

Forbedret oljeutvinning ved hjelp av tensid- og polymerflømming i I1 segmentet i Gullfaksfeltet

A. Amundsen¹, A. Hammer², T.G. Myrland³, T.A. Ve⁴, og R. Waage⁵

Studerer ved

¹ Institutt for konstruksjonsteknikk

² Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

³ Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk

⁴ Institutt for fysikk

⁵ Institutt for energi- og prosesseteknikk

ved Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet

I denne rapporten tar vi for oss kjemikalieflømming i Gullfaksfeltet på norsk sokkel, som er skrevet i forbindelse med Ekspert i Team 2007, Gullfakslandsbyen. Vår oppgave har vært å se på I1-segmentet Nedre Brent, som ligger i tilknytning til plattformene Gullfaks A og Gullfaks B. Denne rapporten fremlegger et forslag til hvordan man kan få til lagring, blanding og injisering av kjemikalier i reservoarer på Gullfaksfeltet, basert på resultater fra simulering av kjemikalieflømming i I1 Nedre Brent, i Eclipse100. Det er utført en økonomisk analyse av den valgte løsningen, med fokus på hvordan det kan gjøres lønnsomt.

Innledning

De fleste felt på norsk sokkel har i dag passert sin platåproduksjon og er nå i haleproduksjon. For å få økt utvinning er det ikke lenger nok med bare vannflømming, men andre alternative virkemidler må settes i bruk. En aktuell måte å få til dette på er å flømme reservoaret med kjemikalier. Vi har derfor i oppgaven, i samarbeid med Statoil, sett på tensid- og polymerflømming i I1-segmentet i Nedre Brent. Dette segmentet har lenge befunnet seg i haleproduksjonsfasen, og noen av produksjonsbrønnene er i ferd med å utfases.

Det er viktig å beholde Gullfaks-feltet i produksjon lengst mulig, da teknologi og metoder for forbedret oljeutvinning er et område det satses mye på både i Norge og internasjonalt. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det viktig å holde Gullfaks i drift så lenge som mulig ettersom dette vil muliggjøre bruk av eventuell fremtidig teknologi.

Vi har kommet frem til et forslag til løsning, basert på simulering i Eclipse100

og tilgjengelig teknologi. I denne rapporten vil resultatene av vårt arbeid bli presentert.

Metode

Simulering

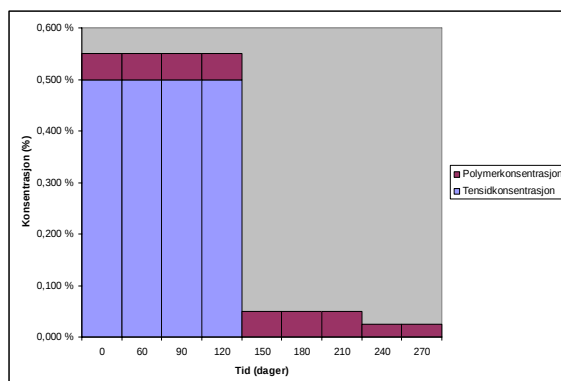
Med utgangspunkt i tidligere forsøk på Gullfaksfeltet¹ kjørte vi en del simuleringer der vi varierte kjemikaliekonsentrasjoner og injiseringslengder. Disse ble basert på en allerede eksisterende modell, levert av Statoil, der kjemikaliedata var oppgitt og historietilpasning allerede gjort.

Vi har i simuleringene lagt vekt på å opprettholde trykkstøtten i reservoaret. Derfor har vi satt bunnhullstrykket til å holdes konstant lik minste registrerte verdi der brønnene har vært i produksjon. Dette gjelder for produksjonsbrønnene A-36 (BHP = 190 bara), A-40 (BHP = 100 bara) og B-39B (BHP = 150 bara).

Vår BaseCase er fortsatt vannflømming frem til 2026. Ettersom brønnene etter hvert begynner å produsere store mengder vann, har vi lagt inn et vannkutt på 98 %. Dette fører til at brønnene etter hvert stenges, den første, A-36, i oktober 2011.

Etter simulering viste BaseCase en endelig utvinningsgrad i 2026 på 62.5 %.

Det beste resultatet vi fikk ved kjemikalieflømming var når vi først injiserte tensider og polymerer samtidig, og deretter fulgte opp med injisering av polymerer alene. Metoden kalles polymerassistert tensidflømming (PASF). Fellesinjiseringen kalles slugg og den etterfølgende polymerflømmingen hale.



Figur 1: Oversikt over PASF-prinsippet

Konsentrasjonene vi kom frem til var 1 % tensider og 0,05 % polymerer i sluggen, og 0,05 – 0,025 % polymerer i halen.

Det ble utført en optimering av slugglengden med de aktuelle konsentrasjonene. Halen ble i disse tilfellene satt til å ha en konstant lengde, 152 dager, der det i 91 dager injiseres med 0,05 % konsentrasjon og i 61 dager med 0,025 %. Optimal lengde på sluggen ble funnet ved å ta i betraktning nåverdien av inntekter ved økt oljeproduksjon i forhold til BaseCase, der utgiftene til kjemikalier er trukket fra. Den mest lønnsomme injiseringslengden var 427 dager, hvorav 275 dager var slugglengden. Det ble injisert 1100 tonn polymerer og 14 250 tonn tensider totalt. Dette gav 845 000 Sm³ ekstra olje og økte utvinningsgraden til 70,1 %.

Den casen som viste den største økningen i utvinningsgrad, hadde en slugglengde på 366 dager og en total lengde på 519 dager.

Utvinningsgraden økte i dette tilfellet med 8,8 %, noe som tilsvarer 975 000 Sm³ ekstra olje i forhold til BaseCase. Det ble totalt injisert 1310 tonn polymerer og 18 900 tonn tensider.

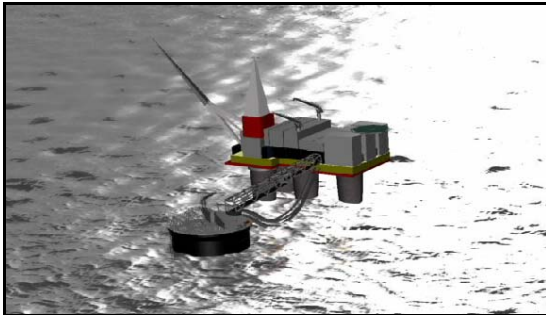
Topside

Flømming av reservoar med kjemikalier for å øke oljeutvinning har vært studert nøye, og man har oppnådd en oversikt over hvilket potensial metoden kan ha på Gullfaksfeltet. Det er ikke gjort tilsvarende undersøkelser på den praktiske utføringen av tensidflømming i stor skala.

Det er sannsynlig at krav til utslipp blir strengere, og det er ikke usannsynlig at utslipp må være tilnærmet null når dette prosjektet igangsettes. Siden tensidet som brukes i dette prosjektet ikke står på PLONOR-listen (kan ikke slippes ut), er eneste mulighet å skille de brønnene som produserer tensider fra resten av produksjonen på plattformen. En god del av tensidene vil absorberes i reservoaret, og store mengder vil komme opp sammen med produsert vann. Et nytt separasjonstog med tretrinnsseparasjon og reinjisering må derfor etableres for å kunne tilfredsstille gjeldende utslippskrav. Plass på plattformen for nye installasjoner og lagring av tensider er minimal. Installasjon av separator på plattform medfører også store kostnader. En løsning med en ny plattform/båt som ligger permanent ved plattformen ble derfor vurdert som beste alternativ.

Vi har vært i dialog med selskapet Sevan Marine, som har spesialisert seg på en ny type FPSO (Floating Production, Storage, and Offloading). Disse plattformene kan tilpasses våre behov og er veldig fleksible. Sevan Marine er basert på relativ ny teknologi, og fremhever spesielt stabiliteten som en fordel med deres plattformer. I kombinasjon med en gangbro fra Marine aluminium og fjernstyring av prosessutstyr, vil en løsning

fra Sevan Marine gi betydelig lavere kostnader sammenlignet med tidligere FPSO-løsninger. Det vil da være mulig å utnytte Gullfaks As eksisterende infrastruktur med hensyn på mannskapshåndtering og kontrollrom. Dette er en fleksibel løsning som er i bruk allerede på Veslefrikk. Sevan Marine bekrefter også at de har sett på en slik gangbroløsning, og at det er fullt mulig på grunn av den gode stabiliteten på deres FPSO.



Figur 2: En FPSO fra Sevan Marine med Gullfaks A

Prisanslag fra Sevan Marine på en plattform med våre spesifikasjoner er 1.4 milliarder NOK. Sevan Marine opererer per i dag ikke med faste priser for salg av FPSOer, men med døgnrater for utleie. Dette trenger ikke nødvendigvis ikke å være tilfelle når dette prosjektet skal gjennomføres. Det er klart at det er store usikkerheter knyttet til pris og tilgjengelighet av denne løsningen, men basert på de premisser som dette prosjektet er basert på, vil dette være mest realistisk. Prisoverslag som vi har innhentet er i beste fall grovt, men størrelsesorden på kostnader er såpass nøyaktig at det gir mulighet for å se på økonomien i prosjektet, og eventuelt utarbeide strategier for å gjøre prosjektet lønnsomt. Vi har gått ut ifra at prosjektet skal gjennomføres innen rimelig tid (3-5 år), og at renseteknologi enda ikke er utviklet, samt at reinjisering ikke er innført på Gullfaksfeltet. Det er usikkerhet knyttet til tilgjengelighet av store mengder tensider, men det er rimelig å anta at hvis flere slike

prosjekt igangsettes vil produksjonskapasitet for tensider økes for å tilfredsstille etterspørselen. Det er forutsatt at bare ett segment skal flømmes, og plattformen derfor har ca 200 % overkapasitet. Det er fullt mulig å utvide prosjektet med flere segmenter som egner seg for tensidflømming, og hvis et slikt prosjekt skal gjennomføres vil mest sannsynlig dette være nødvendig for å få et kostnadsbærende prosjekt. All teknologien som brukes i dette forslaget er tilgjengelig i dag. Marine-aluminium og Sevan Marine har bekreftet at dette er løsninger som lar seg gjennomføre.

Konklusjon

Flømming av I1 segmentet Nedre Brent med tensider og polymerer vil per i dag gi økt oljeutvinning og økte inntekter i forhold til bare vannflømming, selv med en implementeringstid på fem år. Simuleringene tilsier at en vil få økt utvinningsgrad ved tensidflømming selv om A-36 stenges i 2007. Det mest økonomiske resultatet, Case 5b, øker utvinningsgraden med 7,6 % (til 70,1 %), tilsvarende 845 000 Sm³. Nåverdien av denne med en oljepris 35 \$/bbl er 259 millioner kroner med 60 % sannsynlighet. Bruk av andre caser ved høy (50\$/bbl) og lav (20 \$/bbl) oljepris gir henholdsvis 574 og 22 millioner kroner med 20 % sannsynlighet hver. Det vil si at det, sett bort fra utgifter til forandringer i topsidekonfigurasjonene, sannsynligvis vil gi inntekter i hundremillionersklassen.

Modifikasjoner og nytt utstyr for å muliggjøre dette prosjektet krever betydelige investeringer, i størrelsesorden 1.4 milliarder kroner. Dette gjør at prosjektet ikke vil være lønnsomt med dagens olje-, kjemikalie- og plattformpriser. Dersom vi tar utgangspunkt i gjeldende priser vil ikke ett segment være kostnadsbærende for hele prosjektet. Siden den aktuelle FPSOen har en total kapasitet på 300 % i forhold I1 segmentet, vil den i praksis kunne håndtere

kjemikaliefømming i tre segmenter tilsvarende I1 Nedre Brent samtidig. Dette, kombinert med fremdeles høy oljepris (~50 /bbl) vil kunne gjøre prosjektet kostnadsbærende med et overskudd på anslagsvis et par hundre millioner kroner

Referanser

- T. Kårstad, C. Fortmuller, A. Nordbotten, "Simulering av mogeleg PASF-pilot i segment G1 på Gullfaks", Statoil divisjon for petroleumsteknologi, seksjon for reservoarteknikk
 - Statoil (2005), Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet, Kapittel 1
 - Statoil (2005), Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet, Kapittel 2
 - Statoil (2005), Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet, Kapittel 4
 - Statoil (2005), Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet, Kapittel 3
 - Statoil (2003), Reservoarstyringsplan Gullfaksfeltet, Kapittel 3
 - Svein M. Skjæveland og Jon Kleppe, "Recent Advances in Improved Oil Recovery Methods for North Sea Sandstone Reservoir"
 - T. Kårstad, C. Fortmuller, A. Nordbotten, "Simulering av mogeleg PASF-pilot i segment G1 på Gullfaks", Statoil divisjon for petroleumsteknologi, seksjon for reservoarteknikk
 - Agreement 2004-10. OIC 2005 revision of OSPAR list of substances/Preparations used and discharged offshore which are considered to pose little or no risk to the environment.(PLONOR)
 - Krav om nullutslipp, Gullfaks
 - Enhanced waterflooding design with dilute surfactant concentrations for North sea conditions. (A.M. Michaels, R.S.Djojoseparto)
 - An analysis of tanker –based floating production systems for small offshore fields(Wilfred R. McLeod)
 - System Description Manual, System 13- Wellheads (Production) , Statoil STID, Document number: C001-A-000-P-SD-826
 - P&ID Gullfaks A, Crude Production system north shaft production wellhead, Statoil STID, Document number: C001-A-000-PE-800-14
 - System Description Manual, System 20- Crude Separations', Statoil STID, Document number: C001-A-000-P-SD-828
 - PDF Gullfaks A, Extension of produced water treatment case 1, Statoil STID, Document number: C001-A-000-PP-336-01
 - System Description Manual, System 21- Crude handling, Statoil STID, Document number: C001-A-000-P-SD-854
 - Systemhåndbok System51A Vanninjeksjonssystemet, Statoil STID, Document number: C001-A-000-S-KH-210
 - PDF Gullfaks A, Kontrollpanell Statoil STID, Document number: C001-A-000-PP-100-01
 - Arbeidsprosesskrav, Oljeholdig produsjonsavfall- reinjeksjon
 - Statoil DocMap, Document number: WR0363
 - PDQ-A, Gullfaks A, PDQ- A Datumlne General Elevations, Statoil STID, Document number: C001-A-000-LA-502-01
 - General Plan, Plan section 1-1 Statoil STID, Document number: C001-B-G00-NA-402
-