

Kompletteringsløsning på GF B-17AT2

Av: Andreas Mathiassen, Atle Storaker, Tor Erik Askeland og Trygve Adolfsen

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 en analytisk modell av brønnen laget slik at produksjonen fra forskjellige soner i brønnen kunne beregnes analytisk og ved hjelp av NETool. 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.

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.

Introduksjon

Gullfaksfeltet preges av formasjoner med løs sand. Hydrokarbonutvinning i formasjonen med dårlig konsolidert sand er utfordrende. For å håndtere problemet med sandproduksjon settes det høye krav til kompletteringsløsninger.

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 østretning. 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.

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 Sm³.

På grunn av tekniske problemer på riggen måtte boringen avsluttes på slutten av mellomsegmentet uten å ha nådd segment H4. Forventede produksjons volumer ble estimert etter boringen til å bli totalt ca. 145 000 Sm³ hvor alt skulle produseres fra segment G5 og mellomsegmentet.

Loggtolkning

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.

Resultater fra loggtolkning

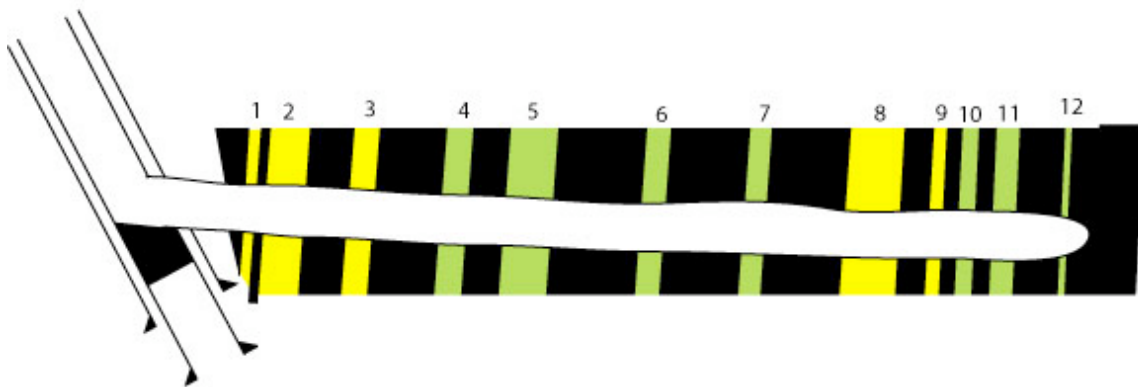
Figur 1 viser skjematisk resultatet vi har fått av å tolke loggen. Det viser seg at brønnen B-17AT2 går gjennom til sammen 12 soner som det er mulig å produsere hydrokarboner fra. Gul farge indikerer soner som vi anser som sikre, og som vi primært vil produsere fra (1-3, 8, 9). Grønn farge viser derimot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

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.

Tabellen viser også estimater på reserver som er mulig å utvinne samt estimert reservoartrykk. Grunnlaget for vårt videre arbeid ligger i Tabell 1.

Lag	Volume	Zone	Formation	Depth[m]		KLOGH	p _R
No	[MSm ³]	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.



Figur 1: Oversikt over produktive soner.

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.

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.

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.

For å forenkle beregninger slår vi sonene sammen til geologiske lag. Videre lages det en diskret modell av brønnen hvor PI basert IPR ligning brukes til å beregne produksjon som funksjon av trykktap i hvert diskret del av brønnen. Det brukes rørstrømningsligninger for å beregne trykktap i brønnen. Videre brukes solver funksjonen for å optimalisere produksjonen fra brønnen.

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 2 viser den optimale raten beregnet ved hjelp av solver-funksjonen. Som man kan se fra Tabell 2 vil oljeraten fra brønnen bli 2483,86 Sm³/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.

Tabell 2: Alle soner er åpne

Layer No	p_R [bar]	Assumed pwf [bar]	q Sm ³ /d
1	280	273,0	1545,4
2	280	278,6	229,1
3	275	264,7	174,5
4	270	269,1	17,3
5	270	268,9	7,6
6	270	268,4	3,5
7	255	254,0	488,9
8	255	254,0	17,6

SUM: 2483,8651

Beregningene viser at det vil være en del krysstrømninger i reservoaret hvis vi åpner alle soner samtidig. I praksis vil bare de øvre lag produsere mot overflaten, det tilsvarer en produksjon på ca. 1775 Sm³/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.

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.

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. For å få en fullstendig modell må man derfor importere data for

øvre komplettering fra enten Eclipse eller Excel.

NETool vs Analytisk løsning

Resultatene vi har fått fra de analytiske beregningene ble sammenlignet med resultater fra NETool.

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: Øverste sikre soner produserer

Tilfelle 1

Den analytiske løsningen ble beskrevet under resultater av analytiske beregninger, altså en produksjon på ca. 1775 Sm³/d.

NETool resultater gir en produksjon på 1371 Sm³/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.

Sammenligning mellom resultatet fra analytiske beregninger sammenfaller derfor brukbart med NETool resultatet.

Tilfelle 2

Resultater som vi har beregnet analytisk gir en produksjonsrate på ca. 3785 Sm³/d

Under samme forutsetninger gir NETool en produksjon på 3800 Sm³/d, og dette matcher analytiske beregninger veldig bra.

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 at i NETool beregnes friksjonstrykktapet annerledes enn i vår analytiske modell.

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

Resultater fra 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 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 få en idé om hvilke soner som produserer mest, og om det er muligheter for krysstrømning.

Oppsummering av resultater er fremstilt i Tabell 3.

Tabell 3: Sammendrag av NETool resultater

	Øverste sikre	Nederste sikre	Alle sikre	Nederste sikre og usikre	Øverste sikre og usikre
Rate Q [Sm ³ /d]	3333	2116	1764	1972	2278

Av Tabell 3 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.

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.

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.

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.

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.

Risiko

Risikoen for at utstyr eller operasjoner feiler i nede i brønnen er veldig viktig å ta med i betraktningene. Vi har her forsøkt å veie konsekvens og frekvens av at utstyret feiler opp mot fordeler og alternative løsninger.

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 fortest 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. Alternativet vi velger å gå for 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.

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 plugg i tubing 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.

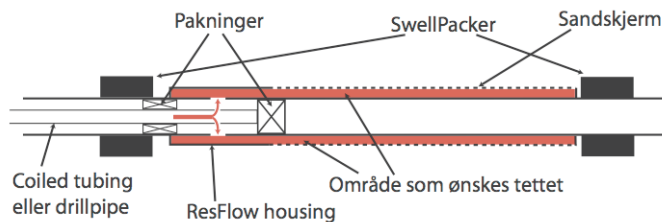
ThermaSet Resin

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.

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.

Selve operasjonen med å få produktet på plass i ResFlow-elementene kan gjøres med standard utstyr som brukes til sementering på coiled tubing (Figur 2). 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 2: Prinsippskisse for tetting av ResFlow.

Konklusjon – gruppens anbefaling

Basert på de analyser og vurderinger som er gjennomført anbefaler gruppen å komplettere brønn B-17AT2 med kompletteringsforslag vist på figur 3. Dette er den løsningen vi mener vil gi best produksjonsrate med akseptabel risiko og relativt enkel praktisk gjennomføring.

Detaljert komplettering

Figur 3 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.



Hva	Lenqde	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, 11,12	2724	
SwellPacker	9		2791	5m sentrert på 9m tubing
Endestykke				

Figur 3: Detaljert skisse av liner.