



Polymer Assisted Surfactant Flooding [PASF]

Espen Leknes
Guri V. Tveitnes
Håkon Johnsen
Margrethe Jørstad
Tor L. Opseth

Forord

TPG4851 - Eksperter i Team er et obligatorisk tverrfaglig prosjektemne for alle mastergradstudenter ved NTNU. Hensikten med faget er at studentene skal få oppleve hvordan det er å jobbe med reelle problemstillinger fra næringslivet, i et team sammensatt av studenter med ulik faglig bakgrunn. En gyllen mulighet til å høste mange nye erfaringer og utvikle både fag- og samspillkompetanse.

Denne rapporten har blitt utarbeidet av gruppe 1 i Gullfakslandsbyen våren 2008 ved institutt for petroleumsteknologi ved NTNU. I denne fagrapporten utredes potensialet for økt oljeutvinning fra H1-segmentet i Gullfaks hovedfelt vha. kjemisk behandling, med særskilt fokus på metoden PASF, for oppdragsgiver StatoilHydro.

Vi vil takke vår landsbyhøvding, Jon Kleppe, for bra faglig støtte og oppfølging gjennom hele prosjektet. Vi skylder Jan Ivar Jensen takk for bistand med simuleringsprogrammet Eclipse og StatoilHydro i Bergen for bistand med oppgaven. En stor takk går også ut til studentassistentene Hilde Berg og Øystein Holien for god veiledning og hjelp til selvhjelp med gruppe- og arbeidsprosessen. En spesielt stor takk går også til Espen Kowalewski hos StatoilHydro Rotvoll, som over all forventning stilte opp som vår redningsmann i nøden da vi slet som mest med den faglige delen av oppgaven.

Sammendrag

Denne oppgaven er skrevet av gruppe 1 i Gullfakslandsbyen 2008 som en del av faget TPG4851 - Eksperter i Team. H1 segmentet i Gullfaks hovedfelt har ”kun” 56 % utvinningsgrad og regnes som et godt område for kjemisk injeksjon. Oppgavens mål var å vurdere om PASF-behandling av H1-segmentet er økonomisk hensiktsmessig med hensyn til tekniske utfordringer.

Rapporten inneholder en gjennomgående beskrivelse av H1-segmentet, polymerer, tensider og PASF-metoden. Det er gjennomført simuleringer med kun vannflømming, ulike injeksjonsperioder med kun polymer eller tensid, og ulike injeksjonsperioder og adsorpsjon med PASF. Reservoarsimuleringsprogrammet Schlumberger Eclipse har blitt benyttet for å beregne data for de ulike scenarioene som skulle analyseres.

Det oppstod en del problemer og underlige resultater under simuleringsprosessen. Dette fulgte som resultat av at det i utgangspunktet ble vektet med feil relativ permeabilitetskurve i simuleringsmodellen, og fordi modellen inneholdt en kanal med permeabilitet helt opp mot 40 Darcy, sannsynligvis etter tidligere forsøk på historietilpasning av modellen. Disse feilene ble med iverdig innsats og rådgøring med Espen Kowalewski hos StatoilHydro Rotvoll, detektert og luket bort i slutten av prosjektperioden.

Dagens foretrukne metode, vannflømming, ble definert som base case. Denne metoden gav ved simulering en produksjon på 1,57 mill. Sm³ olje i perioden fra 1.august 2008 til 31.desember 2020. Med diskonteringsfaktor og oljepris oppgitt av StatoilHydro tilsvarer dette en nåverdi på 2.2 mrd NOK. Tensidinjeksjon i samme tidsperiode gav en lavere oljeproduksjon enn base case, noe som kan sees i sammenheng med at tensidene også forbedret relativ permeabilitetskurven til vann. Ved injeksjon av kun polymer økte oljeproduksjonen som følge av en god sveipeffekt da vannet ble tvunget til å ta andre veier. PASF-behandlingen forbedret i likhet med tensidinjeksjon også relativ permeabilitetskurven for vann, og endte dermed opp med en lavere oljeproduksjon enn i tilfellet med kun polymerinjeksjon. Det var ingen pluggeffekt å spore. Under simuleringene var det et generelt problem at injisert mengde flommet i ugunstige retninger og ble adsorbert av bergarten. Dette gjorde spesielt at konsentrasjonen av tensid aldri ble stor nok til at metoden kunne gi noen merkbar effekt.

Resultatene viser tydelig at verken injeksjon av tensid eller bruk av metoden PASF er lønnsomt i H1-segmentet. Polymerinjeksjon i 18 mnd gav nesten 6 % høyere avkastning, og er den klart mest lønnsomme av metodene som har blitt utredet. Flere faktorer taler imidlertid i mot bruk av polymerinjeksjon. Det ble blant annet ikke tatt hensyn til ekstra logistikk og blandings- og injeksjonsmekanismer i økonomiberegningene, noe som taler for mindre økonomisk gevinst enn beregnet. Det ble i simuleringsmodellen heller ikke tatt hensyn til at det har blitt utviklet en god del H₂S i H1-segmentet over tid, som et resultat av vanninjeksjon. H₂S kan være med å ødelegge de gode viskositetsegenskapene til polymerene, slik at en eventuell effekt blir redusert.

Innholdsfortegnelse

1. Oppgavebeskrivelse.....	6
2. Introduksjon til tensid- og polymerinjeksjon	7
2.1. Forbedret oljeutvinning – EOR	7
2.1.1. Vanninjeksjon.....	7
2.1.2. Polymerinjeksjon.....	8
2.1.3. Tensidinjeksjon	10
2.1.4. Adsorpsjon.....	17
2.1.4.1. Faktorer som påvirker adsorpsjon	18
2.1.4.2. Hvordan forhindre adsorpsjon	19
2.1.5. Polymerassistert tensidinjeksjon – PASF	19
3. Reservoarbeskrivelse.....	21
3.1. Introduksjon om Gullfaks.....	21
3.2. Generell reservoarbeskrivelse	21
3.3. Beskrivelse av Nedre Brent	23
3.4. H1-segmentet i Gullfaks HF.....	23
3.5. Brønnhistorie - Nedre Brent i H1	24
4. Simulering	25
4.1. Programvaren	25
4.1.1. Simuleringsprogrammet Eclipse 100	25
4.1.2. Visualiseringsverktøyet Ceetron GLview Pro	25
4.2. Om modellen	25
4.2.1. Modifikasjoner av modellen.....	26
4.3. Tensid i Eclipse	26
5. Resultater.....	29
5.1. Teknisk analyse	29
5.1.1. Base case	29
5.1.2. Polymer flømming.....	32
5.1.3. Tensidflømming	37
5.1.4. PASF – Polymer assistert Tensid Flømming.....	43
5.2. Økonomisk analyse	47
5.2.1. Base case	47
5.2.2. Tensid	47
5.2.3. Polymer	48
5.2.4. PASF	48
6. Konklusjon	49
7. Kildehenvisning.....	50
Appendiks A – Simuleringsplot	51
I) Base case	51
II) Polymerinjeksjon.....	53
III) Tensidinjeksjon	56
IV) PASF	58
Appendiks B - Simuleringsmatrise.....	62
Appendiks C - Økonomiberegninger.....	63
Appendiks D – Egenskaper til polymer/tensid i Eclipse	70

Figurliste

Figur 2-1: Generell struktur av HPAM	9
Figur 2-2: Skjematisk kapillær de-metningskurve som viser effekten av fuktighetsgrad på restmetningen av fuktende og ikke-fuktende faser.....	11
Figur 2-3: Effekten av porestørrelse-distribusjon på CDC.....	12
Figur 2-4: Molekylær struktur til to vanlige tensidmonomere	12
Figur 2-5: Klassifisering av tensider i 4 ulike grupper	13
Figur 2-6: Skjematisk framstilling av definisjonen på kritisk micelle konsentrasjon	14
Figur 2-7: Winsor type I / type II(-) system	15
Figur 2-8: Winsor type II system / type II(+) system.	16
Figur 2-9: Winsor type III system / type III system.	16
Figur 2-11: Framdriften av en polymerassistert tensidflømming	20
Figur 2-10: PASF-prinsippet	20
Figur 3-1: Gullfaks-feltet.....	21
Figur 3-2: Gullfaks HF - Væskesystem og opprinnelige ressurser	22
Figur 3-3: Generelt snitt over Gullfaks HF	22
Figur 3-4: Brentgruppen.....	23
Figur 3-5: H1-segmentet med nærområde.....	23
Figur 3-6: Ressurser, reserver, utvinningsgrad og reservoardata pr. 01.07.07 i nedre Brent H1	24
Figur 4-1: Figuren viser vekting mellom rel.perm-kurvene i Eclipse.	26
Figur 4-2: Figuren viser oljens rel.perm for ulike kapillærtall	27
Figur 4-3: Figuren viser vannets rel.perm for ulike kapillærtall	27
Figur 5-1: WOPR A-39A vs. Tid	29
Figur 5-2: Produksjonsrater for A-39A	30
Figur 5-3: GLview, illustrasjon av gasshattdriv	30
Figur 5-4: GLview, illustrasjon av gassgjennombrudd	31
Figur 5-5: WGPR A-39A vs. Tid	31
Figur 5-6: Oljeproduksjon A-39A	32
Figur 5-7: Polymerstrømningsmønster.....	33
Figur 5-8: Vanninjeksjonsrate og kumulativ vannmengde injisert i A-35	34
Figur 5-9: Kumulativ olje produsert, A-39A.....	35
Figur 5-10: Gassrate, A-39A	36
Figur 5-11: Fire forskjellige tilfeller av oljerate produsert av A-39A.....	38
Figur 5-12: Strømnings og adsorpsjonsmønster for tensid i reservoaret.....	39
Figur 5-13: Tensidkonsentrasjon og Kapillærtall.....	39
Figur 5-14: Vannproduksjon i A-39A	40
Figur 5-15: WWIR og WWIT vs. tid for ulike simuleringer med tensid	41
Figur 5-16, Kumulativ oljeproduksjon, A-39A	42
Figur 5-17: WGPR vs. Tid	42
Figur 5-18: Sensitivitetsanalyse	43
Figur 5-19: A-39A Oljeproduksjon, fire studier til sammenligning.....	44
Figur 5-20: Oljeproduksjonsrate, A-39A	45
Figur 5-21: Kumulativ oljeutvinning A-39A	46

1. Oppgavebeskrivelse

Energietterspørselen i verden er ventet å øke med 50 % fram til 2030 (IEA, 2007). I denne sammenheng er det derfor en viktig og betydelig utfordring å utvinne så mye som mulig av reservoarene på norsk sokkel i et tidsvindu der produksjons- og transportinnretninger fortsatt er på plass. Vannflømming er en metode som blir mye brukt for å oppnå økt utvinning, men andre metoder kan benyttes for å forhåpentligvis få ut enda mer olje. Blant disse er kjemisk flømming et av alternativene som brukes og som stadig er under utforskning da flere forhold må ligge til rette for at dette skal fungere. Å vurdere hvilke reservoarer der kjemisk flømming er en mulighet og samtidig er økonomisk hensiktsmessig, er derfor en viktig utfordring.

Formasjonen Nedre Brent i H1-segmentet i Gullfaks hovedfelt (GHF) har ”bare” 56 % utvinningsgrad, i forhold til 59 % som er gjennomsnittet for GHF, og det er potensielt 6 MSm³ mobil olje igjen. Området regnes som et godt pilotområde for kjemisk flømming. En type kjemisk flømming, Polymer Assisted Surfactant Flooding (PASF), innebærer injeksjon av tensid og polymer i et reservoar for å øke utvinningsgraden av olje. Oppgaven hadde som hensikt å vurdere om PASF behandling av Gullfaks segment H1 er økonomisk hensiktsmessig med hensyn til tekniske utfordringer. Dette ble gjort ved hjelp av simulering av brønnparet A-35 og A-39A i tidsrommet 2008 til 2020. Historietilpasset Eclipse 100 modell ble brukt til å simulere fire ulike scenarioer:

- Vanninjeksjon(definisjon: Base case)
- Polymerinjeksjon
- Tensidinjeksjon
- PASF

De tre siste kjemiske metodene ble så sammenlignet med base case. Simuleringene ble kjørt med følgende variasjoner:

- Mengde tensid og polymer injisert
- Mengde tensid som adsorberes på bergarten

Resultatene ble analysert ved hjelp av betraktninger av oljemetninger i visualiseringsverktøy knyttet opp til Eclipse samt bruk av nåverdibetraktning basert på deltaprofiler (kjemisk injeksjon minus base case). I tillegg ble det gjennomført en studie av H1-segmentet og en litteraturstudie av de ulike EOR-teknikkene som ble brukt i simuleringen.

2. Introduksjon til tensid- og polymerinjeksjon

Fossile energikilder bidrar i dag til omtrent 88 % av primærenergien i verden. Dette ansees ikke å endre seg noe særlig innen 2030, mens energietterspørselen er ventet å øke med 50 % i samme periode (IEA, 2007). Økt oljeutvinning er derfor en viktig utfordring og flere metoder er tilgjengelig og under utforskning.

2.1. Forbedret oljeutvinning – EOR

Utvinning av olje kan deles i tre faser: Primærutvinning, sekundærutvinning og tertiærutvinning (BioBasics, 2008).

Primærutvinning: 12 % til 15 % av oljen i reservoaret utvinnes uten behov for å introdusere andre substanser i brønnen.

Sekundærutvinning: Oljebrønnen flømmes med vann (vanninjeksjon) eller andre substanser for å presse ut ytterligere 15 % til 20 % av oljen.

Tertiærutvinning: Ved dette stadiet kan flere ulike teknikker benyttes for å utvinne opp til 11 % mer olje.

EOR består i å injisere en forskyvningsvæske i injeksjonsbrønner for å forskyve oljen og gassen i reservoaret mot produksjonsbrønnene (Akzo Nobel Surfactants, 2006). Det finnes flere ulike EOR-teknikker som alle med få unntak faller i en av tre kategorier: termisk utvinning (for eksempel damp, varmt vann eller in situ forbrenning), blandbar forskyvning (for eksempel injeksjon av CO₂ eller hydrokarboner), eller kjemisk flømming (injeksjon av polymere og/eller tensider) (Lake, 1989). Den vanligste formen for EOR er termale prosesser, der hensikten er å øke temperaturen til oljen og gassen i reservoaret og forenkle deres strømning til produksjonsbrønnene ved å øke trykket og minke motsanden mot strømning. Teknikker som benytter seg av blandbar forskyvning har til hensikt å minke grenseflatespenningseffektene. Sistnevnte teknikk er mindre brukt, og her brukes en kombinasjon av tensider og polymer som injiseres i reservoarene. Polymeren brukes til å forbedre sveipeeffekten til den injiserte væsken ved å endre mobilitetsforhold mellom den invaderende væsken og den fortrengte væsken. Tensidene brukes for å endre fuktningsgraden av steinformasjonene hvis dette er nødvendig, samt redusere overflatespenningen (Akzo Nobel Surfactants, 2006).

2.1.1. Vanninjeksjon

På norsk sokkel er den mest brukte metoden for å øke oljeutvinning vanninjeksjon. Vannet injiseres både for å fortrenge olje samt for å bidra til å vedlikeholde trykket i reservoaret. Det varierer om vanninjeksjon blir implementert fra produksjonsstart eller etter en viss trykkreduksjon (NPD, 2008).

Det er viktig å forsikre seg om at vannet som blir injisert er kompatibelt med de formasjonene som er i reservoaret, slik at man unngår uoppløselige avleiringer som kan forårsake plugging og produksjonstap. Noen ganger kan det være nødvendig å behandle vannet slik at man har kontroll over mengden faste stoffer, løst olje, korrosjon, kjemiske reaksjoner eller vekst av mikrober.

Faste stoffer blir vanligvis fjernet ved hjelp av sedimentering eller filtrering. Oljerester i produksjonsvannet innebærer ikke bare tapt inntekt for produsentene, men kan også bidra til plugging av formasjoner. Ulike kjemikalier er tilgjengelig for å løse opp emulsjoner eller gjøre løst olje mer tilgjengelig for oljegyvinningsbehandling. Korrosjon kan forverres på grunn av ulike løste gasser, i hovedsak oksygen, CO₂ og H₂S. Vannkjemien i produsert vann er ikke nødvendigvis den samme som det i den formasjonen som det skal injiseres i. Ulike stoffer som er løst i det produserte vannet kan reagere med steinen eller andre væsker i det reservoaret det pumpes inn i og ha uheldige konsekvenser. Bakterier, alger og sopp kan også være til stede i produsert vann. Disse kontrolleres vanligvis ved å tilsette biocider eller ved filtrering.

Det er viktig å analysere komponentene i det produserte vannet før man benytter det til vanninjeksjon, slik at de ovennevnte mulige konsekvensene unngås. Sjøvann er i de fleste tilfeller renere enn produsert vann og krever mindre behandling før injeksjon. Derfor er sjøvann generelt å foretrekke som kilde til injeksjonsvann i EOR. På grunn av de strenge reglene for rensing av produsert vann før utslipp i Nordsjøen, evaluerer offshoreoperatører mulighetene for å bruke produsert vann til vanninjeksjon i kombinasjon med sjøvann eller utbytting av sjøvann med produsert vann. (Argonne National Laboratory).

2.1.2. Polymerinjeksjon

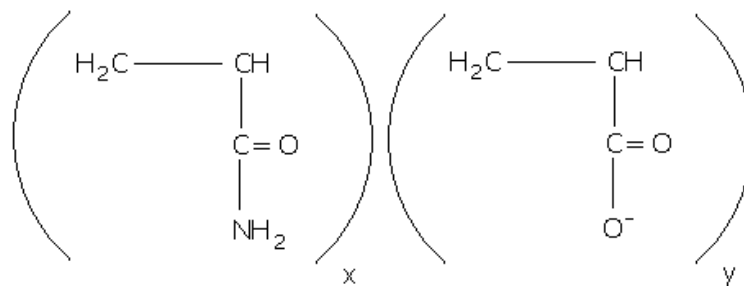
The objective of polymer flooding as a mobility control agent is to provide better displacement and volumetric sweep efficiencies during a waterflood (A.Pope, 2007)

Polymerinjeksjon innebærer å tilsette polymer til injeksjonsvannet for å senke mobiliteten. Den resulterende økte viskositeten, sammen med en reduksjon i vannfasepermeabiliteten som oppstår med enkelte polymerer, medfører en lavere mobilitetsratio (Lake, 1989). Denne metoden har blitt brukt i mange år innen EOR. Polymerinjeksjon forbedrer volumetrisk sveipeffekt og reduserer kanalisering og gjennombrudd. Sammenlignet med konvensjonell vannflømming kan polymerflømming øke oljegyvinningen betraktelig. Et typisk polymerflømmingsprosjekt innebærer miksing og injisering av polymeren over tid slik at det dannes en plugg med volum lik $\sim 1/3$ av reservoarporevolumet. Denne polymerpluggen etterfølges så av langtids vannflømming for å drive pluggen og oljen foran denne, mot produksjonsbrønnen. Polymer kan injiseres kontinuerlig over en periode på flere år for å oppnå det ønskede injeksjonsporevolum. Sluttresultatet er at mer olje produseres i et kortere tidsrom (SNF).

Ved hjelp av polymerflømming kan man utvinne fra 5 % til 30 % av OOIP. Hydrolysert polyakrylamid (HPAM) er den mest brukte polymeren og kan brukes ved temperaturer opp til 85 °C avhengig av saltoppløsningens hardhet. I tillegg til HPAM kan polyethylenoksider og polysakkarider brukes som mobilitetskontroller. Modifiserte polyakrylamider kan brukes ved temperaturer opp til 100 °C. Ved bruk av polymerflømming er det flere forhold som medfører fordeler for denne type injeksjon, og disse er listet opp under.

- høy gjenværende oljemetning
- høy permeabilitet og porøsitet
- tilstrekkelig vertikal permeabilitet slik at polymeren kan indusere kryssflømming i reservoaret, samt god geologisk kontinuitet
- Høy konsentrasjon av polymer og pluggstørrelse
- Høy injeksjonsevne
- Ferskvann og/eller bløtt vann
- Reservoartemperaturer under 104 °C

Den generelle strukturen til HPAM framgår av figur 2-1:



Figur 2-1: Generell struktur av HPAM

For å maksimere gjenvinningen av olje ved bruk av polymerflømming er det viktig å ha høy nok konsentrasjon av polymer samt å bruke en polymer med høy molekylvekt (A.Pope, 2007).

Bruken av polymerflømming har store fordeler, men også betydelige ulemper. En av disse er mangelen på stabilitet av viskositetegenskapene til polymeren på grunn av forhold som temperatur, trykk, skjærspenning, vannløste salter, hydrogensulfid og bakterier. Irreversible skader i strukturen til polymeren kan finne sted i produksjonsstadiet eller i bruksstadiet (preparering, injeksjon og bevegelse gjennom porøst medie). Mekanisk eller skjærspenningsindusert degradering av HPAM er et alvorlig problem som avgjør om de kan brukes innen EOR. Det er blitt observert at økt temperatur kan medføre en akselerert degraderingsrate som forårsaker at viskositeten minker. Også saltinnholdet i reservoaret kan medføre negative endringer i viskositet, hovedsakelig på grunn av økt grad av hydrolysering og utfelling av polymer når kalsium- og magnesiumsalter er til stede. Mekanismen bak effekten av H₂S på polymere er enda ikke kjent, men det er indikasjoner på at H₂S over en

viss konsentrasjon (0,9 mg/l) medfører nedbrytning av viskositetegenskapene til polymerer. Bakterier kan medføre 60-80 % degradering av polymere over tid. Om dette forårsakes av ødeleggelse av polymerkjeden eller forstyrrelse av intermolekylære hydrogenbindinger vites ikke, men bruk av egnet baktericid kan motvirke dette. I de fleste tilfeller er mekanismene bak endringer som finner sted i polyakrylamid under flømming uklare og det er derfor nødvendig med videre undersøkelser. For å forhindre mekanisk nedbrytning må teknologien bak tilberedelse og injeksjon av polymer forbedres. Reduksjon av effekten flere av de ovennevnte forholdene kan ha, kan motvirkes ved hjelp av riktig kjemisk modifikasjon av polymeren, introduksjon av stabiliserende kjemikalier samt forbehandling med vann av reservoaret for å fjerne uønskede forbindelser (oksygen, H₂S m.m.) (Tolstikh, Akimov, Golubeva, & Shvetstov, 1992).

2.1.3. Tensidinjeksjon

Ett av hovedproblemene med oljeutvinning i oljefuktet reservoarer er å overkomme grenseflatespenningskreftene (σ_{ow}) som binder oljen til steinformasjonene. I vannfuktede reservoarer danner grenseflatespenningskreftene bobler med olje som kan blokkere porene. Disse grenseflatespenningskreftene er hovedårsaken til at reservoarer i økende grad blir upermeable for olje relativt til vann, når vannmetningen øker. Hvis grenseflatespenningen kan reduseres mellom oljen og flømmingsvæsken vil strømningsmotstanden reduseres (Akzo Nobel Surfactants, 2006).

Hvis to væsker, for eksempel olje og vann, danner en grenseflate, vil de molekylene som er nært denne grenseflaten ha mindre kinetisk energi enn andre molekyler i væsken. Molekylene ved og nært ved grenseflaten vil ikke kunne bevege seg med samme grad av frihet og hastighet på grunn av restriksjoner påført dem av grenseflaten. Siden den totale energien til molekyler hovedsakelig er en funksjon av temperatur, vil den potensielle energien til molekylene festet ved grenseflaten være større enn den potensielle energien til de andre molekylene. Generelt er et molekyl nær grenseflaten i en tilstand av høyere potensiell energi på grunn av anisotropi og intermolekylære interaksjoner. Dette medfører at det kreves energi for å bevege et molekyl fra den indre delen av væsken til overflaten, med andre ord for å øke overflaten til væsken. Siden det eksisterer en proporsjonalitet mellom overflateareal og den potensielle energien til et system av molekyler, og siden likevekt nåes ved minimum potensiell energi (minimum Gibbs energi), er overflatearealet til et system alltid minimalisert. Hvis man holder temperatur, mengde materiale og trykk i et system konstant, kan uttrykket for grenseflatespenning skrives:

$$\sigma = \left(\frac{\partial G}{\partial A} \right)_{T, p, n_i}$$

G er Gibbs fri energi og A er overflateareal. Enheten til grenseflatespenningen er derfor enheten til energi per areal: J/m^2 eller N/m . Grenseflatespenning er i virkeligheten grenseflateenergi. Grenseflatespenningen mellom en ren væske og dennes dampfase er

vanligvis innenfor 10 til 80 mN/m . Jo sterkere de intermolekylære tiltrekningene i væsken er, jo større arbeid er nødvendig for å bevege molekyler til overflaten og jo større er grenseflatespenningen (Zolotukhin & Ursin, 2000).

Kapillærtallet beskriver forholdet mellom viskøse og kapillære krefter. Restoljen i porene etter vannflømming er bestemt av kapillærtallet N_c . Kan dette økes signifikant kan også restoljemetningen reduseres og mer olje utvinnes. I praksis kan dette bare skje ved å senke σ_{ow} . Hvis grenseflatespenningen reduseres til et område rundt 10^{-3} dynes/cm (1 dyne = 10^{-5} N) vil man kunne utvinne 10 – 20 % mer av OOIP. Tensider kan senke σ_{ow} opp til 4 størrelsesordener (Akzo Nobel Surfactants, 2006).

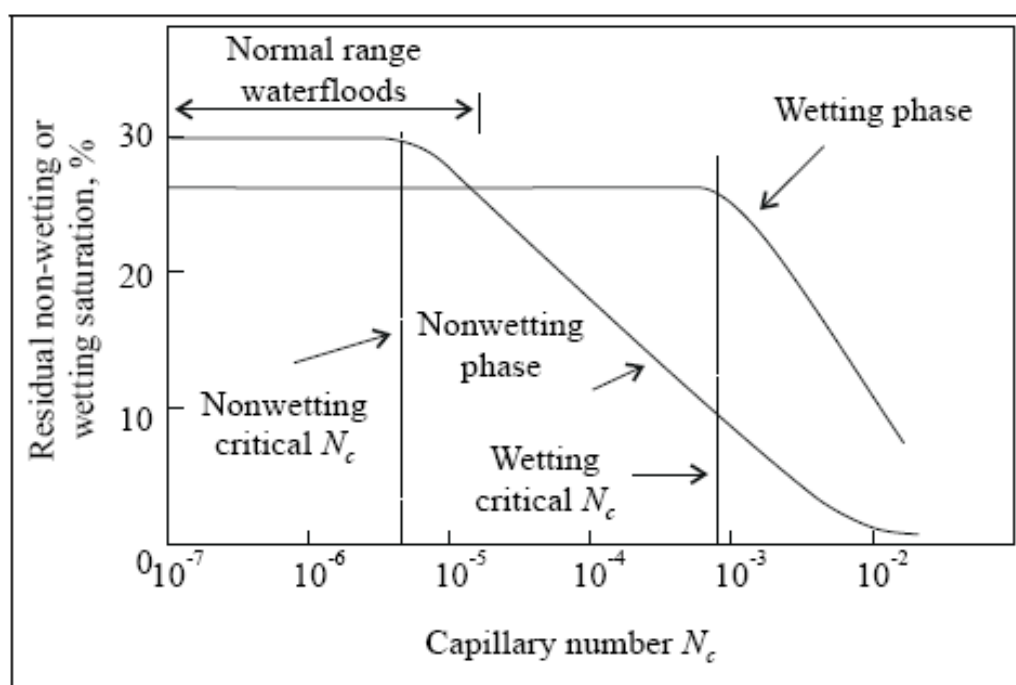
$$N_c = \frac{v \cdot \mu}{\sigma_{ow}}$$

v = hastigheten til vannet

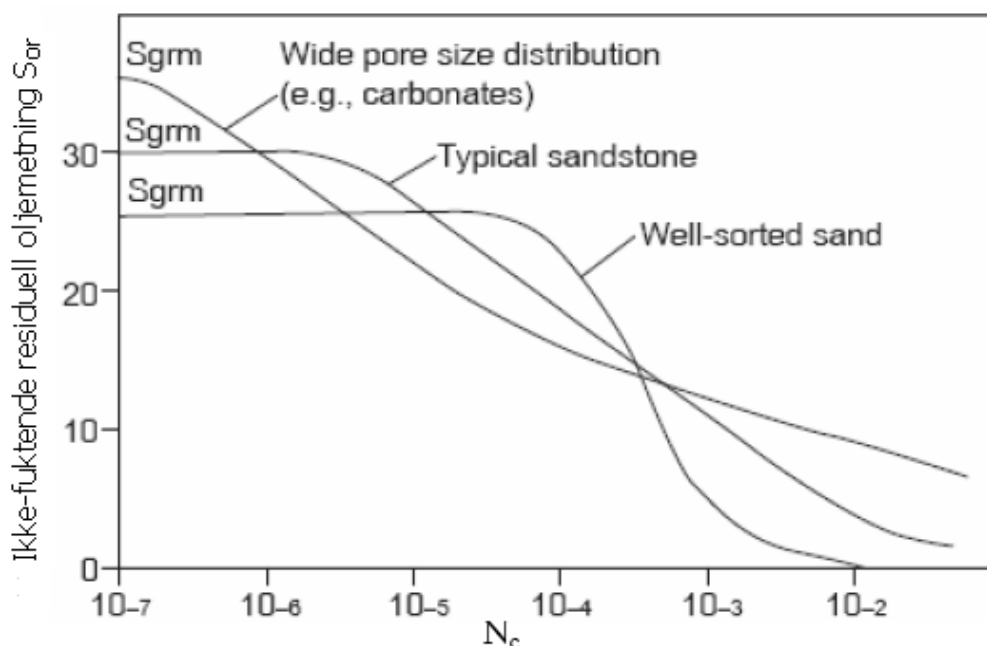
μ = vannviskositeten

σ_{ow} = olje-vann grenseflatespenningen

Eksperimentelle observasjoner gir sterke bevis for at det er et forhold mellom ikke-fuktende eller fuktende residuell oljemetning og det lokale kapillærtallet. Dette forholdet kalles kapillære de-metningskurver (CDC) (se figur 2-2 og 2-3). Dette er kurver der prosent restmetning for de ikke-fuktende eller fuktende fasene er langs y-aksen og kapillærtallet er langs x-aksen, som er logaritmisk (Zolotukhin & Ursin, 2000).



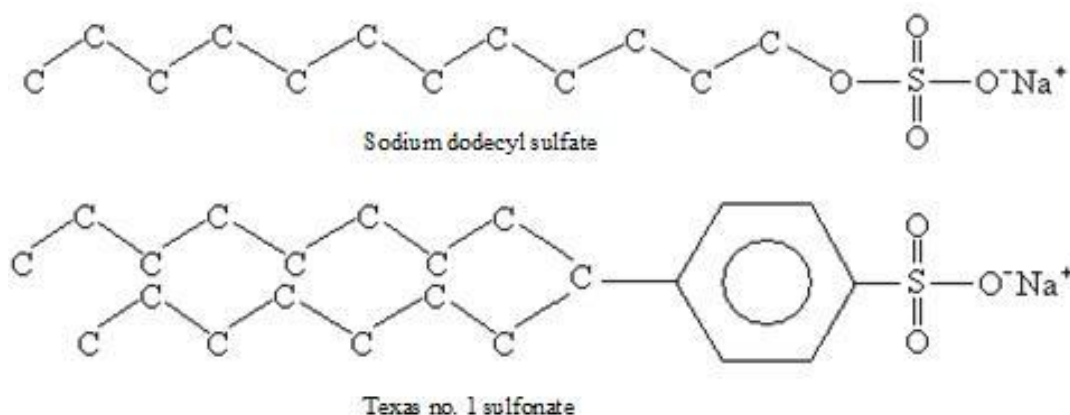
Figur 2-2: Skjematiske kapillære de-metningskurver som viser effekten av fuktningsgrad på restmetningen av fuktende og ikke-fuktende faser



Figur 2-3: Effekten av porestørrelse-distribusjon på CDC

Kapillærtallet reflekterer balansen mellom viskøse og kapillære krefter i porene. Viskøse krefter dominerer ved høye verdier av N_c og kapillære krefter dominerer ved lave verdier av N_c . Hvis de viskøse kreftene som virker på oljen fanget i reservoaret er større enn de kapillære kreftene som holder tilbake oljen, så kan restoljen mobiliseres. Dette ser man i figur 2-2 og 2-3, som viser at S_{or} -verdiene er konstante ved lave verdier av N_c , men de minker over en viss verdi av N_c kalt kritisk kapillærnummer.

En typisk tensidmonomer består av en upolar del og en polar del. Hele monomeren kalles av og til amfifil på grunn av denne dobbeltnaturen. Figur 2-4 viser den molekylære strukturen til to vanlige tensidmonomere: Monomeren er representert av et "rumpetroll"-symbol, der den upolare delen er halen og den polare delen er hodet.



Figur 2-4: Molekylær struktur til to vanlige tensidmonomere

Tensider er klassifisert i fire grupper, basert på deres polare deler(se også figur 2-5):

- **Anioniske.** Da det kreves på grunn av elektronøytralitet, er de anioniske (negativt ladet) tensidmolekylene uladet ved hjelp av et uorganisk metall-kation (vanligvis natrium) assosiert med monomeren. I en vannoppløsning ioniseres molekylene og frigjør kationene fra den anioniske monomeren. Anioniske tensider er de vanligste innen tensidflømming da de er gode tensider: relativt resistente mot retensjon/adsorpsjon, stabile og kan produseres relativt billig.
- **Kationiske.** Hvis den polare delen er positivt ladet er tensidene kationiske. I disse tilfellene inneholder tensidmolekylet et uorganisk anion som balanserer ladningen. Kationiske tensider er lite brukt i tensidflømming fordi de absorberes veldig lett til de anioniske overflatene på porene i leiren.
- **Ikke-ioniske.** En gruppe tensider som har blitt mye brukt i tensidflømming, hovedsakelig som ko-tensider, men i økende grad som primære tensider. Disse tensidene danner ikke ionebindinger, men viser egenskaper som tensider når de løses i vannoppløsninger ved elektronegativitetskontraster mellom deres bestanddeler. Ikkeioniske tensider er mye mer motstandsdyktige mot høy salinitet enn anioniske tensider.
- **Amfoteriske.** Denne gruppen tensider inneholder aspekter fra to eller fler av de ovennevnte gruppene. Eksempelvis kan en amfoterisk tensid inneholde både an anionisk og en upolar del. Disse har ikke blitt brukt innen oljegjenvinning.

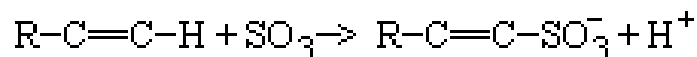


Anioniske	Kationiske	Ikke-ioniske	Amfoteriske
Sulfonater Sulfater Karboksylater Fosfater	Kvarternær organisk ammonium, pyridinium, imidazolinium, piperidinium, sulfoniumforbindelser	Alkyl. Alkyl- aryl-, acyl-, alcylamido-, acylaminpolyglycol, polyetere Alkanoamider	Amniokarboksylysyrer

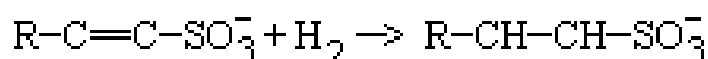
Figur 2-5: Klassifisering av tensider i 4 ulike grupper

Innen enkelte av tensidgruppene er det et stort mangfold av mulige tensider. Figur 2-4 illustrerer ulikheter mellom molekylvekten til den upolare halen og innen bestanddelene av det polare hodet, samt forgrening i halen. Begge disse to er anioniske tensider. Selv små variasjoner kan endre egenskapene til tensidene drastisk.

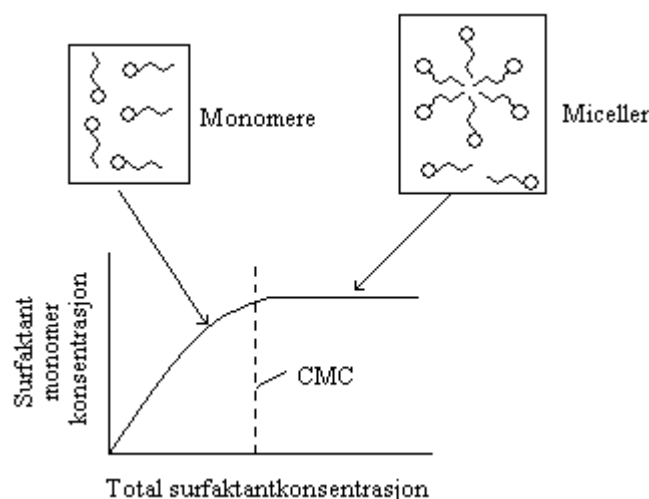
De vanligste primærtensidene brukt innen tensidflømming er petroleumsulfonater. Disse er anioniske tensider som blir produsert ved å sulfonere et rent organisk kjemikalie; via en raffineristrøm med middels høy molekylvekt, eller til og med råolje hvis det passer. Hvis "R—C=C—H" representerer molekylformelen til råmaterialet, ser sulfoneringsprosessen ut som følgende:



Reaksjonen kan også forårsake en metning av dobbeltbindingen mellom de to C-atomene:



Hvis et anionisk tensid løses i en vannoppløsning vil den disassosiere til et kation og en monomer. Hvis konsentrasjonen av tensid så økes, vil de lyofile delene begynne å assosiere med hverandre og danne aggregater kalt miceller som inneholder flere monomere hver. En graf med tensidmonomerekonsentrasjon mot total tensidkonsentrasjon er en kurve som begynner i nullpunktet, øker monotont og så flater ut ved kritisk micelle konsentrasjon (CMC, critical micelle concentration). Over CMC vil all videre økning av konsentrasjon kun føre til en økning i micelle konsentrasjonen. Siden CMC'er typisk er små (ca 10^{-5} til 10^{-4} kg-mol/m³) ved nesten alle konsentrasjoner praktisk ved tensidflømming, er tensidet hovedsakelig i micelle-form. Selve strukturen til miceller er ikke statisk og kan anta ulike former. Figur 2-6 viser en skjematisk framstilling av definisjonen på kritisk micell-konsentrasjon:



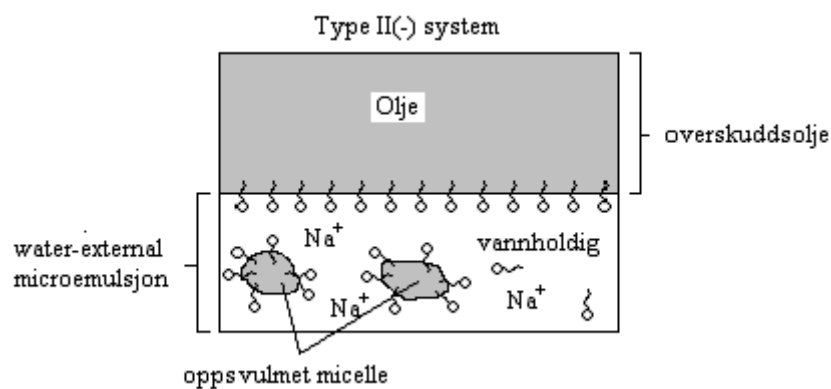
Figur 2-6: Skjematisk framstilling av definisjonen på kritisk micelle konsentrasjon

Når denne løsningen kommer i kontakt med en oljefase (ordet oljefase indikerer at denne fasen kan inneholde mer enn olje), vil tensidet være tilbøyelig til å akkumulere ved grenseflaten. Den lyofile delen "løses" i oljefasen og den hydrofile delen i den vannholdige fasen. Kun små konsentrasjoner er nødvendig for å mette grenseflaten mellom olje og vann.

Den tosidige naturen til tensidet er viktig da akkumuleringen ved grenseflaten medfører at σ_{ow} mellom de to fasene senkes. σ_{ow} mellom de to fasene er en funksjon av den overflødig tensidkonsentrasjonen ved grenseflaten. Overskuddet er forskjellen mellom grenseflaten og hovedkonsentrasjonen. Grenseflaten blir uskarp på mye den samme måten som damp-væske kontaktflater nært kritisk punkt.

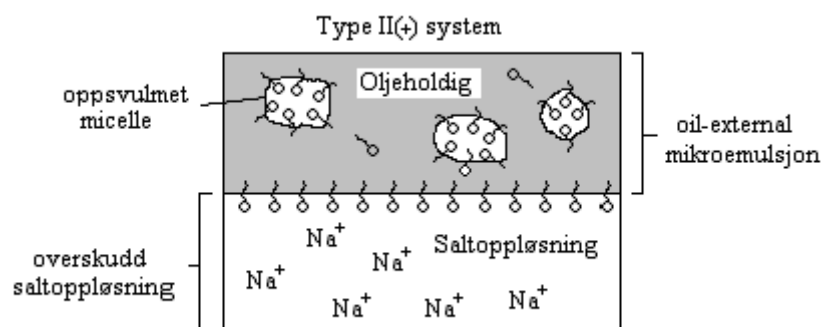
Selve tensidet og de gjeldende forholdene bør justeres for å maksimere denne effekten, men dette påvirker løseligheten til tensidet i olje- og vannfasene. Siden løseligheten også påvirker den gjensidige løseligheten til saltoppløsningen og oljen, som igjen påvirker σ_{ow} , må man også vurdere tensid-olje-saltløsning-faseforhold. Tensidkonsentrasjonen spiller en liten rolle i dette samspillet, sammenlignet med temperatur, saltkonsentrasjon og hardhet.

Faseoppførsel er sterkt påvirket av saltinnholdet i vannet. Ved lav salinitet vil et typisk tensid framvise god vannfaseløselighet og dårlig oljefaseløselighet. Dermed vil sammensetningen nær grenseflaten mellom olje og vann deles i to faser: en overskudds oljefase som hovedsakelig er ren olje og en "water external"-mikroemulsjonsfase som inneholder saltoppløsning, tensid og noe løst olje. Den løste oljen oppstår når oljedråper okkuperer den sentrale kjernen i de oppsvulmede micellene. Tverrforbindelsene innenfor tofase-regionen har en negativ kurve. Denne typen fasemiljø kalles Winsor type I system (se figur 2-7), en lav-fase mikroemulsjon (fordi det er tettere enn overskuddsoljefasen), eller type II(-) system. Her brukes terminologien type II(-). Romertallet II betyr at kun to faser kan dannes (Lake, 1989).



Figur 2-7: Winsor type I / type II(-) system

For saltoppløsninger med høy salinitet vil elektrostatiske krefter drastisk senke tensidets løselighet i vannfasen. Den generelle sammensetningen innen de to fasene vil nå deles i en overskudds-saltoppløsningsfase og en "oil-external"-mikroemulsjonsfase som inneholder mesteparten av tensidet og noe løst saltoppløsning. Saltoppløsningen blir løst ved dannelsen av inverterte oppsvulmede miceller, med saltoppløsning i kjernen. Fasemiljøet er av typen Winsor type II system, en over-fase mikroemulsjon og kalles også for type II(+) system (se figur 2-8).



Figur 2-8: Winsor type II system / type II(+) system.

De to ekstremtilfellene som her er blitt presentert er omtrentlig speilbilder av hverandre (A.Pope, 2007).

Winsor Type I

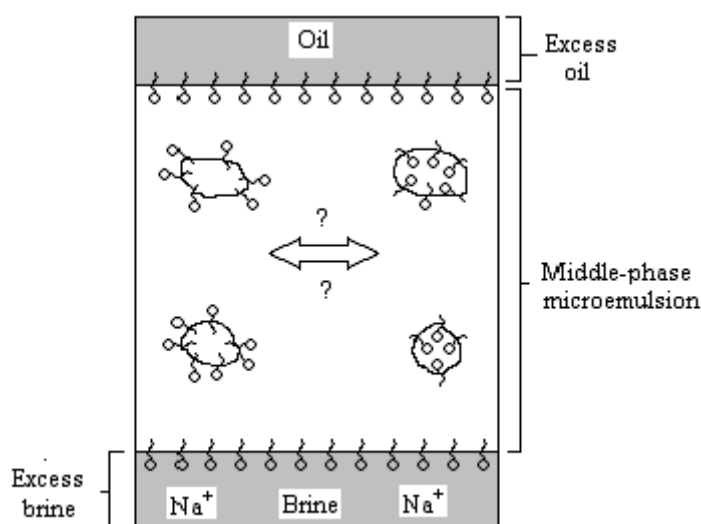
Olje-i-vann mikroemulsjon
Tensidet blir i vannfasen

Vanskelig å oppnå ultralave σ_{ow}

Winsor Type II

Vann-i-olje mikroemulsjon
Tensidet tapt til oljen og observert som
tensidretensjon
Bør unngås ved EOR

Ved salinitetsnivå mellom det som er vist i figur 2-7 og figur 2-8, er det en kontinuerlig endring mellom type II(-) og II(+) systemene. Det er en rekke saliniteter der en tredje tensidrik fase dannes (se figur 2-9). Den generelle sammensetting innen den tre-fasede regionen deles i en excess oil og en excess brine fase, som i type II(-) og type II(+) miljøene, og i en mikroemulsjonsfase. Dette miljøet kalles Winsor type III, en middel-fase mikroemulsjon, eller et type III system (Lake, 1989).



Figur 2-9: Winsor type III system / type III system.

Flere andre variabler enn saltoppløsningens elektrolyttinnhold kan forårsake fasemiljøforandringer. Generelt vil endring av ethvert forhold som øker tensidets oljeløselighet forårsake en endring fra type II(-) til type II(+) (Lake, 1989). Tensider som har lik tiltrekning til olje og vann er ideelle og medfører type III system:

Winsor Type III oppførsel

- Separat mikroemulsjonsfase
- Bikontinuerlige lag av vann, løste hydrokarboner
- Ultralave $\sigma_{ow} \sim 0,001$ dynes/cm
- Ønskelig for EOR

Ved valg av tensid er det viktig å ta hensyn til følgende kriterier (A.Pope, 2007).

- Høy løselighetsratio ved optimum (ultralav σ_{ow})
- Kommersielt tilgjengelig ved lav kostnad
- Må kunne tilpasses spesifikk råolje, temperatur og saltinnhold
- Sterkt forgrenet hydrofob tensid nødvendig for lavviskositets miceller og mikroemulsjoner
- Lav adsorpsjon/retensjon i reservoaret
- Rask dannelselse av mikroemulsjon

2.1.4. Adsorpsjon

Adsorpsjon er akkumulering av molekyler på en grenseflate/kontaktflate. Når dette skjer endres grenseflatespenningen. Ved bruk av overflateaktive kjemikalier som tensider vil en akkumulering ved grenseflaten medføre en senkning av grenseflatespenningen (σ_{ow}). Tensider kan også akkumuleres i reservoarbergarten på grunn av samme mekanisme og faktorer som påvirker dette er derfor viktig å forstå.

Adsorpsjon av tensider ved fast/væske grenseflaten initieres ofte på grunn av elektrostatisk interaksjon mellom reservoarbergarten (adsorbenten) og tensidet (adsorbaten). Som nevnt tidligere er anioniske tensider de mest brukte fordi de medfører minst adsorpsjon. Ved den naturlige pH-verdien i saltoppløsning har de fleste reservoarminerale en netto negativ ladning, men noen av lerimineralene har positivt ladede kanter. Adsorpsjon på mineraloverflater er en kompleks prosess der adsorpsjonen av tensid kan oppstå suksessivt ved ionebytte, ioneparing og hydrofobe bindingsmekanismer. CMC-kurver illustrerer dette forløpet (se figur 2-6). Denne kan deles opp i 4:

- Tensidene adsorberes hovedsakelig på grunn av ionebytte og det er et lineært forhold mellom adsorbert materiale og likevektskonsentrasjonen.
- Adsorpsjonen øker betydelig på grunn av interaksjoner mellom hydrofobe kjeder mellom tensider allerede adsorbert og de kommende tensidmolekylene.
- Graden av adsorpsjon reduseres fordi adsorpsjon må overkomme den elektrostatiske frastøtningskraften mellom tensidet og den likt ladede faste overflaten.

- En plata-adsorpsjon oppnås ved kritisk micelle konsentrasjon (CMC). Konsentrasjonen av monomere er konstant over CMC og miceller adsorberes ikke på den faste overflaten.

Ved tensidflømming der hovedproblemet er å få så lav σ_{ow} som mulig bør tensid-konsentrasjonen altså være over CMC (Skjæveland & Kleppe, 1992).

2.1.4.1. *Faktorer som påvirker adsorpsjon*

Tensidets struktur

Tensider med høy molekylvekt adsorberes fortrinnsvis på overflaten av steinen i reservoarene, mens de med lav molekylvekt viser liten tendens til dette. Siden tensider med høy molekylvekt forårsaker mesteparten av reduksjonen av σ_{ow} vil tap av disse medføre at tensidpluggen mister mye av sin evne til å fortrenge residuell olje. Den vanligste løsningen for å redusere adsorpsjon er enten å tilsette kjemikalier til tensidpluggen som kan adsorberes isteden for tensidet, eller kjøre en forflømming av reservoaret med tilsvarende kjemikalier. Det er også mulig å justere det molekylære spekteret (distribusjonen) av pluggen for å minimalisere adsorpsjonen (Akzo Nobel Surfactants, 2006).

Salinitet

En økt saltkonsentrasjon vil generelt øke plataadsorpsjonen (CMC) til anioniske tensider. Denne effekten kan forklares med at den elektrostatiske interaksjonen mellom hodegruppene til tensidmolekyler nøytraliseres fordi det dannes et elektrisk dobbeltlag. Monovalente ioner som bryter vannstrukturen (for eksempel K^+ og NH_4^+) er funnet å øke adsorpsjonen av tensider i forhold til ioner som er strukturfremmende (for eksempel Na^+). Når divalente kationer er til stede kan det dannes komplekser av typen RSO_3M^+ i løsningen. Disse kan adsorberes på negativt ladede seter på reservoarsteinoverflaten. Økt salinitet kan forårsake fasedeling for ikke-ioniske tensider, noe som vil øke adsorpsjonen drastisk (Skjæveland & Kleppe, 1992).

pH-verdi

En reduksjon av pH vil øke andelen positivt ladede seter på overflaten av mineraler, dermed vil adsorpsjon av negativt ladet tensid øke (Skjæveland & Kleppe, 1992).

Temperatur

Molar entalpi for adsorpsjon av anioniske tensider på mineraloksider er generelt negativt, noe som skulle antyde at adsorpsjon minker med økende temperatur. I noen tilfeller kan derimot økt temperatur medføre en økt oppløsning av mineraler og dette fører til utfelling av tensid-metall-komplekser som eksperimentelt registreres som adsorpsjon (Skjæveland & Kleppe, 1992).

Fuktningsgrad

Distribusjonen av væsker i porer blir sterkt påvirket av fuktningsgraden til det porøse mediet. Fuktningsgrad kan defineres som *”tilbøyeligheten en væske har til å fordele seg og feste seg til en solid overflate når en annen og ublandbar væske er til stede”*. Fordi reservoarstein er uhomogent er det vanskelig å analysere om reservoaret er vannfuktet, oljefuktet eller nøytralt. Så langt er det registrert motstridende effekter av fuktningsgrad på adsorpsjon, men de seneste studiers resultat indikerer at adsorpsjon av anioniske tensider på en oljefuktet overflate er større enn på en vannfuktet overflate under forhold der salt ikke er til stede. Når salt er til stede i systemets væske får man en høyere adsorpsjon på vannfuktet overflate (Skjæveland & Kleppe, 1992).

2.1.4.2. Hvordan forhindre adsorpsjon

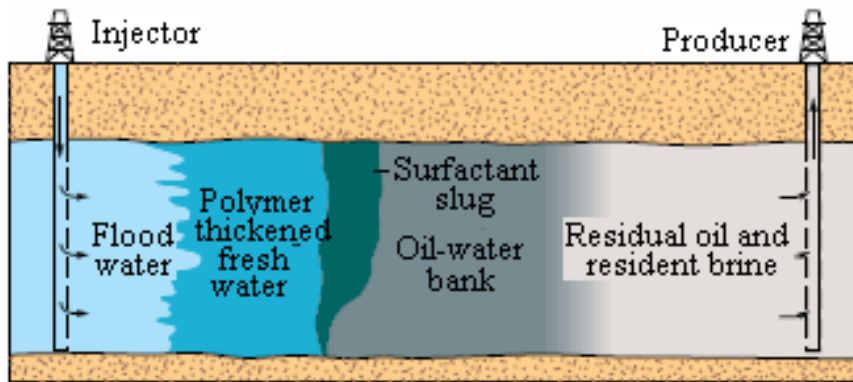
Som nevnt under avsnittet om effekten tensidets struktur har på adsorpsjon, er forflømming av reservoaret en metode man kan bruke for å hindre adsorpsjon. I tillegg til forflømming med kjemikalier som kan ofres til fordel for hovedtensidet, kan forflommen inneholde natriumklorid for å redusere hardhet eller alkaliske kjemikalier som natriumhydroksid og karbonater for å redusere hardhet samt gjøre reservoarsteinen mer negativt ladet. Ko-injeksjon av tensid og polymer har vist seg å senke adsorpsjonen av tensid drastisk. Mekanismene bak hvordan dette systemet fungerer er enda ikke fullt ut forstått (Skjæveland & Kleppe, 1992).

2.1.5. Polymerassistert tensidinjeksjon – PASF

Polymer Assisted Surfactant Flooding (se figur 2-10) er en metode som kan gi redusert restoljemetning etter vannflømming ved økt mikroskopisk fortregningseffektivitet (økt kapillærtall) i tillegg til forbedret makroskopisk fortregning av olje (forbedret mobilitetsforhold). (Aarra & Standnes, 2008)

- Tensider
 - Reduserer olje-vann grenseflatespenningen
 - Reduserer kapillærkrefter
 - Øker den mikroskopiske sveipeffekten
- Polymerer
 - Øker vannviskositeten
 - Forbedrer mobilitetsforholdet
 - Øker makroskopisk sveipeffekt

Framdriften i en flømming med tensid og polymer kan foregå på følgende måte (se figur 2-11) (Lake, 1989)



Figur 2-10: PASF-prinsippet

- *Preflømming*: Et volum med saltoppløsning, som har til hensikt å endre (vanligvis senke) saliniteten til saltoppløsningen i brønnen, slik at miksing med tensider ikke forårsaker tap av ”grenseflate”-aktivitet.
- *Tensidplugg*: Dette volumet, som ligger mellom 5 % og 20 % av V_{pf} (floodable pore volume), inneholder hovedmiddelet for oljegjenvinning, det primære tensidet. Flere andre kjemikalier er vanligvis nødvendig for å oppnå objektiven.
- *Mobilitetsbuffer*: Denne væsken er en fortynnet løsning av en vannløselig polymer, hvis hensikt er å drive tensidpluggen til produksjonsbrønnene. Det er gode bevis på at volumet på denne er veldig viktig for oljegjennvinningsevnen til hele sekvensen.
- *Avtagende buffer*: Dette volumet med saltoppløsning inneholder polymer, gradert fra konsentrasjonen i mobilitetsbufferen i forenden, til null bakerst. Den gradvise nedgangen i konsentrasjon demper effekten til den uheldige mobilitetsratioen mellom mobilitetsbufferen og vannflømming.
- *Vannflømming*: Hensikten med vannflømming er å redusere kostnadene ved å kontinuerlig måtte injisere polymer. Hvis den avtagende bufferen og mobilitetsbufferen er riktig konstruert, vil tensidspluggen bli produsert før den penetreres av denne væsken.



Figur 2-11: Framdriften av en polymerassistert tensidflømming

3. Reservoarbeskrivelse

3.1. Introduksjon om Gullfaks

Gullfaks er et stort oljefelt som ligger i blokk 34/10 i Tampenområdet i den nordlige delen av Nordsjøen (se figur 3-1), på et havdyp mellom 130 og 220 meter. Hovedfeltet er estimert til opprinnelig å ha inneholdt 598.7 millioner Sm³ olje og 69.7 milliarder Sm³ gass. Det var tidlig kjent at området hadde stort potensial, noe som førte til massiv interesse før lisenstildelingen, og blokk 34/10 gikk en stund under kallenavnet Gullblokken. Lisen for området ble tildelt i 1978 til en ren sammensetning av norske rettighetshavere, og produksjonsplattformen, Gullfaks A, ble satt i produksjon av operatøren Statoil i 1986. Senere ble feltet utvidet med ytterligere to produksjons-



Figur 3-1: Gullfaks-feltet

plattformen, Gullfaks B og Gullfaks C, som startet produksjon i henholdsvis 1988 og 1990. Disse tre produksjonsplattformene er integrerte prosess-, bore- og bostedsinnretninger med understell av betong og dekkstramme av stål. Gullfaks B har et forenklet prosessanlegg med førstegangsseparasjon, mens Gullfaks A og C tar seg av fullstendig separasjon. Oljen som produseres blir lastet i bøyer på feltet og sendt med tankskip, mens gassen blir transportert i rørledning for behandling på gassanlegget Kårstø i Rogaland. Det har i senere tid blitt knyttet opp tilleggsproduksjon til Gullfaks A og C fra felt i nærområdet slik som Tordis, Gimle, Visund og Vigdis, samt satellittfelt i området som Gullfaks Sør, Rinfaks, Skinfaks og Gullveig.

Utvinningsstrategien som primært har vært brukt for å produsere Gullfaks har vært trykkstøtte ved hjelp av vanninjeksjon, gassinjeksjon og alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). Ved hjelp av disse metodene har feltet allerede rukket å oppnå en utvinningsgrad på respektable 59%. Produksjonsrekorden for feltet ble satt den 7. Oktober 1994, og da var den på hele 605 965 fat olje per dag. Produksjonen fra Gullfaks per dags dato er inne i en periode som blir kalt tidlig senfase. Dette indikerer at reservoaret er i avtrappingsfasen og har passert toppen i forhold til produksjon. Daglig produksjon fra Gullfaks hovedfelt lå på ca 111 000 fat olje i 2007, altså under 1/5 av mengden som ble produsert ved produksjonstopp i 1994.

3.2. Generell reservoarbeskrivelse

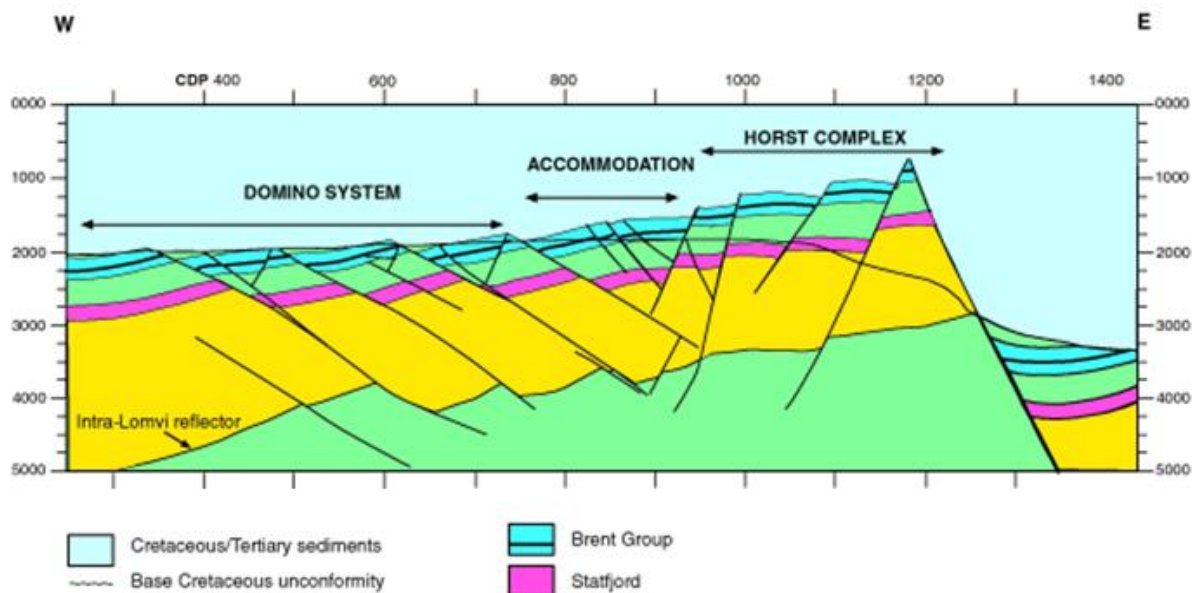
Reservoarene i Gullfaks inneholder sandstein i Brentgruppen av middels Jura alder og sandstein i Cook-, Statfjord-, og Lunde-formasjonene av tidlig Jura og sen Trias alder. Selve reservoarformasjonene ligger mellom 1700 og 2000 meter dypt. Dette er relativt grunne reservoarer med høy porøsitet og permeabilitet, lave effektivspenninger, men med relativt

høyt poretrykk. Væskesystemet og opprinnelig tilstedeværende ressurser i Gullfaks hovedfelt er som skissert i tabellen i figur 3-2 under.

Formasjon	Brent gr.	Cook fm.	Statfjord fm(inkl Krans)	Lunde fm.
Fluid	Olje m/gass	Olje	Olje (Olje,gass,kondensat)	Olje
STOOIP [MSm3]	439.7	60.1	93.0	5.9
GIIP [GSm3]	40.5	5.9	22.8	0.4

Figur 3-2: Gullfaks HF - Væskesystem og opprinnelige ressurser

Gullfaksfeltet ligger plassert på en stor rotert blokk på vestsiden av Vikinggraben, noe som definerer en strukturell høyde i Tampenområdet. Denne blokken innehar igjen interne rotasjonsblokker som definerer arkitekturen i feltet. Ut i fra denne arkitekturen er det vanlig å dele Gullfaks hovedfelt inn i 3 strukturelle hovedområder. Lengst øst i feltet ligger et ikke-rotert horstområde, mens det i sentrale og vestlige deler ligger et dominoområde med vestlig roterte forkastningsblokker. Mellom disse to områdene ligger et komplekst tilpasningsområde, karakterisert av en fragmentert antiformal foldestruktur. Feltet er i hovedsak delt opp av et sett nord-sør orienterte hovedforkastninger. Spranget på disse er vanligvis mellom 50-250 meter, men kan på det meste strekke seg opp mot 500 meter. Hovedforkastningene i dominoområdet har ca 30 grader fall mot øst, mens de i horstområdet har et fall på 60-65 grader mot vest. Se figur 3-3 under for illustrasjon av geologien i Gullfaksområdet.



Figur 3-3: Generelt snitt over Gullfaks HF

3.3. Beskrivelse av Nedre Brent

Brentgruppen i Gullfaks hovedfelt består av Broom, Rannoch, Etive, Ness og Tarbert sett fra bunn i en stratigrafisk kolonne (se figur 3-4). Gruppen representerer avsetninger fra et deltasystem som bygde seg nordover i midtre Jura tid. Deltaet bygde seg ut til en posisjon nord for Gullfaks, før tilbaketrekingen startet som en respons på en transgresjon. Selve Brentgruppen er estimert til å innehold ca 75% av all opprinnelig olje i Gullfaks hovedfelt.

Nedre Brent som vi er interessert i, er tolket til å representere den prograderende fasen av Brentdeltaet, med deltafront- og strandavsetninger. Formasjonen er oljefylt på den vestlige og sentrale delen av Gullfaksstrukturen, i de områdene som strukturelt blir kalt dominoområdet og tilpasningsområdet.

Litologisk deles nedre Brent inn i tre faciesenheter,

Rannoch(hummocky-kryssjiktet sandstein), Etive(kryssjiktet sandstein) og Ness(kanalsandsteiner, skifer og kull). Det er

også utviklet en sonering basert på sekvensstratigrafiske

prinsipper for bedre å beskrive strømsenhetene i

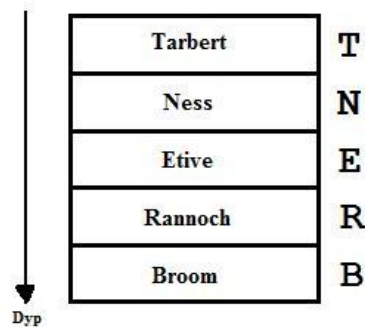
reservoaret. Sekvensstratigrafisk er nedre Brent delt inn i 11 reservoarsoner; R1-R4

(Rannochfacies), ER1(Etiefacies som lateralt går over til Rannochfacies), NER1-NER3

(Nessfacies som lateralt går over til Etiefacies og Rannochfacies), NE1-NE2 (Nessfacies

som lateralt går over til Etiefacies) og N-1 (nessfacies). N-1 er inkludert i Nedre Brent og

representerer en fase der Brentdelta- fronten har progradert forbi Gullfaksfeltet.



Figur 3-4: Brentgruppen

Reservoarkvaliteten og kommunikasjonen i nedre Brent er meget varierende. Øverste del av Rannoch-formasjonen er relativt homogen og har god reservoarkvalitet. Nedre del av Rannoch er mer hetrogen med tidvis stor grad av kalsittsementering og høyt leirinnhold, noe som gjør reservoarkvaliteten i denne delen moderat til dårlig. Kalsitthorisonene i denne formasjonen kan representere laterale barrierer på opptil 1-2 km utbredelse, men normalt er de langt mindre i utbredelse. Etive-formasjonen har svært gode reservoaregenskaper og kan inneha en permeabilitet på helt opptil 5 Darcy, noe som gir bemerkelsesverdig gode strømningsegenskaper. Ness-avsetningene representerer svært dårlige reservoaregenskaper pga. heterogeniteter, mens enkelte kanaler i N-1 kan være tykke og ha god reservoarkvalitet.

3.4. H1-segmentet i Gullfaks HF

Innenfor Gullfaks hovedfelt er formasjonene oppdelt i egne dreneringsområder som hver har sin egen utviklingsplan.

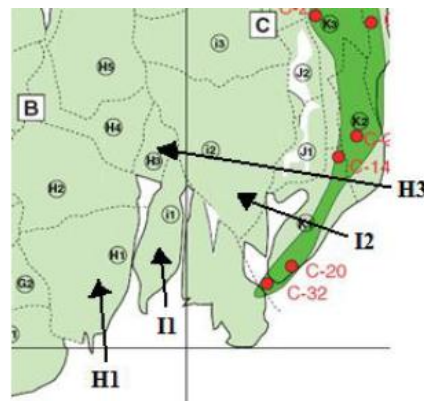
Hvert dreneringsområde består av en eller flere

forkastningssegmenter (f.eks H) som igjen er oppdelt i flere

delsegmenter (f.eks H1, H2 osv). Et dreneringsområde er

definert slik at det danner en naturlig dreneringsmessig

enhet i reservoaret, noe som i praksis betyr områder med



Figur 3-5: H1-segmentet med nærområde

sterkt begrenset kommunikasjon med omkringliggende dreneringsområder. Gullfaks hovedfelt består av mange slike dreneringsområder og H1 er en av disse. Dette segmentet er et komplisert område pga mange interne forkastninger og et svært komplisert forkastningsmønster, samt delvis isolering fra resten av hovedfeltet. Lokaliseringen av H1-segmentet kan sees i figur 3-5. Temperaturen i nedre Brent i H1-segmentet regnes å være 72 grader Celsius, mens initielt reservoartrykk er 310 bar. Formasjonen nedre Brent i dette segmentet har blitt valgt som et godt pilotområde for ulike EOR-tiltak fordi utvinningsgraden i dette segmentet er lavere enn gjennomsnittet for hovedfeltet. For en fullstendig status over ressurser, reserver, utvinningsgrad og reservoardata i nedre Brent i H1, se figur 3-6 under.

Segment	STOOIP	Utvinning		Aktive brønnpunkt		Temp	Trykk
	MSm3	MSm3	%	Produsent	Injektor	°C	bar
H1	20.2	11.4	56	A-39A	A-35	72	310

Figur 3-6: Ressurser, reserver, utvinningsgrad og reservoardata pr. 01.07.07 i nedre Brent H1

3.5. Brønnhistorie - Nedre Brent i H1

StatoilHydro har valgt å utvikle formasjonen nedre Brent i H1-segmentet over tid med totalt 7 brønner, både produsenter og injektorer. Produksjonen startet i desember 1986 da produsentene A-2AH og A-1H var ferdig komplettert. Disse to brønnene produserte segmentet uten trykkstøtte inntil injektoren A-5H var på plass i april 1987. Høst 1988 ble det nok en gang boret en ny produsent som fikk betegnelsen A-17. Produksjonen fra de to opprinnelige brønnene foregikk frem til henholdsvis november 1992 og september 1993, da disse måtte stenges som følge av høy H₂S- og vannproduksjon. Det er antatt at denne høye produksjonen av H₂S kommer av økt bakterievekst i nærbrønnområdet til injektoren som følge av stor vannsirkulasjon. I årsskiftet 1992-1993 ble injektoren A-5H erstattet med en ny injektor, A-38. Våren 1993 stod nok en produksjonsbrønn på plass, denne gang en horisontal brønn med betegnelsen A-39A. Som en av to gjenværende produksjonsbrønner ble A-17 stengt og senere konvertert til Cook-injektor da produksjonsbrønn A-35 stod på plass i november 1995. Segmentet ble produsert med to produsenter og en vanninjeksjonsbrønn frem til juli 1999 da vanninjektor A-38 ble stengt, og A-35 ble konvertert til en vanninjeksjonsbrønn. Senere har A-35 blitt oppgradert til å kunne fungere som en VAG-injektor, noe som har vært brukt i perioder med vekslende hell. Denne konverteringen ble i utgangspunktet gjort for å drenere loftsolje i segmentet og reduserer vannkuttet i brønnen. Situasjonen per dags dato er at Nedre Brent i segment H1 produseres med brønn A-39A og med trykkstøttet fra injeksjonsbrønnen A-35. Begge brønnene har i senere tid fått ny komplettering og nedihullsmålere som fungerer.

Injektoren A-35 står sør i segment H1, i et nedforkastet område i forhold til produsenten i nord. Historisk sett har drivmekanismen i H-rekken hovedsakelig vært vanninjeksjon fra vest mot øst, og begrenset støtte i noen av segmentene fra vannbasseng i nord og nordvest. Flytting av injeksjonspunkt fra nord til sør slik som situasjonen er i dag har forbedret oljeproduksjonen i H1-segmentet, noe som gjør at utvinningsgraden i dag er på 56% i dette området. Store mengder H₂S som har blitt utviklet som følge av vanninjeksjon skaper

produksjonstekniske problemer i segmentet, og har gjort at produsenten A-39A har måttet strupes eller stenges i perioder. Her ser man en sammenheng i sørlige deler av H-rekken, da A-39A og A-34 vekselvis har måttet innstenges som følge av for høye verdier i gassfasen. Per dags dato foretrekker man å stenge A-34A i segment H2 hvis nødvendig.

4. Simulering

4.1. Programvaren

4.1.1. Simuleringsprogrammet Eclipse 100

Eclipse 100 er et industriledende reservoarsimuleringsprogram som benyttes for å simulere faseoppførsel i petroleumsreservoarer i forbindelse med injeksjon og produksjon. Programmet er opprinnelig utviklet av selskapet ECL (Exploration Consultants Limited) men det eies og videreutvikles per dags dato av SIS (Schlumberger Information Solutions).

Eclipse er i mange sammenhenger ofte referert til som en industristandard, da det benyttes av både store og små olje- og gassbedrifter verden over. Programmet har i de siste 25 årene utgjort beinmargen innenfor kommersiell reservoarsimulering.

NTNU ble i fjor tildelt en programvarepakke av SIS. Denne pakken inneholdt blant annet Eclipse 100 for fri bruk til forskning og undervisning innenfor petroleumsfagene.

Verktøyet gjør pålitelige og nøyaktige tre-fase (olje, gass og vann) 3D simuleringer og krever relativt lite datakraft. Programmet kan brukes til å beregne svært ulike scenarioer, fordi det kan endres på og legges til svært mange spesifikasjoner og parametere.

4.1.2. Visualiseringsverktøyet Ceetron GLview Pro

Ceetron er et norsk konsulentfirma som utvikler og markedsfører avanserte løsninger for 3D-visualisering og annen bearbeiding av rådata.

GLview Pro 6.5 fungerer utmerket til å visualisere reservoarsimuleringer gjort i Eclipse 100. Programmet har i dette arbeidet vært det viktigste brukergrensesnittet for analysering og sammenlikning av de ulike casene.

4.2. Om modellen

Modellen som ble utdelt av StatoilHydro i forbindelse med prosjektet, er en modell av H1-segmentet samt omkringliggende segmenter i Gullfaksfeltet. De omkringliggende områdene har blitt inkludert fordi det er en viss kommunikasjon mellom de ulike dreneringssegmentene. Kommunikasjonen mellom segmentene ble i modellen håndtert vha. en rekke ”pseudobrønner”.

Modellen som har blitt brukt i utarbeidelsen av fagrapporten er en relativt stor modell (~500 000 blokker). Størrelsen sett i sammenheng med det relativt lange tidsrommet det skulle simuleres over (12.5 år), gjorde at beregningstiden for modellen nødvendigvis ble lang. En simulering over dette tidsrommet kunne fort ta et sted mellom 2 og 3 timer, litt avhengig av hvilke kjemiske metoder som ble simulert. Dette ble en begrensning på antall ulike simuleringsscenarioer som det var mulig å studere, særlig fordi alle simuleringene måtte kjøres på nytt da det var 10 dager igjen av prosjektperioden, i og med at det var feil i modellen.

4.2.1. Modifikasjoner av modellen

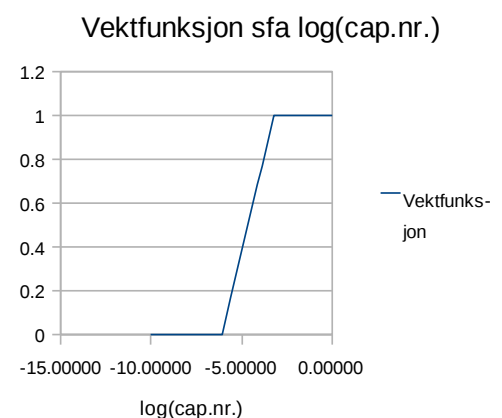
I starten av prosjektperioden ble det oppdaget en del problemer med konvergens av modellen, noe som gjorde at simuleringene ikke fullførte slik de skulle. Dette kan sees i sammenheng med at modellen som da ble brukt, hadde lineær relativ permeabilitetskurve, noe som gjorde at det ble problemer med numerisk dispersjon. Det var følgelig nødvendig å øke parametrene som begrenset maks antall iterasjoner både av det lineære ligningsystemet (LITMAX) i hver newtoniterasjon, samt antall newtoniterasjoner i TUNING. I tillegg ble minnet som var tilgjengelig for hver newtoniterasjon økt (NSTACK). Av hensyn til problemene med konvergens som nevnt over, ble også alle brønner unntatt A-35 og A-39A stengt, i og med at dette var de to eneste brønnene som var perforert i Nedre Brent i H1-segmentet. Dette ble også gjort av hensyn for å få ned kjøretiden til modellen.

Andre modifikasjoner av modellen som bør nevnes, er at det i tillegg ble rettet på vektingen av relativ permeabilitetskurvene som var satt feil (EQUALS SATNUM) i den kjemiske opsjonsfilen som opprinnelig ble inkludert i modellen. I tillegg ble det endret injeksjonsperiode, samt konsentrasjon av polymer og tensid med henholdsvis WPOLYMER OG WSURFACT.

4.3. Tensid i Eclipse

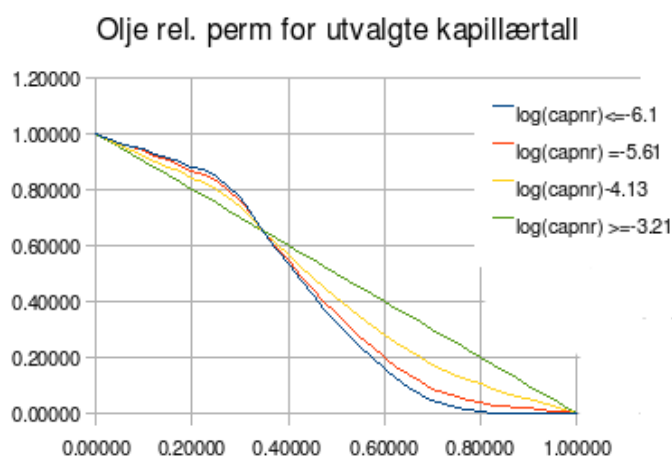
Måten Eclipse håndterer tensidopsjonen på er å vekte to ulike relativ permeabilitetskurver, en ved ingen blandbarhet, og en ved full blandbarhet. Hvor mye blandbarhet som forekommer angis av kapillærtallet i hver gridblokk. I modellen er det ingen blandbarhet for kapillærtall mindre enn $10^{-6.1}$ og full blandbarhet ved kapillærtall større enn $10^{-3.21}$. Mellom disse verdiene vektes de to relativ permeabilitetskurvene lineært, som en funksjon av logaritmen til kapillærtallet (se figur 4-1)

Denne måten å behandle relativ permeabilitetskurven på, gir opphav til flere ulike kurver i samme modell avhengig av hva kapillærtallet i gridblokken er. Figur 4-2 på neste side viser relativ permeabilitetskurver for $\log(\text{kapillærtall})$ mindre enn -6.1, for -5.61, -4.13 og større enn -3.21.



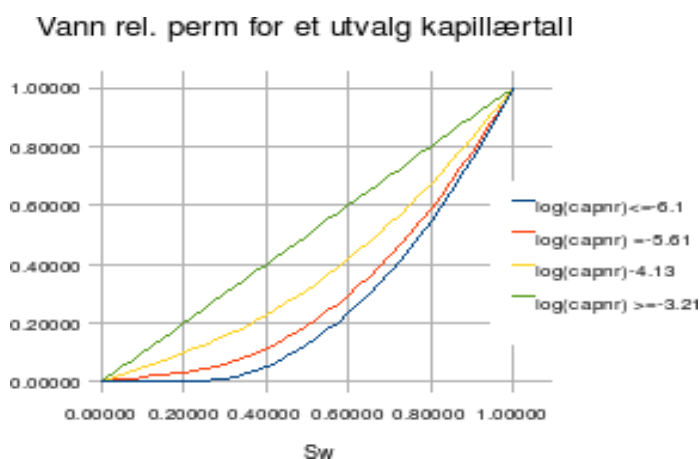
Figur 4-1: Figuren viser vektning mellom rel.perm-kurvene i Eclipse.

Resultatet av vektingen som blir gjort i modellen er en glatt overgang mellom relativ permeabilitetskurven ved ingen blandbarhet og relativ permeabilitetskurven ved full blandbarhet. Effekten av dette er at man blir i stand til å trenge ut den siste residualoljen det ellers ikke er mulig å få ut ved vanlig vanninjeksjon. Relativ permeabilitetskurven ved full blandbarhet (dvs. overflatespenningen går mot 0) er en lineær kurve mellom 0 og 1. Dette virker fysisk riktig, i og med at de to fasene da blir identisk og flyter med den samme hastigheten, men det finnes også eksperimenter som kan tyde på at den relative permeabilitetskurven langt fra blir lineær ved lave kapillærtall (Schlumberger, 2007). Dette er mulig å ta høyde for i Eclipse, men i modellen som blir brukt i denne rapporten blir denne kurven ved lav overflatespenning satt til å være lineær som er det som ble gitt fra StatoilHydro.



Figur 4-2: Figuren viser oljens rel.perm for ulike kapillærtall

Det er også verdt å merke seg at relativ permeabilitetskurven til vann blir vektet på akkurat samme måte som for olje, slik at det ved tensidflømming også blir bedret gjennomstrømningen for vann. Denne effekten blir ytterligere forsterket i årene etter en tensidflømming, i og med at oljemetningen da sannsynligvis har sunket, og dermed bedret den relative permeabiliteten til vann også ved høy overflatespenning. Dette er et aspekt som blir nærmere diskutert i tolkningen av resultatene. I figur 4-3 under blir det vist relativ permeabilitetskurve til vann for samme kapillærtall som for olje i figur 4-2.



Figur 4-3: Figuren viser vannets rel.perm for ulike kapillærtall

Som nevnt innledningsvis vokter Eclipse to ulike relativ permeabilitetskurver avhengig av kapillærtallet. Problemet med den første modellen som ble benyttet i prosjektperioden var at begge relativ permeabilitetskurvene var satt til den relative permeabilitetskurven som skulle gjelde ved full blandbarhet, dvs. den lineære. Som et resultat av at den lineære relativ permeabilitetskurven ble benyttet, ble det følgelig antatt at det var full blandbarhet i hele simuleringsmodellen uavhengig av tensidkonsentrasjon. Denne feilen mht. vekting førte til at det ble observert relativt merkelige resultater etter endt simuleringen. Ulik tensidkonsentrasjon gav presis samme oljeproduksjon som kun vanninjeksjon, med mindre det ble injisert urealistisk store mengder tensid. Denne litt uventede merproduksjonen har i ettertid blitt tolket til å skyldes viskositetsøkning med følgende bedret mobilitetsratio, i og med at tensider har en viss viskositetseffekt.

Etter som flere simuleringer ble gjennomført, ble disse avvikene forsøkt forklart på flere forskjellige måter før feilen i modellen ble oppdaget. Adsorpsjon ble regnet som den mest troverdige forklaringen, men da restoljemetning i modellen ble tatt nærmere i øyesyn, ble det registrert at den lå på 0 over store deler av reservoaret selv ved kun vanninjeksjon. Det ble av denne grunn forsøkt å skru av surfaktantopsjonen helt, for deretter å simulere med kun vanninjeksjon. Resultatene som dukket opp etter dette eksperimentet var mildt sagt overraskende. Forskjellen mellom modellen med kun vanninjeksjon og modellen med tensidopsjonen inkludert var på $\sim 200\,000\text{ Sm}^3$, eller over 1 million fat. Etter en grundig rådgøring med Espen Kowalewski hos StatoilHydro Rotvoll samt grundig gjennomgang av manualen, fant vi ut at vektingen av relativ permeabilitetskurvene opprinnelig var satt feil. Dette medførte at all simuleringen som var blitt gjort på den opprinnelige modellen måtte gjøres om igjen. I tillegg var permeabiliteten i enkelte lag av modellen opp mot 40 Darcy, sannsynligvis som følge av tidligere forsøk på historietilpasning. Det ble bestemt at permeabiliteten i disse lagene skulle reduseres slik at verdiene ble mer virkelighetstro i samråd med kontaktperson Dag Chun Standnes hos StatoilHydro Bergen.

Endringene i modellen som ble nevnt ovenfor, ble gjort ca 10 dager før avslutningen av prosjektperioden. Gruppen ble i samsvar med landsbyleder, Jon Kleppe, enige om at det kun var mulig å simulere et fåtall caser om igjen (størrelsesorden 10-20). Dette ble gjort for å se på virkningen av de ulike metodene, for deretter å være i stand til å gjøre noen foreløpige konklusjoner og anbefale hva som kan gjøres videre. I den videre rapporten vil det bli referert litt til arbeidet med den første modellen (modell 1), men hovedfokus vil ligge på den endrede modellen (modell 2). Resultatene fra simulering av modell 1 er i stor grad meningsløse, sett i lys av feil vekting av relativ permeabilitetskurver og det usannsynlig høypermeable laget i modellen.

5. Resultater

5.1. Teknisk analyse

I henhold til oppgavebeskrivelsen definert i kapittel 1 er det gjennomført en analyse basert på simuleringer i Eclipse. Hovedmålet er å vurdere hvorvidt PASF er en lønnsom EOR-metode i H1 segmentet lokalisert sør i Gullfaks hovedfelt. Analysen tar utgangspunkt i fire beslektede flømmingsstrategier for å påvise differanser i effektivitet mellom metodene, og for å oppnå et bredere grunnlag for å vurdere effektiviteten av Polymer Assistert Tensid Injeksjon. De fire flømmingsstrategiene baserer seg på vanninjeksjon, polymerinjeksjon, tensidinjeksjon og en kombinasjon av disse. De ulike tilfellene er beskrevet nærmere i kapittel 5.1.1 til 5.1.4, og en oversikt over simuleringstrategien er tilgjengelig i Appendiks B. Simuleringene som har blitt utført går over et spekter på 12,5 år, fra 1. august 2008 til 31. desember 2020, og tar utgangspunkt i brønnparet A-35 og A-39A som er perforert i Nedre Brent formasjonen i H1-segmentet.

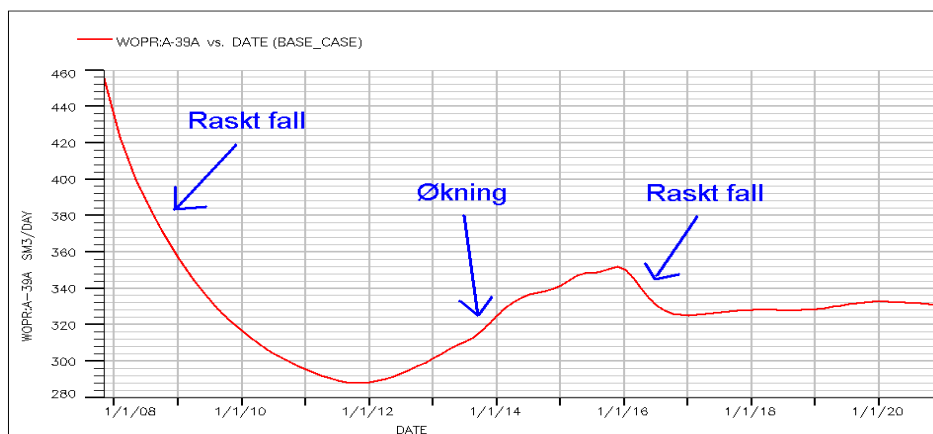
5.1.1. Base case

Base case er et simuleringsscenario som baserer seg på vannflømming alene, som er dagens foretrukne utvinningstrategi for Nedre Brent formasjonen i H1-segmentet. Injeksjon av vann foregår kontinuerlig vha. injeksjonsbrønn A35, fra 2008 til simuleringsslutt i 2020.

Resultatene fra dette flømmingsscenariot brukes som sammenligningsgrunnlag videre for de andre flømmingsstrategiene for å vurdere potensialet til disse.

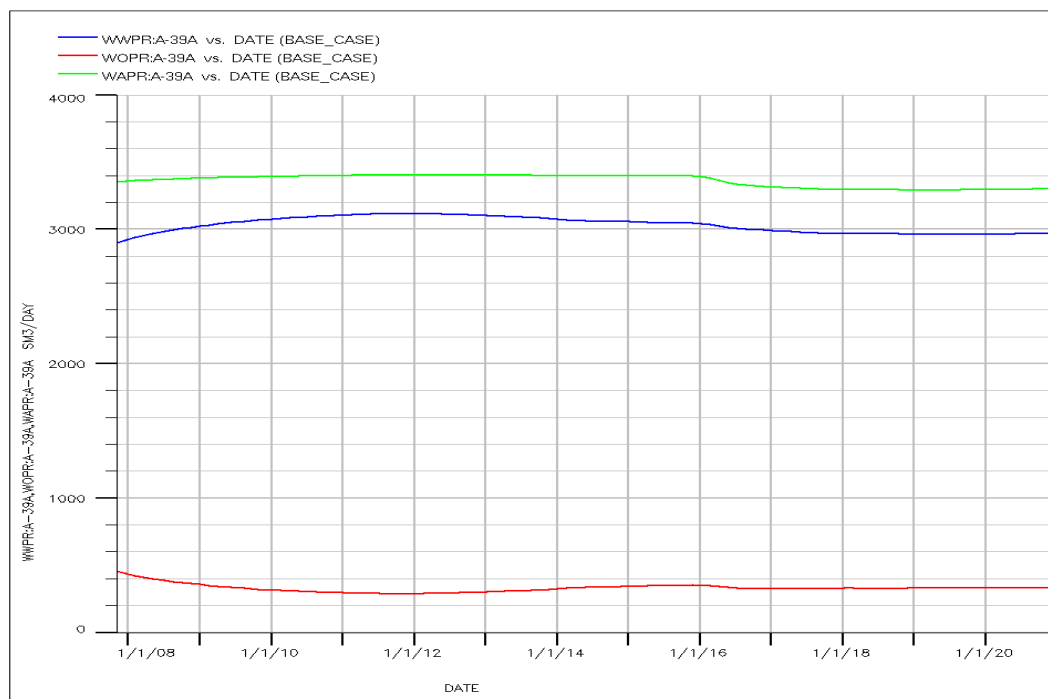
Ved kun vannflømming ble det produsert 1,57 mill. Sm^3 olje i A-39A i perioden 1. august 2008 - 31. desember 2020. Vanninjeksjonsraten økte gradvis fra 1300 Sm^3/dag til 2300 Sm^3/dag , mens vannkuttet svingte seg inn til rundt 90 % (Se vedlegg i Appendiks A-I). Til sammen ble det injisert 8,9 mill Sm^3 vann og produsert 14.1 mill Sm^3 vann i perioden. Som følge av at det ble injisert et mindre volum enn det ble produsert, resulterte dette i et trykkfall i H1, spesielt rundt A-39A. Se vedlegg i Appendiks A-I for graf og bilder.

For å kunne forstå og analysere oppførselen til simuleringene med kjemisk injeksjon, var det først viktig å være i stand til å forklare base case. Figur 5-1 under viser responsen over tid til oljeproduksjonsraten (WOPR) i A-39A.



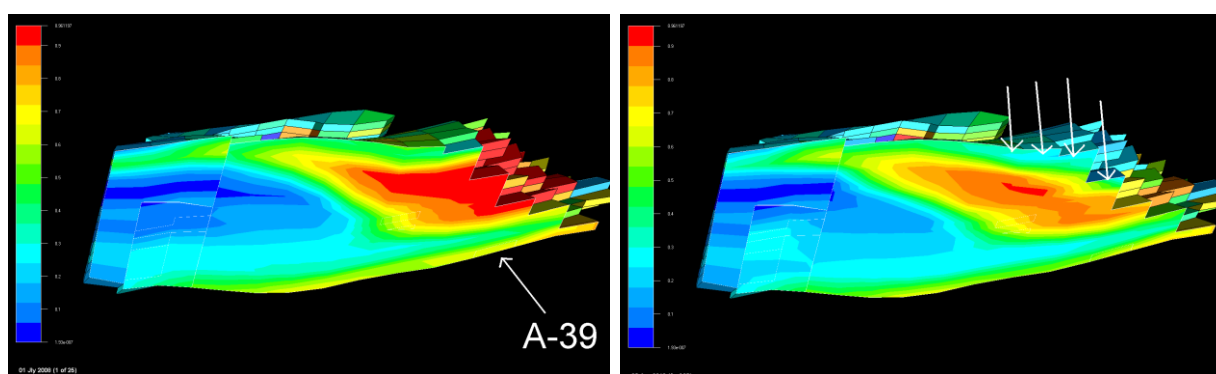
Figur 5-1: WOPR A-39A vs. Tid

Ved simulering av base base ble det i den første perioden observert et raskt fall i WOPR i A-39A. Dette ble sett på som et resultat av at restoljemetningen rundt A-39A var på vei ned de første månedene etter historietilpasningen. Denne effekten førte til et økende vannkutt og en fallende oljeproduksjonsrate. Dette er en effekt som kommer tydelig frem i figur 5-2 nedenfor. (WAPR = total produksjon av vann + olje)



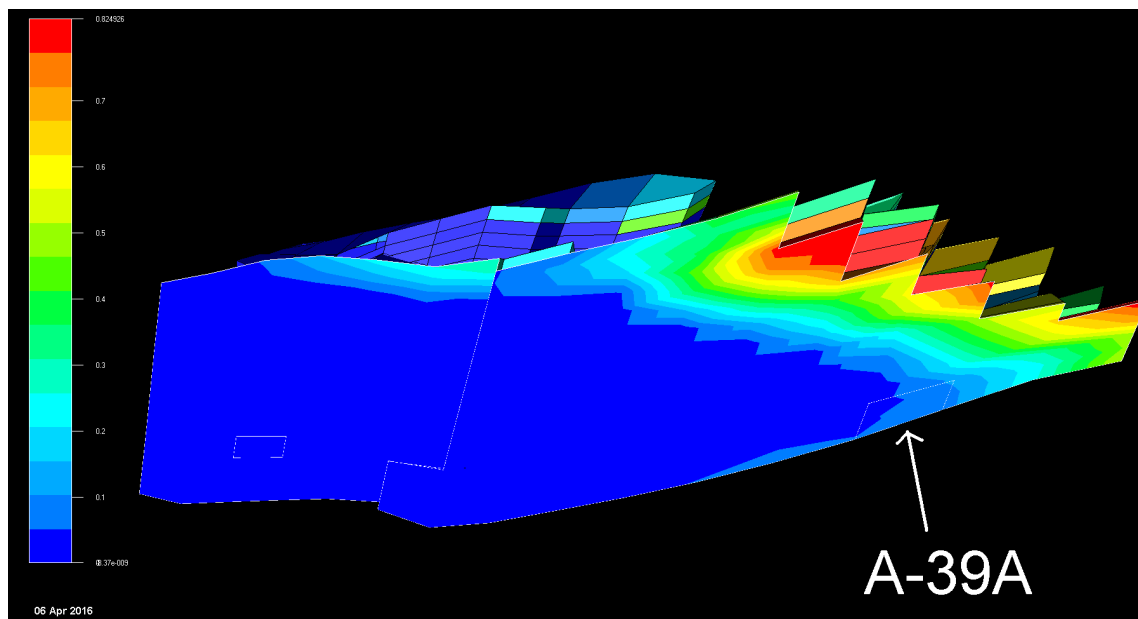
Figur 5-2: Produksjonsrater for A-39A

Denne tendensen snudde helt ved inngangen til 2012, og WOPR begynte å øke. Dette ble igjen sett i sammenheng med en endring i restoljemetningen rundt produksjonsbrønnen. Problemet var hvordan det skulle forklares at restoljemetningen i området plutselig begynte å øke. Årsaken til dette ble det ikke tid til å undersøke veldig dyptgående, men det ble forsøkt å finne klare endringer i 3D-modellen ved hjelp av GLview. Der ble det oppdaget at det rett før 2012 dukket opp et gunstig og voksende gasshattdriv på oversiden av et område med høy oljemetning rett over A-39A. Det oljerike området virket å bli presset nedover mot produksjonsbrønnen, noe som dermed var med på å holde oljemetningen rundt A-39 høy. Dette ble ansett som en meget sannsynlig årsak. Se figur 5-3 nedenfor for GLview-illustrasjon av gasshattdriv.

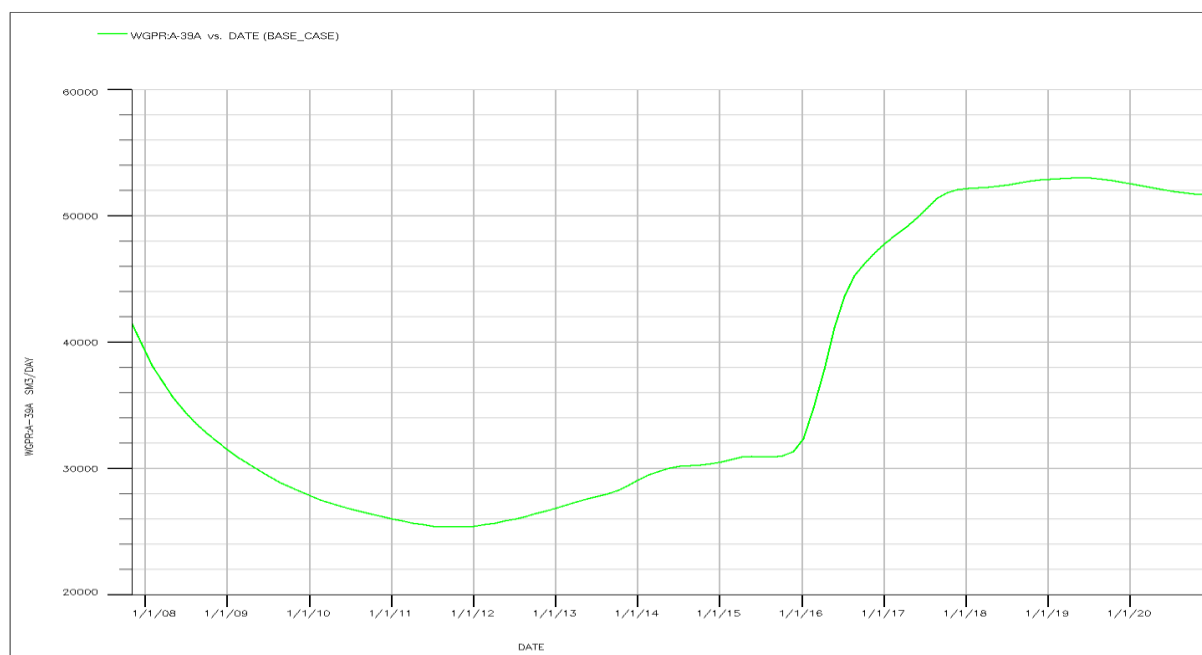


Figur 5-3: GLview, illustrasjon av gasshattdriv

Det siste fallet i WOPR:A-39A kom i overgangen til 2016. Påfallende var det her at det også var et fall på WAPR:A-39A (Rate for totalt produsert væskevolum). Fallet i WAPR:A-39A viste seg å skyldes et plutselig gassgjennombrudd. Gassfeltet over A-39A var her blitt så stort at det nådde helt ned til deler av den horisontale produksjonsbrønnen. Gassgjennombruddet er vist i GLview-illustrasjon i figur 5-4 og graf i figur 5-5 nedenfor. Denne gassutviklingen ble sett i sammenheng med et generelt trykkfall i H1-segmentet. Et trykkfall som i hovedsak skyldtes høyere produksjon i A-39A enn injeksjon i A-35.



Figur 5-4: GLview, illustrasjon av gassgjennombrudd



Figur 5-5: WOPR A-39A vs. Tid

5.1.2. Polymer flømming

Flømmingsprosessen ved bruk av polymerer er en metode der polymerer injiseres over et bestemt tidsrom med en gitt konsentrasjon. Deretter følges det opp med vanninjeksjon den resterende simuleringsperioden. Konsentrasjonen av polymerer er satt til 500ppm i denne analysen, og er basert på anbefalinger og tidligere studier utført av StatoilHydro. Denne konsentrasjonen injiseres over tre tidsrom i tre ulike studier, henholdsvis 6, 12 og 18 måneder. De tre uavhengige studiene drøftes i lys av hverandre og sammenlignes med base case, se kapittel 5.1.1. Analysene som ble gjennomført på den første modellen har vært mulig å gjenta på modell 2, og resultatene som presenteres er derfor alle basert på simuleringer av modell 2.

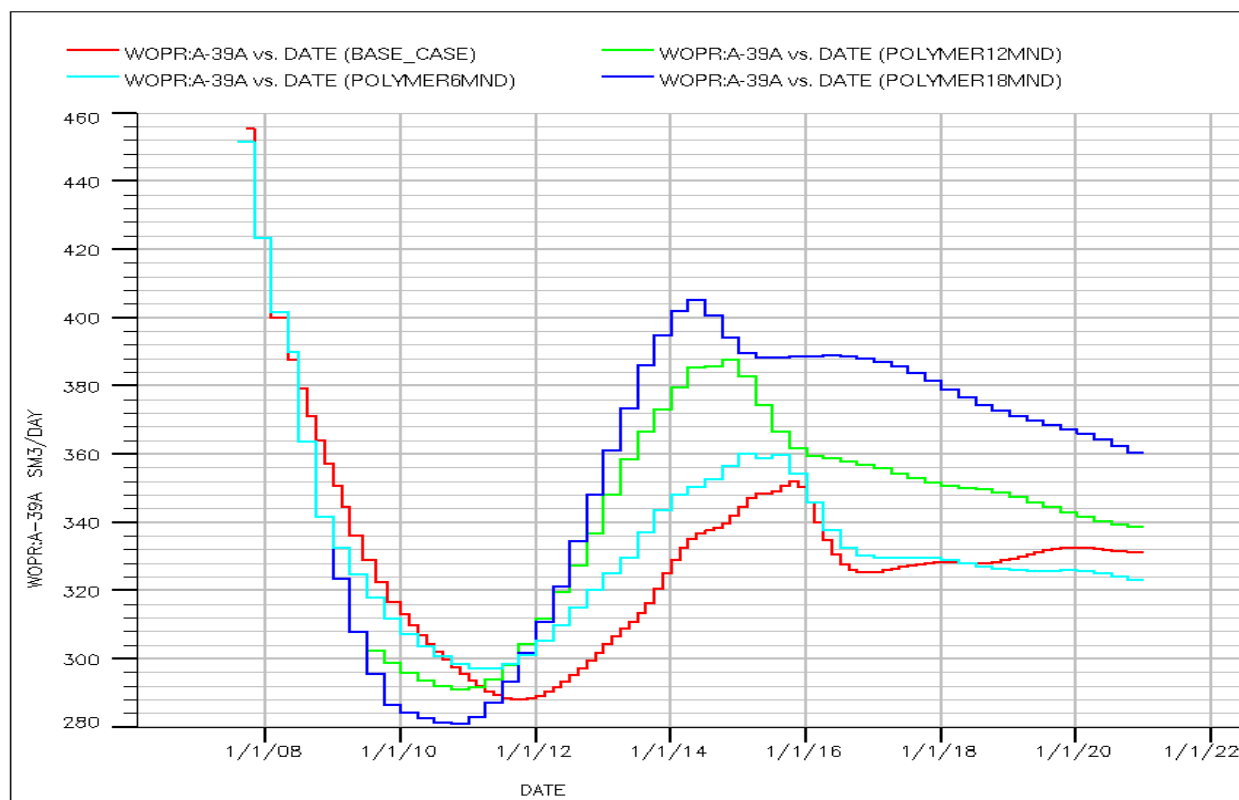
Tilsetning av polymer til injeksjonsvannet, her 500 ppm, endrer viskositeten til det injiserte vannet. Viskositetseffekten øker transmissiviteten til vannet, og mobilitetsforholdet mellom olje og vann i reservoaret senkes. Se ligning 5.1.2.1 til 5.1.2.3.

$$\lambda_{rw} = k_{rw} / \mu_w \dots\dots\dots(\text{Ligning 5.1.2.1 "Vanntransmissivitet"})$$

$$\lambda_{ro} = k_{ro} / \mu_o \dots\dots\dots(\text{Ligning 5.1.2.2 "Oljetransmissivitet"})$$

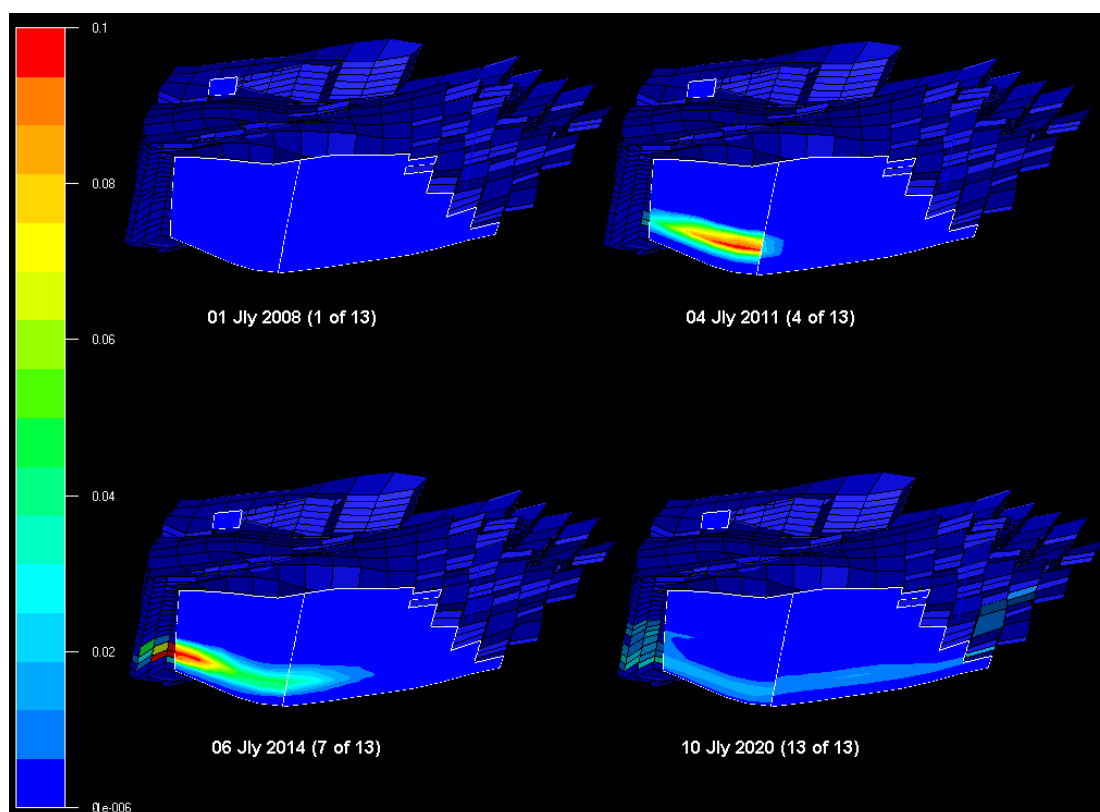
$$M = \lambda_{rw} / \lambda_{ro} \dots\dots\dots(\text{Ligning 5.1.2.3 "Mobilitetsforhold"})$$

Senket mobilitetsforhold medfører bedre makroskopisk sveipeffekt i reservoaret og reduserer viskøs fingering.



Figur 5-6: Oljeproduksjon A-39A

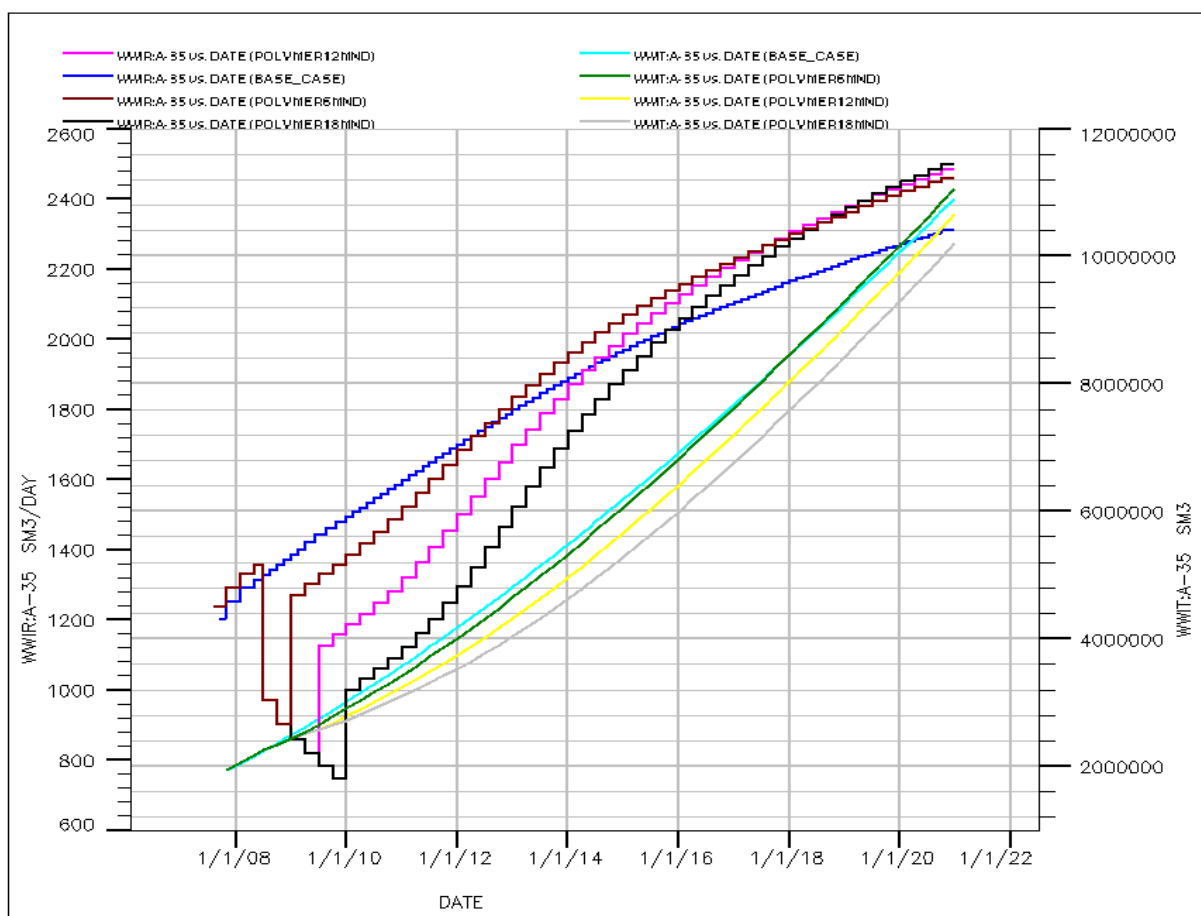
Figur 5-6 på forrige side viser oljeproduksjonsrate i de tre tilfellene; vannflømming (base case) og polymerflømming i henholdsvis 6,12 og 18 måneder. Hvilken rate som dominerer avhenger av tidsrom, før 2011 er vannflømming det scenarioet som gir høyest oljerate og dermed også høyest utvinning. Årsaken til rateprofilen i denne delen av produksjonen er varierende trykkstøtte fra injektoren. Injektoren i segmentet er styrt av et konstant bunnhullstrykk på 400 bar. Denne begrensningen i BHP er satt av StatoilHydro og er trolig vurdert opp mot formasjonsstyrken til reservoaret. Mengde injisert fluid er dermed avhengig av bunnhullstrykket i injektoren, men avhenger også av viskositeten til fluidet som injiseres. Ved høyere viskositet er mindre fluid nødvendig for å opprettholde bunnhullstrykket. Når mindre fluid injiseres og strømmen mot produsenten avtar, vil trykkstøtten til produsenten reduseres og oljeproduksjonen gå ned. Se injeksjonsrate i injektor A-35 i figur 5-8. Etter henholdsvis 6,12 og 18 måneder avsluttes polymerinjeksjonen og vann benyttes videre som injeksjonsfluid. Etter en tid bygges trykkstøtten til produsenten opp, og den makroskopiske sveipeffekten av polymerene som har blitt injisert skal i teorien inntreffe. I denne overgangen skifter oljeproduksjonsprofilen, og polymerinjeksjonsscenarioene gir høyest oljerate etter omtrent år 2011. I praksis kan årsakene til dette ligge flere plasser i reservoaret. Visualiseringer i GLview tyder på at hoveddelen av polymermengden injisert fordeles i injektorens nærområde og adsorberes på reservoarbergarten. Den mengden som ikke adsorberes i nærområdet følger hovedsakelig en permeabel sone langs kanten av reservoaret i retning bort fra produsenten og adsorberes der. Denne effekten fører til at bare en liten del av totalvolum injisert fluid strømmer mot produsenten og sveiper arealet mellom brønnparet. Se polymerstrømningsmønster på figur 5-7 under.



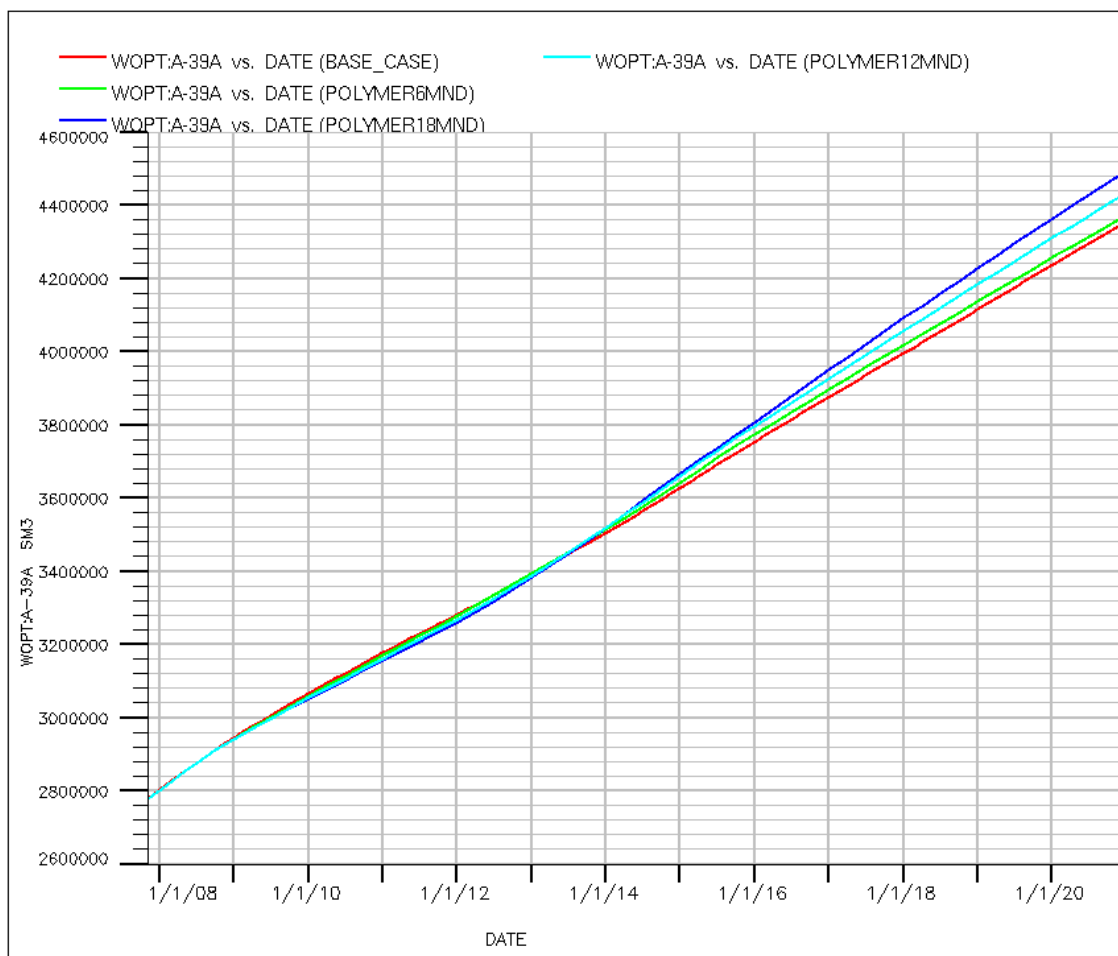
Figur 5-7: Polymerstrømningsmønster

Ut i fra tolkningen på forrige sider er det sannsynlig å anta at den forbedrede makroskopiske sveipeffekten i segmentet er liten, men deler av den økende produksjonsraten kan skyldes denne mekanismen. Økende oljeproduksjonsrate kan også skyldes andre effekter av polymerbehandlingen av reservoaret. Ved adsorpsjon av polymerer på reservoarbergarten endres permeabiliteten i sonene utsatt for polymersveipet, og det oppstår en permeabilitetsreduksjon i området. I H1 segmentet kan denne effekten være fordelaktig. Noe av problemet ved injeksjon i A-35, er at injeksjonsfluidet følger letteste vei i det høypermeable kantlaget i modellen, bort fra produsenten. En permeabilitetsreduksjon i dette høypermeable laget vil føre vannet i andre retninger enn tidligere og dermed sveipe områder tidligere ikke tilgjengelige. Dette er en konsekvens av polymerinjeksjon som i H1 segmentet kan være med på å forklare endringene i oljeproduksjon..

Vannproduksjonen i A-39A vises i Appendiks A-II, og denne følger trenden for potensial for trykkstøtte som diskutert over. I periodene med mindre vanninjeksjon på grunn av viskositetsendringer, og dermed mindre sveip og trykkstøtte, produseres det merkbart mindre vann. Vannkuttet i de fire ulike studiene ligger mellom 88 % og 92 % til enhver tid. For plott av vannkutt, se Appendiks A-II.

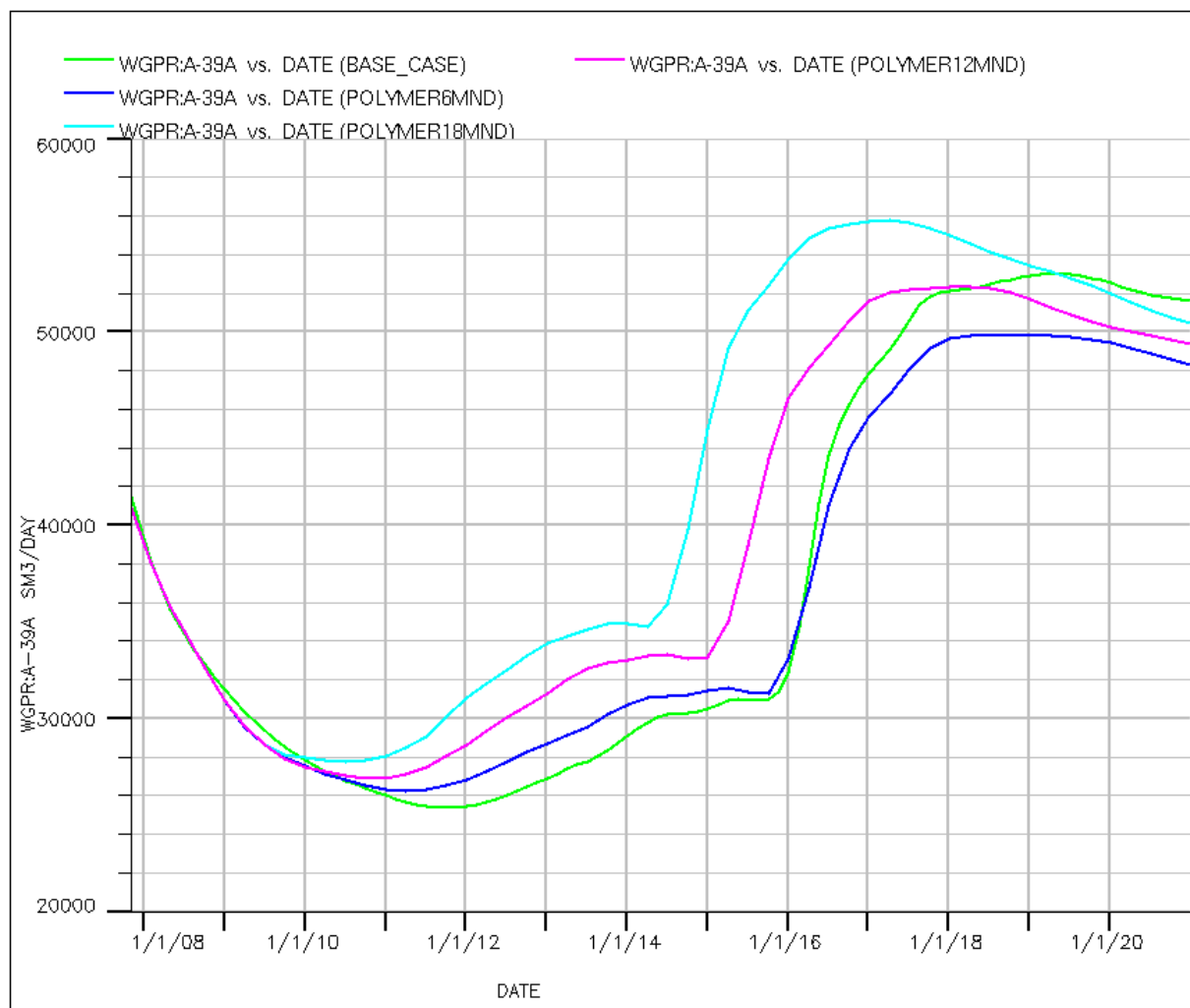


Figur 5-8: Vanninjeksjonsrate og kumulativ vannmengde injisert i A-35



Figur 5-9: Kumulativ olje produsert, A-39A

Figur 5-9 over viser kumulativ mengde olje produsert i de fire tilfellene: vannflømming og polymerinjeksjon henholdsvis over 6, 12 og 18 måneder. Injeksjon av polymerer over tidsrommet 18 måneder gir høyest kumulativ produksjon på 4.500.000 Sm³ olje. Lavest utvinning gir vannflømming med kumulativ utvinning på 4.350.000 Sm³ olje. Polymerinjeksjon over 6 måneder ser ut fra figur 5-9 til å ha en minimal kumulativ effekt i forhold til base case, mens injeksjon over 12 måneder viser en mer markert effekt. Kumulativ produksjon ved injeksjon i 12 måneder er på 4.430.000 Sm³ olje. I produksjonsbrønn A-39A produserer på samme tid gass. Se gassrater i figur 5-10 på neste side. Plottet viser en markant økning i gassproduksjon omtrent rundt 2016, noe som tyder på at det har inntruffet et gassgjennombrudd i brønnen. På samme tid går oljeproduksjonsraten kraftig ned, og dette er en direkte konsekvens av gassgjennombruddet. Kumulativt blir det produsert 4.64*10⁸ Sm³ gass ved polymerinjeksjon over 18 måneder, og dette er det scenarioet som gir høyest utvinning. Base case gir lavest produksjon med 4.37*10⁸ Sm³ kumulativ mengde gass produsert i samme periode. For plott av kumulativ gassproduksjon, se Appendiks A-II.



Figur 5-10: Gassrate, A-39A

For plott av BHP;A-39A og reservoartrykk (FPR), se Appendiks A-II.

5.1.3. Tensidflømming

Flømmingsprosessen ved bruk av tensider er en metode der tensider injiseres over et bestemt tidsrom med en gitt konsentrasjon. Deretter følges det opp med vanninjeksjon den resterende simuleringsperioden. Konsentrasjonen av tensider er satt til 5 kg/Sm^3 i denne analysen, noe som er basert på anbefalinger og tidligere studier utført av StatoilHydro. Denne konsentrasjonen injiseres over tre tidsrom i tre ulike studier, henholdsvis 3, 6 og 9 måneder. For hver studie skal det i følge opprinnelig problemstilling også kjøres en sensitivitetsanalyse der adsorpsjon av tensider blir vurdert. Tre uavhengige studier var planlagt gjennomført, henholdsvis med adsorpsjoner av tensid på bergarten på 0.017 mg/g , 0.17 mg/g og 1.7 mg/g . De tre studiene skulle så sammenlignes med hverandre og base case, se kapittel 5.1.1, for å drøfte betydning og effekt av adsorpsjon. Denne studien ble utført på første utgave av modell 1, men på grunn av tidsbegrensninger har det ikke vært mulig å gjenta dette arbeidet på modell 2 som først var klar 25.april 08. Resultatene fra sensitivitetsanalysene utført på modell 1 er vurdert som verdiløse i dette tilfellet siden tensidene her aldri nærmet seg produsent A-39A, men strømmet og ble adsorbert i det høypermeable laget (~ 40 Darcy) som dominerte modellen. Vannflømming ble dermed i dette tilfellet den reelle sveipeffekten i reservoaret, uavhengig av tensidinjeksjon. Siden modellen også viste seg å innholde feil i vannets relative permeabilitetskurver, vurderes også disse resultatene som verdiløse for analysen i seg selv.

Konsentrasjonen av tensider som injiseres baseres, som tidligere nevnt på anbefalinger og tidligere studier utført av StatoilHydro. En egen studie av denne konsentrasjonen ble utført i forbindelse med simulering av tensidinjeksjon på modell 1. Studien baserte seg på ligning 5.1.3.1 og 5.1.3.2, som ble anbefalt av StatoilHydro.

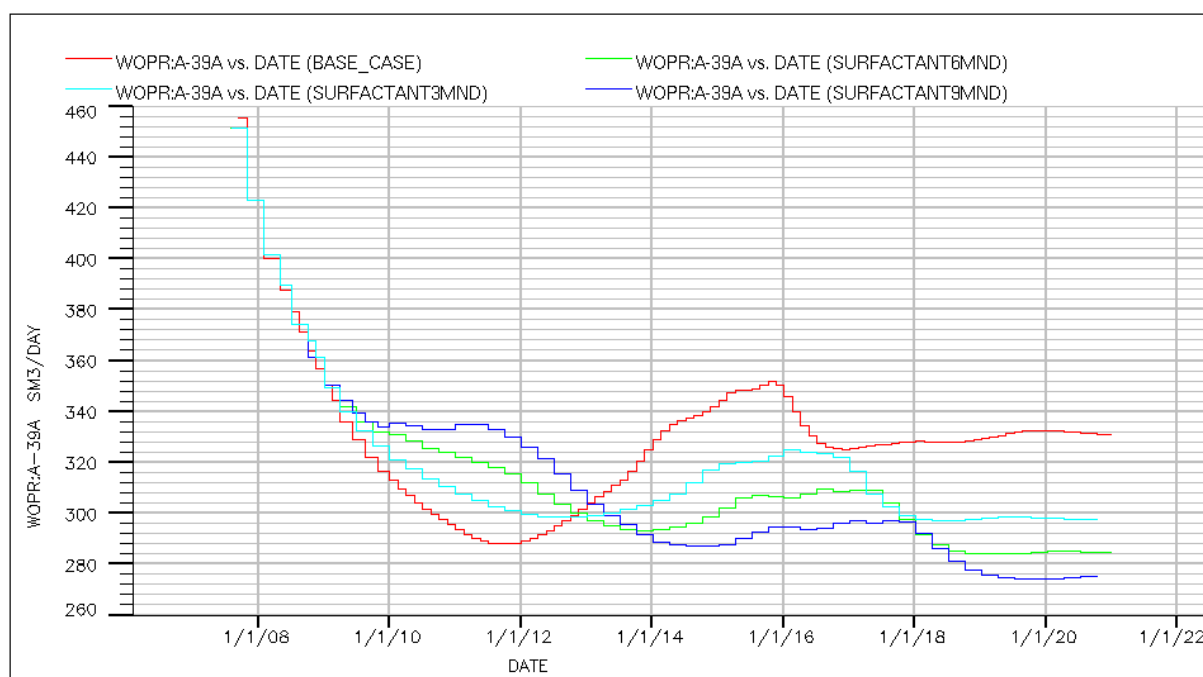
$$M_T = \frac{PV*(1-\phi)*\rho_S*\Gamma_T*10^{-6}}{\phi} \dots\dots\dots (Ligning 5.1.3.1)$$

$$PV = \frac{V_p}{1-S_{wi}-S_{or}} \dots\dots\dots (Ligning 5.1.3.2)$$

Resultatene fra studien utført på modell 1 bygget på parametere med svært stor usikkerhet. Blant annet var produsert volum frem til vanngjennombrudd svært vanskelig å estimere med en grad av sikkerhet. Av denne grunn ble det forsøkt å estimere porevolum mellom brønnparet ved hjelp av simulering av vanninjeksjon og sporingstoff. Anslaget av dette porevolumet ble fastslått som så grovt at det ble valgt å følge StatoilHydros anbefaling på dette punktet. For å validere konsentrasjonsanslaget ble også kjøring med 10 kg/Sm^3 og 20 kg/Sm^3 simulert på modell 1. Disse viste små avvik som sannsynlig skyldes viskositetsforskjeller som inntreffer med økning i konsentrasjonen av injisert tensid. Den manglende synlige effekten av konsentrasjonsendringene skyldes primært at injisert væske fra injektor i modell 1 ikke strømmet mot produsent A-39A, men fulgte det høypermeable laget tidligere beskrevet. Etablering av grunnlag for valgt konsentrasjon ved hjelp av metodene

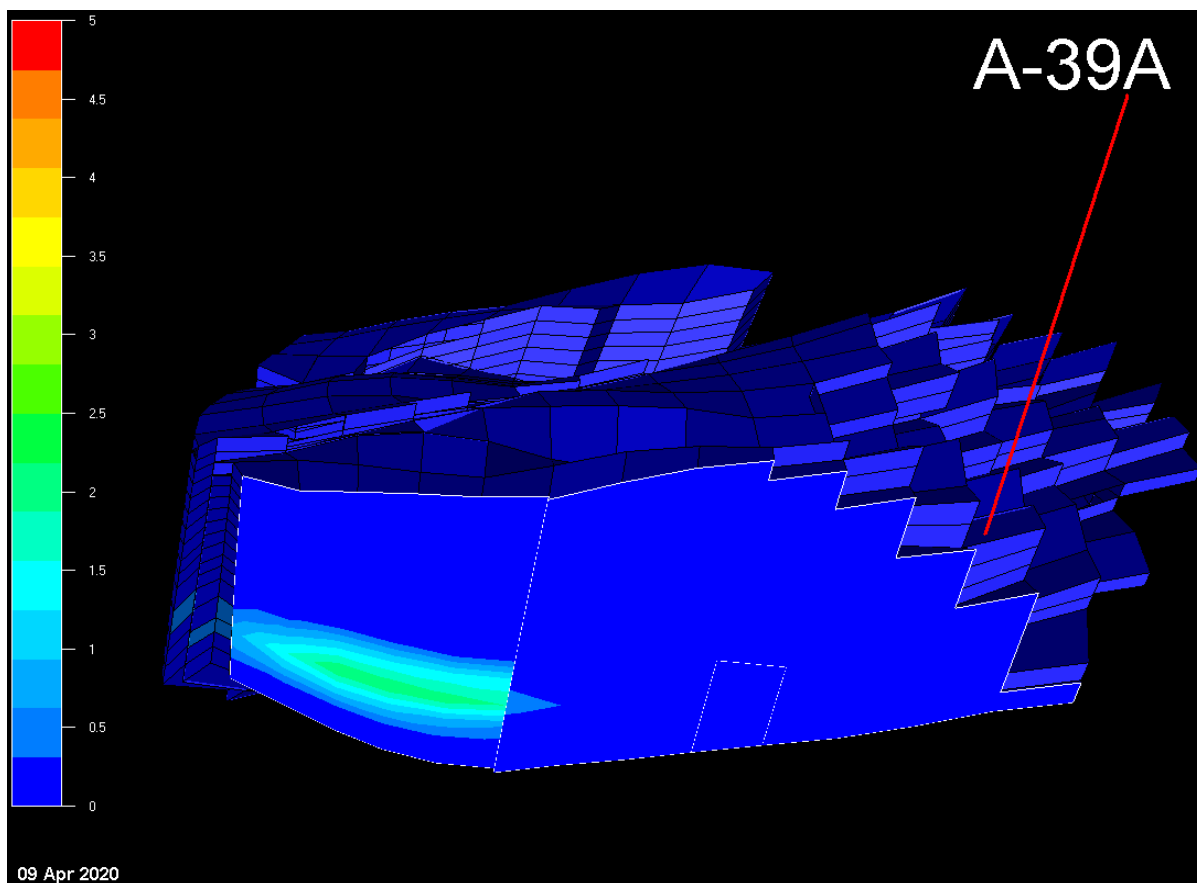
nevnt over, førte dermed ikke frem for modell 1. Simuleringsstudien ble gjentatt for modell 2, men for bare for PASF-tilfellet, og ikke for tensidinjeksjon alene. Avviket i oljeproduksjon mellom de tre konsentrasjonsscenarioene ble vurdert til ikke å være av betydelig art, også i simuleringene av modell 2. Ut i fra denne analysen falt valget på den konsentrasjonen som var økonomisk mest fordelaktig, og som på samme tid var anbefalt av StatoilHydro. I resultatene som blir presentert videre har 5 kg/Sm³ blitt benyttet som injeksjonskonsentrasjonen av tensider. Hovedårsaken til den manglende responsen i produsenten ved endring av konsentrasjonen på det injiserte fluidet, kan skyldes adsorpsjon av tensidet på bergarten og strømningsmønster i reservoaret. Strømningsmønsteret i modellen blir nærmere diskutert under. For grafisk fremstilling av oljeproduksjonsrate og kumulativ oljeproduksjon fra konsentrasjonsstudien, se Appendiks A-III.

Tre injeksjonstidsrom, henholdsvis 3, 6 og 9 måneder, har blitt simulert for å vurdere effekten av tensid og innvirkning som følge av mengde. Disse tilfellene er sammenlignet med vannflømming, se figur 5-11 for sammenligning av oljerate i A-39A. Resultater som blir presentert videre er basert på modell 2.

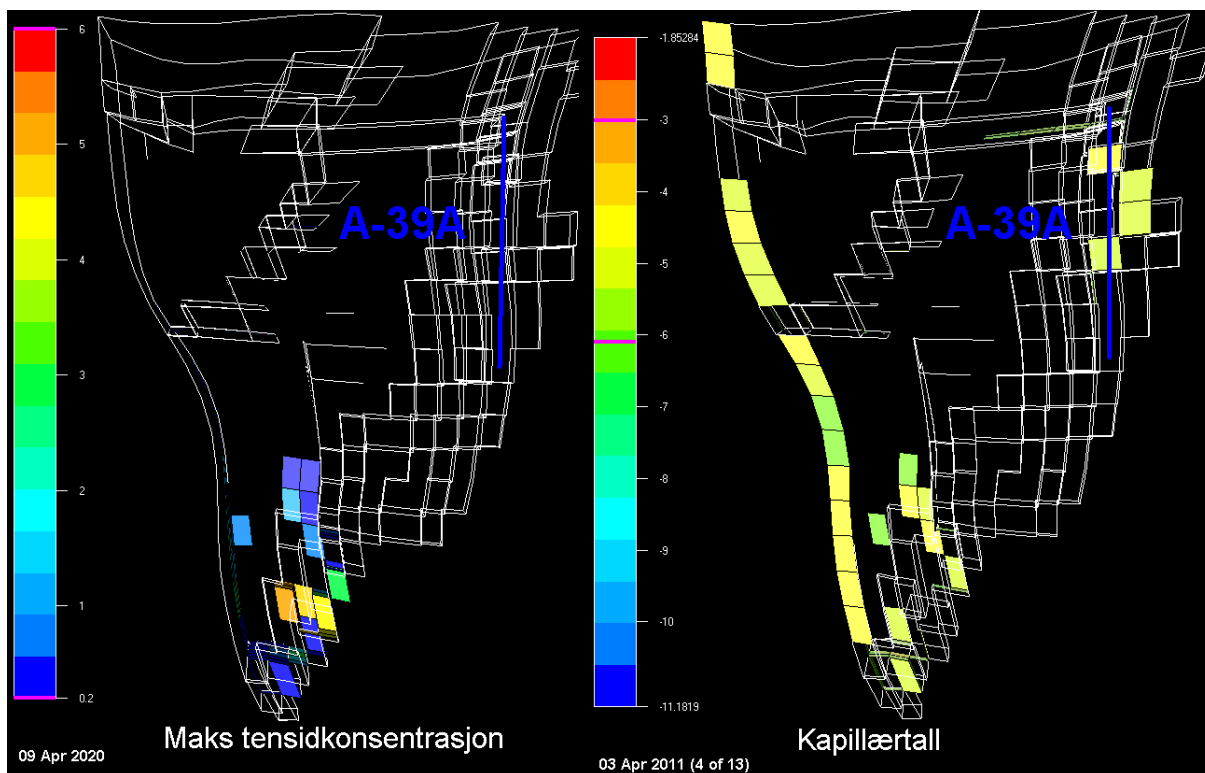


Figur 5-11: Fire forskjellige tilfeller av oljerate produsert av A-39A

Figur 5-11 viser oljerate produsert av A-39A i de fire tilfellene, og raten viser ulike trender avhengig av tidsrom. Før omtrent 1.januar 2013 er det en økning i oljerate i forhold til base case som skyldes tensidinjeksjon. I dette tilfellet minker grenseflatespenningene mellom olje og vann, og strømningssegenskapene til oljen forbedres. Effekten er til stede, men den er ikke betydelig. Hovedgrunnen til dette er at mengden aktiv tensid i fluidet som strømmer mot produsenten er liten. Animasjoner over tid i GLview viser tendenser til stor adsorpsjon av tensider nær brønnen og liten kapillærtallsendring. På samme tid blir tensidet som ikke blir adsorbent, ledet langs et høypermeabelt lag langs kanten av reservoaret i retning fra brønnen.

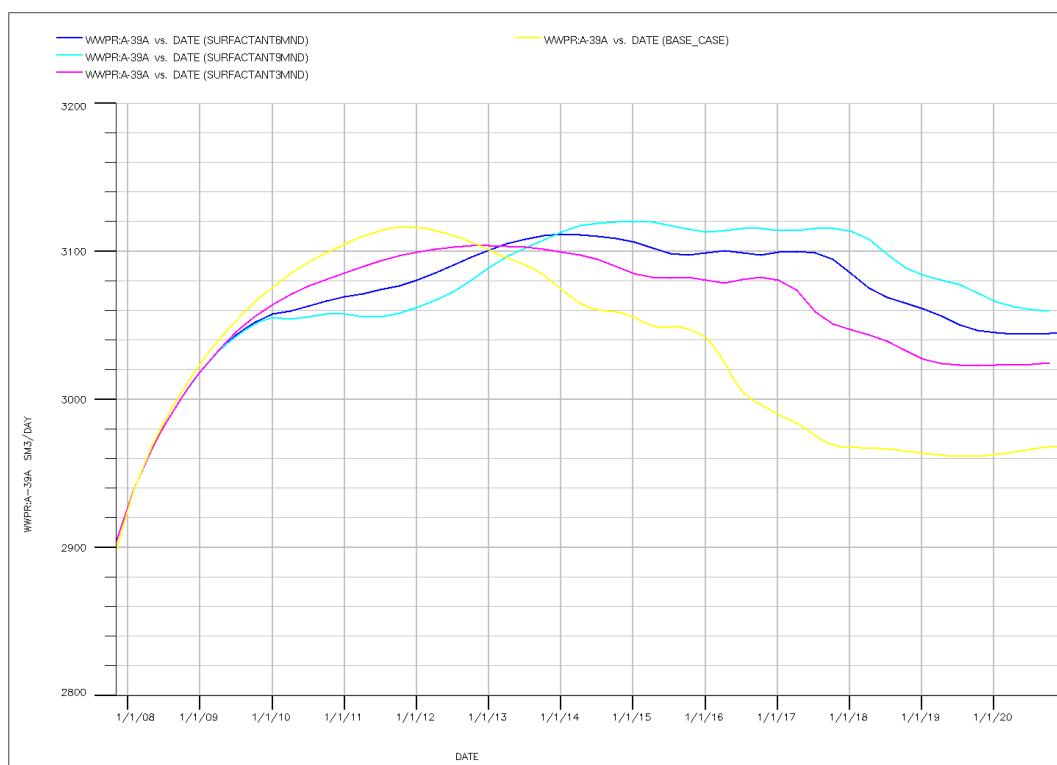


Figur 5-12: Strømnings og adsorpsjonsmønster for tensid i reservoaret



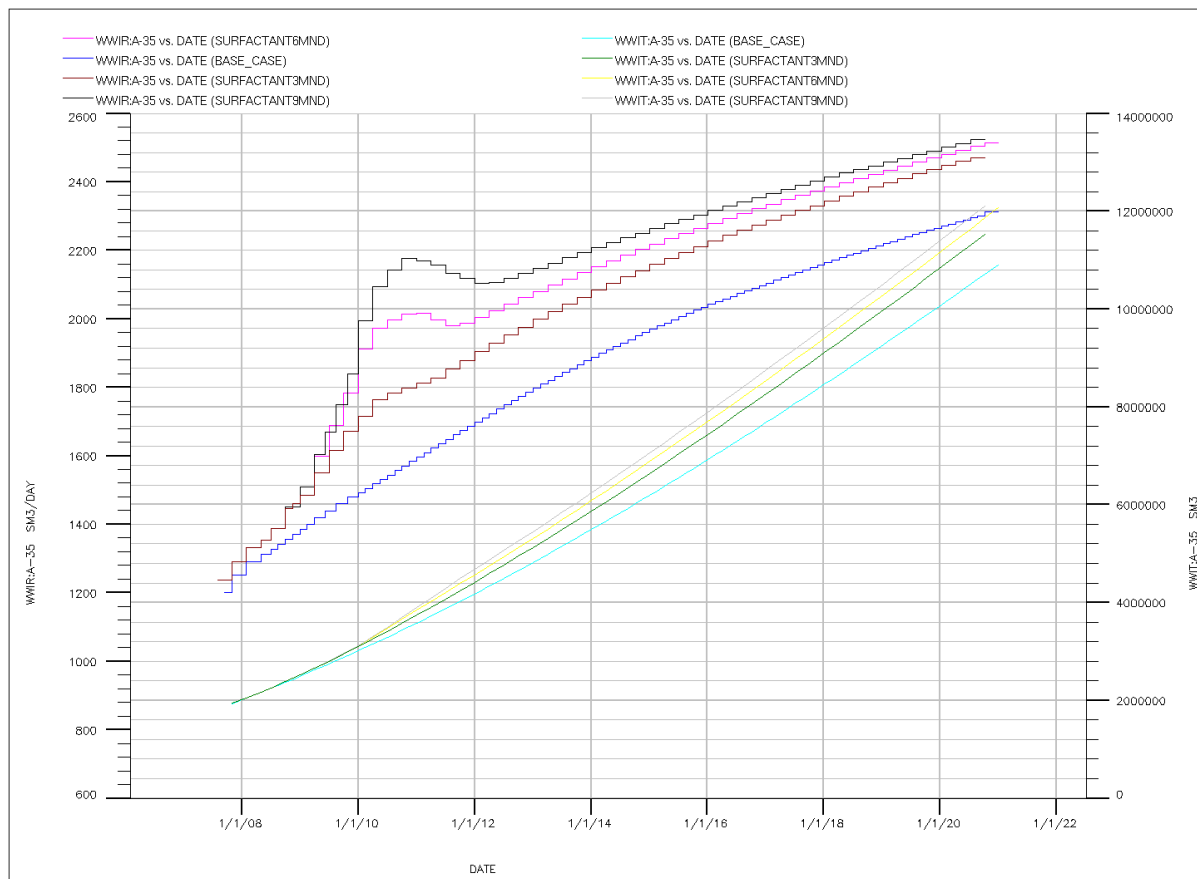
Figur 5-13: Tensidkonsentrasjon og Kapillærtall

Effekten av tensidet blir dermed begrenset hvis det ikke injiseres store mengder. Dette kan særlig forstås i sammenheng med at avstanden mellom brønnparet er forholdsvis stor, og at det dermed skal store mengder tensid til for at alt ikke skal være fullstendig adsorbent før det overhodet nærmer seg brønnen, selv i et tilfelle der tensidet strømmer i direkte linje. Brønnavstanden er til sammenligning med I1-segmentet, der PASF simuleringer var vellykket, omtrent dobbelt så stor. Før 2013 ser en dermed litt, om enn begrenset, effekt av tensidinjeksjonen. Denne trenden endres rundt år 2013 og etter 2013 inntreffer en helomvending i oljeproduksjonen. Base case med vannflømming resulterer i høyest oljerate, og etter som injeksjonsperioden av tensid blir lengre, jo lavere blir oljeproduksjonen i dette tidsrommet. Grunnene til dette kan være flere, men en forklaring kan være at bare et avgrenset område mellom brønnene blir drenert, og at det dermed ikke er så mye olje igjen å fortrenge på dette tidspunktet. For tensidsscenarioene har utvinningen inntruffet tidligere og oljeraten må som en naturlig konsekvens av dette minke hvis oljemetningen er lav. En annen forklaring er at tensidinjeksjon ikke bare forbedrer relativ permeabilitetskurvene til olje, men også til vann. Vannet strømmer lettere på samme tid som oljen gjør det. I tillegg vil man etter tensidsveip senke restoljemetningen i de delene konsentrasjonen er høy nok. Dette vil typisk være at tensidsveipet går der permeabiliteten er høy. Med senket restoljemetning går også relativ permeabilitetskurven til vannet opp, og selv etter at tensidsveipet har passert, med den effekt at kanalen som vannet gikk i før blir mer permeabel for vann, vil man følgelig få mer vann fra injektor til produsent. Dermed dannes det en kanal for vannet som strømmer mot brønnen, og vannproduksjonen øker. Som følge av denne effekten vil oljeproduksjonen minke. Denne teorien støttes av faktisk vannproduksjon i A-39A, se figur 5-14 under.



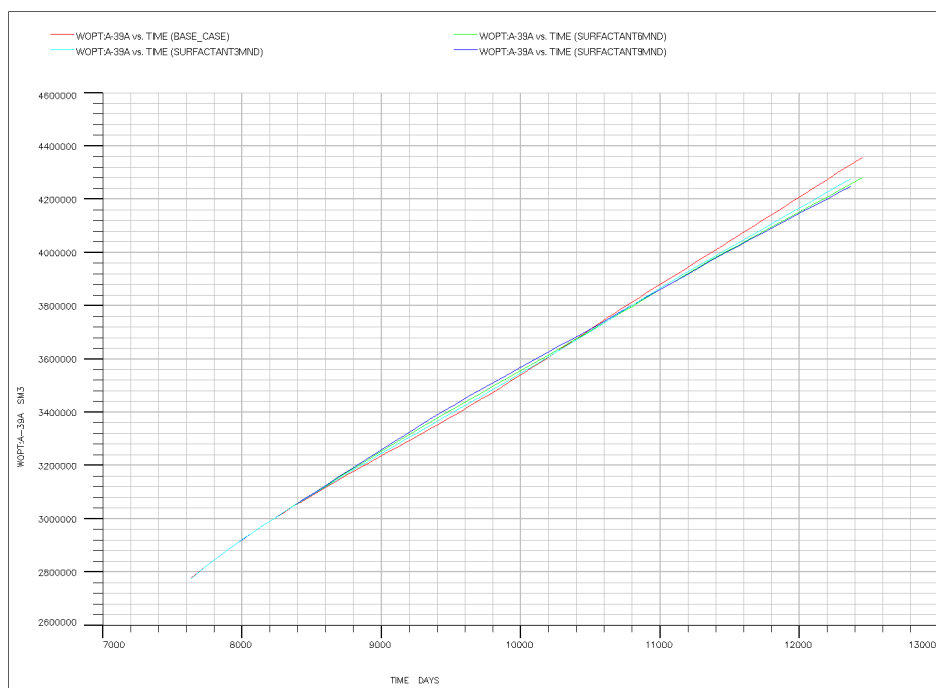
Figur 5-14: Vannproduksjon i A-39A

Injektoren, A-35, opplever effekten av vannets forbedrede relativitetskurver fra start av injeksjon. De endrede strømningssegenskapene til vannet medfører at mer vann må injiseres for å opprettholde injeksjonstrykket i brønnen, se figur 5-15 under. En større mengde vann injisert, medfører en relativ økning i vannmetning i forhold til base case. Denne økningen i vannmetning vil også forårsake en økning i relativ permeabilitet for vannet i området. For alle fire simuleringstilfellene er vannkuttet i store deler av perioden mellom 90% og 92%.



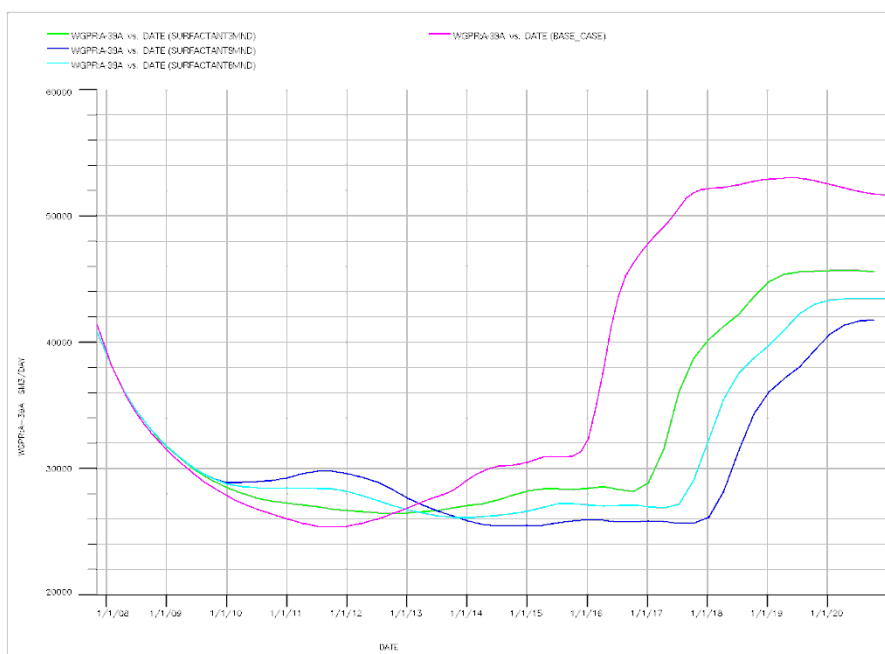
Figur 5-15: WWIR og WWIT vs. tid for ulike simuleringer med tensid

Tensidinjeksjon alene i H1-segmentet er i henhold til simuleringene lite hensiktsmessig. Hovedsakelig skyldes dette at tensidene blir tilnærmet totalt adsorbert på bergarten samt en uheldig endring av vannets egenskaper. Som følge av strømningssegenskapene til vann ved tensidinjeksjon viser det seg at base case gir best kumulativ oljeutvinning på 4.360.000 Sm³, mens injeksjon av tensid i 9 måneder gir kumulativ utvinning på 4.250.000 Sm³ olje. Kumulativt ligger likevel tensidinjeksjon over base case i en periode fra start, noe som kan medføre at tensidinjeksjonsscenarioene er å foretrekke i en nåverdiberegning. For oversikt over kumulativ mengde olje produsert, se figur 5-16 på neste side.



Figur 5-16, Kumulativ oljeproduksjon, A-39A

H1-segmentet produserer i denne perioden også en mengde gass, se figur 5-17. Som tidligere nevnt i kapittel 5.1.1 kan dette tyde på et gassgjennombrudd i brønnen fra gasshatten i reservoaret i 2016. Kumulativt produsert gass i 2018 viser størst gassutvinning i base case og mindre desto lengre tensidinjeksjonen pågår, se plott i Appendiks A-III. Det blir produsert kumulativt $4.4 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$ gass for base case og $4.04 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$ for tensidinjeksjon over 9 mnd.

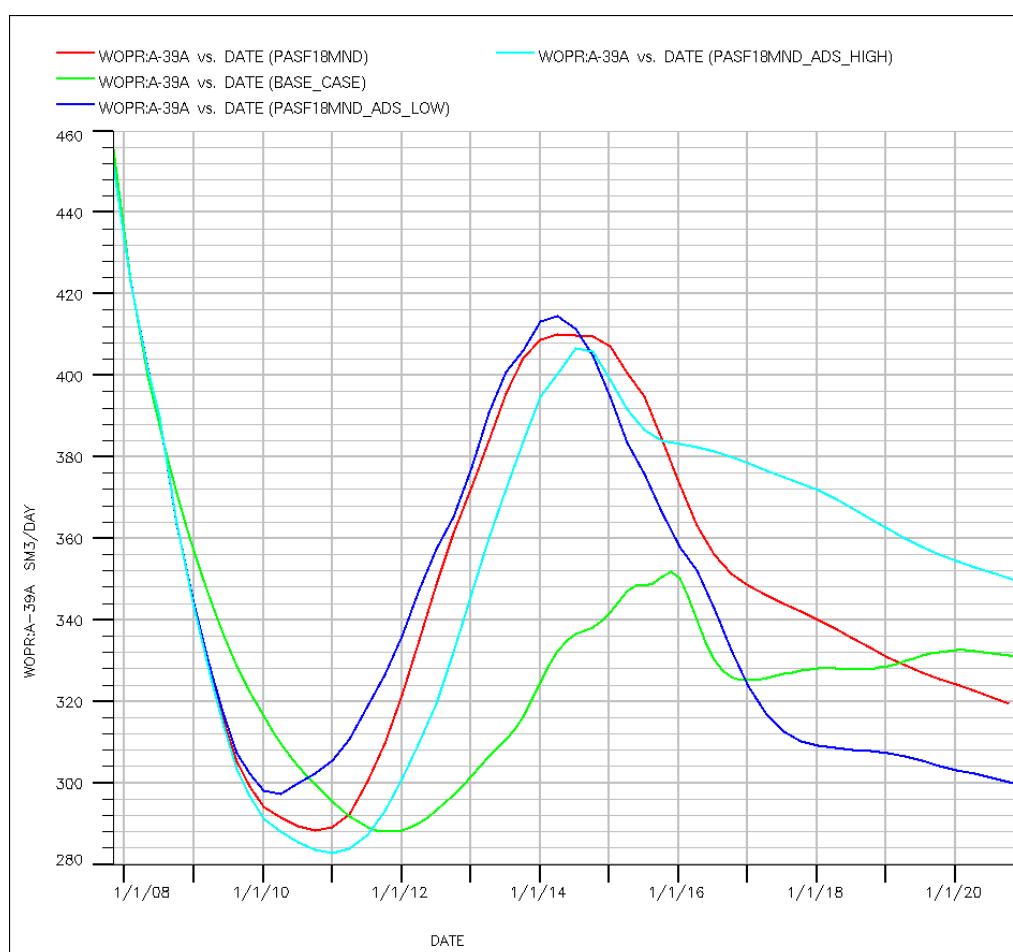


Figur 5-17: WGPR vs. Tid

For plott av BHP;A-39A, WWCT;A-39A og reservoartrykk (FPR), se Appendiks A-III.

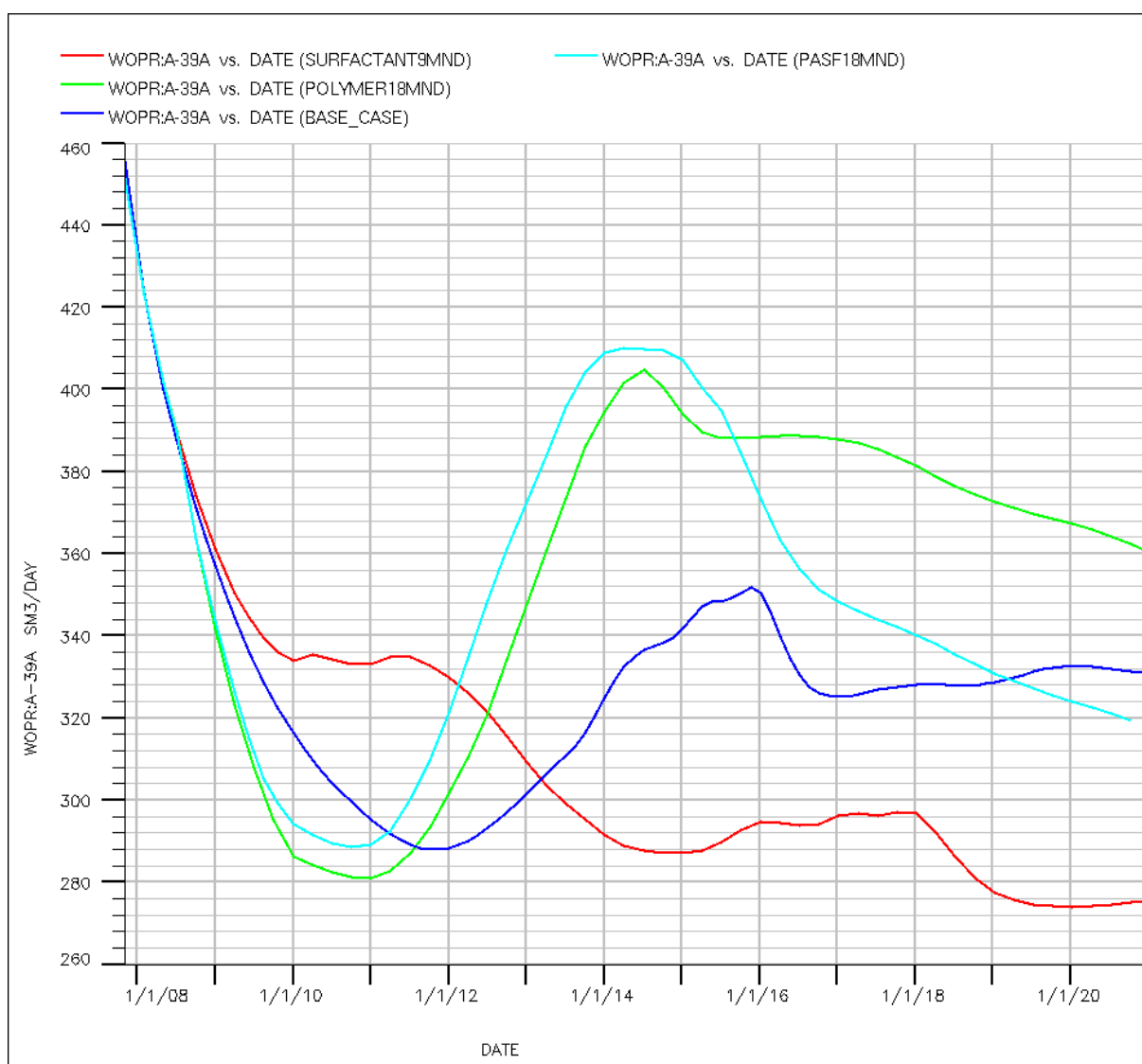
5.1.4. PASF – Polymer assistert Tensid Flømming

Flømmingsprosessen ved bruk av tensider og polymerer er en metode der tensider og polymerer injiseres først over et bestemt tidsrom med en gitt konsentrasjon. Deretter fortsetter polymerinjeksjon en bestemt periode med fast konsentrasjon for så å benytte vanninjeksjon den resterende simuleringsperioden. Konsentrasjonen av tensider er satt til 5 kg/Sm^3 og polymerkonsentrasjonen er kronologisk 500 ppm og 250 ppm i denne analysen. Disse konsentrasjonene og tidsrommene er basert på anbefalinger og tidligere studier utført av StatoilHydro, i tillegg til egne analyser beskrevet nærmere i kapittel 5.1.3. Disse kjemikaliene injiseres over tre tidsrom i tre ulike studier, henholdsvis 6, 12 og 18 måneder. I henhold til opprinnelig problemstilling skal en sensitivitetsanalyse også kjøres for hver studie der adsorpsjon av tensider blir vurdert. Sensitivitetsanalysene ble gjennomført på modell 1 der det ble gjort simuleringer med henholdsvis 0.017 mg/g, 0.17 mg/g (anbefalt konsentrasjon) og 1.7 mg/g adsorpsjon av tensid på reservoarbergarten. Resultatene fra denne analysen ble, av samme grunn som diskutert i kapittel 5.1.3, forkastet. Når det gjaldt simuleringer med modell 2, så var det bare mulig å gjenta en av sensitivitetsanalysene på grunn av tidsbegrensninger. Det ble valgt at denne sensitivitetsanalysen skulle utføres på PASF-flømming over 18 måneder, i og med at det ble antatt at effekter av flømming ville komme klarest frem i dette tilfellet. Videre presenterte resultater bygger på simuleringer kjørt med modell 2.



Figur 5-18: Sensitivitetsanalyse

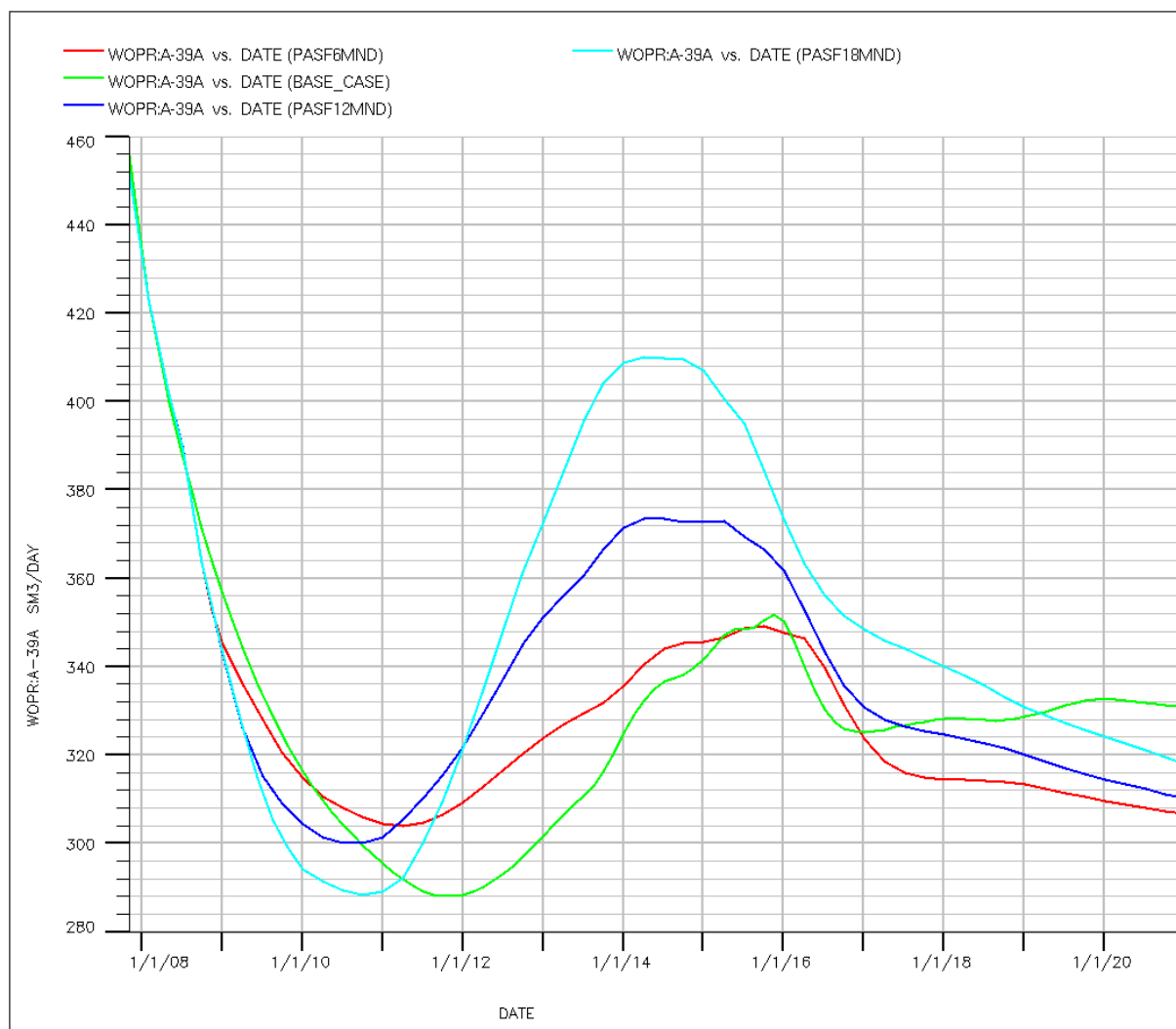
Figur 5-18 på forrige side viser oljeproduksjon for de fire tilfellene, base case, PASF med lav adsorpsjon, PASF med høy adsorpsjon og PASF med anbefalt adsorpsjon. Trendene viser at adsorpsjonssensitivitet vil påvirke oljeproduksjon. Lav adsorpsjon gir høyere utvinning ved start av produksjon, men desto lavere i slutten. Årsaken til dette er den forbedrede relative permeabilitetskurven til vann ved injeksjon som diskutert i kapittel 5.1.3. Den lavere adsorpsjonen gir desto større endring i relativ permeabilitetskurvene til vannet, og oljeproduksjonen synker tilsvarende. Strømningsegenskapene diskutert ved ren tensidinjeksjon reflekteres dermed i PASF analysen, og samme gjør trendene for polymer diskutert i kapittel 5.1.2. PASF, som er en kombinasjon av tensid og polymer, påvirkes dermed av effekter fra begge metodene. Dette kommer tydelig frem i figur 5-19 under.



Figur 5-19: A-39A Oljeproduksjon, fire studier til sammenligning

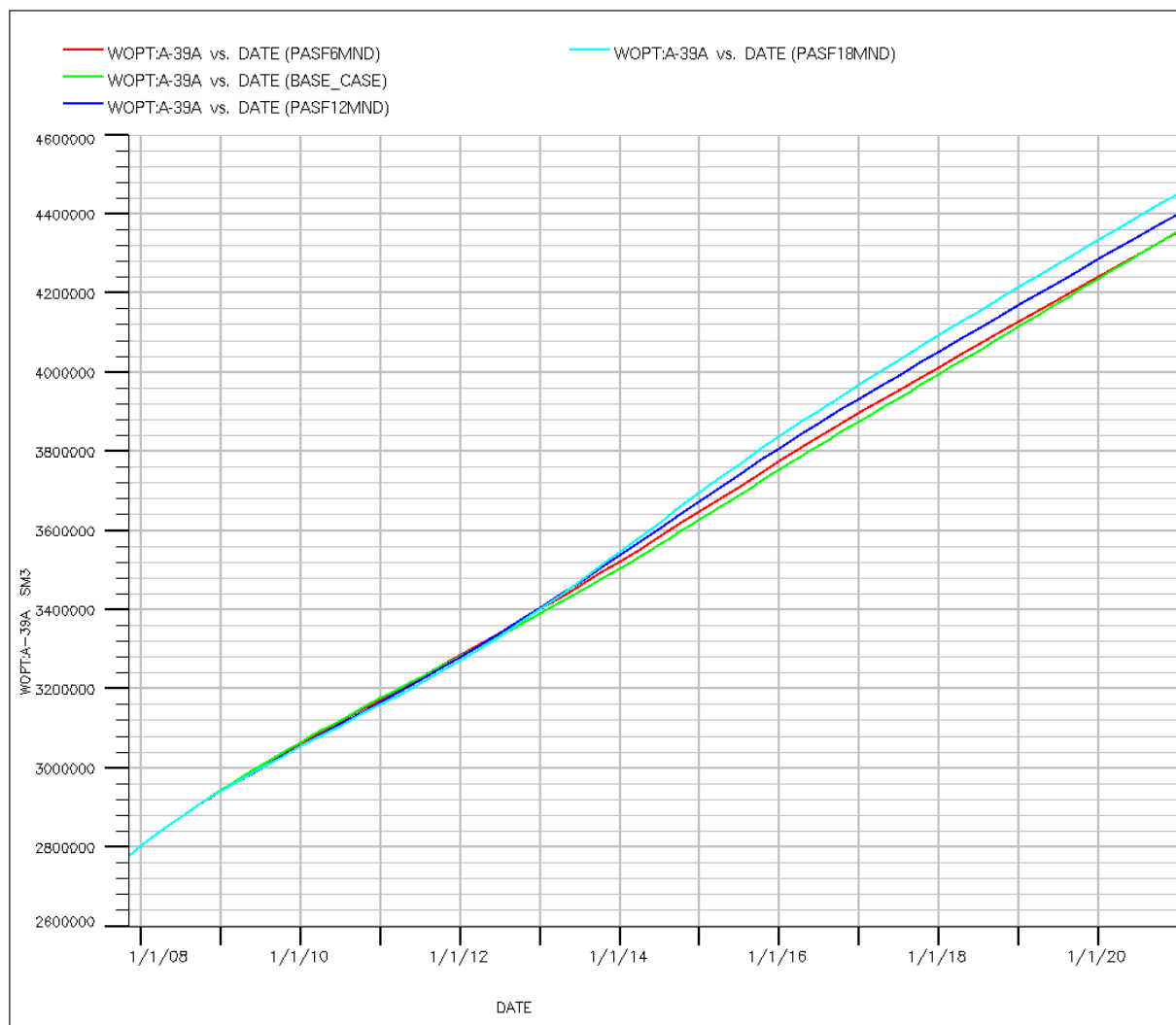
Figur 5-19 viser oljeproduksjon for de fire scenarioene; base case, polymerflømming, tensidflømming og PASF som funksjon av tid. Her trekker fordelene med tensidflømming polymerflømmingsscenarioet opp i startfasen og bakdelene scenarioet ned i slutfasen. I

sluttfasen er ulempene med tensidene så store at de faktisk ødelegger for PASF-flømmingen. Differansen i oljerate ved PASF og polymerfløemming ender på 40 Sm^3 per dag i polymerfløemming sin favør.



Figur 5-20: Oljeproduksjonsrate, A-39A

Figur 5-20 over viser oljeproduksjonsrate for de ulike injeksjonstidsrommene og base case. Plottet viser trendene i ratene over tid, blant annet viser plottet at base case gir høyest oljerate en kort periode ved begynnelse og slutt, mens PASF over 18 måneder gir høyest rate totalt. Årsaken til disse trendene er påvirkning fra polymerene og tensidene som tidligere diskutert. De to mekanismene hjelper og ødelegger for hverandre på ulike tidspunkt i produksjonen. Totalt utvunnet olje i perioden er høyest for PASF over 18 måneder, og denne produksjonen er $2.46 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ olje. Base case resulter i minste kumulativ utvinning med $4.36 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$ olje i perioden. For illustrasjon av kumulativ mengde utvunnet olje, se figur 5-21. Gassproduksjonen totalt over samme periode var lik for både base case og PASF 18 måneder, og var på $4.4 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$. For mer informasjon angående gassrater og produksjon, se Appendiks A-IV. Reservoartrykk og vannproduksjonsprofil er også tilgjengelig i Appendiks A-IV.



Figur 5-21: Kumulativ oljeutvinning A-39A

5.2. Økonomisk analyse

I og med at gruppen bare fikk 10 dager med den nye modellen, har kanskje den økonomiske analysen blitt preget av dette. Det har ikke blitt tid til å se på kostnader ved evt. modifikasjoner på plattformen for å få til injeksjon av kjemikalier. Det er tross alt relativt store mengder det er snakk om, og i tensidinjeksjon/PASF injiserte vi opp mot 5000 tonn tensid over injeksjonsperioden. For å sette denne størrelsen i sammenheng kan man si at denne mengden sannsynligvis hadde vært nok til å dekke hele Norges forbruk av såpe per år (~1kg pr. nordmann). Dermed er det lett å forstå at det ikke er mulig å oppbevare dette på plastdunker og bare ”tømme det nedi brønnen”. Det må altså enkelte modifikasjoner til på plattformen, noe som medfører kostnader som burde vært betraktet. Et antatt minstekrav i en slik sammenheng er en tank hvor man kan lagre kanskje opp mot et par hundre tonn kjemikalier, samt et rørsystem for å pumpe det inn i injektoren, uten at det har blitt tid til å kvantifisere kostnader eller vurdere ulike løsninger for dette.

I den økonomiske analysen har det blitt sett på inntekter, som er produsert olje multiplisert med forventet oljepris (~60\$/fat) diskontert med en rate på 9 %. I tillegg har utgifter blitt betraktet som en gitt pris pr kg tensid/polymer. Denne prisen er oppgitt av StatoilHydro til å være henholdsvis 20kr/kg polymer og 40 kr/kg tensid. Utgiftene til kjemikalier har blitt sett på som sikre, i og med injeksjon foregår over en relativ kort tidsperiode, og disse faktorene har dermed ikke blitt diskontert. Dersom betalingen hadde foregått over tidsperioden det ble injiserte, kunne beløpene blitt diskontert med den risikofrie renta, men i mangel av en betalingsplan har det blitt antatt at alt betales på en gang når injeksjonsperioden starter. Med dette relativt enkle nåverdioppsettet har det blitt beregnet nåverdi av de ulike casene og konkludert om hva som evt. kan være lønnsomt. Ligning 5.2.1 under har blitt benyttet i nåverdiberegningene.

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \dots\dots\dots \text{(Ligning 5.2.1 "Net Present Value")}$$

5.2.1. Base case

Jfr. vedlegg i Appendiks C, blir det observert at dersom kun vanninjeksjon blir foretrukket som utvinningsmetode frem til 2020, vil det bli produsert ~1.6*10⁶ Sm³ olje, Denne mengden vil med diskonteringsfaktor og oljepris oppgitt av StatoilHydro, gi en nåverdi på 2.2 mrd NOK. Alle analyser av alternative scenarioer vil bli sammenlignet med dette, og det vil kun bli oppgitt meravkastning/tap i forhold til base case.

5.2.2. Tensid

Jfr. den tekniske diskusjonen om resultatene ved tensidinjeksjon i kapitel 5.1.3, er det ikke spesielt rart at denne metoden ikke lønner seg i Nedre Brent i H1-segmentet. Ved 3,6 og 9 mnd injeksjon med 5kg/Sm³ injisert mengde tensid, ble det beregnet et tap på henholdsvis 72, 101 og 121 MNOK. Denne metoden blir altså ikke regnet som spesielt gunstig.

5.2.3. Polymer

Ved injeksjon av polymer ble resultatene lang gunstigere enn for tensid, fordi kostnadene ved å injisere polymer er langt lavere enn ved injeksjon av tensider. Dette skyldes i stor grad at polymerkonsentrasjonen ($0.5\text{kg}/\text{Sm}^3$) var mye lavere enn tensidkonsentrasjonen ($5\text{kg}/\text{Sm}^3$) som ble benyttet, samt en lavere pris per kg kjemikalium. Ved polymerinjeksjon i 6, 12 og 18 mnd. ble det beregnet en positiv NPV på henholdsvis 3, 51 og 101 MNOK.

5.2.4. PASF

Det ble i de økonomiske betraktningene for PASF observert en positiv effekt, men jfr. den tekniske diskusjonen i kapittel 5.1.4, så ble det konkludert med at tensidet ødela mer enn det bidro positivt. Det ble simulert en merutvinning i forhold til base case, men denne ble lavere enn dersom man fjernet tensidet og bare brukte polymer. Ved bruk av PASF i 6, 12 og 18 mnd. ble det beregnet en NPV på henholdsvis -32, 12 og 48 MNOK.

Alt i alt var det altså polymerflømming i 18 mnd som gav høyest NPV, og det er derfor denne teknikken som blir anbefalt for videre utvinning av Nedre Brent i H1-segmentet.

6. Konklusjon

Tensidflømming viste seg å gi dårlig effekt med lavere produksjon enn base case, noe som gjør at denne metoden derfor er uaktuell. PASF-behandling viste seg å gi positiv NPV ved 12 mnd eller lengre injeksjonsintervall, men var alltid dårligere enn kun polymer, som ved 18 mnd injeksjonsintervall viste seg å gi 101 MNOK i positiv NPV (~6 % meravkastning sett i forhold til base case).

Det er mye usikkerheter knyttet rundt simuleringene med modellen. Tensid og polymer kan få ulike egenskaper når de injiseres sammen, enn hva de har hver for seg. Estimeringen av vektfunksjon og adsorpsjonsrate er vanskelig å verifisere. Historisk har blitt dannet en del H_2S i H1-segmenet som et resultat av vanninjeksjon over tid, og dette kan i virkeligheten være med på å redusere viskositeten til polymeren, og dermed gi dårligere effekt. Ved injeksjon av polymer øker viskositeten, og man får følgelig injisert mindre vann med samme bunnhullstrykk. Det er også lite trolig at viskositeten ikke går ned på grunn av antatt høy skjærspenning rundt f.eks. perforeringene i injektoren. Her ville det antakelig blitt et mer realistisk resultat ved å inkludere opsjonen i Eclipse som senker viskositeten ettersom skjærspenningen øker (PLYSHEAR).

Som nevnt i rapporten er denne analysen litt mangelfull av ulike årsaker, primært pga at relativ permeabilitetskurvene opprinnelig var satt feil, noe som ble oppdaget sent og med følgende dårlig tid til å simulere alt på nytt. Selv om polymer framstod som klart beste valg er det mye som bør tas hensyn til. Kostnader for å løse logistikkproblemer og injektormodifikasjoner er ikke medberegnet, og det var som nevnt flere usikkerheter rundt modellen som bør vurderes.

StatoilHydro har gitt uttrykk for at kun PASF behandling er aktuelt. Det ser derfor ut til at det ikke kommer til å bli noen kjemisk injeksjon i Nedre Brent formasjonen i H1-segmentet med det første.

7. Kildehenvisning

A.Pope, G. (2007). *Overview of Chemical EOR*.

Aarra, M., & Standnes, D. C. (2008). *PASF injeksjon i H1 segmentet på Gullfaks HF [PDF]*.

Akzo Nobel Surfactants. (2006). *Enhanced Oil Recovery(EOR) - Chemicals and Formulations*.

Argonne National Laboratory. (u.d.). *Fact Sheet - Underground Injection for Increasing Oil Recovery*. Hentet fra <http://web.ead.anl.gov/pwmmis/techdesc/injecteor/index.cfm>

BioBasics. (2008). Hentet fra <http://www.biobasics.gc.ca/>

IEA. (2007). *World Energy Outlook*. Hentet fra www.iea.org

Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall - ISBN: 0-13-281601-6.

NPD. (2008). Hentet fra www.npd.no

Schlumberger. (2007). *Schlumberger Technical Manual*. Hentet fra http://www.ipt.ntnu.no/manuals/eclipse/ecl_td/ecl_td.pdf

Skjæveland, S. M., & Kleppe, J. (1992). *SPOR Monograph: Recent advances in improved oil recovery methods for north sea sandstone reservoirs*. NPD - ISBN: 82-7257-340-7.

SNF. (u.d.). *EOR - Oil Division - Manufacturer of Polymers for EOR*. Hentet fra <http://www.snf-oil.com/>

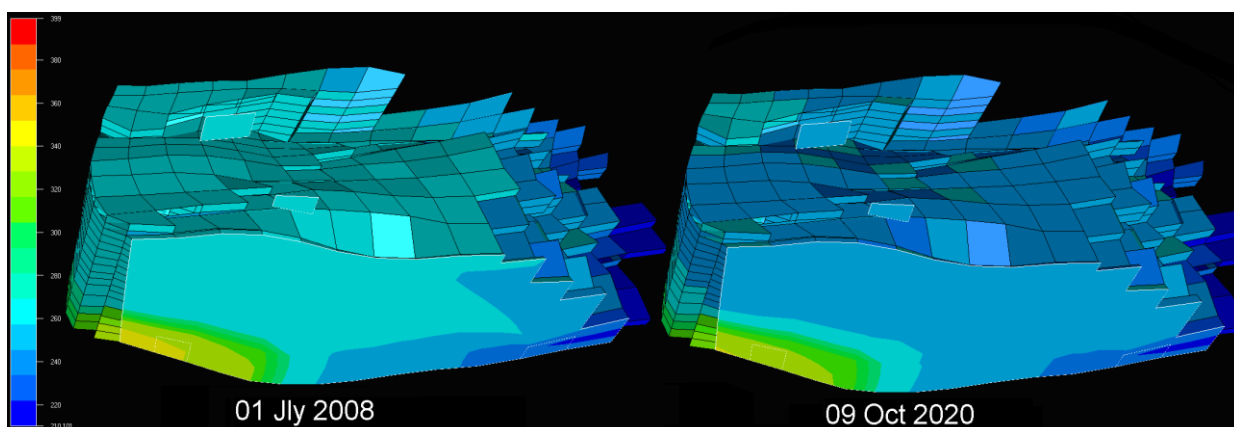
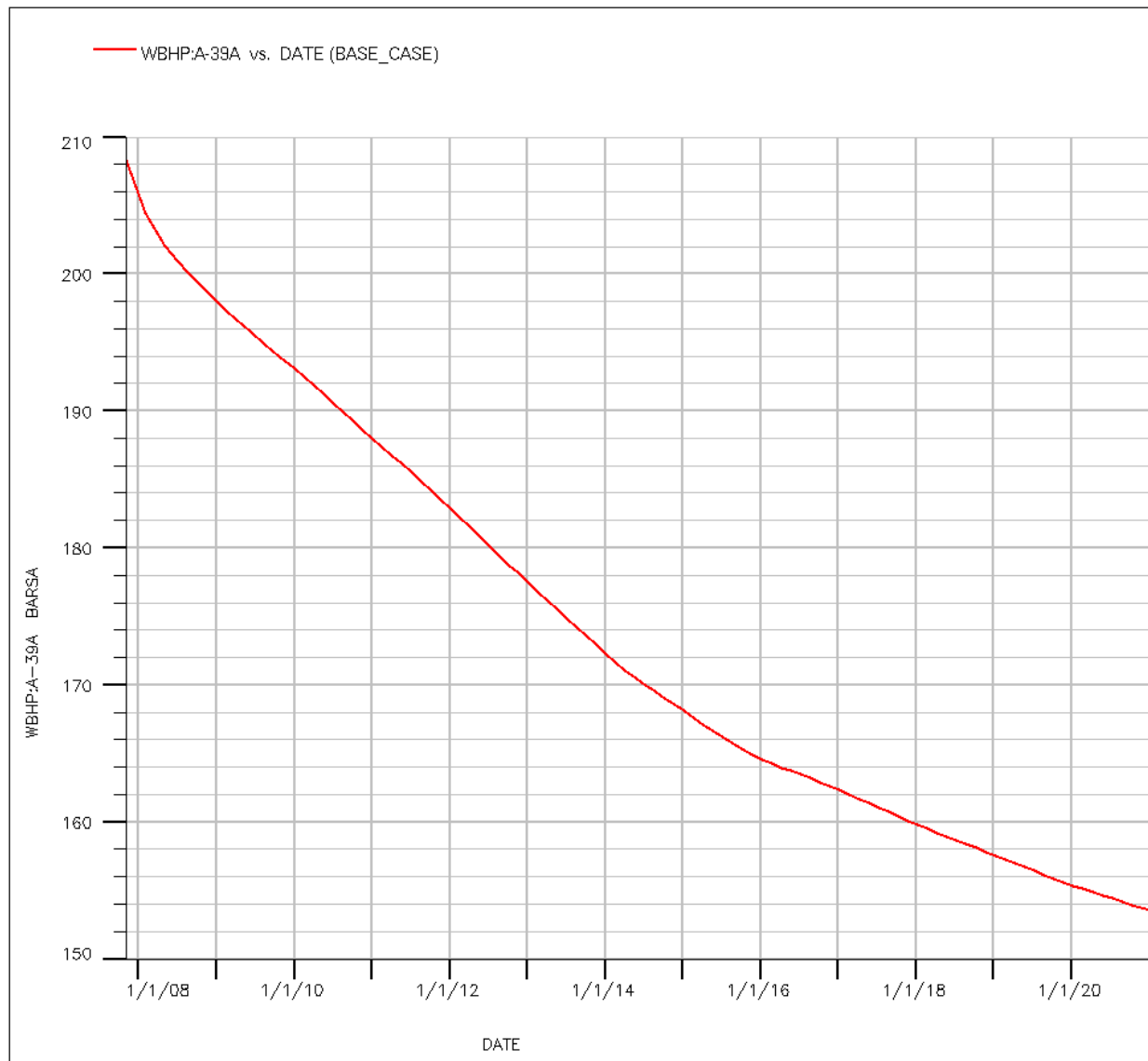
Tolstikh, L., Akimov, N., Golubeva, I., & Shvetstov, I. (1992). *International Journal of Polymeric Materials*. Hentet fra <http://dx.doi.org/10.1080/00914039208041113>

Zolotukhin, & Ursin. (2000). *Introduction to petroleum Reservoir Engineering*. Høyskoleforlaget, ISBN: 82-7634-065-2, h.

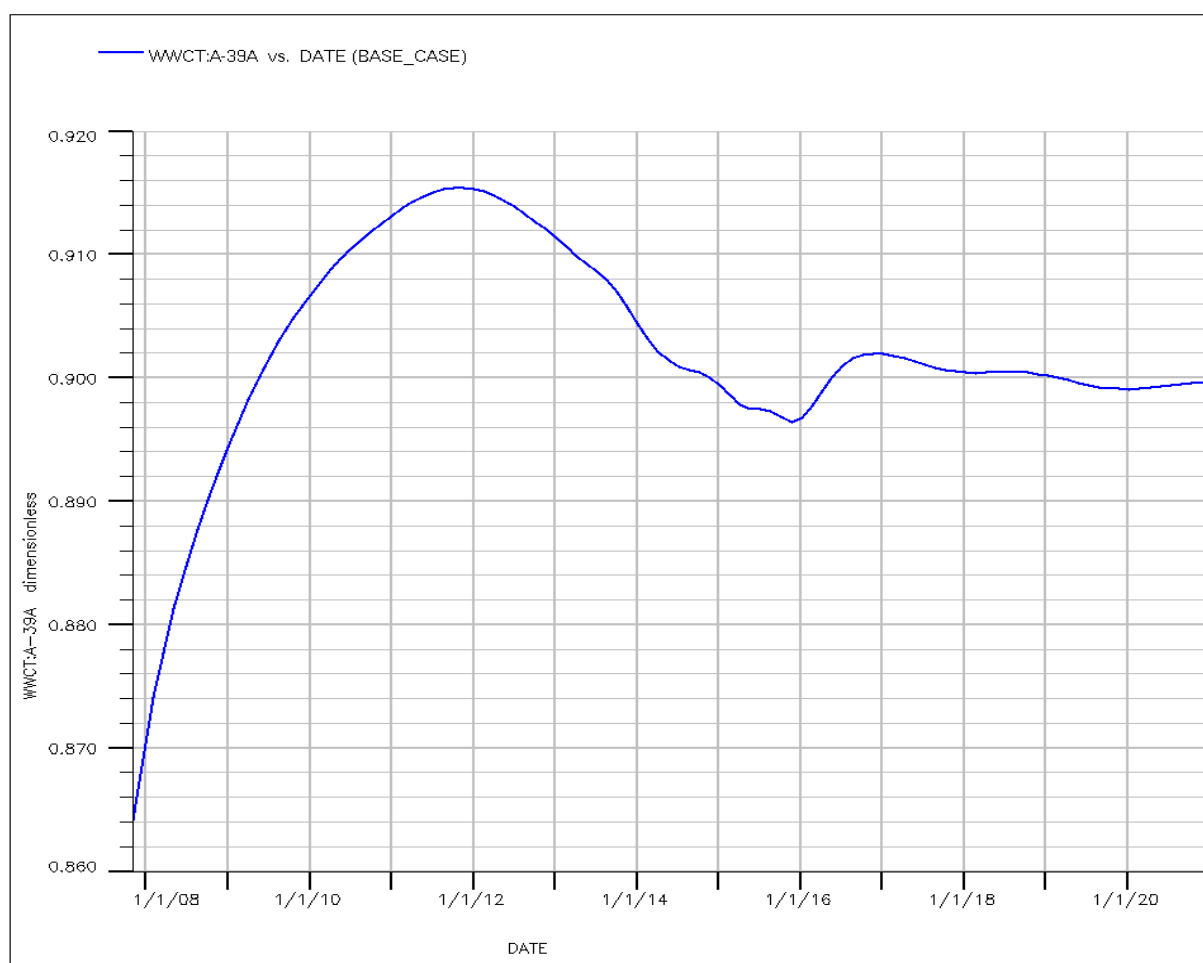
Appendiks A – Simuleringsplot

I) Base case

Trykkfall i A-39A vs. tid ved simulering av base case

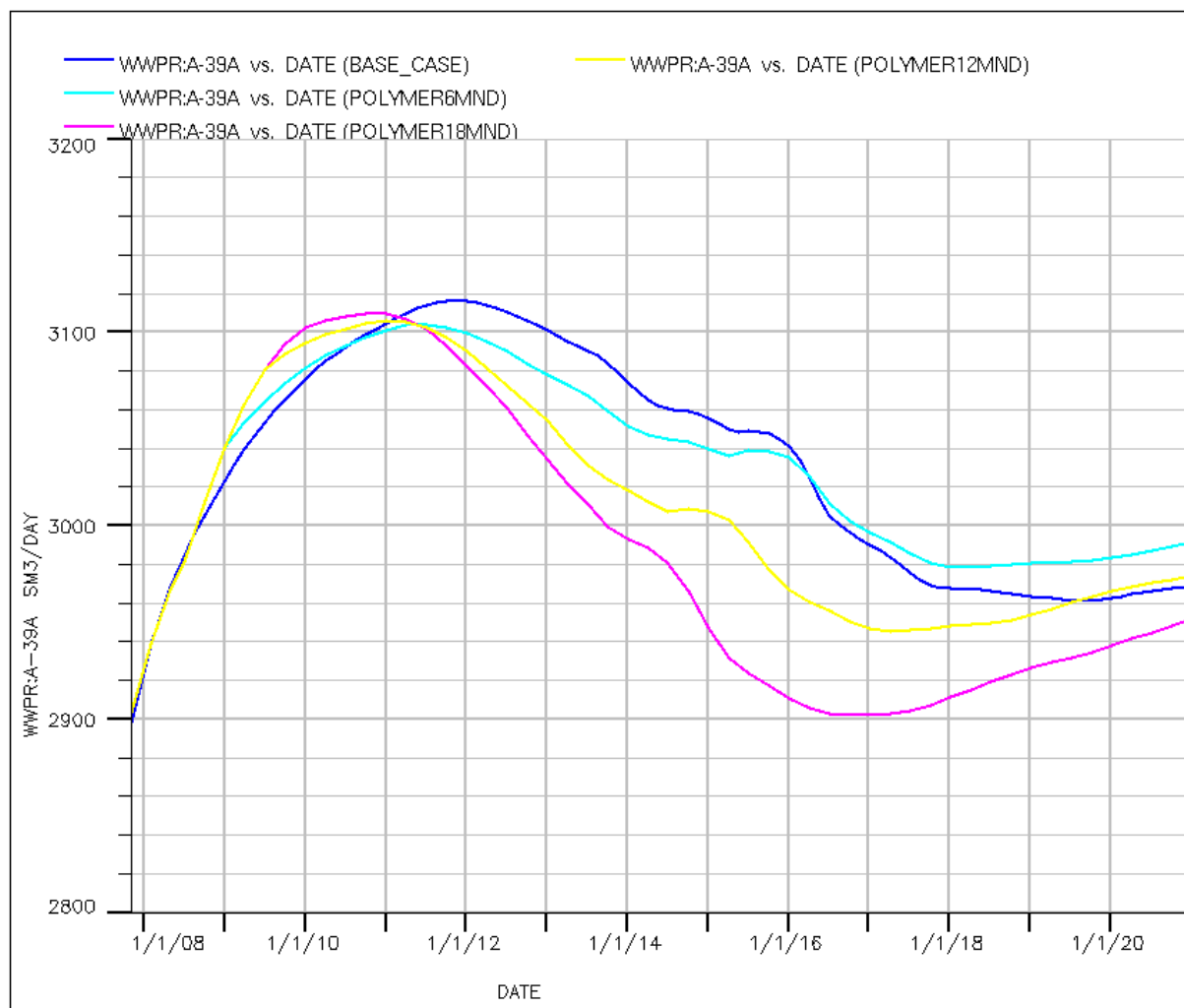


Vannkutt i produsent A-39A vs. tid ved simulering av base case

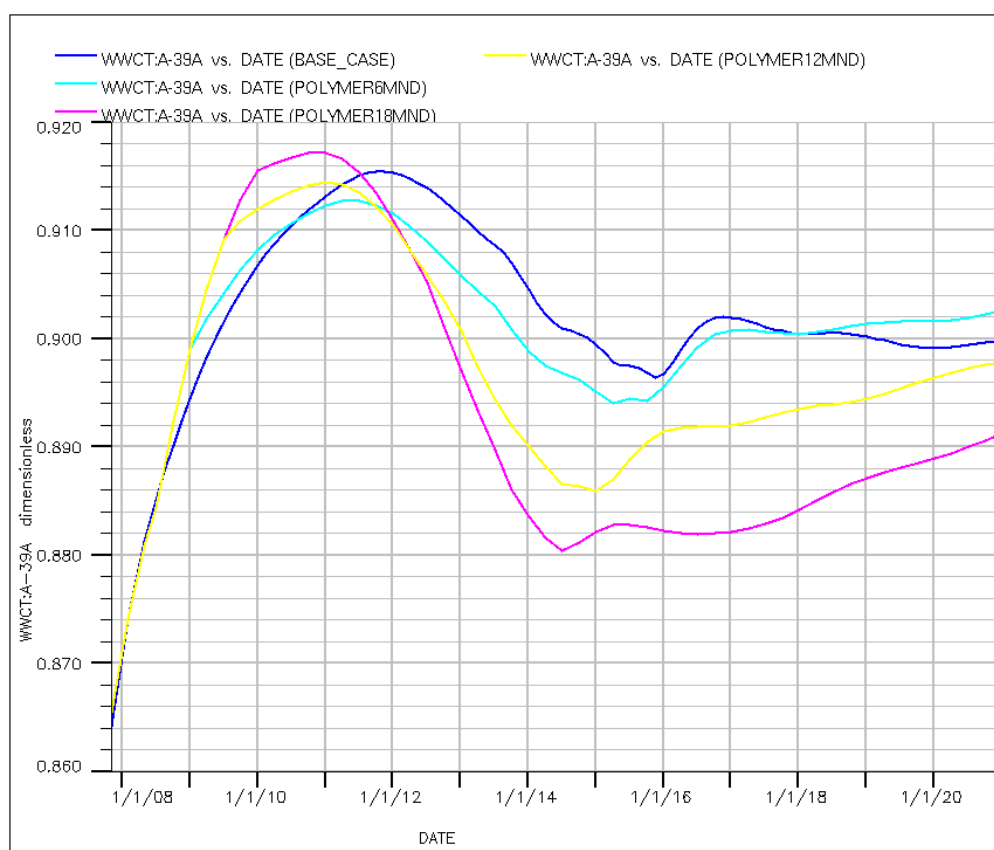


II) Polymerinjeksjon

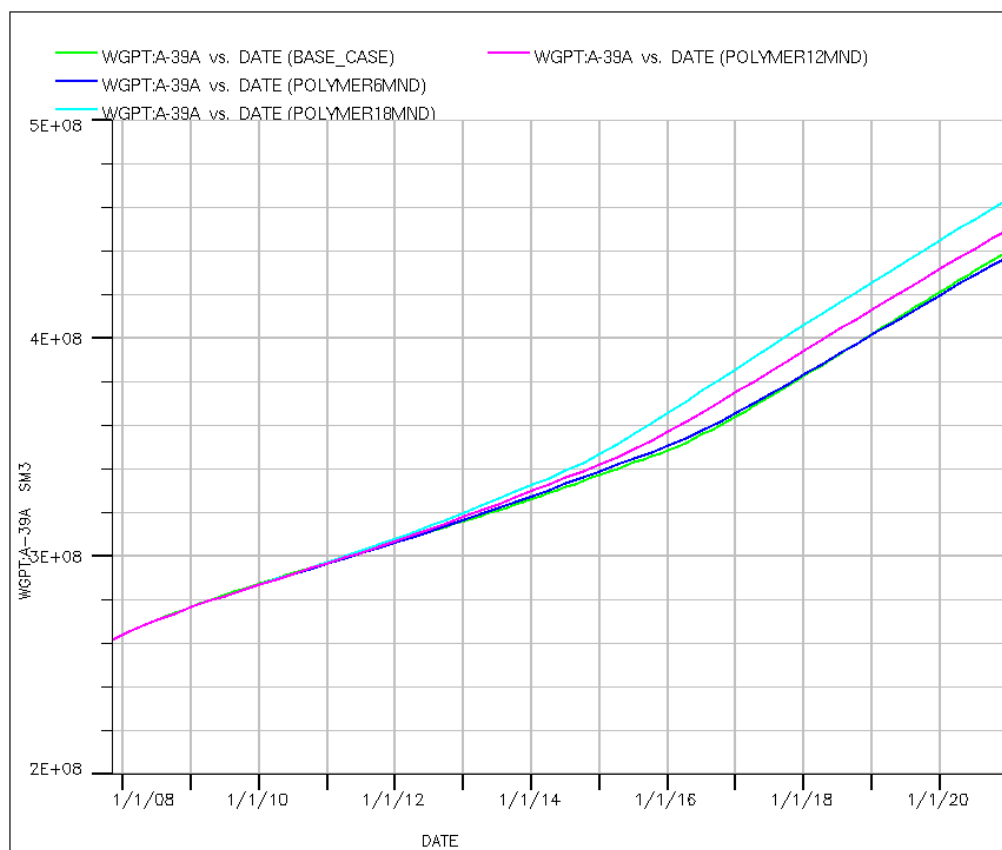
Vannproduksjon i A-39A vs. tid ved polymerinjeksjon



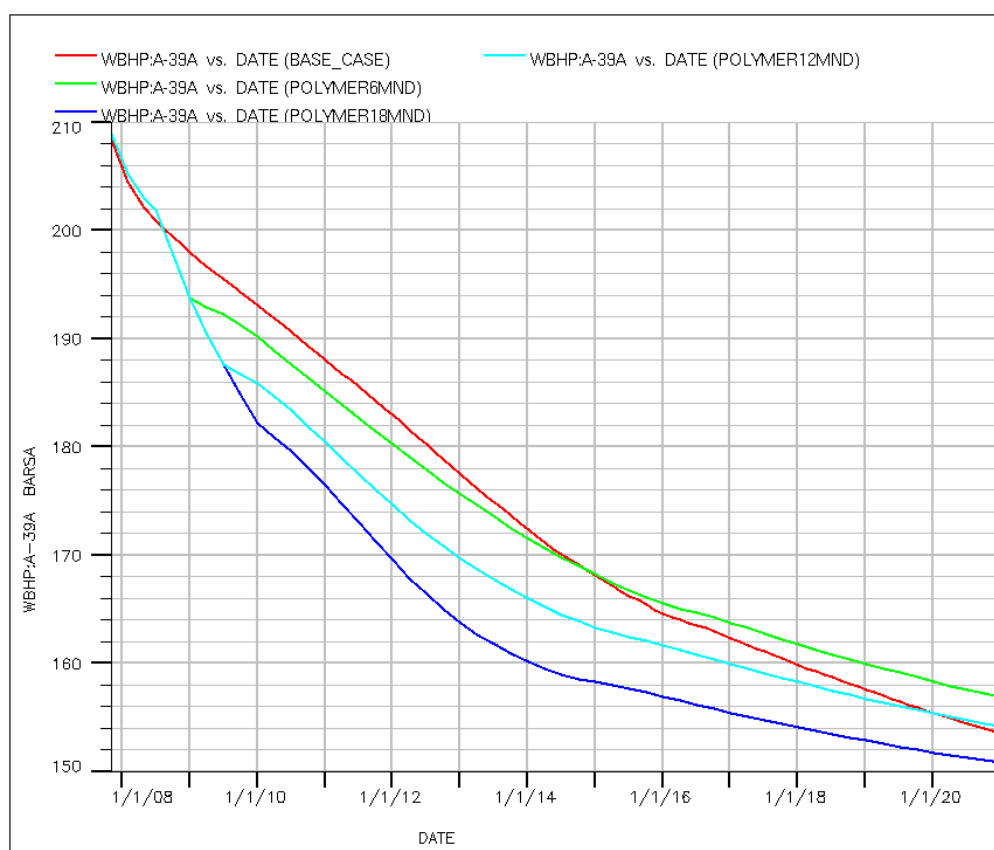
Vannkutt i A-39A vs. tid ved polymerinjeksjon



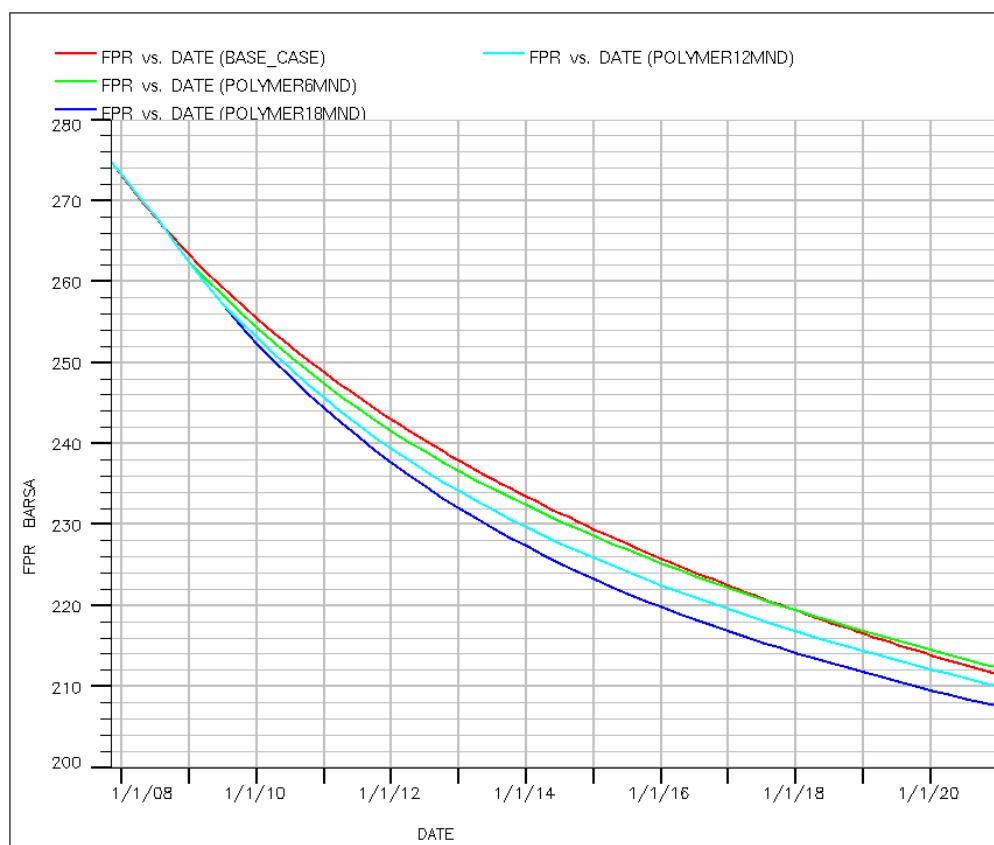
Kumulativ mengde gass produsert i A-39A vs. tid ved polymerinjeksjon



Bunnhullstrykk(BHP) i A-39A vs. tid ved polymerinjeksjon

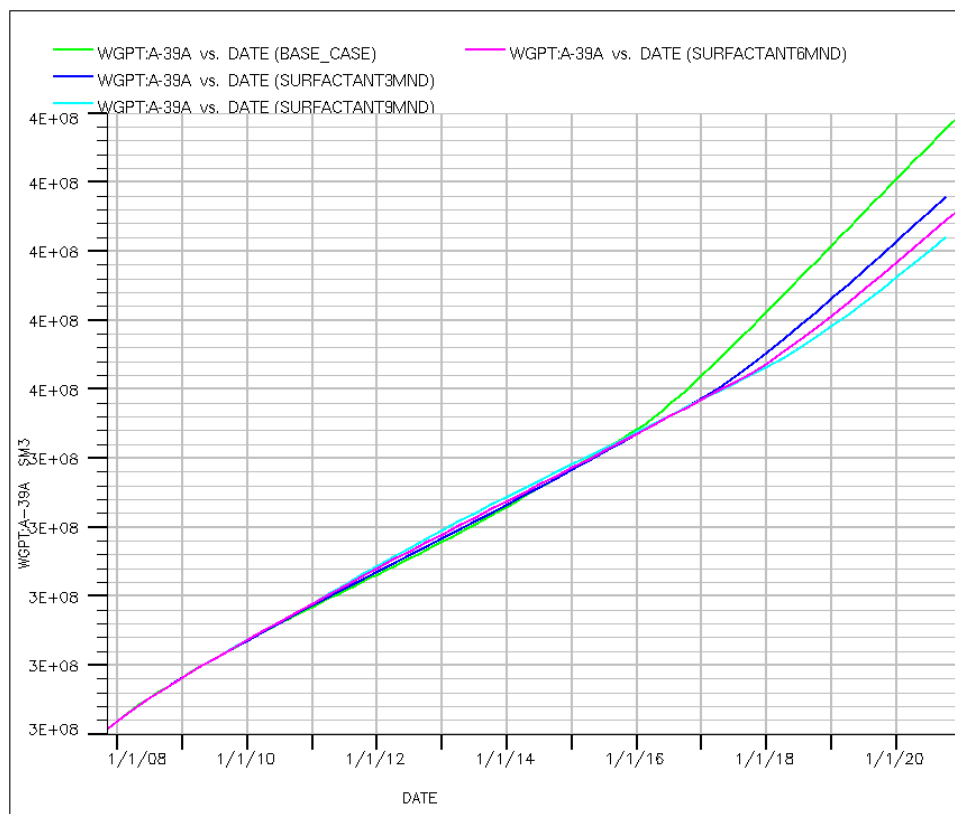


Reservoartrykk(FPR) vs. tid ved polymerinjeksjon

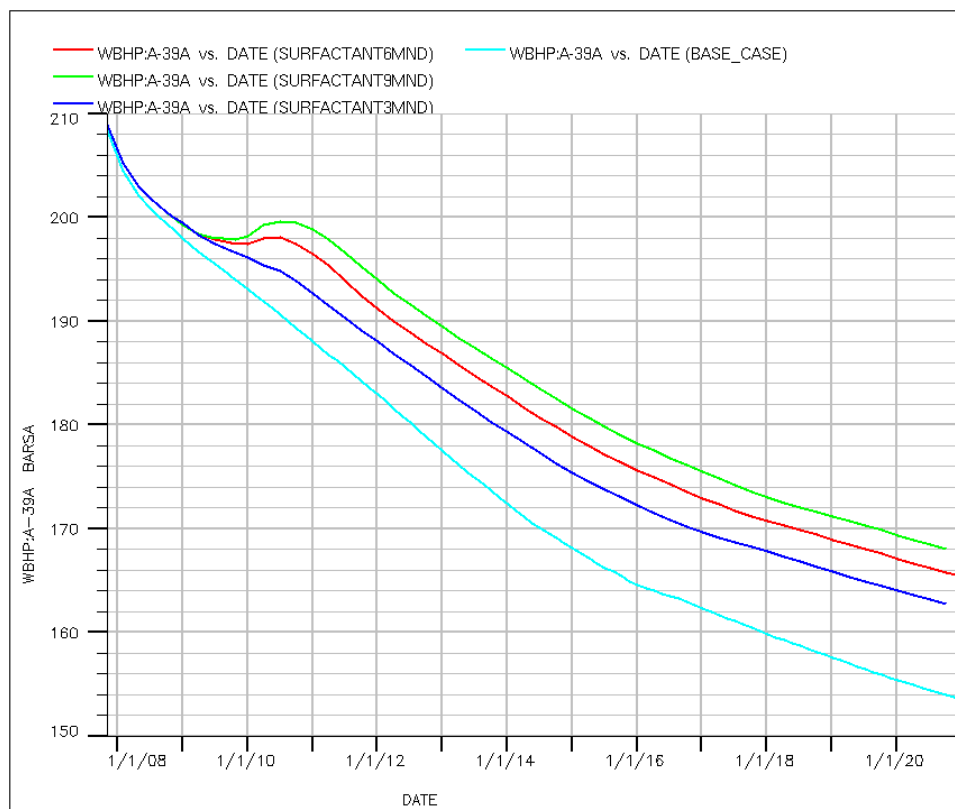


III) Tensidinjeksjon

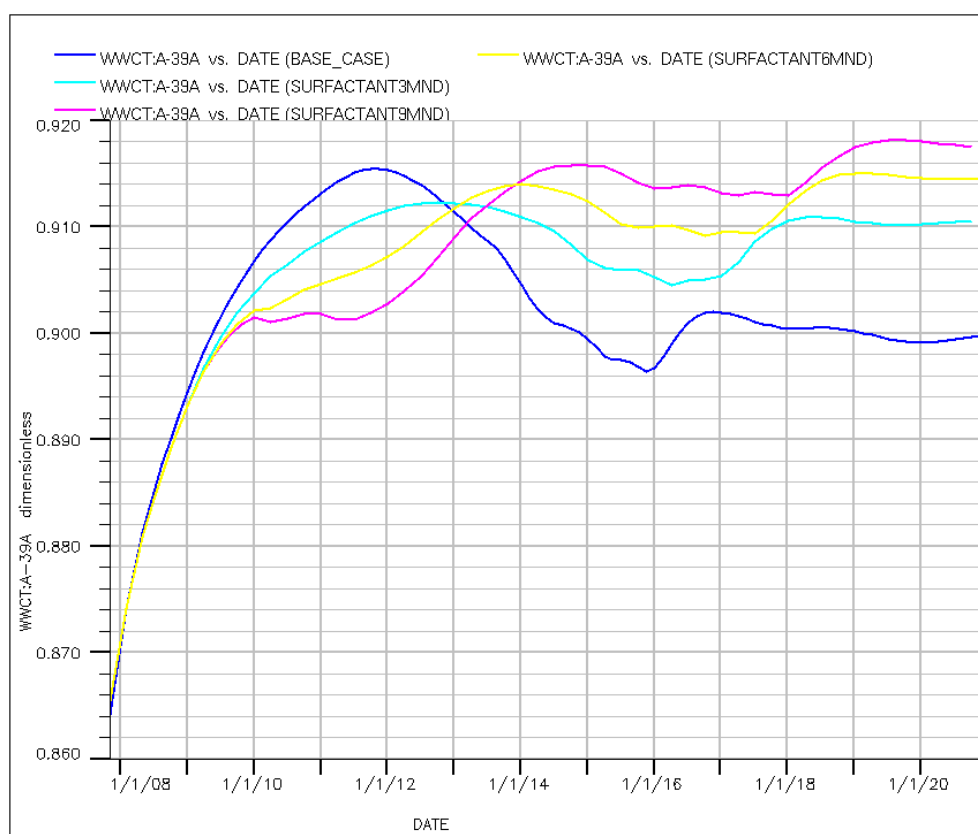
Kumulativ gassproduksjon i A-39A vs. tid ved tensidinjeksjon



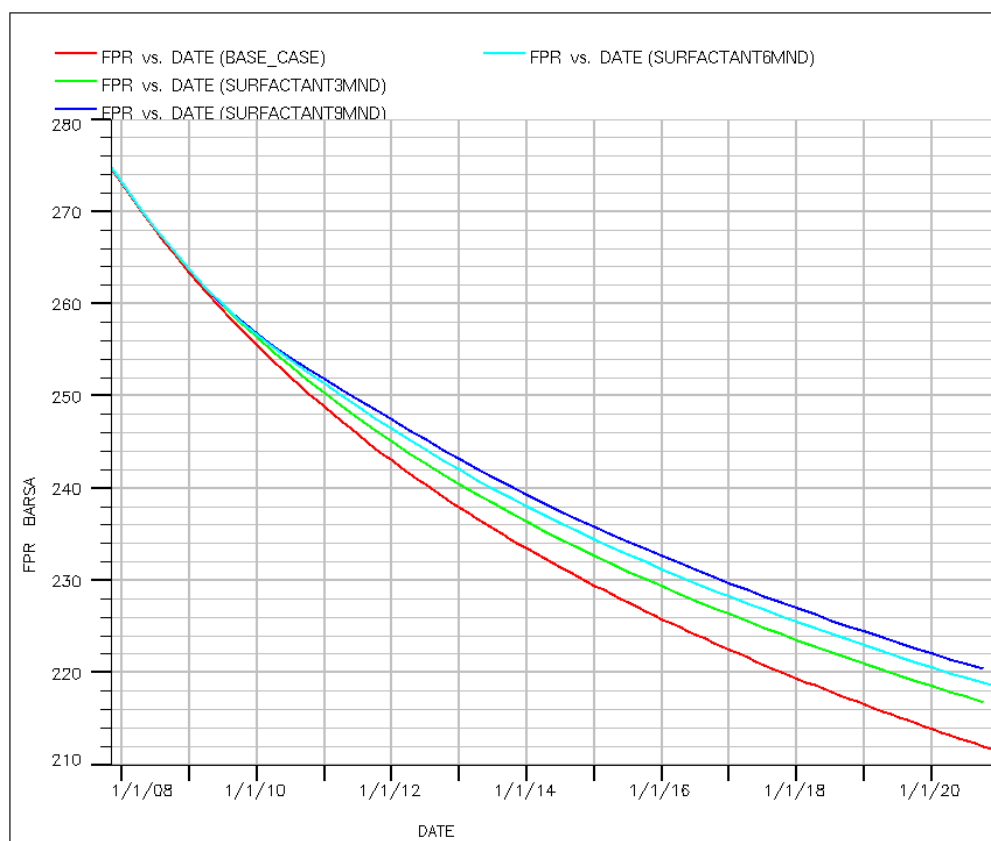
Bunnhullstrykk(BHP) i produsent A-39A vs. tid ved tensidinjeksjon.



Vannkutt i produsent A-39A vs. tid ved tensidinjeksjon

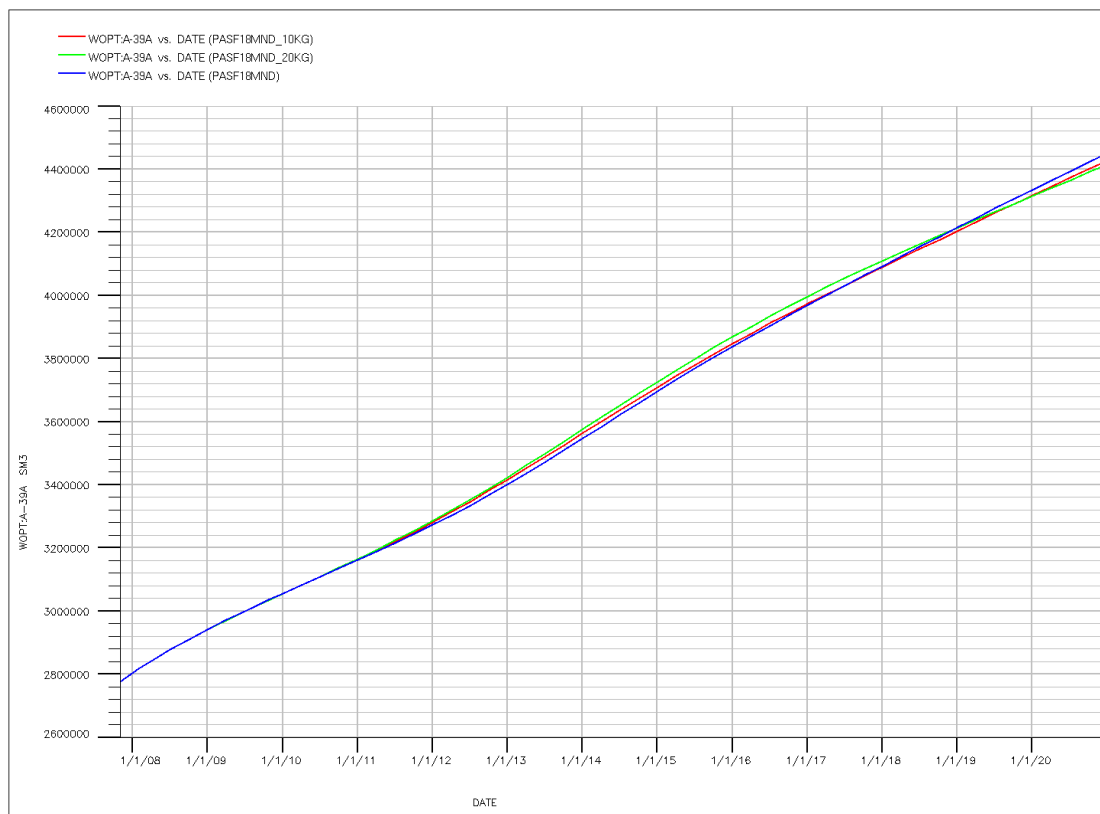


Reservoartrykk(FPR) vs. tid ved tensidinjeksjon

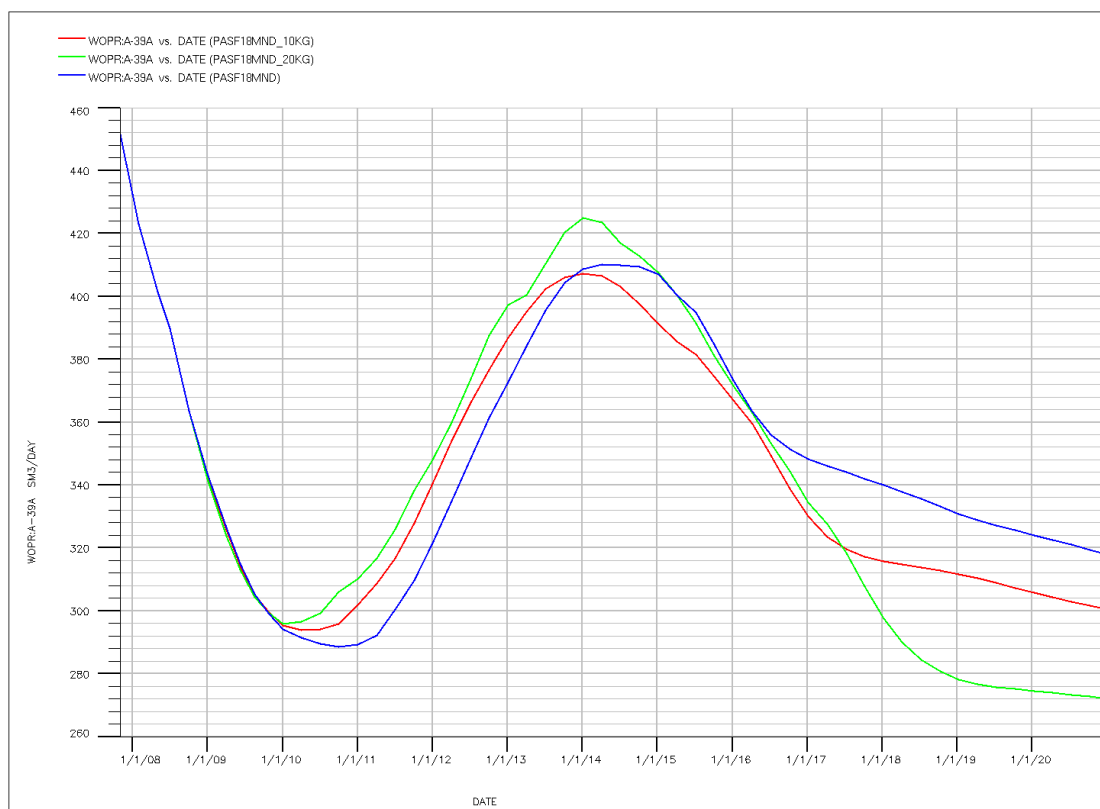


IV) PASF

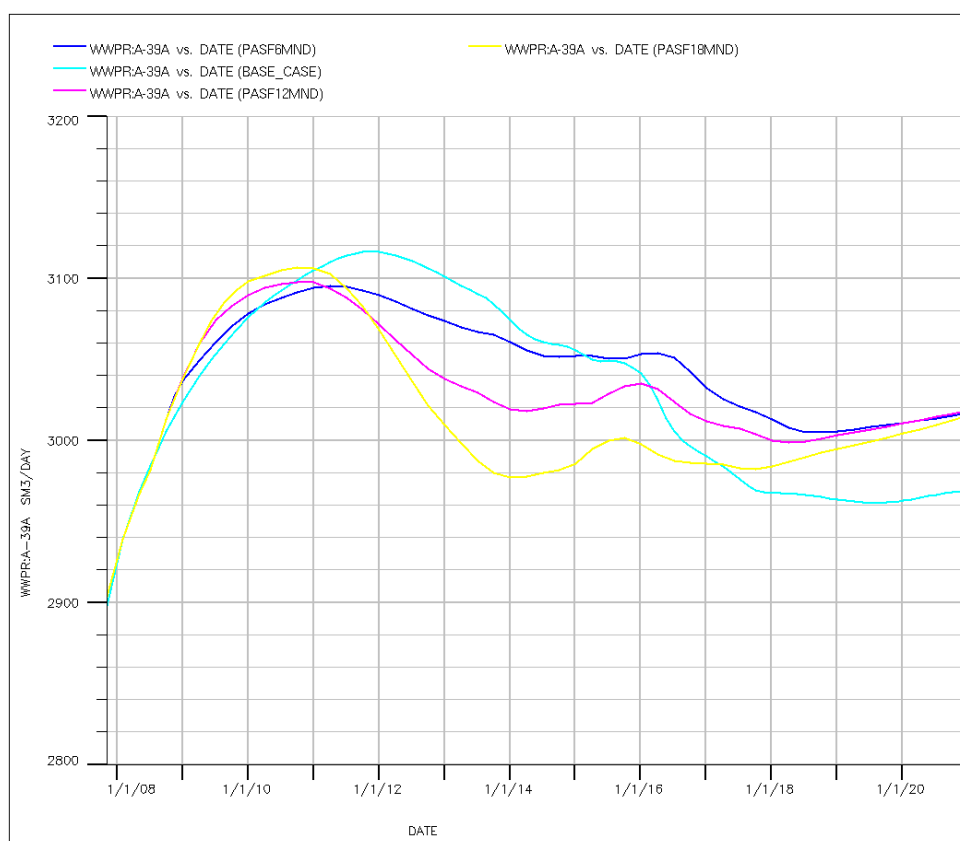
Kumulativ mengde olje produsert i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



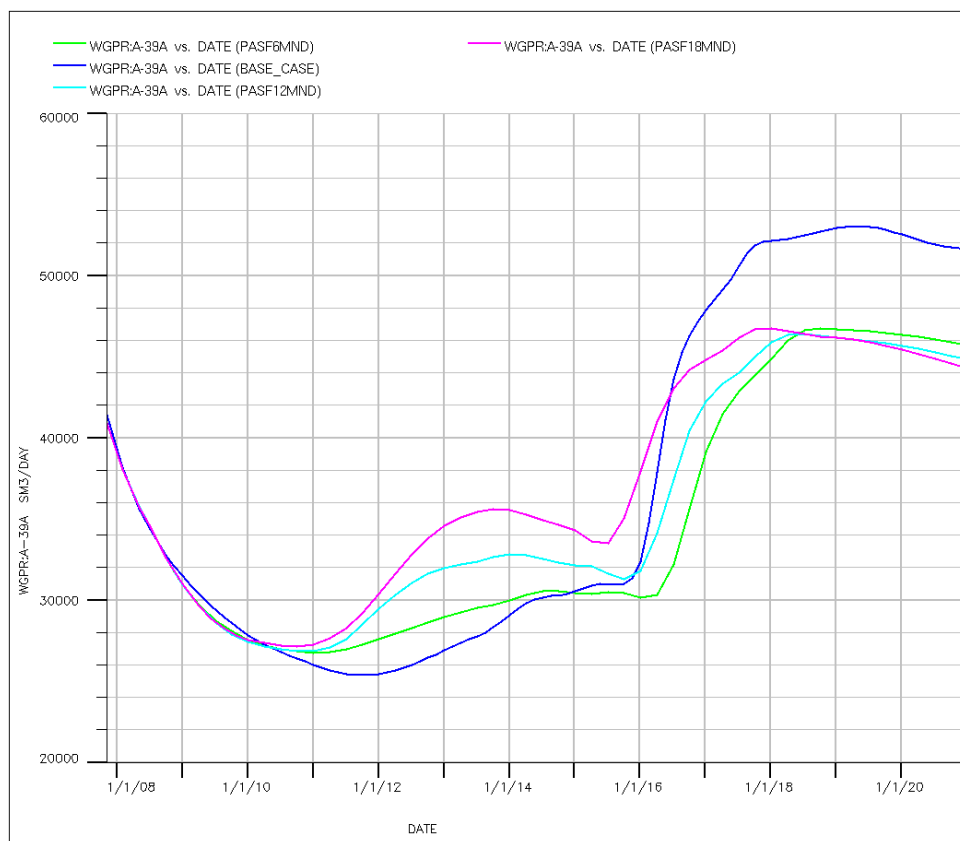
Oljerate i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



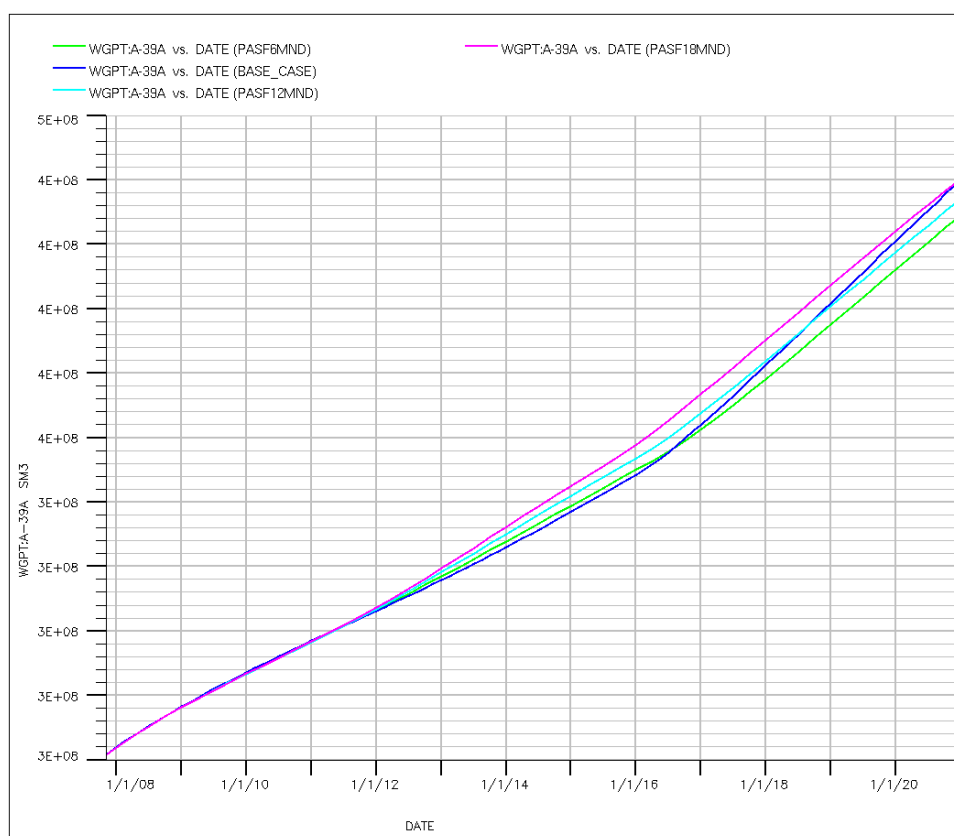
Vannrate produsert i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



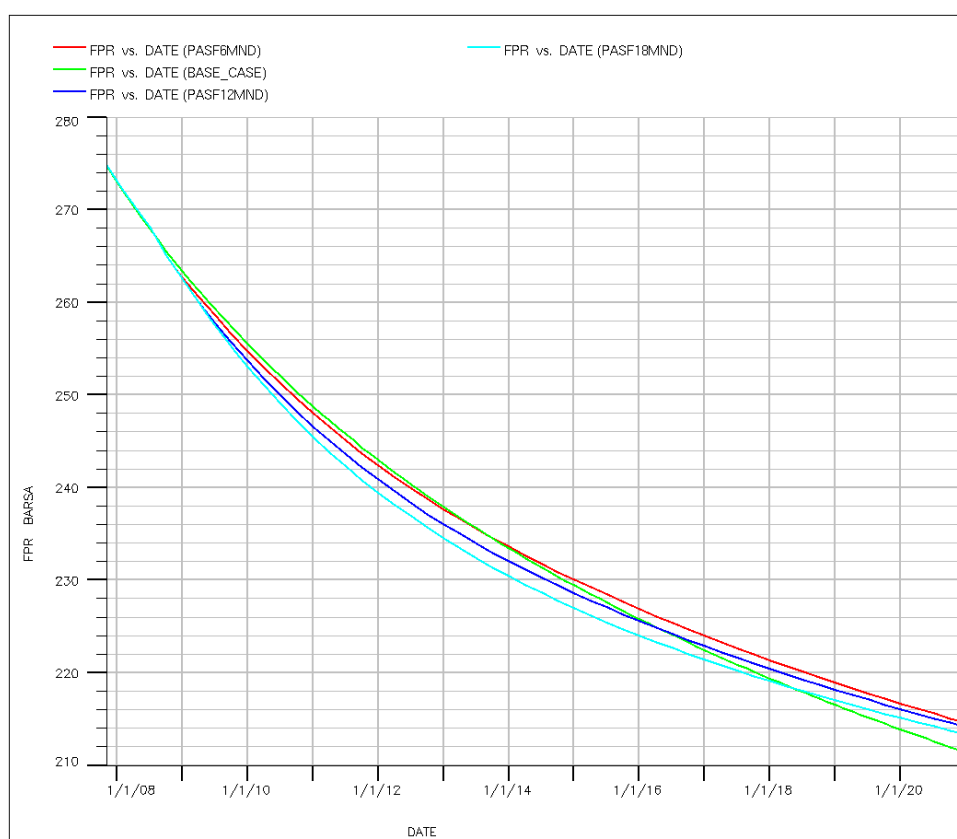
Gassproduksjonsrate i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



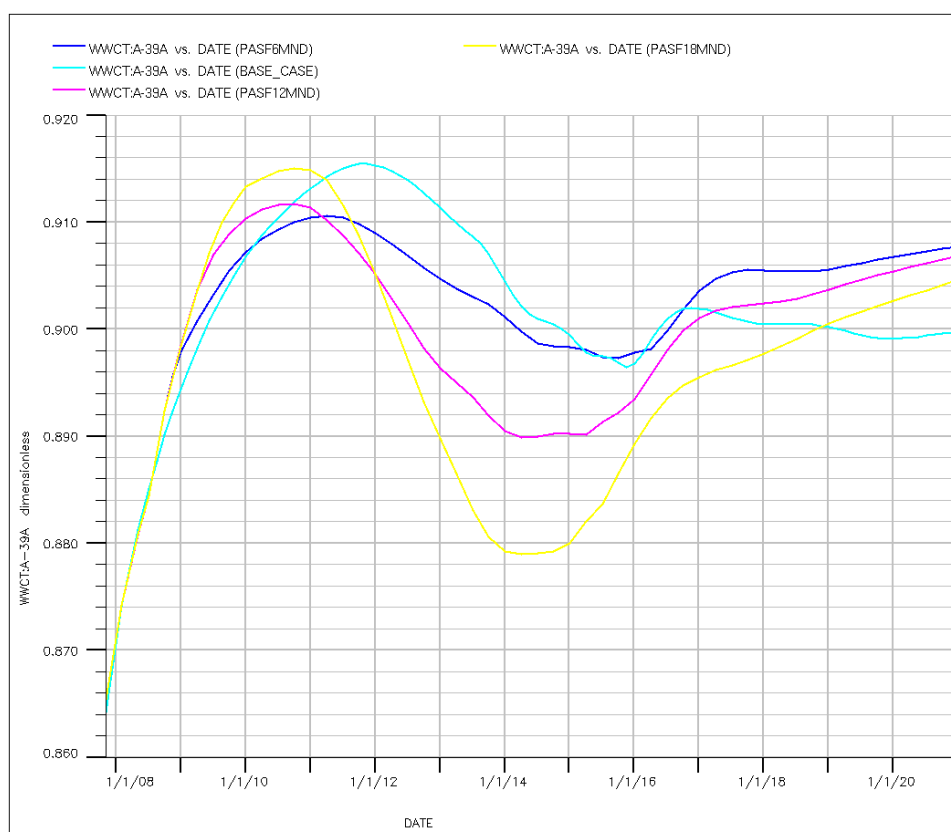
Kumulativ mengde gass produsert i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



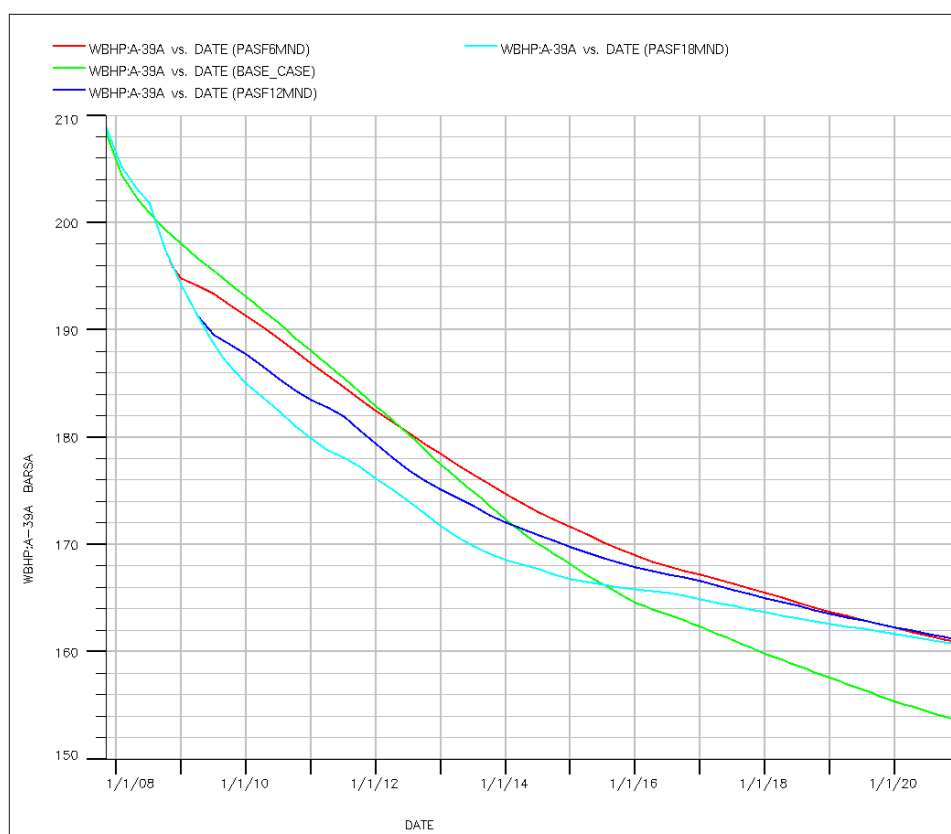
Reservoartrykk(FPR) vs. tid ved PASF-injeksjon



Vannkutt i A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon



Bunnhullstrykk(BHP) i produsent A-39A vs. tid ved PASF-injeksjon.



Appendiks B - Simuleringsmatrise

GULLEFÅKS LANDSBYEN - GRUPPE 1 - PASF

Surfactant konsentrasjon 5 Kg/ Sm3 A
 Polymer konsentrasjon 500 ppm B
 250 ppm C

2008 - 2020	Base case - vanninjeksjon	Case2 - Polymerinjeksjon	Case3 - Surfactant injeksjon	Case4 - PASF
Tidsrom	Kjøring : 1 Kjøres 2008 - 2020 med opprinnelig modell Ingen konsentrasjonsendringer, eller variasjoner i tidsrom, vanninjeksjon to the end	Kjøring : 3 Kjøres 2008 - 2020 Kjøres med konsentrasjon B m en over ulike tidsrom Injeksjonstidsrom: 0.5 år 1 år 1.5 år	Kjøring: 3 Kjøres 2008-2020 Kjøres med konsentrasjon A over ulikt tidsrom Injeksjonstidsrom: 0.5 år 1 år 1.5 år	Kjøringen: 3 Kjøres 2008-2020 over ulikt tidsrom Injeksjonstidsrom: 0.5 år - 3 måneder : kons. A + B - 1.5 måneder : kons B - 1.5 måneder : kons C 1 år - 6 måneder : kons. A + B - 3 måneder : kons B - 3 måneder : kons C 1.5 år - 9 måneder : kons. A + B - 4.5 måneder : kons B - 4.5 måneder : kons C
Adsorpsjon	Kjøring : 0 Ingen endringer.	Kjøring : 0 Ingen endringer.	Kjøring : 3(4) Adsorpsjon endres for hvert tidsrom Min: 0.017 mg/g Case: 0.17 mg/g Max:1.7 mg/g	Kjøring : 3(4) Adsorpsjon endres for hvert tidsrom Min: 0.017 mg/g Case: 0.17 mg/g Max:1.7 mg/g
Totalt ant kjøring		1	3 9	9
Resultater	Produksjon vs tid Nåverdi av produksjon	Produksjon vs tid(alle tilfeller) Nåverdi av produksjon	Produksjon vs tid(alle tilfeller) Nåverdi av produksjon	Produksjon vs tid(alle tilfeller) Nåverdi av produksjon

Appendiks C - Økonomiberegninger

Base_case_original 20. apr.08

Dollarkurs 6 NKR/\$
Diskonteringsrate 1,09

Oljepris	\$/STB	\$/SM3	NKR/SM3
2007	71,6	450,3512866	2702,11
2008	69,5	437,1426695	2622,86
2009	70,3	442,1746174	2653,05
2010	69,2	435,2557127	2611,53
2011	64,8	407,580494	2445,48
2012	60,3	379,276293	2275,66
2013	55,9	351,6010743	2109,61
2014	55,9	351,6010743	2109,61
2015	55,9	351,6010743	2109,61
2016	55,9	351,6010743	2109,61
2017	55,9	351,6010743	2109,61
2018	55,9	351,6010743	2109,61
2019	55,9	351,6010743	2109,61
2020	55,9	351,6010743	2109,61

YEARS (YEARS)	Years from 2008	W/OPT-A-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/tid)	Forteneste uten nåverdi (NKR)	Forteneste med nåverdi (NKR)
20,916812	-0,084188	2,78 E+06			
21,166325	0,166325	2,82 E+06	3,94 E+04	1,03 E+08	1,02 E+08
21,416838	0,416838	2,85 E+06	3,71 E+04	9,73 E+07	9,38 E+07
33,732376	12,732376	4,31 E+06	1,52 E+04	3,20 E+07	1,07 E+07
33,857632	12,857632	4,33 E+06	1,52 E+04	3,20 E+07	1,06 E+07
34,083604	13,083604	4,36 E+06	2,73 E+04	5,76 E+07	1,87 E+07
				3,59 E+09	kr 2 219 850 023,52

ref

OIL - polymer 6 m id

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPT:A-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/td)	Fortesteste med idue rdi (NKR)	Fortesteste med idue rdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2,78 E+06			
21,166325	0,166325	2,82 E+06	3,93 E+04	1,03 E+08	1,02 E+08
21,416838	0,416838	2,85 E+06	3,72 E+04	9,76 E+07	9,41 E+07
33,607117	12,607117	4,32 E+06	2,97 E+04	6,27 E+07	2,12 E+07
33,857632	12,857632	4,35 E+06	2,97 E+04	6,26 E+07	2,07 E+07
34,083504	13,083504	4,37 E+06	2,67 E+04	5,62 E+07	1,82 E+07

3,61E+09

2,22E+09

OIL - polymer 12 m id

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPT:A-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/td)	Fortesteste med idue rdi (NKR)	Fortesteste med idue rdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2,78 E+06			
21,166325	0,166325	2,82 E+06	3,93 E+04	1,03 E+08	1,02 E+08
21,416838	0,416838	2,85 E+06	3,72 E+04	9,76 E+07	9,41 E+07
33,607117	12,607117	4,37 E+06	3,11 E+04	6,57 E+07	2,22 E+07
33,857632	12,857632	4,41 E+06	3,10 E+04	6,55 E+07	2,16 E+07
34,083504	13,083504	4,43 E+06	2,79 E+04	5,89 E+07	1,91 E+07

3,74E+09

2,28E+09

OIL - polymer 18 m id

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPT:A-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/td)	Fortesteste med idue rdi (NKR)	Fortesteste med idue rdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2,78 E+06			
21,166325	0,166325	2,82 E+06	3,93 E+04	1,03 E+08	1,02 E+08
21,416838	0,416838	2,85 E+06	3,72 E+04	9,76 E+07	9,41 E+07
33,607117	12,607117	4,43 E+06	3,33 E+04	7,03 E+07	2,37 E+07
33,857632	12,857632	4,46 E+06	3,31 E+04	6,99 E+07	2,31 E+07
34,083504	13,083504	4,49 E+06	2,97 E+04	6,27 E+07	2,03 E+07

3,86E+09

2,33E+09

	YEARS (DAYS)	WUWITA-35 [€M3]	Inntekt A35 [€M3]	Tot Innt A35 [Kg]	Meiqde Polymer [kg]	P rik [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256619,2				
	7939,5	2311386,286				
	7974,5	2345312,8	184322,1	1,90E+08	9,49E+04	1,50E+06
	8066	2427873,8				
6 MND	8119,5	2495708,409				
	8157,5	2543890				

	YEARS (DAYS)	WUWITA-35 [€M3]	Inntekt A35 [€M3]	Tot Innt A35 [Kg]	Meiqde Polymer [kg]	P rik [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256619,2				
	7939,5	2311386,286				
	7974,5	2345312,8				
	8066	2427873,8	332303,3	342272411,4	171136,2057	3,42E+06
	8157,5	2506442,5				
12 MND	8249	2581243				
	8304,5	2643689,598				
	8340,5	2684195,5				

	YEARS (DAYS)	WUWITA-35 [€M3]	Inntekt A35 [€M3]	Tot Innt A35 [Kg]	Meiqde Polymer [kg]	P rik [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256619,2				
	7939,5	2311386,3				
	7974,5	2345312,8				
	8066	2427873,8				
	8157,5	2506442,5	464523,04	478458735,5	239229,3678	4,78E+06
	8249	2581243				
18 MND	8340,5	2652642				
	8432	2720947,5				
	8487	2775909,3				
	8523,5	2812384				

Ø KONO RISKOPP SUMERING AV POLYMER FLØMMING

	BASE CASE	6MND	12MND	18MND
INNTEKT	2,22E+09	2,22E+09	2,28E+09	2,33E+09
UTGIFT	0	1,90E+06	3,42E+06	4,78E+06
SUM	2,22E+09	2,22E+09	2,27E+09	2,32E+09
DIFFERANSE	kr -	kr 2 572 987,83	kr 52 154 079,11	kr 101 192 556,40

Surfaktant ekonomi

Surfaktantpris

40 NKR/kg

OIL - surfaktant3 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPTA-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/tid)	Forteneste uten nåverdi (NKR)	Forteneste med nåverdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816129	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853326,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4248649,5	2,72E+04	5,74E+07	1,94E+07
33,857632	12,857632	4275854	2,72E+04	5,74E+07	1,90E+07
34,083504	13,083504	4300364	2,45E+04	5,17E+07	1,67E+07
				3,47E+09	2,17E+09

OIL - surfaktant6 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPTA-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/tid)	Forteneste uten nåverdi (NKR)	Forteneste med nåverdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816129	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853326,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4230447	2,61E+04	5,50E+07	1,86E+07
33,857632	12,857632	4256509,5	2,61E+04	5,50E+07	1,82E+07
34,083504	13,083504	4279994	2,35E+04	4,95E+07	1,60E+07
				3,43E+09	2,16E+09

OIL - surfaktant9 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	WOPTA-39A (SM3)	Prod per tid (SM3/tid)	Forteneste uten nåverdi (NKR)	Forteneste med nåverdi (NKR)
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816129	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853326,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4221407,5	2,51E+04	5,30E+07	1,79E+07
33,857632	12,857632	4246581	2,52E+04	5,31E+07	1,75E+07
34,083504	13,083504	4269301,50	2,27E+04	4,79E+07	1,55E+07
				3,41E+09	2,16E+09

	YEARS (DAYS)	WWIT A35 (SM3)	Injisert A35 [SM3]	Kumulativt vann inj A35 [Kg]	Mengde Surf [kg]	Pris [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256624,2				
	7939,5	2335034,653				
	7974,5	2383607,5				
	8020,25	2449811,2				
3 MND	8031	2465510,617	130 476,0	1,34E+08	6,52E+05	2,81E+07
	8066	25 16625				
	YEARS (DAYS)	WWIT A35 (SM3)	Injisert A35 [SM3]	Kumulativt vann inj A35 [Kg]	Mengde Surf [kg]	Pris [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256624,2				
	7939,5	2335034,653				
	7974,5	2383607,5				
	8066	2516288,5				
6 MND	8122,5	2601508,098	266 473,4	274467648,7	1332367,227	5,33E+07
	8157,5	2654299				
	YEARS (DAYS)	WWIT A35 (SM3)	Injisert A35 [SM3]	Kumulativt vann inj A35 [Kg]	Mengde Surf [kg]	Pris [NKR]
	7639,5	1936966,9				
0 MND	7883	2256624,2				
	7939,5	2335034,7				
	7974,5	2383607,5				
	8066	2516288,5				
9 MND	8157,5	2654299	409852,23	422 147794,3	2049261,138	8,20E+07
	8214	2744886,9				
	8226,125	2764327,2				

Ø KONOMISK OPPSUMMERING AV SURFAKTANT FLØMMING

	BASE CASE	3MND	6MND	9MND
INNTEKT	kr 2 219 850 023,52	kr 2 167 186 223,73	kr 2 158 685 173,15	kr 2 159 622 475,53
UTGIFT	kr -	kr 26 095 192,90	kr 53 294 689,07	kr 81 970 445,50
SUM	kr 2 219 850 023,52	kr 2 141 091 030,83	kr 2 105 390 484,08	kr 2 077 652 030,03
DIFFERANSE	kr -	kr (78 758 992,69)	kr (114 459 539,44)	kr (142 197 993,49)

PASF økonomi

Polymerpris 20 NKR/kg

Surfaktantpris 40 NKR/kg

OIL - PASF 6 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	W/OPT:A-39A (SM3)	Prod per tid [SM3/tid]	Forteneste uten nåverdi [NKR]	Forteneste med nåverdi [NKR]
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816129	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853326,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4299877	2,82E+04	5,95E+07	2,01E+07
33,857632	12,857632	4327999	2,81E+04	5,93E+07	1,96E+07
34,083504	13,083504	4353305,5	2,53E+04	5,34E+07	1,73E+07
				3,56E+09	2,20E+09

OIL - polymer 12 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	W/OPT:A-39A (SM3)	Prod per tid [SM3/tid]	Forteneste uten nåverdi [NKR]	Forteneste med nåverdi [NKR]
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816131,2	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853333,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4344914,5	2,86E+04	6,03E+07	2,03E+07
33,857632	12,857632	4373386,5	2,85E+04	6,01E+07	1,98E+07
34,083504	13,083504	4398979	2,56E+04	5,40E+07	1,75E+07
				3,67E+09	2,26E+09

OIL - polymer 18 mnd

YEARS (YEARS)	Years from 2008 -21	W/OPT:A-39A (SM3)	Prod per tid [SM3/tid]	Forteneste uten nåverdi [NKR]	Forteneste med nåverdi [NKR]
20,915812	-0,084188	2776808,5			
21,166325	0,166325	2816129	3,93E+04	1,03E+08	1,02E+08
21,416838	0,416838	2853326,8	3,72E+04	9,76E+07	9,41E+07
33,607117	12,607117	4395702	2,94E+04	6,20E+07	2,09E+07
33,857632	12,857632	4424926,5	2,92E+04	6,17E+07	2,04E+07
34,083504	13,083504	4451148,5	2,62E+04	5,53E+07	1,79E+07
				3,78E+09	2,31E+09

	YEARS (DAYS)	WWITA-35 (SM3)	Totalt kverf A35 (SM3)	Totalt kverf A35 (Kg)	Meigde Polymer (Kg)	Meigde Struktant (Kg)	Pris
	7639,5	1936966,9					
	7883	2256624,2					
0 MND	7939,5	2311388,139					
	7974,5	2345312,8	92481,4	9,53E+07	4,76E+04	4,62E+05	1,94E+07
	8020,25	2391539,2					
3 MND	8031	2403869,626					
	8066	2444015,2	54305,6	5,59E+07	2,80E+04		5,59E+05
4,5 MND	8076,75	2458175,194					
6 MND	8122,5	2518437,494	60262,3	6,21E+07	1,55E+04		3,10E+05
	8157,5	2564539,8					

9,11E+04 4,62E+05 2,03E+07

	YEARS (DAYS)	WWITA-35 (SM3)	Totalt kverf A35 (SM3)	Totalt kverf A35 (Kg)	Meigde Polymer (Kg)	Meigde Struktant (Kg)	Pris (NOK)
	7639,5	1936966,9					
	7883	2256619,2					
0 MND	7939,5	2311388,139					
	7974,5	2345315,8	176789,2	1,82E+08	9,10E+04	8,84E+05	3,72E+07
	8066	2435189,2					
6 MND	8122,5	2488177,308					
	8157,5	2521001,8	92874,66776	9,57E+07	4,78E+04		9,57E+05
9 MND	8214	2581051,976					
	8249	2618251,2	105728,2284	1,09E+08	2,72E+04		5,45E+05
12 MND	8305,5	2686780,204					
	8340,5	2729231,8					

1,66E+05 8,84E+05 3,87E+07

	YEARS (DAYS)	WWITA-35 (SM3)	Totalt kverf A35 (SM3)	Totalt kverf A35 (Kg)	Meigde Polymer (Kg)	Meigde Struktant (Kg)	Pris (NOK)
	7639,5	1936966,9					
	7883	2256624,2					
0 MND	7939,5	2311357,9					
	7974,5	2345263,8	261201,8	2,69E+08	1,35E+05	1,31E+06	5,49E+07
	8066	2435069,2					
	8157,5	2520817					
9 MND	8214	2572559,7					
	8226,125	2583663,8	130478,8	1,34E+08	6,72E+04		1,34E+06
	8294,75	2645720,8					
13,5 MND	8351,25	2703038,5					
	8363,375	2715339	146650,5	1,51E+08	3,78E+04		7,55E+05
	8432	2785561,8					
18 MND	8488,5	2849689,0					
	8523,5	2889413,8					

2,39E+05 1,31E+06 5,70E+07

ØKOONOMISK OPPSUMMERING AV PASSE FLØMMING

	BASE CASE	6MND	12MND	18MND
INNTEKT	kr 2 219 850 023,52	kr 2 203 525 996,30	kr 2 261 667 584,11	kr 2 312 084 890,79
UTGIFT	kr -	kr 20 318 542,36	kr 38 679 871,78	kr 57 029 915,56
SUM	kr 2 219 850 023,52	kr 2 183 208 453,94	kr 2 222 987 712,33	kr 2 255 054 975,23
DIFFERANSE	kr -	kr (66 641 569,58)	kr 3 137 688,81	kr 35 204 951,71

Appendiks D – Egenskaper til polymer/tensid i Eclipse

SORFPOL.INC

Filen viser egenskaper til kjemikaliene som er benyttet i simuleringsmodell. Jfr. teknisk manual for Eclipse for nærmere beskrivelse av nøkkelord.

PLYVISC

-- Polymer Solution Viscosity Function

-- Conc. Wat.visc. mult.

-- [kg/m3]

0.0	1.0
0.1	1.95
0.2	2.98
0.3	4.52
0.4	5.83
0.7	13.81
0.8	17.64
0.9	21.29

PLYADS

-- Polymer Adsorption Functions

-- Pol.Conc. Ads.Conc.

-- [kg/m3] [kg/m3]

0.0	0.000
0.1	0.000017
0.2	0.000017
0.3	0.000017
0.4	0.000017
0.6	0.000017

TLMIXPAR

-- Todd-Longstaff Mixing Parameters

-- Mix.par. visc.

0.667

PLYMAX

-- Polymer/Salt Concentrations

0.5 0.0

PLYROCK

-- Controlled by SATNUM

-- Polymer Rock Properties

0.10	1.0	1732.0	2	0.000017
0.10	1.0	1732.0	2	0.000017
0.10	1.0	1732.0	2	0.000017

SURFADS

-- Surfactant Adsorption Functions

-- Surf.conc. Ads.Conc.

-- [kg/m3] [kg/kg]

0.00	0.0000
1.00	0.00017

5.00	0.00017
10.00	0.00017
0.00	0.0000
1.00	0.00017
5.00	0.00017
10.00	0.00017
0.00	0.0000
1.00	0.00017
5.00	0.00017
10.00	0.00017

SURFROCK

-- Ads. index Rock density

2	1732.0
2	1732.0
2	1732.0

SURFCAPD

-- Surfactant Capillary Desaturation Functions

-- Cap.nr. Misc.func.

-10.00	0.0
-6.10	0.0
-5.61	0.17
-4.13	0.68
-3.86	0.77
-3.21	1.00
10.00	1.00

SURFST

-- Water/Oil Surface Tension vs Surfactant Concentration

-- Conc. IFT

-- [kg/m3] [N/m]

0.0	30.0E-03
0.1	10.0E-03
0.25	1.60E-03
0.5	0.40E-03
1.0	0.07E-03
2.0	0.01E-03
3.0	0.006E-03
5.0	0.004E-03
10.0	0.006E-03
15.0	0.008E-03
20.0	0.01E-03

SURFVISC

-- Surfactant Solution Viscosity Function

-- Conc. Wat.visc.

-- [kg/m3]

0.0	0.42
5.0	0.449
10.0	0.503
15.0	0.540
20.0	0.630