

Smart brønn C-43T2 i I1 segmentet, historietilpasning i Eclipse og prediksjoner til fremtidig produksjon.

Tove Helene Hovd, Sigurd Haaland, Ingeborg Herum Vårdal, Steffen Grøhn, Kristian Sætertrø

Denne besvarelsen er en del av faget
Ekspert i Team, Gullfakslandsbyen 2006
ved NTNU.

Sammendrag

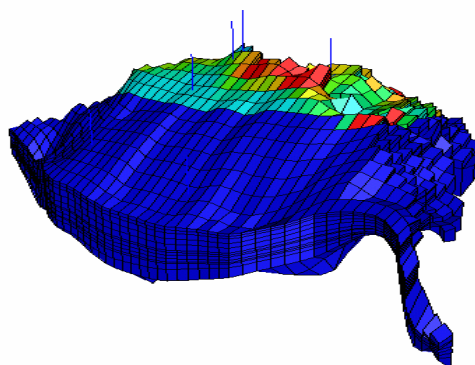
I dette dokumentet skal vi ta for oss C-43T2, en brønn i I1 segmentet på Gullfaks hovedfelt, komplettert med DIACS. Dette innebærer at brønnen er delt inn i to separate produksjonssoner, hvor operatøren ved hjelp av ventiler kan justere produksjonsmengden fra hver enkelt sone. Vi har sett på generelle reservoaregenskaper i I1 segmentet og generell teori rundt virkemåte for DIACS, samt fordeler med et slikt system.

Vi har simulert I1 segmentet i Eclipse, med hovedfokus på å få god historietilpasning i de to produksjonsbrønnene C-16 og C-43T2. Videre har vi kjørt prediksjoner for fremtidig produksjon i C-43T2 fra og med januar 2006 til desember 2014. Ut fra simuleringsresultater har vi studert hvilken av de to sonene i C-43T2 som har stått for størsteparten av produksjonen. Videre har vi gjort

forsøk på å optimalisere fremtidig produksjon i brønnen ved å justere på ventilåpningene for sonene. Dette viste seg å ikke gi merkbare utslag på verken olje- eller vannproduksjon i vår brønn, noe som vi antar er en svakhet i simulerings-modellen. Selv om vi ikke så merkbare forskjeller i produksjon, har vi satt opp resultater for produsert oljemengde fra januar 2006 til desember 2014. Vi har videre foretatt nåverdiberegninger med varierende oljepris og dollarkurs.

Introduksjon til I1 segmentet

Segment I1 er lokalisert i det sørøstlige området av Gullfaksfeltet og er karakterisert som lukket og eget produksjonsområde, men har muligens kommunikasjon med Brent i nord via segment I2A.



Figur 1 – I1 segmentet

Segmentet består i all hovedsak av sandstein, men man finner også en del skifer og kull enkelte steder. Brønnen vi har jobbet med er C-43T2, illustrert med blå strek til høyre i figur 1.

I segmentet er det også en annen oljeprodusent, C-16, som periodevis opererer som gassinjektor, og en vanninjektor, B-40, som injiserer vann for å gi trykkstøtte til segmentet.

C-43T2 er en smart brønn, komplettert med DIACS løsning i to produksjonssoner. Statfjord-formasjonen i segmentet har en "standard original oil in place" (STOOIP) på 11 millioner Sm³. Per 01.07.2005 var 43 % av oljen produsert. Det er forventet at de øvre sonene vil bli drenert tilfredsstillende av C-16 og C-43T2 med å delvis injisere gass og delvis regulere ventilene. De nederste sandene dreneres dårligere, og det er derfor planlagt et fremtidig brønnmål mellom C-16 og C-43T2. ^{[1] [6]}

DIACS

DIACS – Downhole Instrumentation and Control System, er en kompletteringsløsning som gjør operatøren i stand til å foreta ventiljusteringer for å forandre strømningskarakteristikk i brønnen uten å gå fysisk ned å gjøre

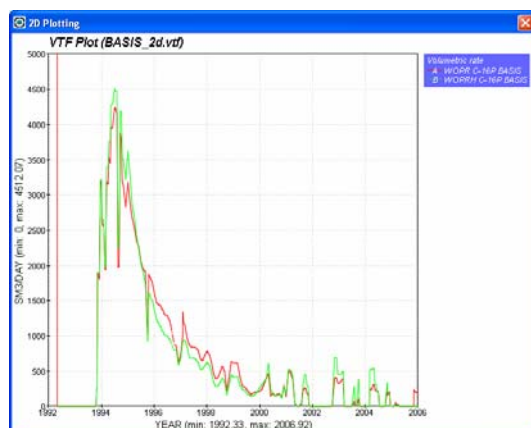
brønnoperasjoner. Operatøren er også i stand til å hente ut mer informasjon fra reservoaret, og dermed bli bedre i stand til å planlegge operasjoner og produksjon frem i tid. Swell Packers har vist seg å være effektivt for å separere sonene i DIACS-brønnen. Separasjon av i flere ulike soner er nyttig, for da kan produktiviteten i flere soner sammenlignes. De beste produksjonsområdene blir da lettere å finne siden man kan produsere fra en og en sone av gangen. Slik brønnkontroll gir med andre ord økt forståelse av det aktuelle reservoar og planlegging av nye dreneringsprosjekter vil også påvirkes av denne reservoarkontrollen. ^{[2] [3] [4] [5]}

Eclipse simuleringer

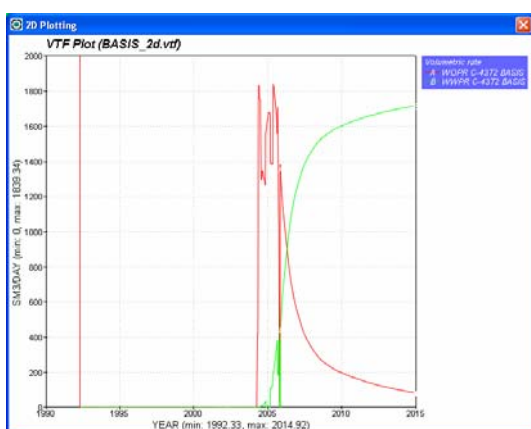
Gruppens oppgave gikk ut på å implementere brønnen C-43T2 i I1-segmentet og historietilpasse en Eclipse 100-simulering av denne. Deretter skulle vi foreta en vurdering av de to produksjonssonene, og se hvilken effekt den smarte brønnløsningen har hatt på oljeutvinningen. Videre skulle vi forsøke å optimalisere produksjon fremover i tid ved å endre på ventilåpningene. Økonomiske konsekvenser og usikkerhet ved resultatene skulle diskuteres.



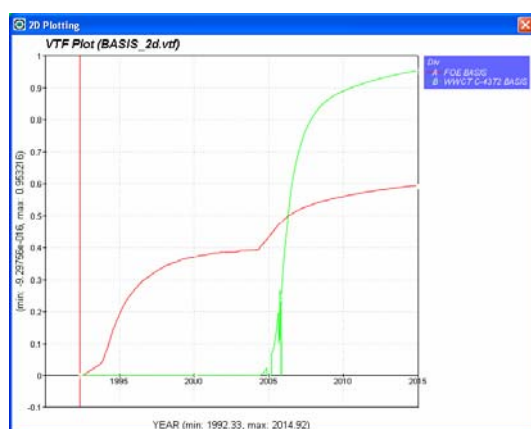
Figur 2 – Historietilpasning C-43T2



Figur 3 – Historietilpasning C-16



Figur 4 – Prediksjon av olje- og vannrate i C-43T2



Figur 5 – Vannkutt og total utvinningsgrad

Fremgangsmåte

Gruppen hadde ingen bakgrunn i bruk av Eclipse som simuleringsverktøy. Dette krevde lenger opplæringstid enn først forventet. Vi fikk en basismodell fra Statoil som skulle benyttes som utgangspunkt. Denne ble kombinert med en modell NTNU hadde fra før, der C-16 var bedre historietilpasset. På denne måten lærte gruppen å benytte Eclipse som verktøy samtidig som vi fikk en historietilpasset modell. Deretter kjørte vi to simuleringer, en der begge ventilene i C-43T2 stod

åpne og en historietilpasset simulering. På denne måten kunne vi sammenligne resultatene fra DIACS-løsningen med en konvensjonell brønn. Vi hentet ut produksjonsraten fra de to sonene i resultatfilene, og sammenlignet disse ved å plote resultatene i Excel. For prediksjon av fremtidig utvinning satte vi opp 6 caser med forskjellige ventiljusteringer og sammenlignet disse. Økonomiske analyser ble foretatt på grunnlag av utvalgte verdier for dollarkurs og oljepris.

Resultater

Vi har fått til en god historietilpasning av modellen, både simuleringen av C-43T2 og C-16 følger historiedataene godt, ref. figur 2 og 3. Trykkene i modellen av reservoaret er også tilpasset faktiske trykkdata fra 2004 ved boring av brønnen. Når vi studerer hvilken sone som har produsert mest er det den øvre sonen i brønnen som har en betraktelig høyere produksjonsrate enn den nedre. Det er ingen store forskjeller mellom produksjonsraten til DIACS-brønnen og en konvensjonell brønn i simuleringene. Ved prediksjon av fremtidig utvinning ser vi ingen forskjell på de casene vi har satt opp, utvinningsraten er den samme for alle simuleringer. Vi observerer markant synkende oljeproduksjonsrate, og stigende vannproduksjonsrate i C-43T2 allerede fra simuleringsstart i januar 2006, se figur 4. Som vi kan se ut fra figur 5, ligger vannkuttet i brønnen vår opp mot 95% ved produksjonsslutt i 2014, og total

utvinningsgrad i reservoaret tangerer 60%. Total produksjon fra januar 2006 til desember 2014 ble 869000Sm³. Årlige produksjons-resultater fra simuleringer fremover i tid kan sees i figur 6.

Nåverdiberegninger

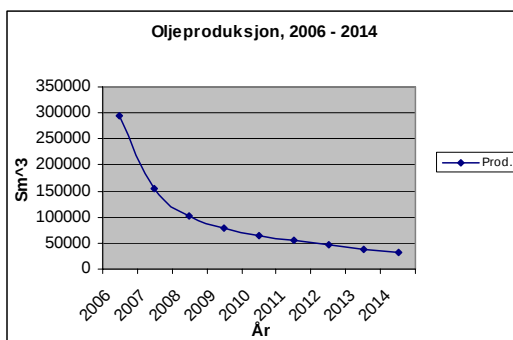
Vi har foretatt enkle nåverdi-beregninger på våre fremtidige produksjonsresultater ved å ta utgangspunkt i utvalgte verdier for oljepris og dollarkurs, ref. figur 7. Kostnader for drift av feltet, og vannseparasjon er utelatt i beregningene. Kalkulasjonsrenten vi har benyttet er satt til 10%. Ut fra beregningene har vi valgt ut 3 caser, ett som vi mener belyser dagens situasjon, samt beste og verste tilfelle ut fra varierende dollarkurs og oljepris.

Case 1 – Dagens situasjon

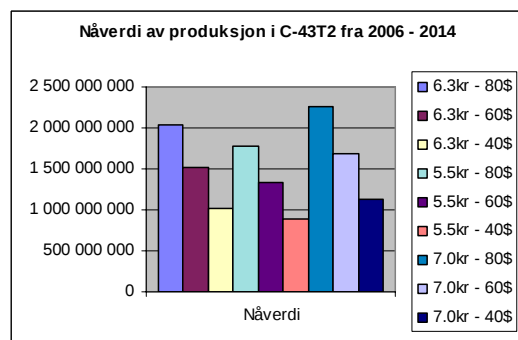
Dollarkurs: 6.3k

Oljepris: 60\$ / fat

Nåverdi: 1.52Mrd



Figur 6 – Årlig oljeproduksjon



Figur 7 – Nåverdiberegninger på produksjon

Case 2 – Beste tilfelle

Dollarkurs: 7.0k

Oljepris: 80\$ / fat

Nåverdi: 2.26Mrd

Case 3 – Verste tilfelle

Dollarkurs: 5.5kr

Oljepris: 40\$ / fat

Nåverdi: 0.89Mrd

På grunn av store usikkerheter rundt fremtidig dollarkurs og oljepris må beregningene tas med forbehold. Vi mener allikevel at våre utvalgte caser gir en grei pekepinn på verdiene som fortsatt ligger i segmentet.

Diskusjon og konklusjon

I 2014 vil 60% av oljen i I1-segmentet være drenert. I tidsperioden 2006 til 2014 har vi produsert 869000 Sm³, og ut fra våre økonomiske beregninger har dette en nåverdi på mellom 0.89 og

2.26 milliarder kroner. Dette avhenger av prisutvikling og dollarkurs. Vi har heller ikke tatt hensyn til kostnader ved vannseparasjon i våre beregninger.

Simuleringsmodellen vår reagerer ikke på ventiljusteringer, og vi har derfor ikke fått brukt simuleringene til å predikere en fremtidig optimalisering av brønnoppførsel. Likevel mener vi at videre utvikling av simuleringsmodellen for DIACS vil kunne gi verdifull informasjon om reservoar og fremtidig drift av I1-segmentet.

Referanser

- [1] – Reservoarstyreplan, 2003/2005
- [2] - Statoil.com, 2005
- [3] - [Odin Petroleum](http://Odin.Petroleum)
- [4] - SPE Bergen, Gullfaks Smart Well – Completion Design and one year of production experiences.
- [5] - SPE Bergen, Smart Wells in the Gullfaks Area: History and future perspective
- [6] - Rogalandsforskning