETool resultater*

|                             | <b>Øverste sikre</b> | <b>Nederste sikre</b> | <b>Alle sikre</b> | <b>Nederste sikre og usikre</b> | <b>Øverste sikre og usikre</b> |
|-----------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Rate Q [Sm <sup>3</sup> /d] | 3333                 | 2116                  | 1764              | 1972                            | 2278                           |

Av Tabell 8 følger at det fås størst rate hvis man begynner å produsere fra de øverste sikre soner først, altså soner 1, 2 og 3. Basert på beregningene og betraktningene over, er det mulig å legge opp produksjonsstrategier og velge passende kompletteringsutstyr. Dette gjør vi i videre avsnitt.

## 5 Usikkerhetsmomenter

Det er mange feilkilder i vår analyse. Noen av disse er listet opp under.

- Loggtolkning
- Inputdata
- Estimerte parametere fra geomodell

En av disse er loggtolkningen. Den inneholder veldig mye informasjon, og det er lett å overse noe. For å redusere denne risikoen har som regel gruppen jobbet sammen når det har vært arbeidsoppgaver knyttet til loggen.

Da vi benyttet programmet NETool, trengte vi PVT-data fra segmentet. Siden disse ikke var å oppdrive, brukte vi data fra en nabosegment, segment F, som var tilgjengelig i databasen på Institutt for Petroleumsteknologi og anvendt geofysikk. Disse dataene var gode nok til å brukes siden de var hentet fra en nabobrønn. I tillegg manglet vi "tubing lift"-kurver i NETool som gjorde at vi måtte produsere mot BHP i stedet for Pwh. BHP må settes manuelt, men ble konsekvent valgt slik at trykkforskjellen mellom BHP og produksjonssonen var den samme i alle scenariene. Det gjør at man kan sammenligne de forskjellige produksjonsstrategiene.

Enda en kilde til usikkerhet er bruken av estimerte parametere fra den geologiske modellen. Slike parametere ble blant annet brukt i ligningene i den analytiske løsningen. Siden vi i tillegg hadde flere forskjellige mulige modeller også, ble en av disse valgt og konsekvent brukt under analysen vår. Den valgte modellen kan imidlertid være helt annerledes enn hvordan forholdene nede i brønnen faktisk er. Siden det er veldig mange usikkerhetsmomenter knyttet til hvordan den geologiske modellen er, korrelerte vi de forskjellige dataene vi hadde. Dette ble gjort for å få et bilde av brønnen som var så virkelighetsnært som mulig.

For å analysere risikoen knyttet til selve kompletteringsjobben, har vi utfyllt en risikomatrise som forteller oss om risikoen til operasjoner vi gjør. Hvis risikoen blir for høy inneholder matrisen konkrete tiltak for å redusere risikoen. Dette følger i videre avsnitt.

## **6 Valg av utstyr**

Vi har hovedsaklig tatt hensyn til fire faktorer når vi har valgt utstyret til vår kompletteringsløsning. Den første er ønsket produksjonsstrategi. Den andre er fysiske og praktiske begrensinger i sammenheng med den aktuelle brønnen og

plattformen. Den tredje faktoren er tilgjengelig teknologi og utstyr. Den siste faktoren er risikoen knyttet til hver enkelt løsning.

## **6.1 Produksjonsstrategi**

Vi har en produksjonsstrategi som tilsier at vi ønsker muligheten til å starte og stoppe produksjon fra forskjellige soner i løpet av brønnens levetid. Dette medfører at vi trenger en løsning hvor man kan gjøre intervensjoner for å åpne og stenge for produksjon på forskjellige steder i brønnen. Det er også viktig å oppnå god soneisolering siden vi ønsker å isolere bort noen vannsoner mellom oljesonene.

## **6.2 Fysiske begrensninger**

Det er hovedsaklig to faktorer som utelukker en del muligheter i kompletteringen av B-17AT2. Den ene er at reservoarene består av mye løs sand. Det medfører at vi må velge utstyr som effektivt hindrer sandproduksjon. Den andre er at brønnen er TTRD sidestegsboret med 5 7/8 tommer open hole diameter. Det utelukker bruk av DIACS fullstendig. Også andre løsninger, som for eksempel sliding sleeves, vil gi en indre diameter som er for liten til at man kan gjøre intervensjoner lenge nede og er derfor ikke ønskelig.

## **6.3 Tilgjengelig utstyr**

Vi fikk en liste som inneholdt forskjellige liner hangere, skjermer, ICDer og pakninger, for soneisolering, som er tilgjengelig for bruk i Statoil. Vi forsto oppdragsgiver slik at vi skulle bruke utstyr fra denne listen for å begrense arbeidsmengden vår noe. Det finnes mange forskjellige produsenter og løsninger som er mer eller mindre ekvivalent, men vi har ikke brukt tid på å undersøke andre enn de på listen.

## **6.4 Risiko**

Risikoen for at utstyr eller operasjoner feiler i nede i brønnen er veldig viktig å ta med i betraktningene. Det er ofte vanskelig og tidkrevende å rette opp feil, og man kan i

verste fall risikere å ødelegge hele brønnen. Vi har her forsøkt å veie konsekvens og frekvens av at utstyret feiler opp mot fordeler og alternative løsninger.

## 7 Diskusjon av muligheter

For å sette sammen et forslag til komplettering har vi forsøkt å veie faktorene nevnt i forrige kapittel mot hverandre.

Økonomiske prinsipper tilsier at det er ønskelig å produsere oljen forttest mulig. Våre beregninger tilsier at vi får størst produksjonsrate ved å produsere fra sone 1, 2 og 3. Dette er også de største reservene, og derfor vil en komplettering som tillater at disse sonene produseres først være å foretrekke.

Produksjon av de øverste sonene først krever at vi klarer å stenge disse sonene for så å produsere fra soner lenger nede i brønnen. Vi har sett på 2 ulike måter dette kan oppnås som begge forutsetter at sonene kompletteres med sandskjermer med ResFlow. Et alternativ er å plassere en tett hylse over dysene i ResFlow elementene på innsiden av produksjonstubingen. Dette medfører redusert indre diameter som gjør det vanskeligere å gjøre intervensjoner lenger nede i brønnen og er derfor ikke ønskelig. Det andre alternativet er å pumpe ThermaSet inn i ResFlow elementene slik at dysehuset og mellomrommet mellom skjermen og den indre tubingen tettes. Dette er en metode som bevarer indre diameter i brønnen, men den er ganske ny og vi beskriver den nærmere i neste kapittel.

Vi har sett på to måter å åpne soner som ikke skal produseres med en gang. Den mest allsidige måten er å komplettere sonen med ResPunch. ResPunch gjør ingenting med indre diameter i lineren slik at både produksjon og intervensjoner lenger nede i brønnen er mulig. Selve åpningen av sonen gjøres med et sprengverktøy på wireline eller coiled tubing. Den andre metoden vi har vurdert er å komplettere sonene med ResFlow eller sandskjermer, og sette en preinstallert glassplugg i tubingen over produksjonssonen. Dette kan bare gjøres for soner som ligger lenger nede enn de som produseres først, men selve åpningen er sikrere og

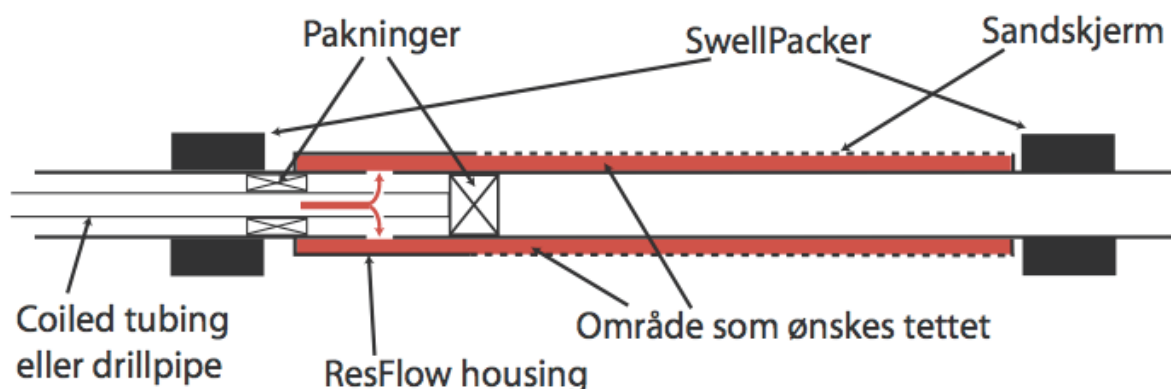
raskere enn ResPunch. En annen fordel er at man kan åpne en stor eller flere små soner med å fjerne en plugg.

## 7.2 ThermaSet Resin

ThermaSet er en polymer som består av 2-komponent plastmateriale, utviklet av WellCem, et lite teknologiselskap med bakgrunn i materialteknologi utviklet ved SINTEF. ThermaSet kan brukes på samme måte som sement, men det har en del egenskaper som gjør det bedre egnet [8].

De viktigste egenskapene til ThermaSet er at den er veldig viskøs, helt partikkelfri, tåler høye temperaturer, har god kontroll på herdetidspunkt, veldig rask herding og det er meget solid og slitesterkt når det er herdet [8].

Selve operasjonen med å få produktet på plass i ResFlow-elementene kan gjøres med standard utstyr som brukes til sementering på coiled tubing (Figur 7). WellCem har gjennomført totalt 15 ulike tetteoperasjoner med ThermaSet hvor samtlige har vært vellykket. Det arbeides også med å få klart et eget deployeringsverktøy for ThermaSet som kan brukes på wireline og coiled tubing. Dersom man skulle være uheldig slik at ThermaSet lekker inn i selve produksjonsrøret er det mulig å "mille" det bort for å berge brønnen.



Figur 7: Prinsippskisse for tetting av ResFlow.

WellCem har i disse dager fullført et prosjekt i samarbeid med Statoil ved Heidrunfeltet, og dette samarbeidet gikk ut på å teste ThermaSet for å finne ut av hvorvidt stoffet kan brukes til å tette perforeringer effektivt og uten skader. Denne rapporten er ennå ikke frigitt av Statoil, så vi kunne ikke få mer detaljert informasjon om denne prosessen.

## 8 Kompletteringsforslag

### 8.1 Forslag 1

#### Produksjonsstrategi:

1. Produser fra sone 1,2 og 3 til de er tomme. Steng med ThermaSet.
2. Produser fra sone 8, 9 til de er tomme. Steng med ThermaSet.\*
3. Produser fra sone 10, 11 og 12 til de er tomme. Steng med plugg.\*
4. Produser fra sone 4, 5, 6 og 7 til de er tomme. Brønnen er da tom.

\* Her kan man velge om man vil tømme sone 8 og 9 helt for å sementere igjen, eller åpne sone 10 – 12 før 8 og 9 er tomme uten å stenge dem.

#### Komplettering:

- Sone 1 – 3, 8 og 9 kompletteres med ResFlow.
- Sone 4 – 7 kompletteres med ResPunch
- Sone 10 – 12 kompletteres med Screen.
- Glassplugger settes like under sone 3 og sone 9.
- SwellPacker brukes for å oppnå soneisolering.
- Mekanisk satt liner hanger.

#### Nødvendige intervensjoner:

- Tetting av 9\*\* ResFlow elementer.
- Fjerne 2 glassplugger.
- Sette ned 1 plugg.
- Åpne 5 ResPunch elementer.

\*\* 5 dersom man velger alternativ strategi.

#### Fordeler:

- Høy produksjonsrate med en gang gir mye olje på dekk fort.
- Fleksibel løsning med tanke på produksjonsstrategi.

Ulemper:

- Tetting av ResFlow med ThermaSet er en ny teknologi. Krever kanskje nytt utstyr og opplæring av personell.
- Krever mange intervensjoner.

## 8.2 Forslag 2

### Produksjonsstrategi:

1. Produser fra sone 1,2 og 3 til de er tomme. Steng med ThermaSet.
2. Produser fra sone 8 – 12 til de er tomme. Steng med plugg under sone 7.
3. Produser fra sone 4 - 7 til de er tomme. Brønnen er da tom.

### Komplettering:

- Sone 1 – 3 kompletteres med ResFlow.
- Sone 4 – 7 kompletteres med ResPunch
- Sone 8 – 12 kompletteres med Screen.
- Glassplugg settes under sone 3.
- SwellPacker brukes for å oppnå soneisolering.
- Mekanisk satt liner hanger.

### Nødvendige intervensjoner:

- Tetting av 5 ResFlow elementer.
- Fjerne 1 glassplugg.
- Sette ned 1 plugg.
- Åpne 5 ResPunch elementer.

### Fordeler:

- Høy produksjonsrate med en gang gir mye olje på dekk fort.
- Færre intervensjoner enn alternativ 1.

### Ulemper:

- Stenging av ResFlow med ThermaSet er en ny teknologi. Krever kanskje nytt utstyr og opplæring.

### 8.3 Forslag 3

#### Produksjonsstrategi:

1. Produser fra sone 8 - 12 til de er tomme. Steng med plugg over sone 8.
2. Produser fra sone 4 – 7 til de er tomme. Steng med plugg over sone 4.
3. Produser fra sone 1 - 3 til de er tomme. Brønnen er da tom.

#### Komplettering:

- Sone 1 – 7 kompletteres med ResPunch.
- Sone 8 – 12 kompletteres med Screen.
- SwellPacker brukes for å oppnå soneisolering.
- Mekanisk satt liner hanger.

#### Nødvendige intervensjoner:

- Åpne 10 ResPunch elementer.
- Sette ned 2 plugg.

#### Fordeler:

- Intervensjoner med lavere risiko.

#### Ulemper:

- Lavere produksjonsrate i starten av brønnens levetid.

## 9 Risikovurdering

For å ivareta sikkerheten når kompletteringen blir satt, brukes en risikovurderingsmatrise for å beregne risikoen ved forskjellige ulykkesscenarier. Et utfylt skjema for B-17AT2 samt matrise for beregning av risiko, kan sees i Vedlegg 1 og Vedlegg 2.

Selve tallverdien for risikoen blir utregnet på bakgrunn av antatt frekvens og konsekvens av hendelsen. Tallverdiene for frekvens og konsekvens ligger i intervallet [1, 5]. Disse verdiene blir så brukt i matrisen for å sjekke hvorvidt risikoen er innen en akseptabel grense, om det må iverksettes tiltak for å redusere risikoen, eller om tiltakene kommer til kort og arbeidet ikke kan påbegynnes.

I det utfylte skjemaet (Vedlegg 1) viser de grønne feltene at risikoen er akseptabel. Gule og røde felt derimot, viser at risikoen er høyere enn foretrukket. I tillegg må situasjonen godkjennes av kvalifisert personell og eventuelt iverksette preventive tiltak. Dersom man havner på et grått felt i risikoutregningen, er risikoen for høy til at den kan tolereres. Det medfører at arbeid som kan lede til en slik risiko ikke kan utføres forsvarlig. Dette er heldigvis ikke tilfellet for oss.

## 10 Konklusjon – gruppens anbefaling

Basert på de analyser og vurderinger som er gjennomført anbefaler gruppen å komplettere brønn B-17AT2 med kompletteringsforslag 2. Dette er den løsningen vi mener vil gi best produksjonsrate med akseptabel risiko og relativt enkel praktisk gjennomføring.

Alternativ 3 kan nok regnes som en litt konservativ og standard måte å komplettere denne typen brønn. I dette alternativet er stor sikkerhet for stor utvinningsgrad prioritert. Selv om erfaringstallene for bruk av ThermaSet er veldig gode vil det alltid være en viss usikkerhet knyttet til bruk av ny teknologi. Tetting av ResFlow med ThermaSet medfører derfor en større risiko enn bare å sette plugg og åpne ResPunch, slik at alternativ 3 kan regnes for å ha lavere risiko enn alternativ 2. Vi mener allikevel at den økte produksjonsraten og fleksibiliteten man får ved bruk av denne teknologien i sum gjør alternativ 2 til en bedre løsning.

Alternativ 1 og alternativ 2 er i prinsippet ganske like. Forskjellen er hovedsaklig at alternativ 2 krever den færre intervensjoner og komplettere større deler av brønnen med screen. Dette krever mindre riggtid, og dersom en screen tettes med sand kan den "spyles ren", noe som er vanskelig eller umulig med ResFlow.

### 10.1 Detaljert komplettering

Figur 8 viser en detaljert skisse av lineren vi anbefaler å komplettere brønnen med. I tillegg til momentene som er diskutert tidligere, har vi lagt stor vekt på å isolere bort vannsoner. Lineren settes på plass i brønnen som beskrevet i vedlagt kjørestring (Vedlegg 11)



| Hva          | Lengde | Sone           | MD   | Kommentar                   |
|--------------|--------|----------------|------|-----------------------------|
| Liner Hanger | 4      |                | 2105 |                             |
| Blank Pipe   | 251    |                | 2109 | m. Glass dissapearing plugg |
| Swell Packer | 9      |                | 2360 | 5m sentrert på 9m tube      |
| ResFlow      | 36     | 1,2            | 2369 | m. pip tag                  |
| Swell Packer | 9      |                | 2405 | 5m sentrert på 9m tube      |
| Blank Pipe   | 7      |                | 2414 |                             |
| Swell Packer | 9      |                | 2421 | 5m sentrert på 9m tube      |
| ResFlow      | 24     | 3              | 2430 | m. pip tag                  |
| Swell Packer | 9      |                | 2454 | 5m sentrert på 9m tube      |
| Glass plugg  | 2      |                | 2463 | Glass Dissapearing plugg    |
| Blank Pipe   | 3      |                | 2465 |                             |
| Swell Packer | 7      |                | 2468 | 3m sentrert på 7m tubing    |
| ResPunch     | 12     | 4              | 2475 | m. pip tag                  |
| Swell Packer | 9      |                | 2487 | 5m sentrert på 9m tube      |
| Swell Packer | 9      |                | 2496 | 5m sentrert på 9m tube      |
| ResPunch     | 24     | 5              | 2505 | m. pip tag                  |
| Swell Packer | 9      |                | 2529 | 5m sentrert på 9m tube      |
| Blank Pipe   | 25     |                | 2538 |                             |
| Swell Packer | 9      |                | 2563 | 5m sentrert på 9m tubing    |
| ResPunch     | 6      | 6              | 2572 | m. pip tag                  |
| Swell Packer | 7      |                | 2578 | 3m sentrert på 7m tubing    |
| Blank Pipe   | 35     |                | 2585 |                             |
| ResPunch     | 12     | 7              | 2620 | m. pip tag                  |
| Blank Pipe   | 31     |                | 2632 |                             |
| Swell Packer | 9      |                | 2663 | 5m sentrert på 9m tubing    |
| Screen       | 36     | 8              | 2672 |                             |
| Swell Packer | 7      |                | 2708 | 3m sentrert på 7m tubing    |
| Swell Packer | 9      |                | 2715 | 5m sentrert på 9m tubing    |
| Screen       | 67     | 9,10,<br>11,12 | 2724 |                             |
| SwellPacker  | 9      |                | 2791 | 5m sentrert på 9m tubing    |
| Endestykke   |        |                |      |                             |

Figur 8: Detaljert skisse av liner.

## **Alternativt**

Vi opplever det som en klar ulempe at brønnen får så liten indre diameter siden det reduserer mulig produksjonsrate og mulighetene for fremtidige intervensjoner.

Underveis i arbeidet har vi kommet over litt informasjon om såkalte "expandable" skjermer og linere. Dette er en teknologi vi synes virker veldig interessant til bruk i denne type brønner.

## Kilder

- [1] Hjemmeside for NTNU Gullfaks (2007),  
<http://www.ipt.ntnu.no/~kleppe/Gullfakslandsbyen/>
- [2] Statoil presentasjon 07/02.
- [3] Müller, K. (2007): Veiledning og data, Statoil ASA,
- [4] Professor Asheim, H. (2007): Veiledning til analytiske beregninger. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Trondheim
- [5] Skillingstad, T. (2007): Veiledning angående Reslinks produkter, Reslink
- [6] Berthelsen, S. E. (2007): Veiledning angående NETool, AGR
- [7] PVT-data fra Gullfaksdatabasen (2007), [http://gullfaks.ipt.ntnu.no/reservoir-data/Statfjord\\_K2\\_K1/model-2003/INCLUDE/K1\\_K2\\_PVT.INC](http://gullfaks.ipt.ntnu.no/reservoir-data/Statfjord_K2_K1/model-2003/INCLUDE/K1_K2_PVT.INC)
- [8] Brobakke, J. (2007): Veiledning angående WellCems produkter, WellCem.
- [9] Professor Asheim. H (2006): Kursmaterialet i faget Produksjonsbrønner, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Trondheim.  
<http://www.ipt.ntnu.no/~asheim/info.html>

## Forkortelser

|            |                                                                 |
|------------|-----------------------------------------------------------------|
| $B_g$      | Formation volume factor for gas (res.vol./st.vol.)              |
| $B_o$      | Formation volume factor for oil (res.vol./st.vol.)              |
| $B_w$      | Formation volume factor for water (res.vol./st.vol.)            |
| $C_r$      | Pore compressibility (pressure <sup>-1</sup> )                  |
| $C_w$      | Water compressibility (pressure <sup>-1</sup> )                 |
| $\Delta P$ | $P_2 - P_1$                                                     |
| $G_i$      | Cumulative gas injected (st.vol.)                               |
| $G_p$      | Cumulative gas produced (st.vol.)                               |
| $m$        | Initial gas cap size (res.vol.of gas cap)/(res.vol.of oil zone) |
| $N$        | Original oil in place (st.vol.)                                 |
| $N_p$      | Cumulative oil produced (st.vol.)                               |
| $P$        | Pressure                                                        |
| $R_{so}$   | Solution gas-oil ratio (st.vol.gas/st.vol.oil)                  |
| $S_g$      | Gas saturation                                                  |
| $S_o$      | Oil saturation                                                  |
| $S_w$      | Water saturation                                                |
| $V_p$      | Pore volume (res.vol.)                                          |
| $W_e$      | Cumulative aquifer influx (st.vol.)                             |
| $W_i$      | Cumulative water injected (st.vol.)                             |
| $W_p$      | Cumulative water produced (st.vol.)                             |
| $\rho$     | Density (mass/vol.)                                             |
| $x$        | Avstand langs reservoarlaget                                    |
| $y$        | Avstand vinkelrett på reservoarlaget                            |
| $z$        | Avstandsvektor $z = x + iy$                                     |
| $p$        | Trykk (hydraulisk potensial)                                    |
| $\square$  | Strømningsfunksjon (størrelse konstant langs strømningslinjer)  |
| $H$        | Laghøyde                                                        |
| $C$        | Proporsjonalitetsfaktor                                         |

## Vedlegg

Vedlegg 1: Utfylt sikkerhetsmatrise for B-17AT2.

STATOIL

| Risk Assessment Well GF B-17AT2                                   |                                                                           |              |      |    |                                                                                                                                                                                                                                                                                |      |      |            |                                                                                                                                                                  |       | Updated: 22.04.2007 |  |       |
|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------|------|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|---------------------|--|-------|
|                                                                   |                                                                           | Initial risk |      |    |                                                                                                                                                                                                                                                                                |      |      | Final risk |                                                                                                                                                                  |       |                     |  | Sign. |
| Hazard description                                                | Consequence description                                                   | Freq         | Cons | RF | Risk reducing measures                                                                                                                                                                                                                                                         | Freq | Cons | RF         | Actions / comments.                                                                                                                                              | Resp. | compl.              |  |       |
| Completion. Running lower completion                              |                                                                           |              |      |    |                                                                                                                                                                                                                                                                                |      |      |            |                                                                                                                                                                  |       |                     |  |       |
| Ikke mulig å få ned liner/nedre komplettering                     | POOH-vurdering og eventuell utrenskning av hindringer.                    | 4            | 3    | 20 | Simuleringer.                                                                                                                                                                                                                                                                  | 4    | 3    | 20         | Possible stuck points:<br>Milled window<br>Junk<br>Collapsed well                                                                                                |       |                     |  |       |
| Står fast med liner/nedre komplettering                           | Possible backoff.                                                         | 5            | 2    | 25 |                                                                                                                                                                                                                                                                                | 5    | 2    | 25         |                                                                                                                                                                  |       |                     |  |       |
| Lang tid før swell packers tetter igjen                           | Forsinket produksjon.<br>Erosjon av swell packers ved x-flow              | 4            | 4    | 10 | Swell packers designet med lang swelling time. (30 dager)                                                                                                                                                                                                                      | 5    | 4    | 5          | Dette skal ikke være noe problem. Både vann- og olje-svellende packere vil sette seg når brønnen blir satt på produksjon. (Mye vann og olje i det vi produserer) |       |                     |  |       |
| Kjøre skjermeswell packers gjennom starten av sidesteget (window) | Skade på skjermeswell packers                                             | 4            | 2    | 50 | For kjørestringen roteres, verifiser i "tally" at det ikke befinner seg noen skjermes eller pakninger i window. Rotasjon med skjermes i window er absolutt siste utvei. Swell packer OD er satt til minimum. Centralizers set to lift the swell packers. (2 below and 1 above) | 4    | 2    | 50         | Stop criteria to be addressed in detailed procedure (RAP)                                                                                                        |       |                     |  |       |
| Ikke mulig å sette liner hanger                                   | POOH                                                                      | 2            | 4    | 20 | Evaluerer behovet for å benytte sirkulasjons-sub.                                                                                                                                                                                                                              | 4    | 4    | 10         | To be evaluated after deciding to run circulation sub or not.                                                                                                    |       |                     |  |       |
| Klarer ikke sette packer                                          | Kjør tieback packer                                                       | 3            | 4    | 15 | Design kjørestringen slik at det er nok vekt til å sette                                                                                                                                                                                                                       | 4    | 4    | 10         | 20 ton on depth to set packer.                                                                                                                                   |       |                     |  |       |
| Installasjon av nedre kompletteringsstreng                        | Tally-feil, resulterer i at pakninger og skjermes blir satt på feil plass | 4            | 2    | 50 | Fokus på rutiner for å verifisere korrekt tally                                                                                                                                                                                                                                | 4    | 4    | 10         | Will be verified by GeoService, Seadrill and Engineer on duty.                                                                                                   |       |                     |  |       |
| Ødelagt glassplugg med lett fluid i brønnen                       | Utilisitet åpning av glassplugg                                           | 5            | 2    | 25 | Tung mud tilgjengelig. Involvert personell må være informert og klar over risikoen. Kick drill på crew som trekker ut pipen. Dersom over DHSV, steng DHSV og fortsett å POOH.                                                                                                  | 5    | 3    | 10         | Keep focus on tally. Make sure the depth of string is updated.                                                                                                   |       |                     |  |       |
| MU og RIH med skjermes/nedre liner med mye personell på dekk      | Skader på utstyr og personell                                             | 4            | 3    | 20 | Fokus på god kommunikasjon og på å ha minimum antall personell i rød sone                                                                                                                                                                                                      | 5    | 3    | 10         | Focus on risk reducing measures in RAP and tool box meeting.                                                                                                     |       |                     |  |       |

|                                 |                                            |   |   |    |                                                                                           |   |   |   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |  |  |
|---------------------------------|--------------------------------------------|---|---|----|-------------------------------------------------------------------------------------------|---|---|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
| Ustabil brønn når RIH           | Uventet kick fra brønnen                   | 4 | 4 | 10 | *Kick stand w/swedge and kelly available on drill floor. Bullhead/fill well into annulus. | 5 | 4 | 5 | Kick drill to be performed. The option to include a circulation sub above the liner hanger to be able to circulate through the DP has been discussed. This option is has been turned down due to the risk of leakage in the in the circulation sub after having tried to close it. If the leak is big enough it will not be possible to set the hanger. The hanger is run without a ball seat, to be able to rotate the liner. |  |  |
| Swell packers settes for tidlig | Sitter fast med liner før TD (total depth) | 5 | 3 | 10 | Swell packers designet med lang swelling time. (30 dager)                                 | 5 | 5 | 1 | Verification after new simulations with Versapro LS mud.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |  |  |

Vedlegg 2: Matrise for beregning av verdier for risiko.

## RISK MATRIX WITH RISK FACTORS

| Consequence |                                                  |          |           |                |                                               | Increasing probability                                                             |                         |                             |                              |                    |
|-------------|--------------------------------------------------|----------|-----------|----------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------|
|             |                                                  |          |           |                |                                               |  |                         |                             |                              |                    |
|             |                                                  |          |           |                |                                               | 5<br>> 5 years                                                                     | 4<br>> 1 year           | 3<br>> 6 months             | 2<br>> 14 days               | 1<br>< 14 days     |
|             |                                                  |          |           |                |                                               | Never heard of in the industry                                                     | Has occurred in Statoil | Occurs several times a year | Occurs several times a month | Occurs once a week |
|             |                                                  |          |           |                |                                               | Highly unlikely                                                                    | unlikely                | Low likelihood              | Possible                     | Probably           |
| 1           | Fatality                                         | >1000 m3 | > 1000 m3 | > 50 mill. NOK | National impact. National media coverage.     | 75                                                                                 | 150                     | 225                         | 300                          | 375                |
| 2           | Serious pers. injury w/possible permanent injury | > 100 m3 | > 100 m3  | > 25 mill. NOK | Considerable impact. Regional media coverage. | 25                                                                                 | 50                      | 75                          | 100                          | 125                |
| 3           | Serious pers. injury                             | > 1 m3   | > 10 m3   | > 10 mill. NOK | Limited impact. Local media coverage.         | 10                                                                                 | 20                      | 30                          | 40                           | 50                 |
| 4           | Medical treatment                                | >0.1 m3  | > 1 m3    | > 500.000 NOK  | Slight impact. Local public awareness.        | 5                                                                                  | 10                      | 15                          | 20                           | 25                 |
| 5           | First aid                                        | < 0.1 m3 | < 1 m3    | < 500.000 NOK  | No impact                                     | 1                                                                                  | 2                       | 3                           | 4                            | 5                  |

|                                                                                     |                                                    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
|  | All incidents will be approved by B&B/RESU Manager |
|  | All incidents will be approved by Asset Manager    |
|  | Intolerable                                        |

Vedlegg 3: NETool, alle soner er åpne.

|  |  | Oil rate             | Gas rate               | Water rate           | GOR                                 | WCUT           | LGR                                 | Q res. total         | BHP   |
|--|--|----------------------|------------------------|----------------------|-------------------------------------|----------------|-------------------------------------|----------------------|-------|
|  |  | 1371.25744           | 0.133524655            | 0.00483142484        | 97.3738785                          | 0.000352334119 | 0.0102697308                        | 1723.0472            | 270   |
|  |  | [Sm <sup>3</sup> /d] | [MMSm <sup>3</sup> /d] | [Sm <sup>3</sup> /d] | [Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> ] | [%]            | [Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> ] | [Rm <sup>3</sup> /d] | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Has     | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|---------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Annulus | Casing ID  |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |         | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Open hole   | 2    | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Open hole   | 4    | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Open hole   | 8    | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Open hole   | 10   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Open hole   | 12   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Open hole   | 14   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Open hole   | 16   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Open hole   | 18   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Open hole   | 20   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Open hole   | 22   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Open hole   | 24   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Open hole   | 26   | 88.9      | Yes          | No      | NaN        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 28  | 2847.50  | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |

|  |   |  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|---|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  | 0 |  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|---|--|--|--|--|--|--|--|--|

Vedlegg 4: NETool øverste sikre soner produserer.

|  | Oil rate   | Gas rate    | Water rate | GOR       | WCUT     | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|------------|-------------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|-------|
|  | 3799.99463 | 0.370020215 | 0.01338    | 97.37     | 0.000352 | 0.010269  | 4774.82      | 270   |
|  | [Sm3/d]    | [MMSm3/d]   | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3] | [%]      | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Has     | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|---------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Annulus | Casing ID  |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |         | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Open hole   | 2    | 149.22    | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Open hole   | 4    | 149.22    | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Open hole   | 8    | 149.22    | Yes          | No      | NaN        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Packer      | 10   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Packer      | 12   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Packer      | 14   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Packer      | 16   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Packer      | 18   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Packer      | 20   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Packer      | 22   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Packer      | 24   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Packer      | 26   | 88.9      | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | No      | 88.9       | 11,12,6    |
| TOE | 2859.500 |         |             |      |           |              |         |            |            |

*Vedlegg 5: Øverste sikre soner produserer, Generic ICD.*

|  |  | Oil rate | Gas rate  | Water rate | GOR       | WCUT    | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|--|----------|-----------|------------|-----------|---------|-----------|--------------|-------|
|  |  | 3332.7   | 0.32      | 0.0117     | 97.3      | 0.00035 | 0.0102    | 4187.        | 270   |
|  |  | [Sm3/d]  | [MMSm3/d] | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3] | [%]     | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Annulus   | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|-----------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Collapsed | Comp OD    |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |           | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Generic ICD | 2    | 149.22    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Generic ICD | 4    | 149.22    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Generic ICD | 8    | 149.22    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Packer      | 10   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Packer      | 12   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Packer      | 14   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Packer      | 16   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Packer      | 18   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Packer      | 20   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Packer      | 22   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Packer      | 24   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Packer      | 26   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |

Vedlegg 6: Nederste sikre soner produserer, Generic ICD.

|  |  | Oil rate | Gas rate  | Water rate | GOR       | WCUT    | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|--|----------|-----------|------------|-----------|---------|-----------|--------------|-------|
|  |  | 2115.48  | 0.205     | 0.00727    | 97.232    | 0.00034 | 0.010284  | 2688.96      | 245   |
|  |  | [Sm3/d]  | [MMSm3/d] | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3] | [%]     | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Annulus   | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|-----------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Collapsed | Comp OD    |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |           | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Packer      | 2    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Packer      | 4    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Packer      | 8    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Packer      | 10   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Packer      | 12   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Packer      | 14   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Packer      | 16   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Generic ICD | 18   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Generic ICD | 20   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Packer      | 22   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Packer      | 24   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Packer      | 26   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |

Vedlegg 7: Alle sikre soner produserer, Generic ICD.

|  |  | Oil rate | Gas rate  | Water rate | GOR       | WCUT    | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|--|----------|-----------|------------|-----------|---------|-----------|--------------|-------|
|  |  | 1763.6   | 0.171     | 0.00617    | 97.33     | 0.00035 | 0.0102    | 2231.6       | 250   |
|  |  | [Sm3/d]  | [MMSm3/d] | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3] | [%]     | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Annulus   | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|-----------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Collapsed | Comp OD    |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |           | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Generic ICD | 2    | 146.94    | Yes          | No        | 139.7      | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Generic ICD | 4    | 146.94    | Yes          | No        | 139.7      | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 15      | Generic ICD | 8    | 146.94    | Yes          | No        | 139.7      | 10,12,6    |
| 9   | 2440.500 | 33.5    | Packer      | 9    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Packer      | 10   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Packer      | 12   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Packer      | 14   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Packer      | 16   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Generic ICD | 18   | 146.94    | Yes          | No        | 139.7      | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Generic ICD | 20   | 146.94    | Yes          | No        | 139.7      | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Packer      | 22   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Packer      | 24   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Packer      | 26   | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| TOE | 2859.500 |         |             |      |           |              |           |            |            |

*Vedlegg 8: Nederste sikre og usikre soner produserer, Generic ICD.*

|  |  | Oil rate   | Gas rate  | Water rate | GOR        | WCUT    | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|--|------------|-----------|------------|------------|---------|-----------|--------------|-------|
|  |  | 1972.15893 | 0.1920    | 0.00689    | 97.3693688 | 0.00034 | 0.0102    | 2495.75      | 250   |
|  |  | [Sm3/d]    | [MMSm3/d] | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3]  | [%]     | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Annulus   | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|-----------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Collapsed | Comp OD    |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |           | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Packer      | 2    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Packer      | 4    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Packer      | 8    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Generic ICD | 10   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Generic ICD | 12   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Generic ICD | 14   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Generic ICD | 16   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Packer      | 18   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Packer      | 20   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Generic ICD | 22   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Generic ICD | 24   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Generic ICD | 26   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |

*Vedlegg 9: Øverste sikre og usikre soner produserer, Generic ICD.*

|  |  | Oil rate | Gas rate  | Water rate | GOR       | WCUT      | LGR       | Q res. total | BHP   |
|--|--|----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-------|
|  |  | 2277.85  | 0.22148   | 0.007836   | 97.232    | 0.0003440 | 0.01028   | 2895.334     | 245   |
|  |  | [Sm3/d]  | [MMSm3/d] | [Sm3/d]    | [Sm3/Sm3] | [%]       | [Sm3/Sm3] | [Rm3/d]      | [Bar] |

| Seg | Segment  | Segment | Segment     | Node | Well      | Connected    | Annulus   | Completion | Grid I,J,K |
|-----|----------|---------|-------------|------|-----------|--------------|-----------|------------|------------|
| #   | Top MD   | Length  | Type        | #    | Hole Size | to Reservoir | Collapsed | Comp OD    |            |
|     | [m]      | [m]     |             |      | [mm]      |              |           | [mm]       |            |
| 1   | 2360.000 | 14      | Cemented bp | 1    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 2   | 2374.000 | 3       | Packer      | 2    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 3   | 2377.000 | 5       | Packer      | 3    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 4   | 2382.000 | 25      | Packer      | 4    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 5   | 2407.000 | 13      | Packer      | 5    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 6   | 2420.000 | 3       | Packer      | 6    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 7   | 2423.000 | 02.mai  | Packer      | 7    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 8   | 2425.500 | 25      | Packer      | 8    | 88.9      | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 9   | 2450.500 | 23.mai  | Packer      | 9    | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 10  | 2474.000 | 11      | Packer      | 10   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 11  | 2485.000 | 19      | Packer      | 11   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 12  | 2504.000 | 26      | Packer      | 12   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 13  | 2530.000 | 41      | Packer      | 13   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 14  | 2571.000 | 9       | Packer      | 14   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 15  | 2580.000 | 43      | Packer      | 15   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 10,12,6    |
| 16  | 2623.000 | 07.mai  | Packer      | 16   | 146.94    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 17  | 2630.500 | 44      | Packer      | 17   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 18  | 2674.500 | 33      | Generic ICD | 18   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 19  | 2707.500 | 15.mai  | Packer      | 19   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 20  | 2723.000 | 7       | Generic ICD | 20   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 21  | 2730.000 | 8       | Packer      | 21   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 22  | 2738.000 | 7       | Generic ICD | 22   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 23  | 2745.000 | 9       | Packer      | 23   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 24  | 2754.000 | 10      | Generic ICD | 24   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 25  | 2764.000 | 23      | Packer      | 25   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 26  | 2787.000 | 4       | Generic ICD | 26   | 146.94    | Yes          | No        | 127        | 11,12,6    |
| 27  | 2791.000 | 56.5    | Packer      | 27   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |
| 28  | 2847.500 | 12      | Packer      | 28   | 149.22    | No           | N/A       | NaN        | 11,12,6    |

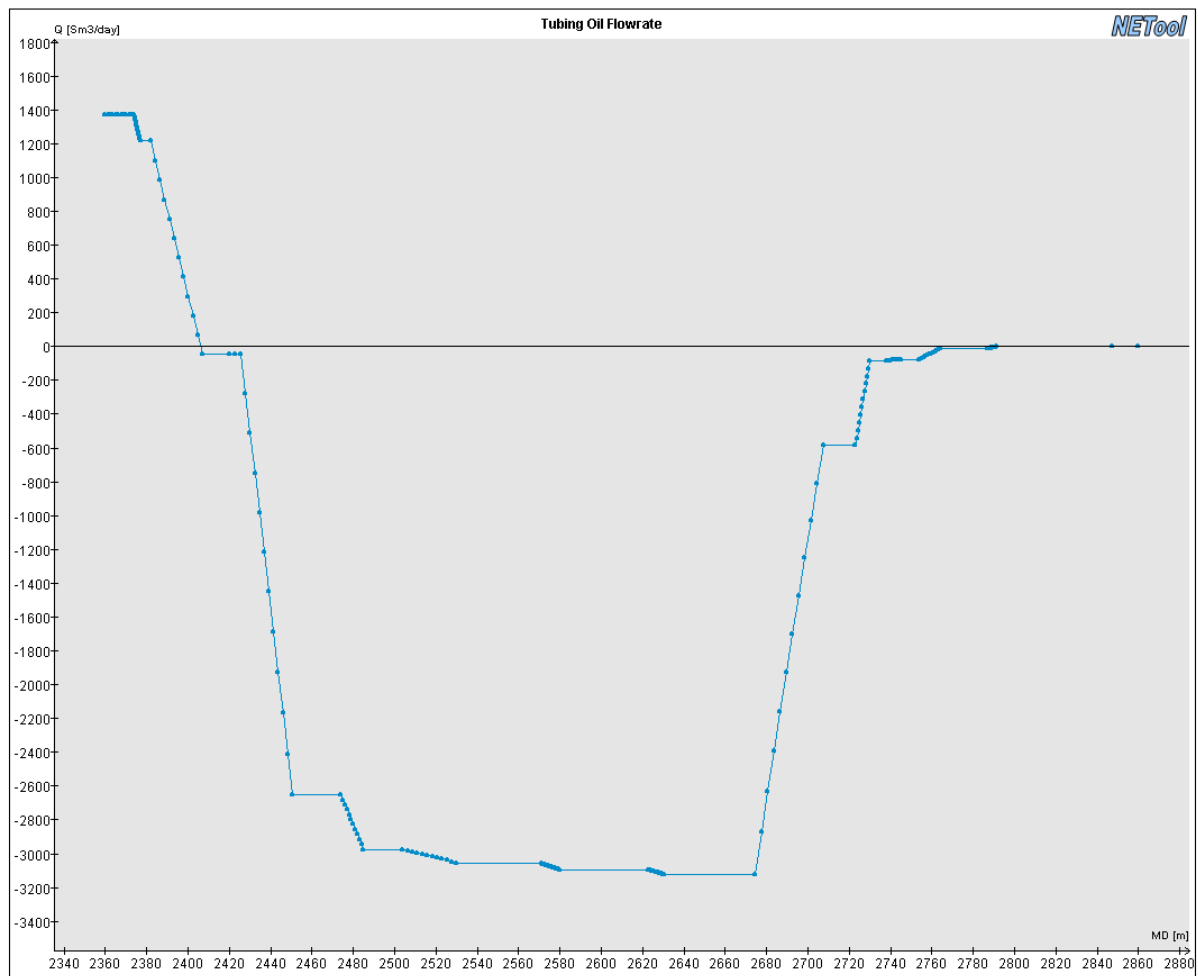
*Vedlegg 10: Laginndeling.*

| Lag<br>No | Volume<br>[MSm3] | Zone<br>No | Formation<br>name | Depth[m] |        | p <sub>R</sub><br>[bar] | KLOGH<br>mD |
|-----------|------------------|------------|-------------------|----------|--------|-------------------------|-------------|
|           |                  |            |                   | From     | To     |                         |             |
| lag 1     | 0,1              | Zone 1     | Tarbert 2A        | 2374     | 2377   | 280                     | 4250        |
|           |                  | Zone 2     | Tarbert 2A        | 2382     | 2407   | 280                     | 4250        |
|           |                  | Zone 3     | Tarbert 1B        | 2420     | 2423   | 280                     | 8750        |
| Lag 2     |                  | Zone 4     | Tarbert 1B        | 2425,5   | 2440,5 | 280                     | 8750        |
| Lag 3     | 0,13             | Zone 5     | Tarbert 1A        | 2474     | 2485   | 275                     | 4000        |
| Lag 4     |                  | Zone 6     | Ness 3D           | 2504     | 2530   | 270                     | 1000        |
| Lag 5     | 0,06             | Zone 7     | Ness 3B           | 2571     | 2580   | 270                     | 700         |
| Lag 6     |                  | Zone 8     | Ness 2A           | 2623     | 2630,5 | 270                     | 400         |
|           | 0,05             | Zone 9     | Ness 2C           | 2674,5   | 2707,5 | 255                     | 15000       |
|           |                  | Zone 10    | Ness 2C           | 2723     | 2730   | 255                     | 15000       |
|           |                  | Zone 11    | Ness 2C           | 2738     | 2745   | 255                     | 150         |
|           |                  | Zone 12    | Ness 2C           | 2754     | 2764   | 255                     | 1000        |
| Lag 7     | 0,02             | Zone 13    |                   | 2787     | 2791   | 255                     | 500         |

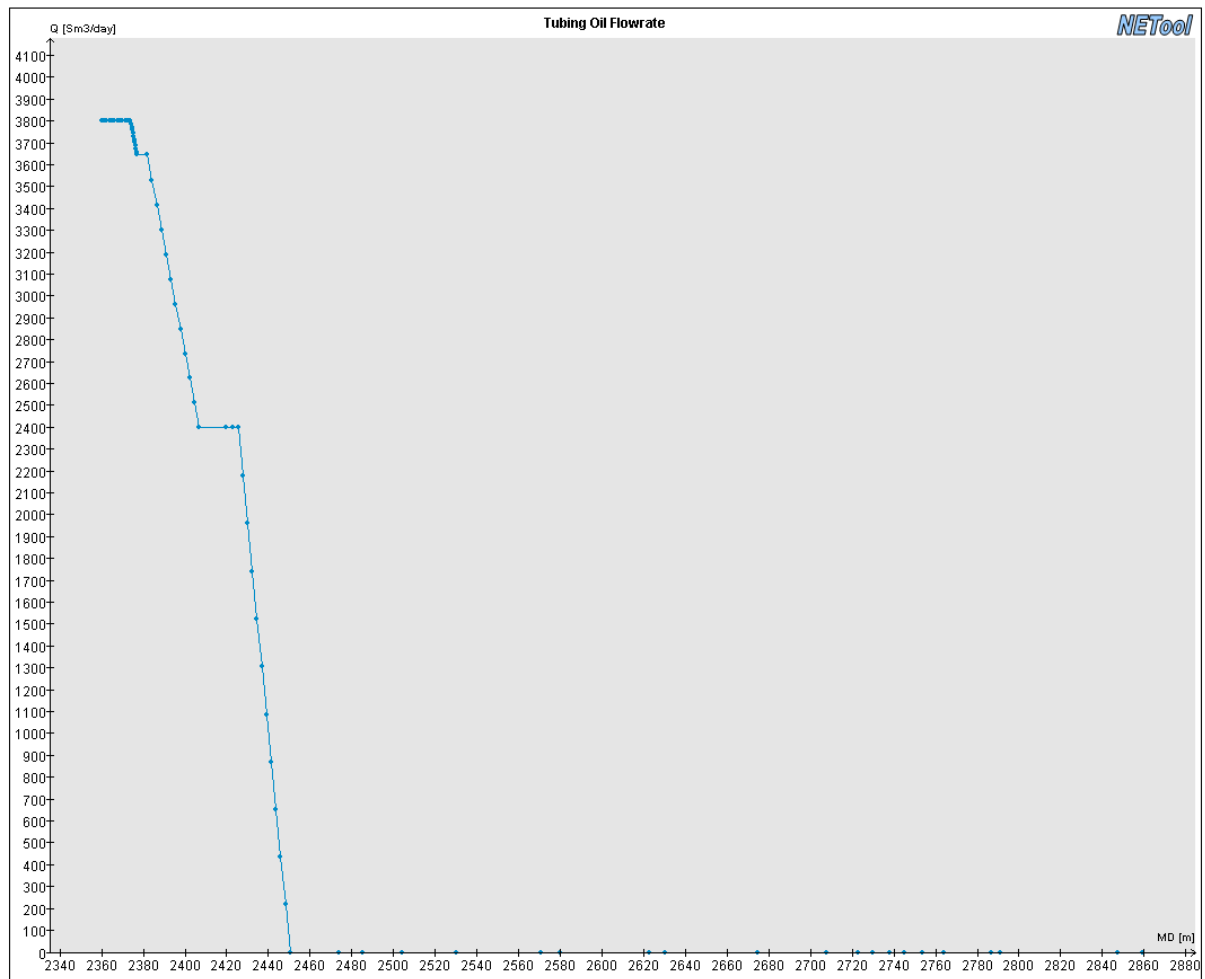
*Vedlegg 11: Kjørestreng for komplettering.*

| Hva                                                                                        | Tidsforbruk   | Barriere 1                           | Barriere 2 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------------------------------|------------|
| Nedkjøring av nedre komplettering                                                          | 5-8 element/t | Tung væske                           | BOP        |
| Bruk drillpipe til å henge av nedre komplettering i casing.                                | 1t            | Tung væske                           | BOP        |
| Øke trykket mot plugg for å få hangerpakning til å tette.                                  | 1t            | Tung væske                           | BOP        |
| Sirkuler ut tung væske over hangeren. Dette gir inflow-test og muliggjør produksjonsstart. |               | Plugg og komplettering (Tung væske*) | BOP        |
| Trekk ut drillpipe                                                                         |               | Ventiltre                            | BOP        |
| Knus plugg med wireline                                                                    |               | Ventiltre                            | BOP        |
| Åpne og håp på olje.                                                                       |               | Sikkerhetsventil                     | Ventiltre  |

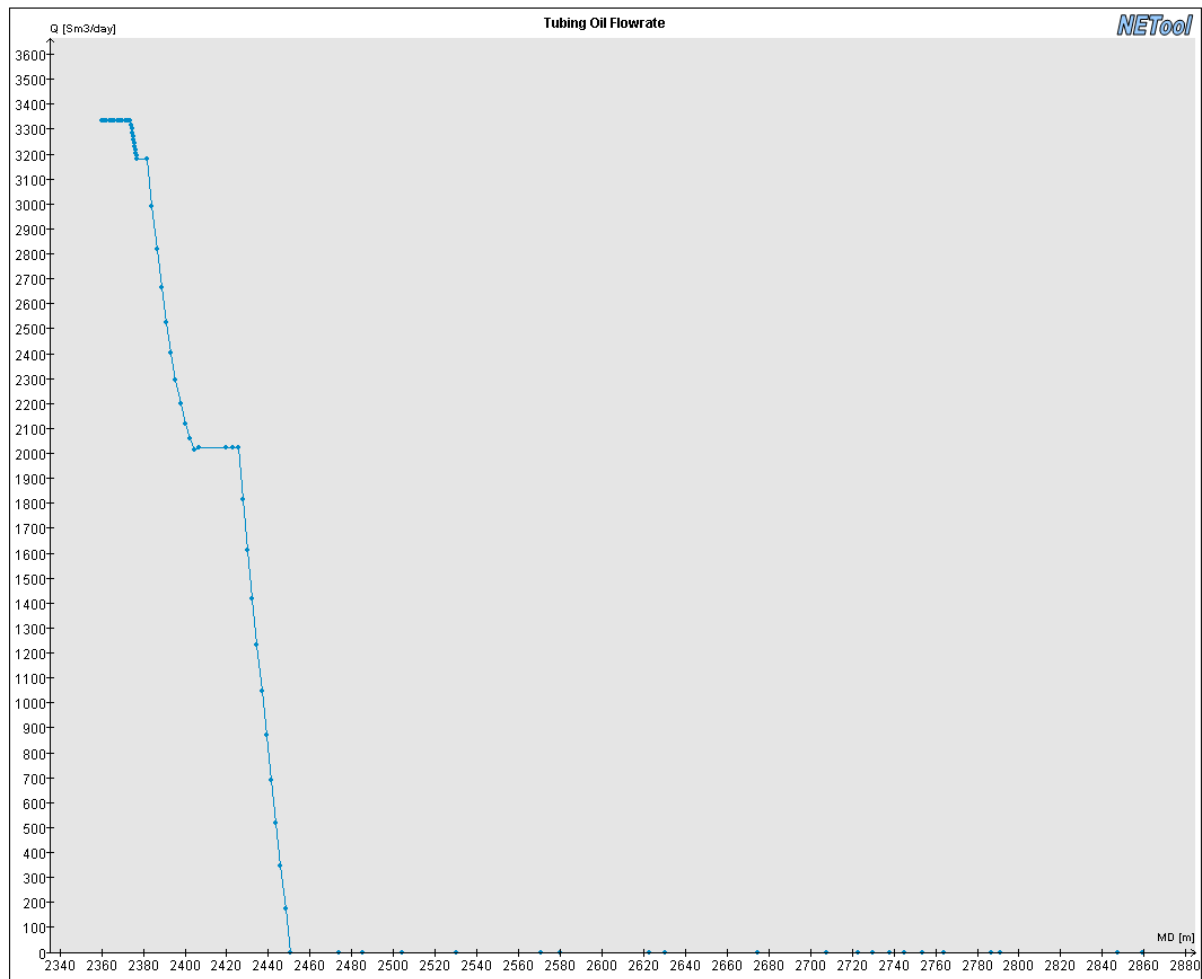
\* Dersom komplettering har feilet og pakningen ikke er tett lukker man BOP rundt drillpipe og pumper tung væske ned i drillpipe.



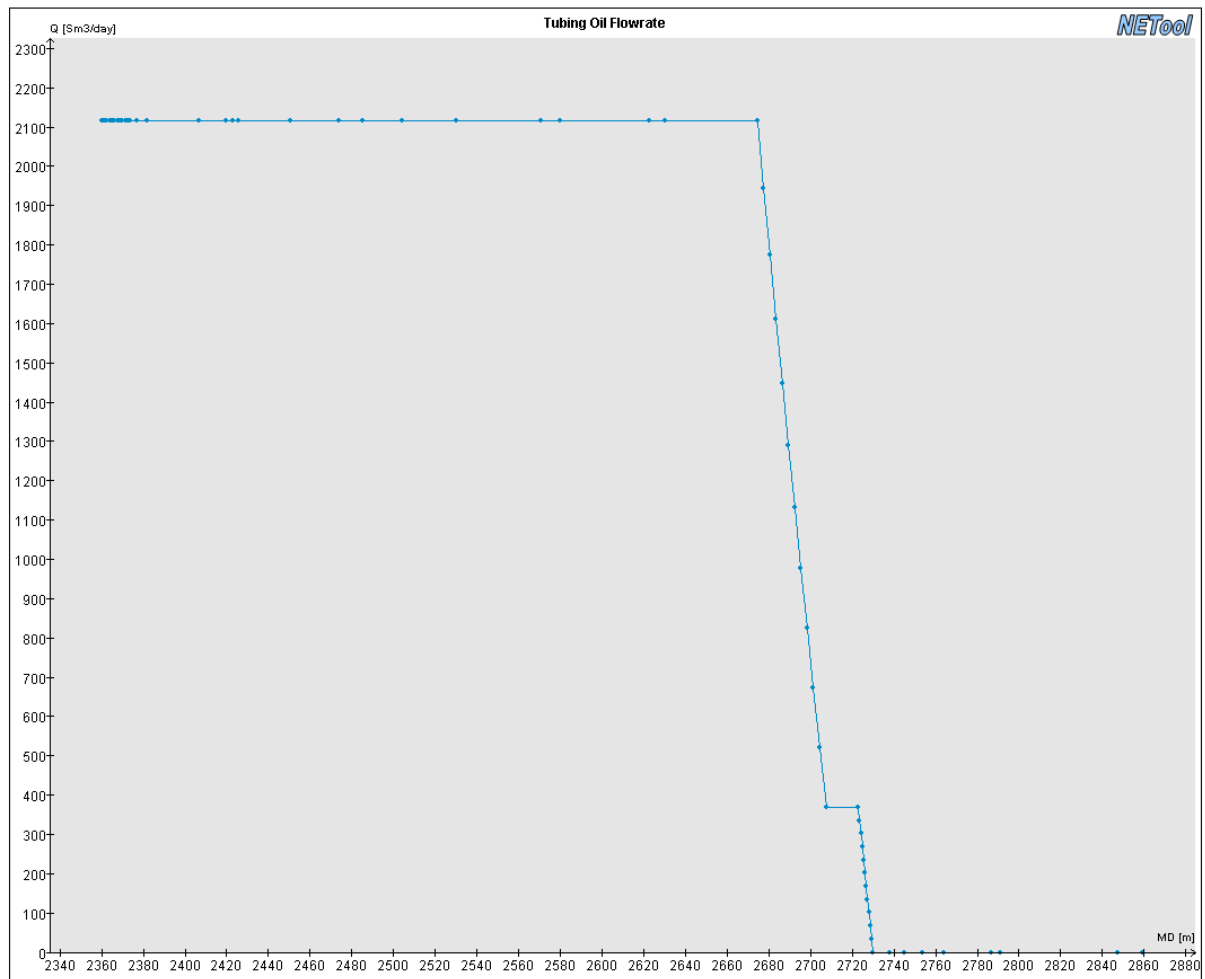
Vedlegg 12: Oljerate vs. MD.



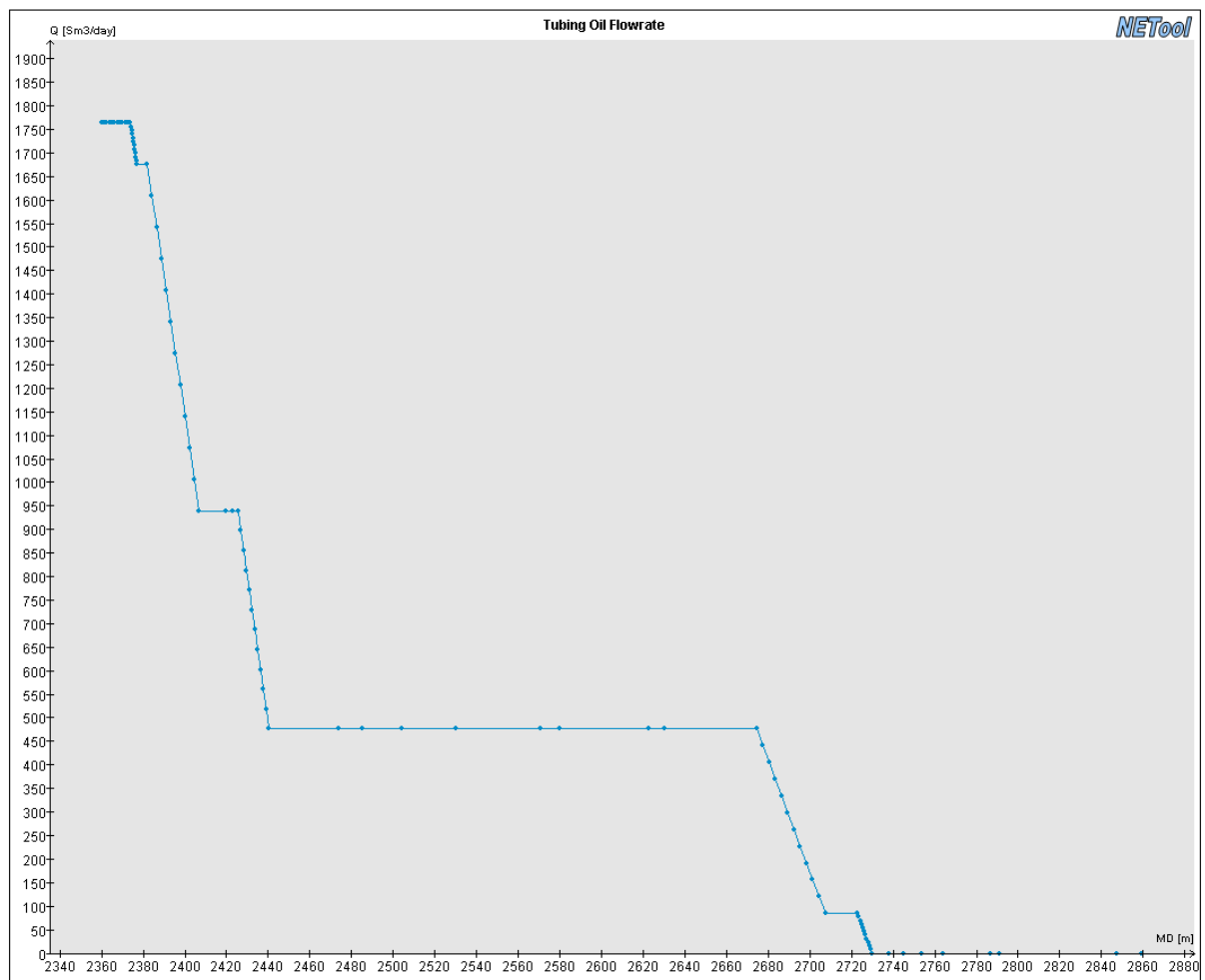
Vedlegg 13: Rate vs. MD, Øvre sikre soner åpne.



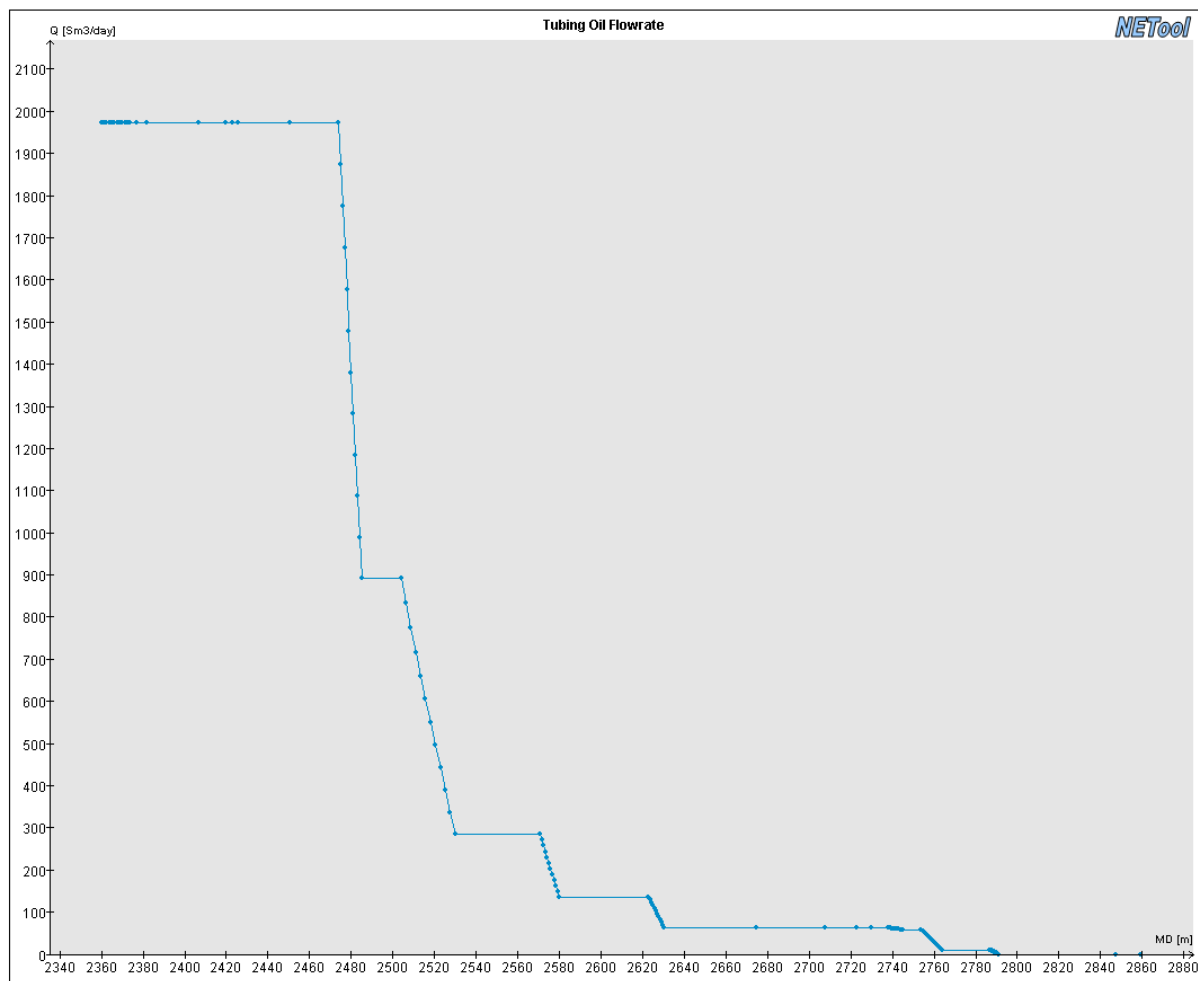
Vedlegg 14: Olje strømningsrate, Øverste sikre soner produserer, Generic ICD



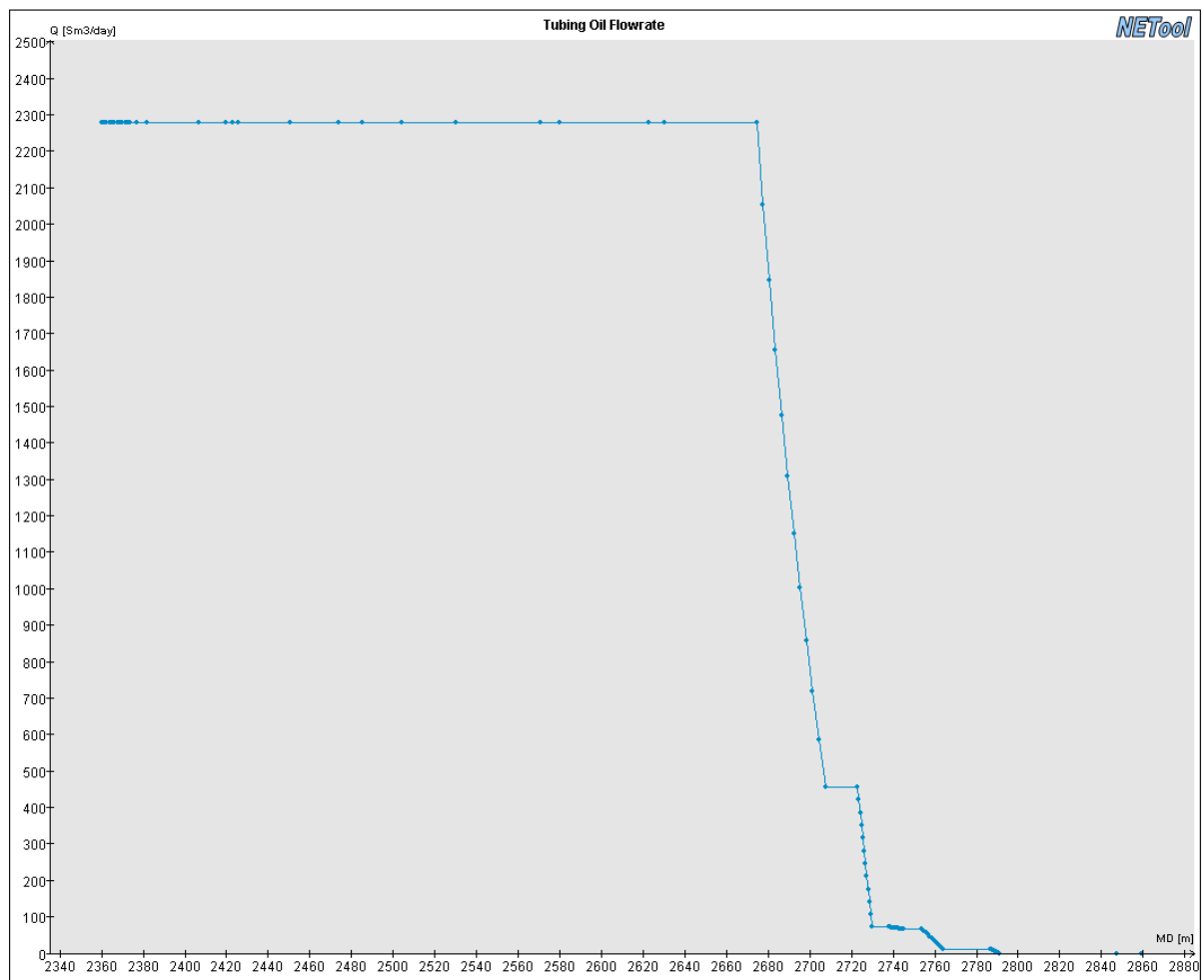
Vedlegg 15: Nederste sikre soner produserer, ICD.



Vedlegg 16: Alle sikre soner produserer.



Vedlegg 17: Nederste sikre og usikre soner produserer.



Vedlegg 18: Øverste sikre og usikre produserer.