

Reinjeksjon av produsert vann

Trondheim, 27.april 2009

Gruppe 4

Karianne Holen Christensen

Robert Drysdale

Burhaan M. Hassan

Cecilie A. Dahl Hem

Steffen Johansen

Rasmus Rønning



Sammendrag

Denne fagrapporten i emnet Ekspert i Team presenterer teori og oppnådde resultater i forbindelse med oppgaven "Reinjeksjon av produsert vann i Vestlig provins". Gruppen har i samarbeid med oppdragsgiver, StatoilHydro, utformet aktuelle problemstillinger som på best mulig måte inkluderte fagkunnskapen til gruppens enkeltmedlemmer.

Oppgaven har gått ut på å se på nytteverdien av reinjeksjon av produsert vann. For å vurdere dette har optimal plassering av en eller flere brønnlokasjoner blitt simulert for å se hvilke(n) lokasjon(er) som har gitt best ytelse. En del av denne vurderingen har gått ut på å analysere reservoaret ut i fra gitt informasjon. For å sammenligne brønnlokasjoner for å vurdere hvilke(n) som gir best resultat har forskjellige metoder blitt brukt. Disse har gitt forskjellige resultater, og metodene er følgende vurdert ut i fra sannsynlighet. Dette grunnes usikkerhet i hvordan beregningene skal utføres. I rapporten er disse forskjellige resultatene beskrevet og sammenlignet. Effekter på reservoar og anlegg, miljømessige- og økonomiske hensyn er tatt med i rapporten.

På grunn av utilstrekkelig tid for gjennomføringen, ble blant annet effektene av reinjeksjon av produsert vann på reservoaret kun sett på teoretisk.

Simuleringene kom frem til to antatt beste case. Disse ble vurdert i den økonomiske nåverdiberegningsmodellen. Begge gav en nåverdi på omtrent 12 milliarder kroner for base oljepris. Ettersom de to casene gir tilnærmet lik nåverdi, men borekostnadene knyttet til å bore to nye brønner vil føre til en mye lavere nåverdi for case 1. Det anbefales derfor å benytte den eksisterende brønnen B-29T som injeksjonsbrønn for produsert vann, da dette gir størst økonomisk fortjeneste. Boring av nye brønner vil i tillegg gi en negativ miljøeffekt som også er med på å favorisere bruken av eksisterende brønner.

Her bør man være oppmerksom på at verdiene vi har kommet frem til er i feil størrelsesorden, og at resultatene sier mest om optimal brønnlokasjon, og lite om nåverdien av prosjektet.

Forord

Vi takker landsbyleder John Kleppe for å ha arrangert en landsby med stort faglig utbytte, en flott erfaring og hyggelig sosialt samvær. Videre vil vi også takke Jan Ivar Jensen for uvurderlig støtte og innspill underveis.

En spesiell takk går til landsbyens samarbeidspartner StatoilHydro for all hjelp, informasjon og veiledning vi har fått, og da spesielt Petter Eltvik, Samuel Kvernes, Stig Olsen og Kristian Tveiterå.

Vi vil også rette en takk til de øvrige landsbymedlemmene og professorer ved Petroleum og Geologi for en lærerik og hyggelig tid sammen.

”The Injectors” vil med dette ønske deg god lesning!

Karianne H. Christensen

Robert Drysdale

Burhaan M. Hassan

Cecilie A. Dahl Hem

Steffen Johansen

Rasmus Rønning

Innholdsfortegnelse

<u>INNLEDNING</u>	6
1.1 PRODUSERT VANN	6
<u>2 MILJØ</u>	8
2.1 UTSLIPP TIL SJØ OG MILJØKONSEKVENSER	8
2.2 UTSLIPP AV OLJE OG ANDRE NATURLIG FOREKOMMENDE STOFFER	9
2.3 MILJØEFFEKTER AV PRODUSERT VANN	10
<u>3 SIMULERING</u>	12
3.1 PROGRAMMERINGS- OG ANALYSEVERKTØY	12
3.2 ANALYSE AV RESERVOARET	13
3.3 RESULTATER	25
<u>4 RESERVOAR</u>	37
4.1 OPPSPREKKING OG INJEKSJONSLEDNING	37
4.2 RENSING AV VANN OG FILTRERINGSKOEFFISIENT	39
4.3 HYDROGENSULFID (H₂S)	40
4.4 SCALE	42
<u>5 ANLEGG</u>	43
5.1 PUMPER, RØR OG RENSESYSTEM	43
<u>6 ØKONOMI</u>	45
6.1 ØKT PRODUKSJON	45
6.2 KOSTNADER VED UTSTYR OG UTFØRELSE	45
6.3 RESULTATER	46
<u>7 USIKKERHET</u>	47
<u>8 DISKUSJON</u>	48
8.1 OPPSPREKNING	48

8.2	H₂S	48
8.3	VANNRENSING	48
8.4	MILJØ	48
8.5	SIMULERING	49
<u>9</u>	<u>KONKLUSJON</u>	<u>50</u>
<u>10</u>	<u>LITTERATURLISTE</u>	<u>51</u>
<u>11</u>	<u>VEDLEGG</u>	<u>52</u>
11.1	VEDLEGG 1: PROBLEMSTILLING	52
11.2	VEDLEGG 2: TO NYE BRØNNER	54
11.3	VEDLEGG 3: EKSISTERENDE BRØNN	55
11.4	VEDLEGG 4 : FILTRERINGSKOEFFISIENTER	56

Innledning

Målet med denne oppgaven er å se på effekter av reinjeksjon av produsert vann i Vestlig provins. Dette gjøres i dag utelukkende ved injeksjon av sjøvann. I takt med den økende oppmerksomheten rundt utslipp til sjø og den økende mengden av produsert vann, er reinjeksjon av produsert vann blitt et mulig kostnads- og miljøeffektivt alternativ til tradisjonell rensning og utslipp.

Produsert vann er et biprodukt som følger med når olje produseres. Produsert vann inneholder formasjonsvann, olje, stoffer som finnes naturlig i reservoaret (organiske syrer, tungmetaller og radioaktive stoffer) samt rester av kjemikalier som er tilsatt i prosessen [SFT et al., 2008]. Utslipp av produsert vann utgjør det største operasjonelle utslippet fra olje- og gassproduksjonen [SFT et al., 2008]. Det er forventet økning i mengde produsert vann på norsk sokkel i de nærmeste årene ettersom feltene går inn i slutfasen av produksjonen og produserer mer vann. Det produseres i dag omtrent like mye vann som olje på norsk sokkel [SFT et al., 2008]. Historisk sett har reinjeksjon av produsert vann vært sentrert i miljø-sensitive områder hovedsakelig knyttet til produksjon på land, mens man i offshoresektoren har rensert produsert vann og sluppet det ut i sjøresipienten.

Ved å reinjisere produsert vann begrenses utslippene av helse- og miljøskadelige stoffer til sjø. Selv om petroleumsvirksomheten har store utslipp av helse- og miljøskadelige stoffer, er disse utslippene likevel relativt små sammenlignet med de nasjonale utslippene i Norge.

Nullutslippsmål for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten stiller store krav til rensingen av det produserte vannet. Ved å reinjisere det produserte vannet i reservoarene frigjøres noe av renskapasiteten ved Gullfaks B, og man kan oppnå en økonomisk gevinst ved mindre behov for rensing. Samtidig er man bedre rustet til å opprettholde rensingen av den stadig økende mengden produsert vann.

Reinjeksjon av produsert vann har større effekter på reservoaret enn injeksjon av sjøvann. Det er derfor viktig å ta hensyn blant annet til faren for sprekkdannelse og forsuring av reservoaret ved planlegging av reinjeksjon av vann.

Det økonomiske aspektet ved reinjeksjon av produsert vann er også av stor betydning for hvorvidt dette prosjektet realiseres. Økonomiske gevinster vedrørende økt produksjon må vurderes og sammenlignes opp mot de kostnader som knytter seg til utstyr og utførelse. I denne utredningen vil man se nærmere på effektene av å benytte reinjeksjon av produsert vann fra Gullfaks B i Vestlig provins i forhold til trykkstøtte og miljøgevinst, samt effekter på reservoar. Detaljert problemstilling ligger vedlagt (vedlegg 1).

1.1 Produsert vann

Produsert vann vil bestå av formasjonsvann, og kan også inneholde injeksjonsvann i form av for eksempel sjøvann som har nådd frem til produsenten. Dette fører til at innholdet i produsert vann vil endres over tid fordi mengden sjøvann vil øke. Det finnes både dispergert og løst olje i produsert vann, i tillegg til en rekke tungmetaller og radioaktive stoffer som stammer fra reservoaret.

Under produksjon av olje tilsettes ulike kjemikalier. Korrosjonshemmer tilsettes produsenten for å hindre korrosjon på produksjonsutstyr som kan oppstå når hydrogensulfid (H_2S) kommer inn i anlegget. Videre tilsettes H_2S scavanger (H_2S -fjerner) for å få bukt med H_2S problematikken. En avleiringshemmer (scale inhibitor) tilsettes for å forhindre avleiring (scale) i produksjonsanlegget. Alle disse faktorene fører til at sammensetningen til det produserte vannet varierer mellom ulike reservoar og brønner. Det er derfor viktig å kjenne den spesifikke sammensetningen til det produserte vannet for å oppnå bedre kunnskap om blant annet scaledannelse, injektivitet og miljøeffekter [SFT et al., 2008].

Det produserte vannet som kommer opp med oljen føres til en separator på plattformen. I dette rensetrinnet vil olje, vann og gass separeres. Deretter vil vann og gass renses videre for å tilfredsstille utslipp- og salgskrav. Innhold av ulike forbindelser i utslippsvannet fra Gullfaks B er gitt i tabell 1.1.1.

Tabell 1.1.1 Vannprofiler for utslippsvann på Gullfaks B. Komponentene er rangert fra høyest til lavest konsentrasjon.

Utslippetsprofil ved Gullfaks B
TEG (Triethylene glycol)
Dispergert olje
Avleiringshemmer
Metanol
C0-C3 Fenoler
Naftalener
BTEX (benzene, toluene, etylbenzen og xylen)
Korrosjonshemmer
Emulsjonsbryter
2-3 ringede PAH (Polyaromatiske hydrokarboner)
Sink
C4+ Fenoler
4+ ringede PAH

2 Miljø

2.1 Utslipp til sjø og miljøkonsekvenser

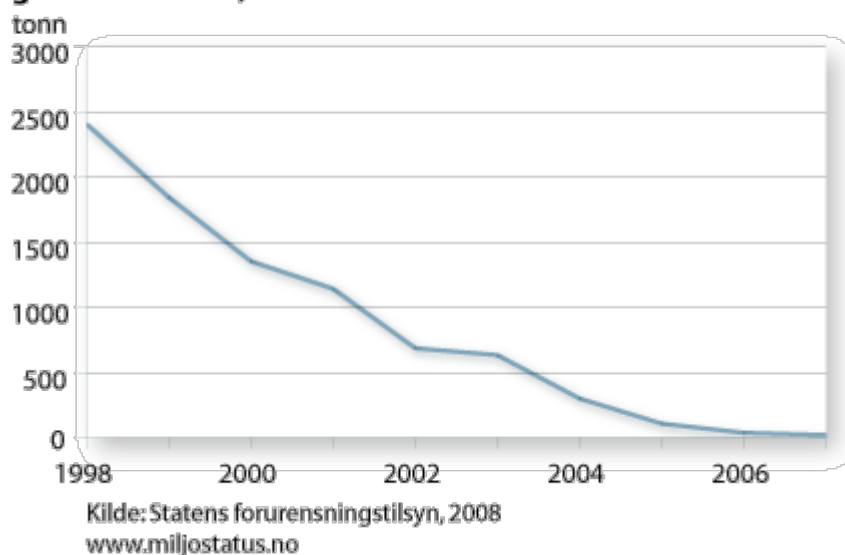
2.1.1 Nullutslippsmål

I St.med.nr. 58 (1996-1997) ble det etablert et nullutslippsmål for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten [SFT et al., 2008]. Dette utslippsmålet ble utarbeidet i en tid hvor utslipp av olje til sjø fra petroleumsvirksomheten var i sterk økning. Nullutslippsmålet ble etablert som et føre var ledd for å hindre at utslipp skulle føre til helse- eller miljøskadelige effekter. Dette målet skulle vært nådd innen utgangen av 2005.

Fremdeles gjenstår det arbeid før man er kommet i havn, men de tiltakene som er gjennomført har gitt betydelig nedgang i utslipp på norsk sokkel. Målet for tilsatte kjemikalier er nådd, mens målet for naturlig forekommende stoffer i produsert vann ikke er nådd i samme grad [SFT et al., 2008].

I løpet av de ti siste årene er det registrert en nedgang på 99% i utslipp av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (se figur 2.1.1). Det gjenstår fortsatt stoffer i sementkjemikalier, korrosjonsinhibitorer, avleiringshemmere, skumdempere og gjengefett. Grunnen til at disse kjemikaliene ikke er byttet ut med mer miljøvennlige alternativer er at disse ikke oppfyller kravene til sikkerhet og/eller teknisk ytelse [SFT et al., 2008]. Siden man har hatt en betydelig nedgang i utslipp av miljøfarlige kjemikalier, regner man at nullutslippsmålet for tilsatte kjemikalier er nådd.

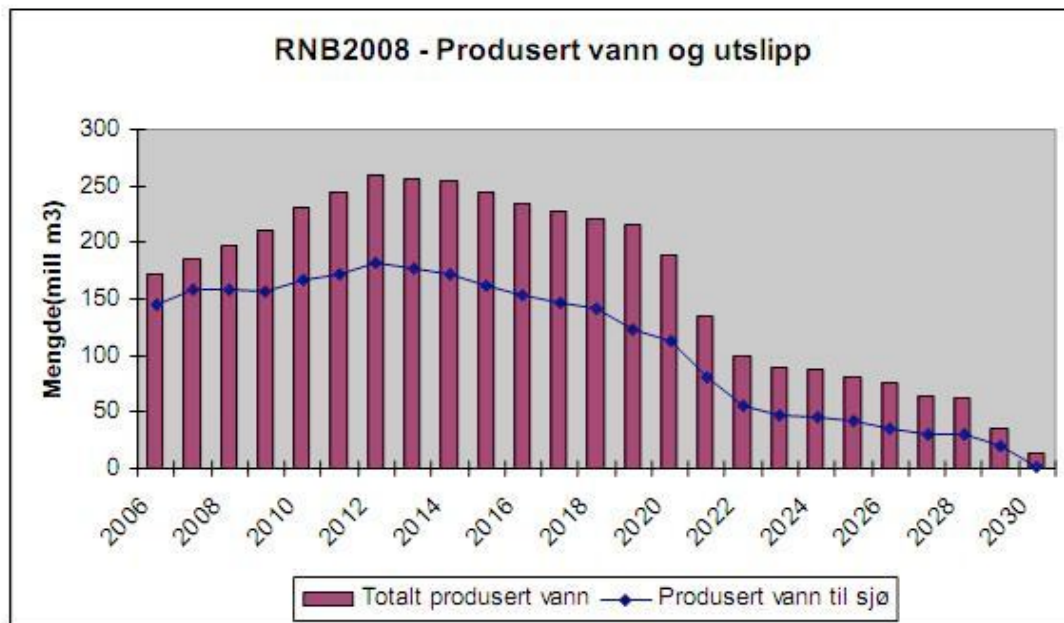
Utslipp av miljøfarlige kjemikalier fra olje- og gassvirksomhet, 1998-2007



Figur 2.1.1. Utslippetsprofil. Figuren viser det totale utslippet av miljøfarlige kjemikalier fra olje- og gassvirksomheten i Norge fra 1998 til 2006 [SFT, 2008].

Når det gjelder utslipp av naturlig forekommende stoffer i produsert vann er målet fremdeles ikke nådd. Dette har sin begrunnelse i mange forhold. Hovedårsaken er at mengden produsert vann har

økt betydelig i perioden fram til 2008 (se figur 2.1.2). Dette har vært en faktor som har ført til at prosjektene har vist seg å bli svært mye dyrere enn planlagt, eksempelvis ble C-Tour på Ekofisk 900 millioner dyrere. Videre har forsuring av reservoaret ført til at planer eller drift av system for injeksjon av produsert vann har blitt stanset på flere felt, blant annet Statfjord C. I tillegg kan det nevnes at det har tatt lengre tid å gjennomføre noen av de planlagte tiltakene ettersom ny teknologi krever tilpasninger til det enkelte felt [SFT et al., 2008].



Figur 2.1.2: Utslipp av produsert vann. Figuren viser total produksjon av produsert vann og totalt utslipp til sjø på norsk sokkel. Figuren viser både historiske tall og prognoser.

2.2 Utslipp av olje og andre naturlig forekommende stoffer

Utslipp av dispergert olje med produsert vann har blitt redusert de siste årene, dette til tross for at vannmengden som er sluppet ut har økt [SFT et al., 2008]. Dette har man oppnådd ved å ta i bruk mer avanserte renseprosesser.

Utslipp av naturlig forekommende tungmetaller i produsert vann har vist seg å være varierende over tid. Det er observert store utslipp av enkelte tungmetaller ett år, mens utslippet er betydelig redusert påfølgende år. Man har ikke klart å komme frem til en forklaring på disse variasjonene. Den generelle tendensen er imidlertid at konsentrasjonen av tungmetaller i produsert vann ikke er vesentlig høyere enn i naturlig sjøvann [SFT et al., 2008].

Produsert vann inneholder også radioaktive stoffer, spesielt radium. Målinger har vist at det er rundt tusen ganger høyere aktivitetskonsentrasjon av radium i produsert vann enn i sjøvann.

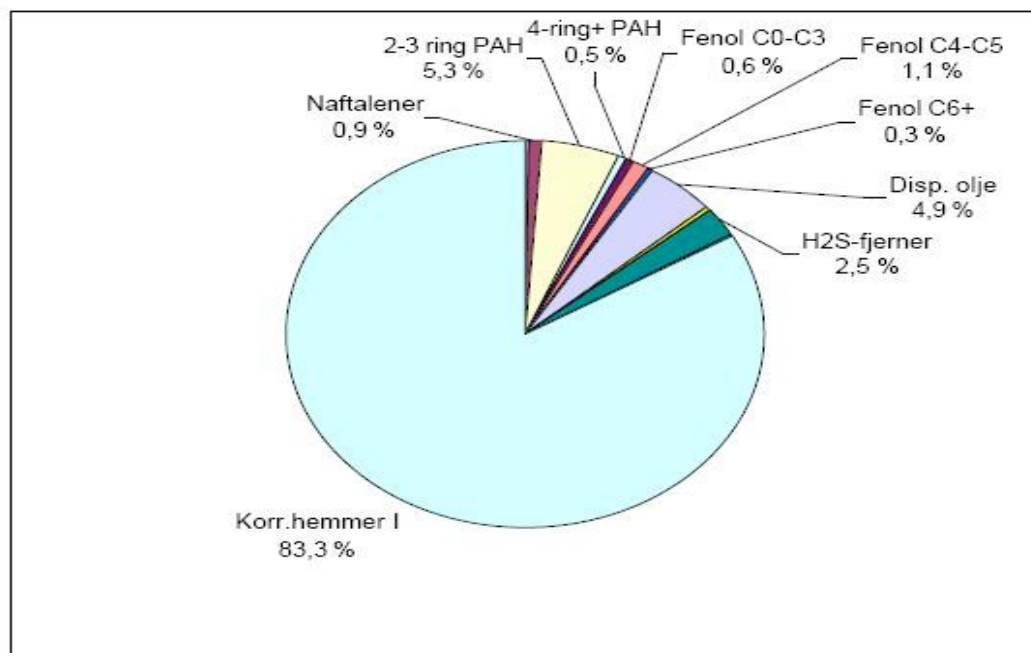
Konsentrasjonene av radium i produsert vann vil kunne variere i løpet av livsløpet til en brønn. Siden det er et naturlig bakgrunnsnivå av radium i sjøvann, som varierer mye, har det vist seg vanskelig å måle tilførsel av radium fra produsert vann. Det finnes per i dag ingen metoder for å fjerne radioaktive stoffer fra produsert vann. Det eneste tilgjengelige tiltaket for å redusere utslipp av radioaktive stoffer til sjø vil være reinjeksjon eller injeksjon av produsert vann [SFT et al., 2008].

Selv om petroleumsvirksomheten har store utslipp av helse- og miljøskadelige stoffer, er disse utslippene relativt små sammenlignet med de nasjonale utslippene i Norge. Selv for naftalen (PAH) og tungmetaller utgjør utslippene offshore kun 4 % av de nasjonale utslippene [SFT et al., 2008]. Petroleumsvirksomheten i Norge er i fremste rekke når det gjelder å redusere utslippene av de miljøskadelige stoffene til sjø.

2.3 Miljøeffekter av produsert vann

2.3.1 Environmental Impact Factor (EIF)

EIF er et redskap utviklet for å kunne beregne miljørisiko ved utslipp av produsert vann. De ulike fraksjonene i produsert vann identifiseres, og deres bidrag til miljørisiko sammenlignes. Tall fra Statfjord C viser at korrosjonshemmer utgjør mer enn 80 % av EIF til produsert vann. 2-3 ringede polyaromatiske hydrokarboner (PAH) og dispergert olje utgjør en viktig del av EIF, det samme gjør H₂S scavanger (se figur 2.3.1). Dette viser at tilsatte kjemikalier er de forbindelsene som utgjør størst miljørisiko i produsert vann. Ved å ta i bruk alternative miljøvennlige kjemikalier og ny teknologi, kan man få ned miljørisikoen forbundet med produsert vann.



Figur 2.3.1. IEF. Figuren gir en oversikt over environmental impact factor til de ulike komponentene i produsert vann ved Statfjord C. (C-14 rapport, 2002).

2.3.2 Miljøeffekter

I 1999 ble overvåkning av miljøeffekter fra utslipp av produsert vann innført i SFTs overvåkningskrav. Overvåkingen er delt i to med en tilstandsovervåkning (villfisk) og en effektovervåkning (fisk og blåskjell i bur) [SFT et al., 2008]. Resultatene fra overvåkingen viser at:

- **Tungmetaller:** Siden det ikke er registrert et høyere innhold av tungmetaller i produsert vann i forhold til sjøvann, og heller ikke et høyt nivå i fisk fra åpne havområder, regnes ikke utslipp av tungmetaller fra produsert vann som noe miljøproblem i dag.
- **Oljekomponenter:** Man har lenge hatt fokus på effekter fra alkylfenoler. Forskingen viser imidlertid at det ikke er høye nok konsentrasjoner av skadelige alkylfenoler i produsert vann til å gi noen effekt. SFT konkluderer med at utslipp av produsert vann ikke har gitt effekter på fisk, og vil heller ikke gi akkumulering.
- **Radioaktivitet:** Det er per dags dato ikke funnet direkte effekter av radioaktive stoffer som kan spores tilbake til utslipp av produsert vann. Det er påvist radioaktive stoffer i marine arter, men man har ikke kunnet fastslå konsekvenser av ulike stråledoser. Det må forskes mer på om radioaktivitet i produsert vann kan gi langtids effekter på det marine miljøet. Det har ikke vært utført samvirkende studier i forbindelse med radium. Det vil kunne være nyttig å se på effekten av radioaktive stoffer i kombinasjon med temperatur, forsuring, UV og tungmetaller. Målet fra myndighetene er at utslippene av naturlig forekommende radioaktive stoffer i produsert vann skal reduseres. Nivåene skal være nær det naturlige bakgrunnsnivået innen 2020 [SFT et al., 2008].

3 Simulering

3.1 Programmerings- og analyseverktøy

3.1.1 Eclipse & læringskurven

Modellen av Vestlig provins er programmert i Fortran 77, et programmeringsspråk som ingen på gruppen har erfaring med fra tidligere. En omfattende del av dette prosjektet gikk med til å sette seg inn i hvordan modellen var strukturert og hvordan den kunne modifiseres. Modellen er simulert i Eclipse, et program som er omfattende dokumentert, og denne dokumentasjonen ble benyttet som referansekilde når modellen ble modifisert. I den versjonen av Eclipse som ble benyttet måtte alle modifikasjoner programmeres inn manuelt, noe som innebar at mange kodeord tilhørende de ulike modifikasjonene måtte læres og anvendes på korrekt måte. Det oppstod mange tilfeller der modifikasjoner av modellen førte til at Eclipse ikke kjørte ferdig og returnerte feilmeldinger.

Forståelsen av strukturen til modellen og programmeringsspråket har kommet gradvis gjennom prosjektet, men på grunn av utallige utfordringer underveis har denne læringskurven vært slak.

Den første modellen som ble tatt i bruk var historietilpasset frem til 2004. Denne modellen ble brukt til å etablere grunnleggende kunnskap om hvordan modellen kunne modifiseres ved å opprette nye brønner og legge tracer på injisert vann. Når modellen med predikert oppførsel frem til 2020 ble tatt i bruk og simulert uten modifikasjon returnerte Eclipse feilmeldinger. Etter omfattende feilsøking ble det konstatert at årsaken til at Eclipse ikke kjørte ferdig var antall tidsskritt i modellen. Antall tidsskritt i den oppdaterte modellen var like i underkant av 2000, en begrensning lagt på systemer og programmer ved IPT(Institutt for Petroleums teknologi og anvendt Geofysikk, NTNU) tillot ikke simulering av modeller med mer enn 1000 tidsskritt. Problemet ble løst ved å opprette en RESTART fil som dekket årene fra 1986 til 2006. Alle modifikasjoner av modellen kunne følgelig kun utføres etter 2007, noe som er akseptabelt siden det er effekten av injeksjon fra 1. Januar 2010 som skal undersøkes.

For å etablere kunnskap om egenskapene til reservoaret er det simulert en rekke ulike case med injeksjon i brønner plassert i ulike deler av reservoaret. I de fleste case er det sett på effekten av injeksjon i ETIVE/RANNOCH og TABERT, siden de viktigste produsentene er perforert i ett av disse lagene. Resultat fra analysen av de ulike casene er gitt i punkt 3.2.1 til 3.3.3. Denne analysen er nødvendig for å gi en kvalitativ besvarelse på problemstillingen.

3.1.2 GLView/GLView Inova/Office

Resultat fra simulering i Eclipse ble videre analysert i GLView/GLView Inova og Office.

GLView/GLView Inova er grafiske programmer som viser modellen i 3D der man har mulighet til å se den fysiske plasseringen til brønner, forkastninger etc. Dette programmet er i hovedsak brukt til å se på trykkutvikling i reservoaret som følge av injeksjon og spredning av injisert vann. Tracer på injisert vann gav et bilde av spredningen og var nyttig til å avgjøre om injisert vann spredte seg til produsenter eller over forkastninger. Tracer var et viktig verktøy for å avgjøre valg av plassering til injektorer for å unngå vanngjennombrudd før 2020.

GLVieww/GLView Inova tillater å kjøre en visuell simulering, der det er mulig å se utviklingen til alle variablene over tid. Denne funksjonaliteten ble brukt til å avgjøre hvilken del av reservoaret som hadde størst effekt av injeksjon, og hvordan trykk og tracer spredte seg over tid.

Resultat fra simuleringen ble også evaluert i Office. Office representerer resultater i form av grafer, der det er mulig å se på utviklingen over tid til de fleste variablene i modellen over hver brønn eller feltet som helhet. Dette programmet ble brukt til å etablere baseline bestående av trykkprofiler(WBP) for alle produsenter uten ekstra injeksjon. Ved å se på produksjonsrater(WWPR) og injeksjonsrater(WWIR) fra 1. Januar 2010 til 2020 ble alle produsenter og injektorer identifisert. Det var produksjons- og injeksjonsrater mellom 2010 og 2020 som ble lagt til grunn for å avgjøre om en brønn var produserende, injiserende eller ikke-aktiv. Office støtter også 3D visning av modellen, men denne funksjonaliteten ble ikke benyttet.

Disse programmene har ikke bydd på nevneverdige problemer og er relativt enkle å bruke.

3.2 Analyse av reservoaret

3.2.1 Identifisering av brønner

Som en del av analysen av reservoarmodellen ble eksisterende brønner identifisert, og det ble laget en oversikt over deres plassering i modellen. Navnet til de ulike brønnene reflekterer ofte i hvilket område brønnen befinner seg, i hvilket lag den er perforert og i mange tilfeller om det er en produsent eller injektor. Brønnene er organisert i områder med egne navn.

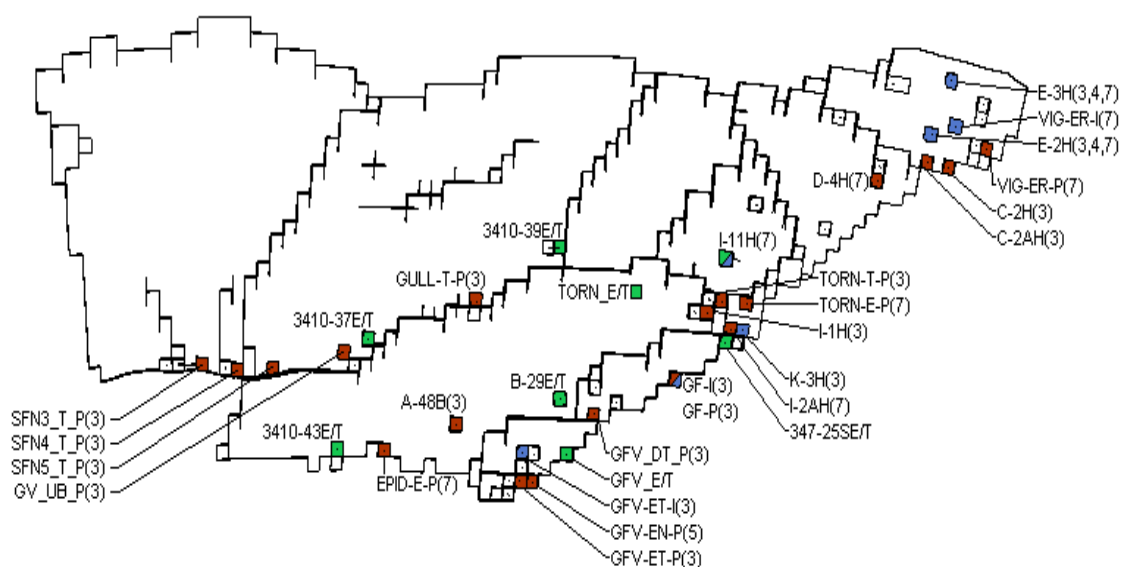
Plassering til de aktive produsentene som ble identifisert i baseline gir ikke et klart bilde av hvilke områder som har behov for trykkstøtte. Brønnene er plassert i ulike deler av reservoaret og alle områdene har behov for trykkøkning. Plasseringen til ikke-aktive brønner ble identifisert med den tanke å benytte dem som utgangspunkt for nye injeksjonsbrønner.

I enkelte områder av modellen er det svært begrenset eller ingen tilgang til ikke-aktive brønner og injeksjon i disse områdene innebærer boring av nye brønner. Dette er tilfellet i området rundt Tordis og i Gullfaks Vest (E), og som en konsekvens er at det opprettet to tenkte brønner kalt TORN-E/T og GFV-E/T for å se på effekt av injeksjon i disse områdene.

En fullstendig oversikt over aktive brønner og alle de forskjellige utprøvde nye injektorene er gitt i tabell 3.2.1. Laget disse brønnene er perforert i er gitt i parentes, 3(TABERT) og 7(ETIVE/RANNOCH). Plasseringen til brønnene i modellen er vist i figur 3.2.1.

Tabell 3.2.1 Identifiserer navn på produsenter, injektorer og benyttede injektorer i reservoar modellen.

Aktive produsenter(røde)	Aktive injektorer (blå)	Nye injektorer(grønne)
GFV_ET_P (3)	GFV_ET_I(3)	GFV_E/T
GFV_EN_P(5)	GF-I(3)	347-25SE/T
GFV_DT_P(3)	K3-H(3)	3410-37E/T
GF_P(3)	I-11H(7)	3410-43E/T
SFN3_T_P(3)	E-2H(3,4,7)	3410-39E/T
SFN4_T_P(3)	E-3H(3,4,7)	B-29E/T
SFN5_T_P(3)	VIG-ER-I(7)	I-11H
TORN_T_P(3)		TORN_E/T
TORN_E_P(7)		
I-1H(3)		
I-2AH(7)		
D-4H(7)		
EPID_E_P(7)		
A-48B(3)		
GV_UB_P(3)		
GULL_T_P(3)		
C-2AH(3)		
C-2H(3)		
VIG_ER_P(7)		

**Figur 3.2.1** Plassering av aktive brønner i reservoarmodellen, hvor produsenter er røde og injektorer er blå, og nye injeksjonsbrønner som er grønne, som er brukt i analysen.

3.2.2 Identifisering av forkastninger

En viktig del av reservoaranalysen var identifisering av plasseringen og egenskapene til forkastningene i modellen. Forkastningene representerer de antatt største hindringene for masse- og trykkbevegelse i reservoaret, og det er derfor viktig å ha et klart bilde av egenskapene til forkastningene for å kunne avgjøre plasseringen til en injeksjonsbrønn. Forkastningsdefinisjonene er ikke tatt med i denne rapporten, kun en generell beskrivelse.

Det er definert 30 forkastninger i filene GV_FAULT090107.MEPO og FAULTS_160107.MEPO (der kantene i modellen er inkludert), og disse er videre modifisert under EDIT - avsnittet i .DATA filen. Modellen er organisert i to hovedlag, Øvre og Nedre Brent, og alle forkastninger i det øverste laget er gjenspeilet i det nederste laget.

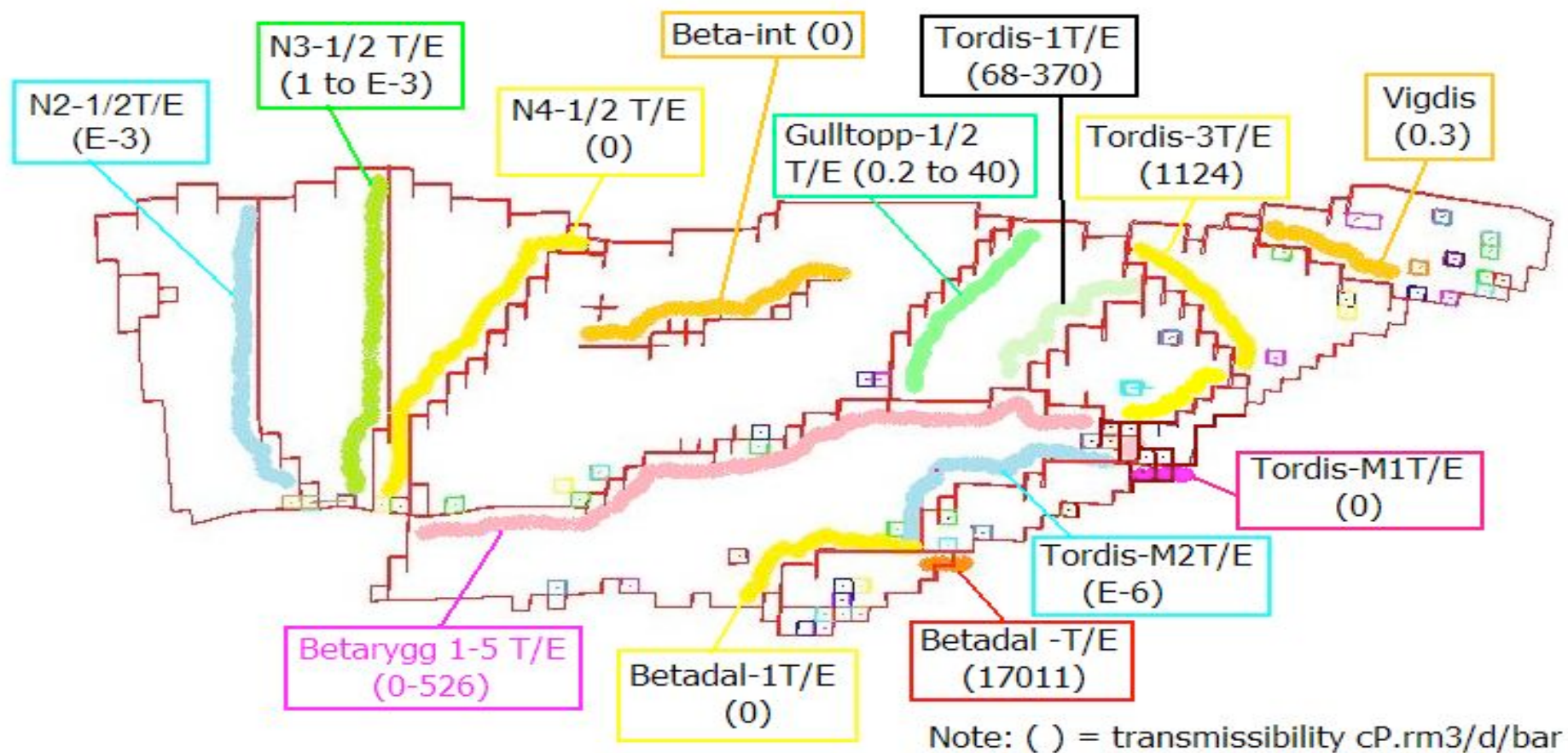
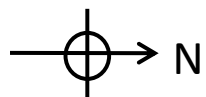
Det er mulig å få et inntrykk av plasseringen til forkastningene ved å benytte GLView, men den eneste måten å identifisere forkastningene er ved å kartlegge dem manuelt ut fra definisjonene gitt i .MEPO filene. Figur 3.2.2 viser reservoarmodellen der forkastningene er navngitt og markert.

De siste og oppdaterte transmissibilitetene (TRANX, TRANY) til forkastningene ble hentet ut fra PRT filen som ble generert under simulering i Eclipse. Et utvalg av celler fra hver forkastning ble undersøkt for å bestemme transmissibiliteten over forkastningen. En slik grov vurdering av transmissibiliteten tar ikke høyde for lokale ekstremalverdier, der transmissibiliteten avviker mye fra gjennomsnittet, noe som kan ha stor betydning for masse- og trykkbevegelse over forkastningen. Transmissibiliteten ble kun undersøkt for lag 3(TABERT) og 7(ETIVE/RANNOCH).

Med henvisning til Figur 3.2.2 ble det konkludert med at de fleste forkastningene i utgangspunktet er tette, med null eller svært lav transmissibilitet. Unntakene er Gulltopp forkastningene (1 & 2), Tordis forkastningene (1 & 3), den korte forkastningen mellom GFV-E og GFV-D områdene og den nordlige enden av Betarygg forkastningslinjen, i Nedre Brent.

Denne evalueringen ble bekreftet i noen få tilfeller der det ble injisert vann i nærheten av tette forkastninger, og tracer på det injiserte vannet indikerte at det ikke beveget seg over forkastningene(se avsnitt 3.2.3). Dette resultatet var ikke representativt for hvordan trykk beveget seg over tette forkastninger, som er videre diskutert i avsnitt 3.2.4.

For å slutføre analysen av forkastningene i modellen gjøres det oppmerksom på at alle Non-Neighbouring Connections (NNCs) er satt til null i filen EDITNCC.GRD.

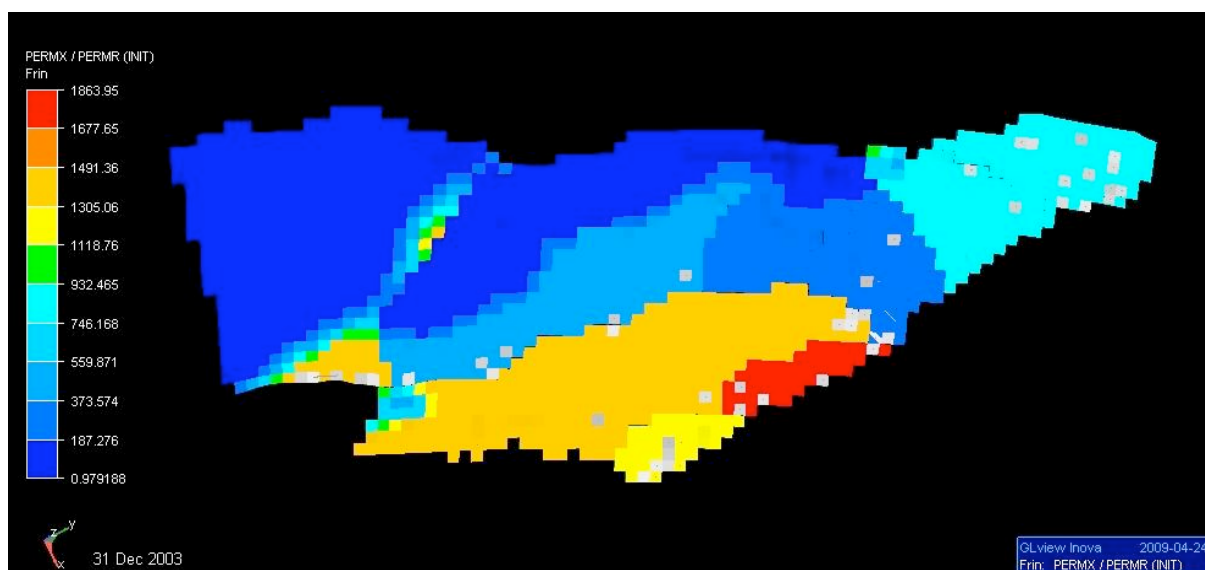


Figur 3.2.2 Bilde over reservoarmodellen der forkastningene er markert. Navn og typiske verdier for forkastningstransmissibilitetene er gitt i figuren.

3.2.3 Trykkommunikasjon

Å skaffe trykkstøtte er den underliggende årsaken til dette prosjektet og målet var å bruke simuleringsmodellen for å identifisere de optimale plasseringene for en eller flere nye injeksjonsbrønner.

Den opprinnelige antagelsen var at områdekommunikasjon i reservoaret hovedsakelig er kontrollert av transmissibilitetene til forkastningene, siden ekstrem heterogenitet ikke er synlig i permeabiliteten til reservoaret (figur 3.2.3). Dette antyder at det kan være nødvendig med injeksjon på begge sider av Betarygg (hoved)forkastning for å gi trykkstøtte til produserende brønner på begge sider. Det samme gjelder for produsenter som ligger i isolerte områder som Vigdis, Tordis, GFV-D, GFV-E, N4 og N3, der det sannsynligvis er nødvendig med individuelle injektorer for å oppnå trykkstøtte. Dette var ikke et lovende scenario.



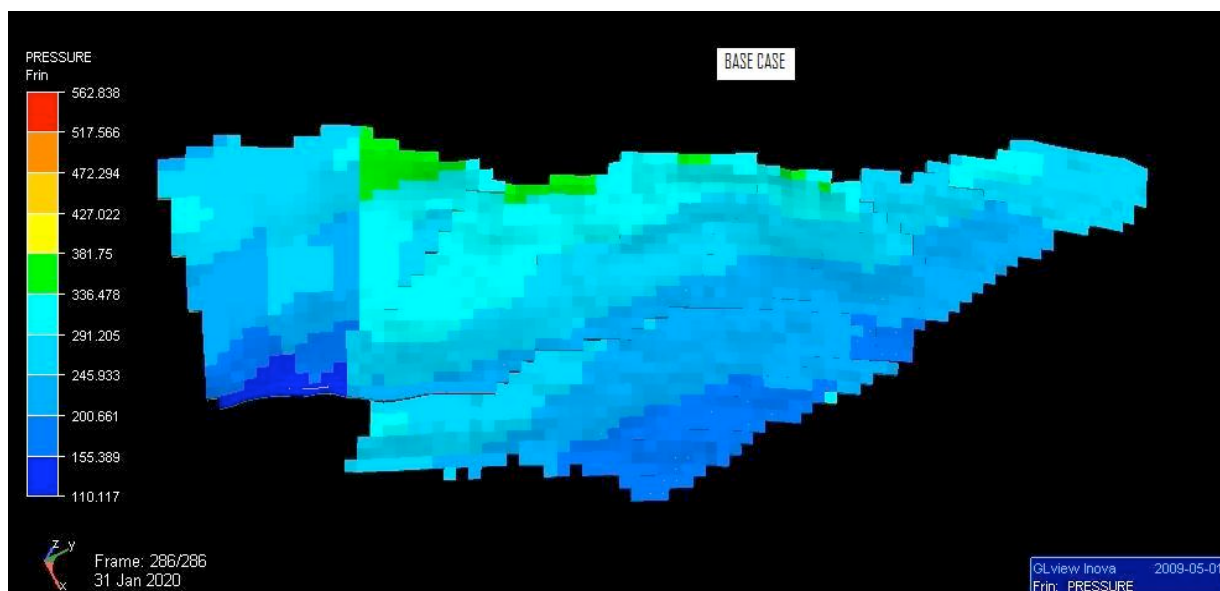
Figur 3.2.3 Bilde over reservoarmodellen, animert i GLView INOVA, som viser Initial PERMX / PERMR for øverste lag av reservoaret.

Som en del av arbeidet med å identifisere eksisterende brønner ble det foretatt en rekke prøvesimuleringer, der det ble injisert vann i ulike eksisterende brønner og den resulterende effekten over produsentene ble studert. Injeksjonsbrønnene var lokalisert i sentrale områder rundt Betarygg, siden det ikke var forventet å oppleve kommunikasjon med de mindre isolerte områdene nevnt tidligere.

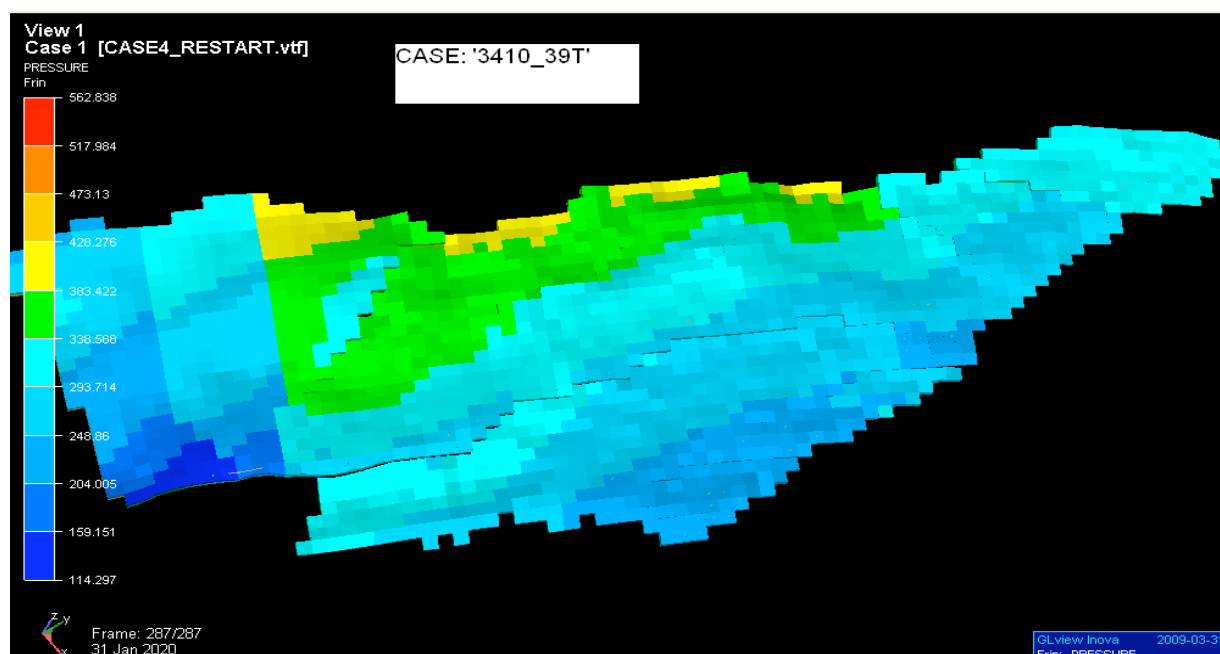
Den generelle effekten ved injeksjon av 10.000 Sm^3 vann fra 2010 til 2020 var en gradvis reversering av den nedadgående trenden i reservoartrykket. Dette resultatet var som forventet. Resultat fra simuleringer i GLView indikerte en tydelig trykkøkning over hele reservoaret, uavhengig av plasseringen til injeksjonsbrønnen, til tross for at det tidligere ble identifisert tette forkastninger som skulle ha forhindret dette. Dette resultatet gir mye større frihet i plasseringen av injektorer.

Prøveserien bestod av injeksjon i seks eksisterende brønner, 3410-39T, SFN5-TP, 347-21ER, 347-23ST, 347-29ST og B-29E, som ligger i regionene Betarygg, Betadal, N5 og Vigdis. Trykkfordeling i reservoaret ved år 2020 for hvert tilfelle av injeksjon er gitt i figurene 3.2.5 til 3.2.9, og kan sammenliknes med trykkfordelingen i base case, uten ekstra injeksjon, i figur 3.2.4. Bildet av

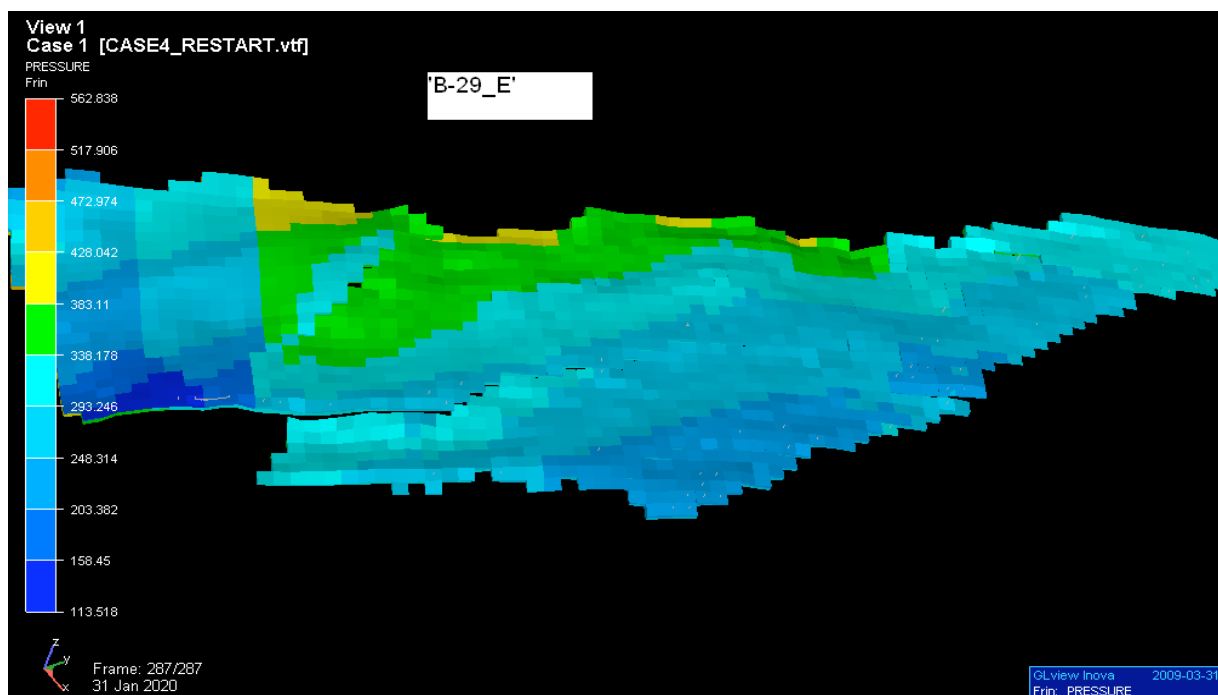
trykkfordelingen med injeksjon i 347-29ST avviker sterkt fra de andre og indikerer at Vigdis forkastningen fungerer som en trykkbarriere mot resten av reservoaret. Det faktum at Vigdis forkastningen fungerer som en nesten tett trykkbarriere påvirker ikke plasseringen av nye injeksjonsbrønner siden det i utgangspunktet ikke var antatt optimalt å plassere injektorer i dette segmentet. Produsentene i Vigdis segmentet får trykkstøtte fra andre injektorer, det er derfor ikke nødvendig med ekstra injeksjon.



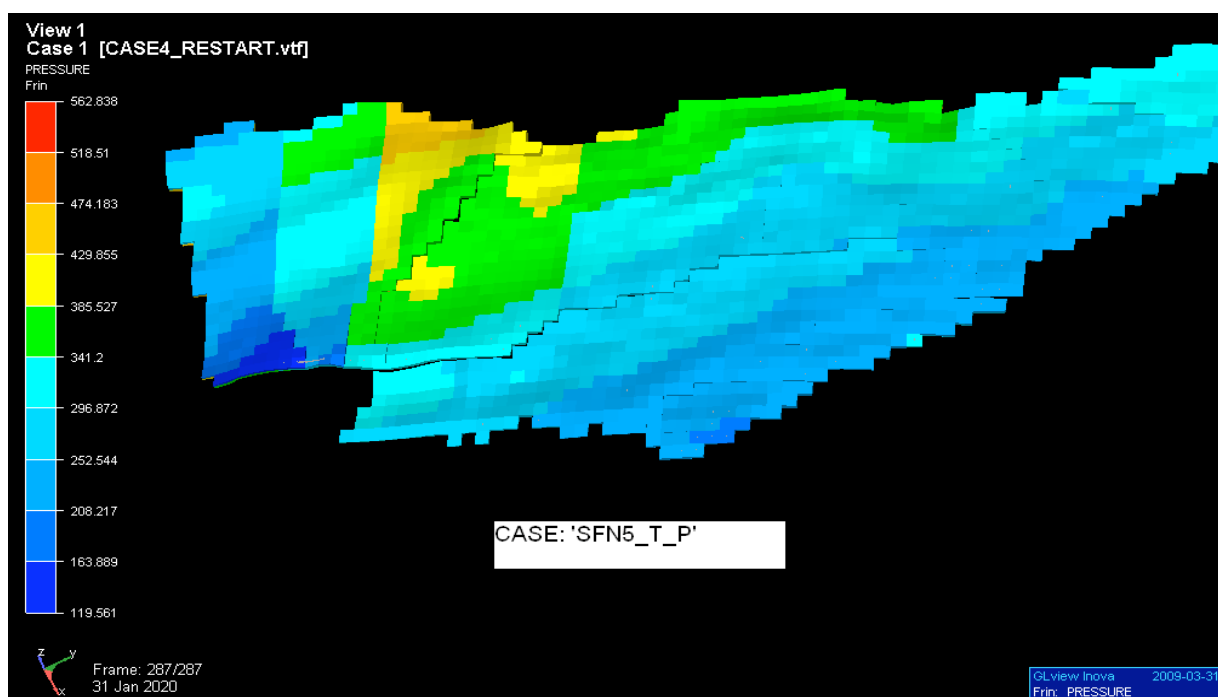
Figur 3.2.4 Endelig trykk i Base Case, dvs 2020, uten ekstra injeksjon.



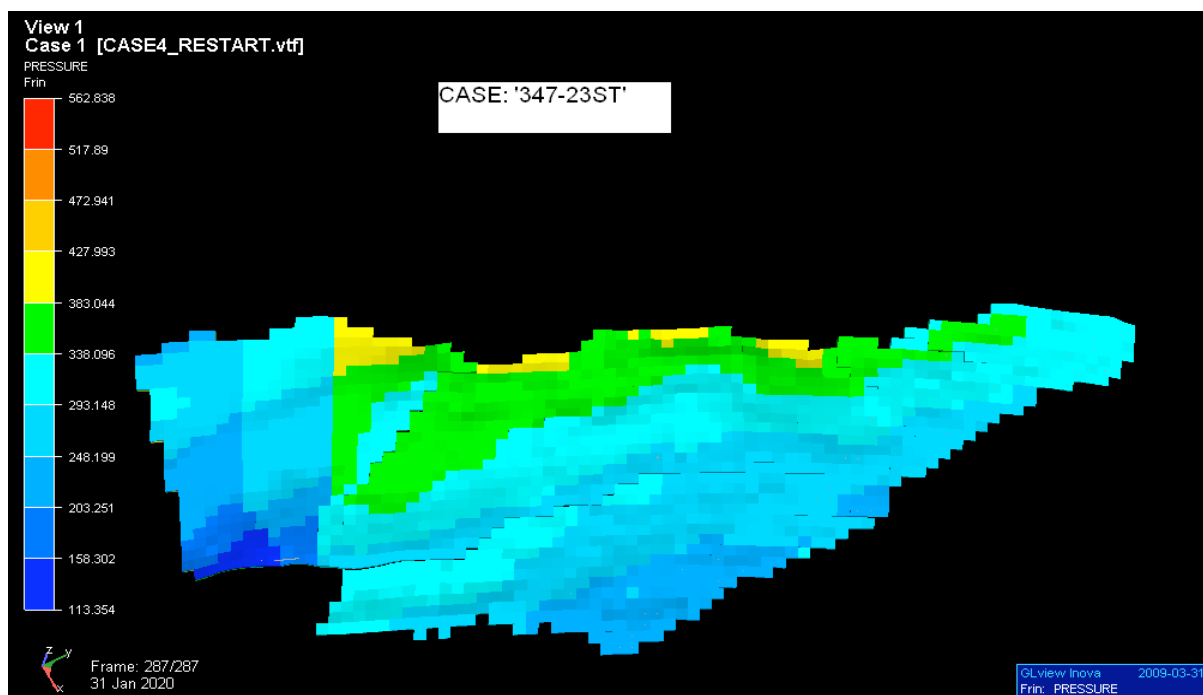
Figur 3.2.5 Endelig trykk med injeksjon fra 3410-39T.



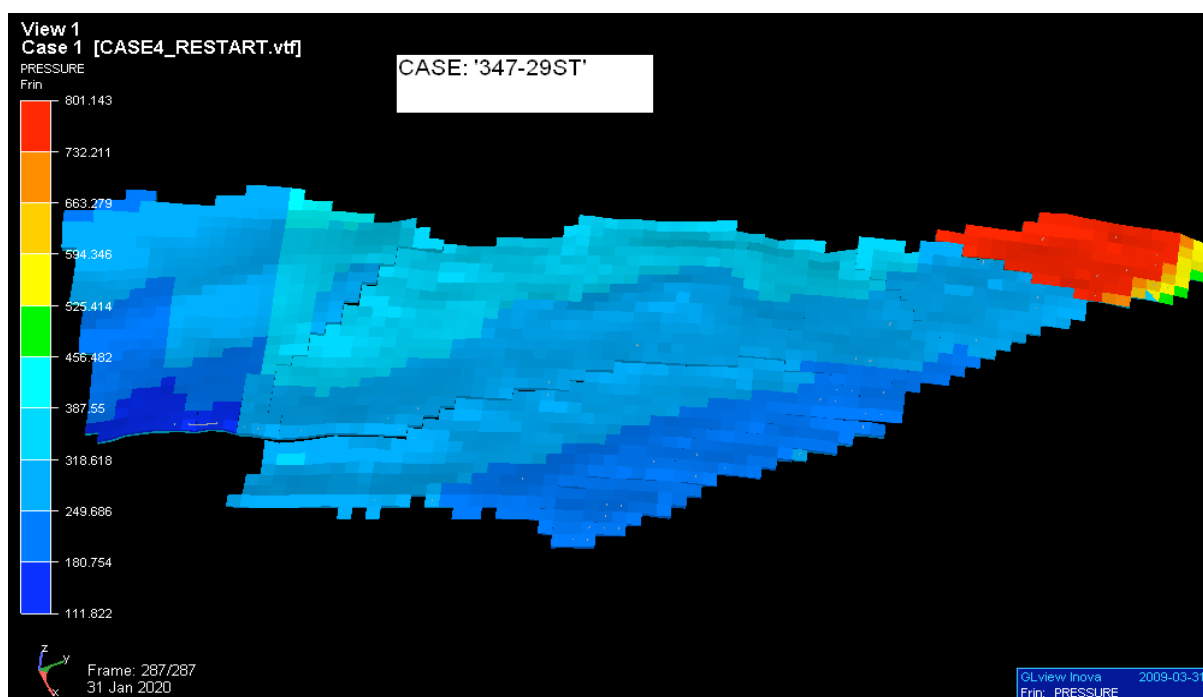
Figur 3.2.6 Endelig trykk med injeksjon fra B-29E.



Figur 3.2.7 Endelig trykk med injeksjon fra SFN5-T-P.



Figur 3.2.8 Endelig trykk med injeksjon fra 347-23ST.



Figur 3.2.9 Endelig trykk med injeksjon fra 347-29ST.

Data fra simulering av prøveserien ble benyttet til å undersøke trykkøkning over en rekke produsenter i 2020, i forhold til baseline. Samme data ble også benyttet til å undersøke en potensiell vertikal trykkobling mellom TABERT og ETIVE/RANNOCH som følge av injeksjon. Resultatet fra analysen er gitt i tabell 3.2.2.

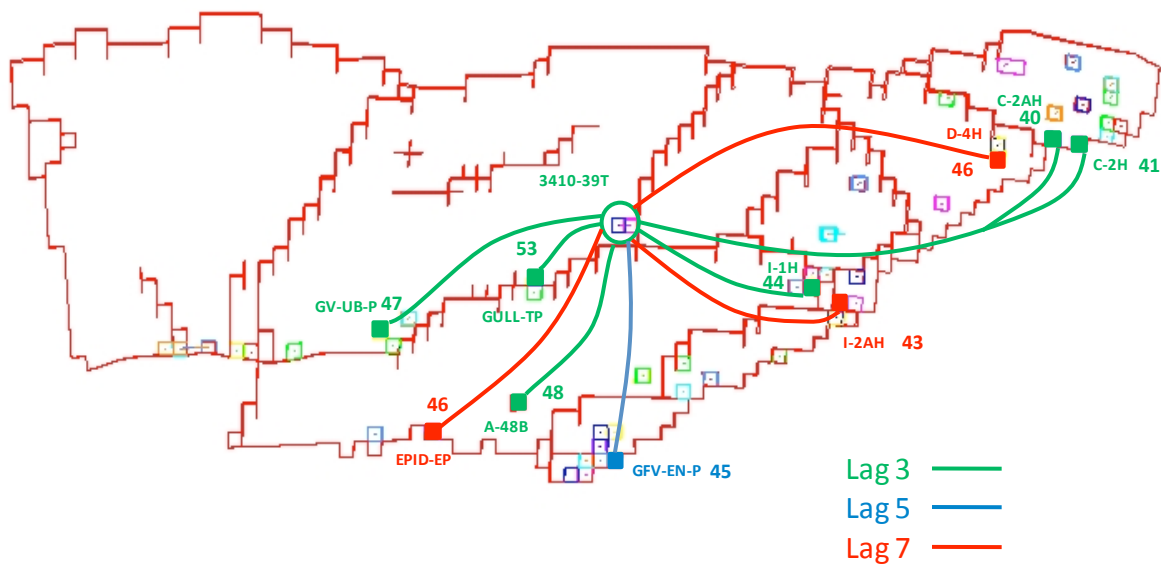
Tabell 3.2.2 Figuren viser trykkøkning over enkelte produsenter ved injeksjon i forskjellige injektorer. Rød farge indikerer perforering i TABERT, oransje indikerer perforering i ETIVE og gul indikerer perforering i NESS 2.

Første testet injeksjonsbrønner:							
Område	Betarygg	Betarygg	Betarygg	Betarygg	Vigdis	Betadal	
Injeksjonsbrønn	3410-39T	SFN5_T_P	347-21ER	347-23ST	347-29ST	B-29E	
Kompleterings lag	3	3	7	3	3	7	
Aktive produsenter: -----trykk økning pga ekstra injeksjon (bar)							
D-4H	46	34	55	44	42	48	Betarygg
GULL_T_P	53	40	46	48	34	46	Betarygg
GV_UB_P	47	78	43	42	30	43	Betarygg
A-48B	48	34	40	50	35	45	Betadal
EPID_E_P	46	35	49	44	34	58	Betadal
I-1H	44	35	45	54	37	45	Betadal
GFV_EN_P (lag 5)	45	33	45	46	33	51	GFV
I-2AH	43	35	54	45	37	51	GFV
C-2AH	40	28	48	40	106	42	Vigdis
C-2H	41	30	50	41	82	44	Vigdis

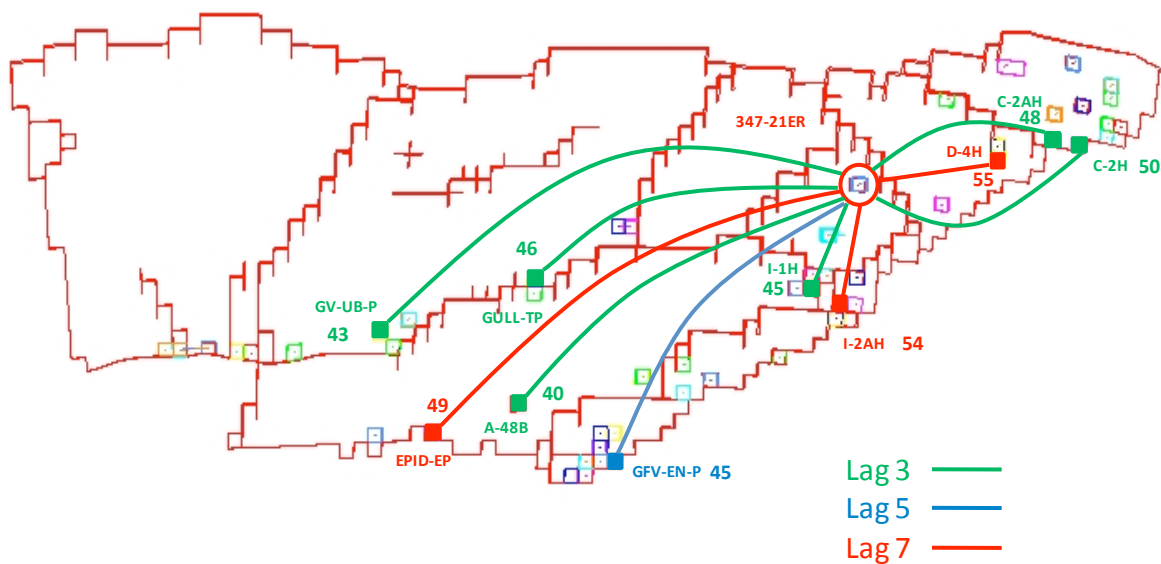
Tabell 3.2.2 gir opphav til den første konklusjonen om at det er trykkkommunikasjon mellom alle injeksjonspunkt og alle produsenter som er tatt med i analysen. For det andre kan det konkluderes med at det er trykkobling mellom de horisontale lagene 3, 5 og 7. Dette viser at det er trykkkommunikasjon mellom Øvre og Nedre Brent i modellen, og at begge lagene vil ha effekt av injeksjon i ett av lagene.

Når man ser på de enkelte trykkverdiene i mer detalj, er det klart at selv om tallene inneholder en del avvik, minker trykkstøtten med økende avstand mellom injektor og produsent (se Figurene 3.2.10 til 3.2.15). I noen tilfeller (injektorene 347-21ER, 347-23ST, B2-9E) er det tydelig sterkere trykkstøtte til produsenter perforert i samme lag som injektoren, enn for produsenter perforert i andre lag.

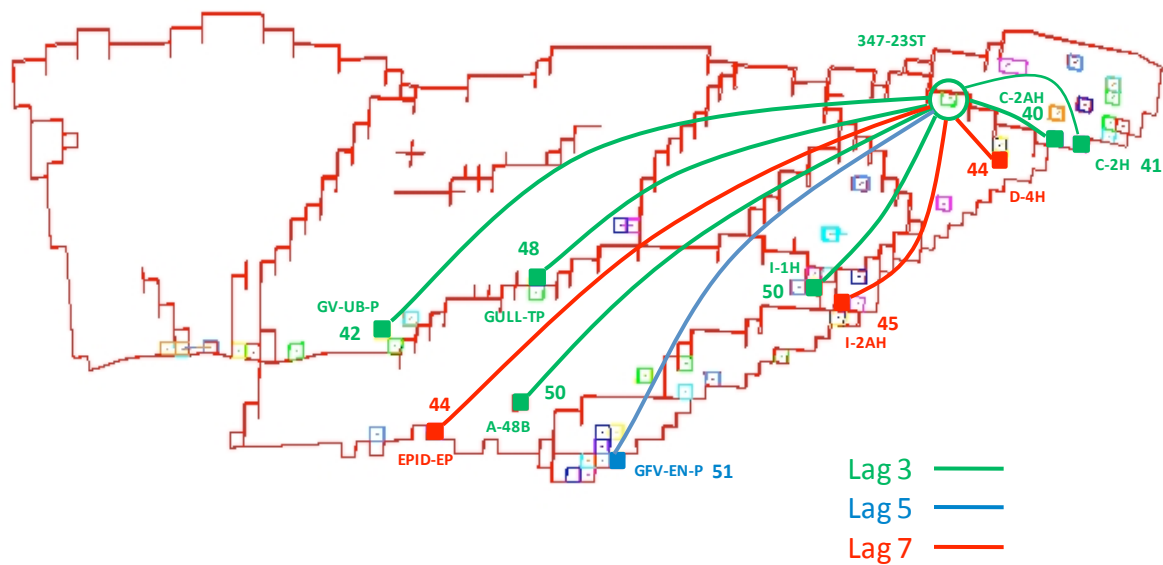
Lag 5 avviker i enkelte tilfeller fra observasjonen over. Ved injeksjon i TABERT eller ETIVE/RANNOCH får GFV-EN-P, i enkelte tilfeller, like god eller bedre trykkstøtte enn andre brønner perforert i injeksjonslaget. Det er ikke mulig å trekke presise konklusjoner ut fra dette, men det er en indikasjon på det nesten alltid er vertikal trykkstøtte mellom lagene.



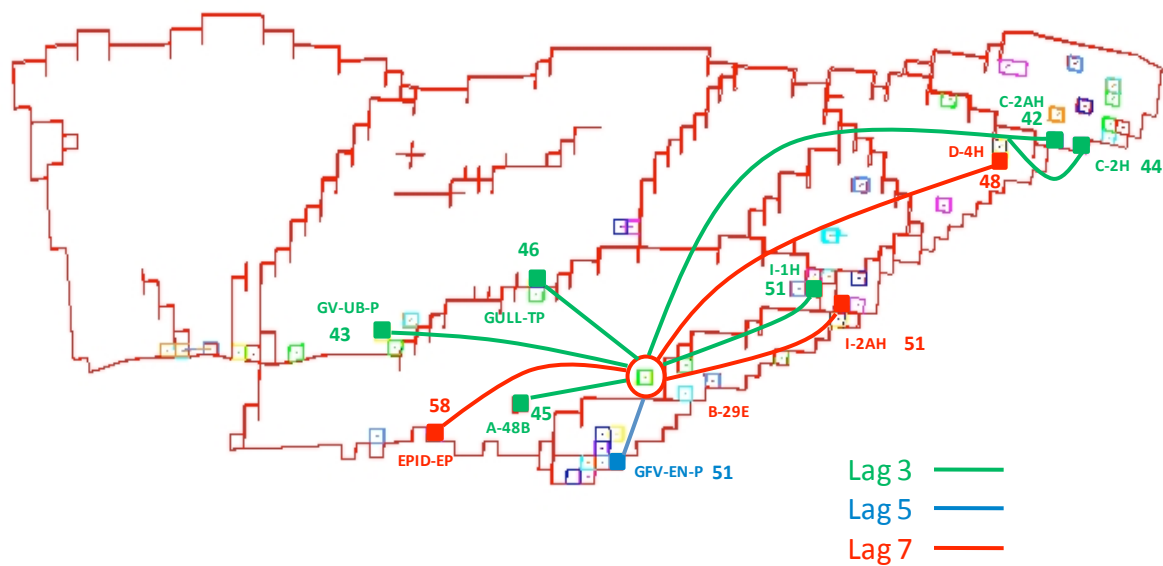
Figur 3.2.10 Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i 3410-39T.



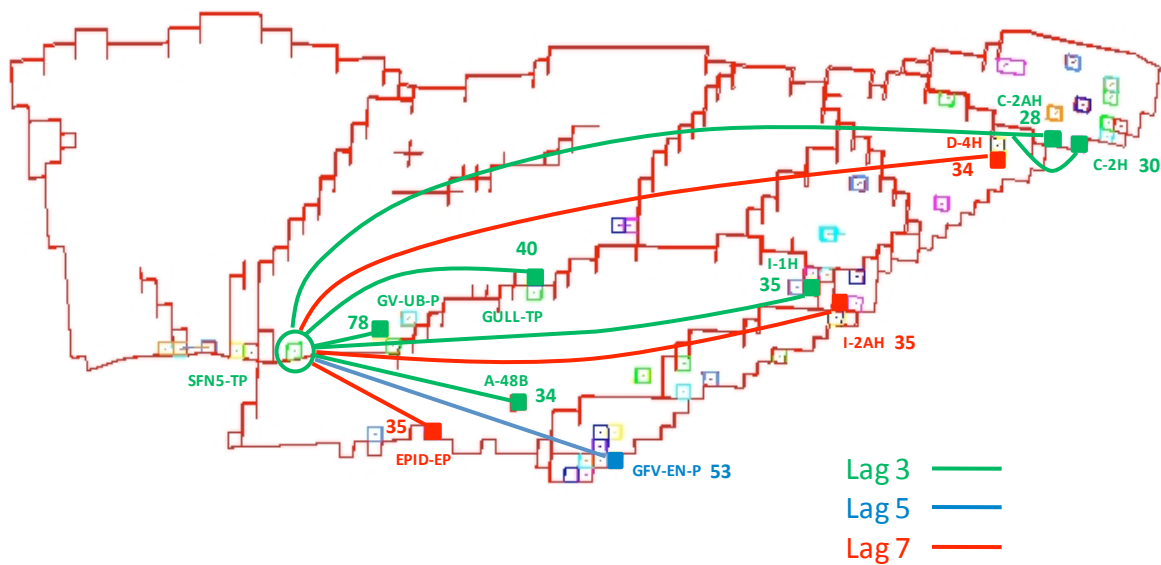
Figur 3.2.11: Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i 347-21ER.



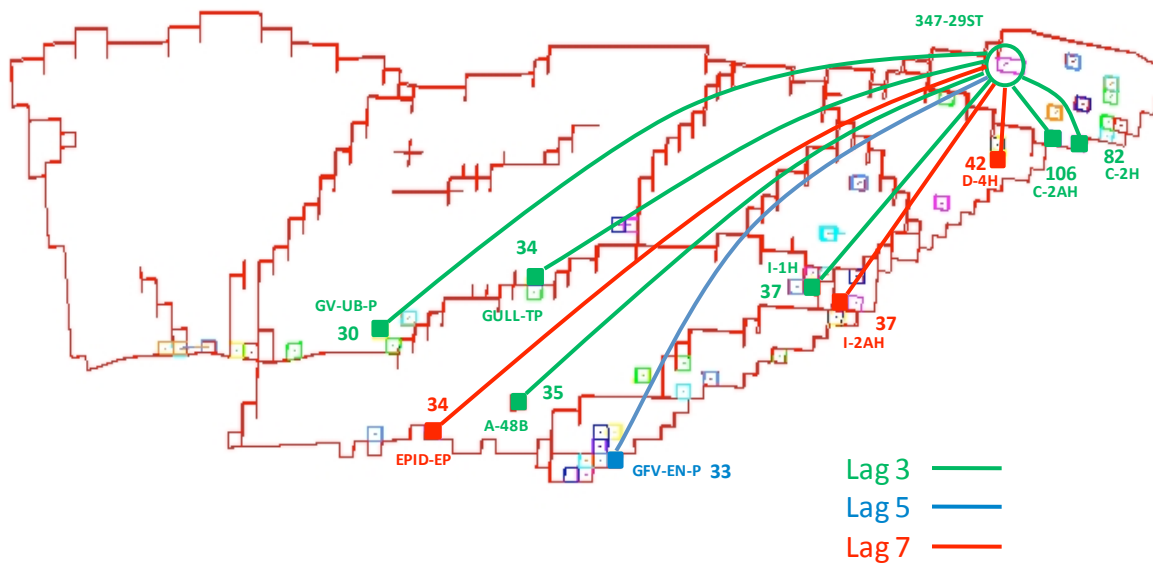
Figur 3.2.12: Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i 347-23ST.



Figur 3.2.13 Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i B-29E.



Figur 3.2.14 Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i SFN5-TP.



Figur 3.2.15 Trykkøkning over diverse produsenter fra injeksjon i 347-29ST.

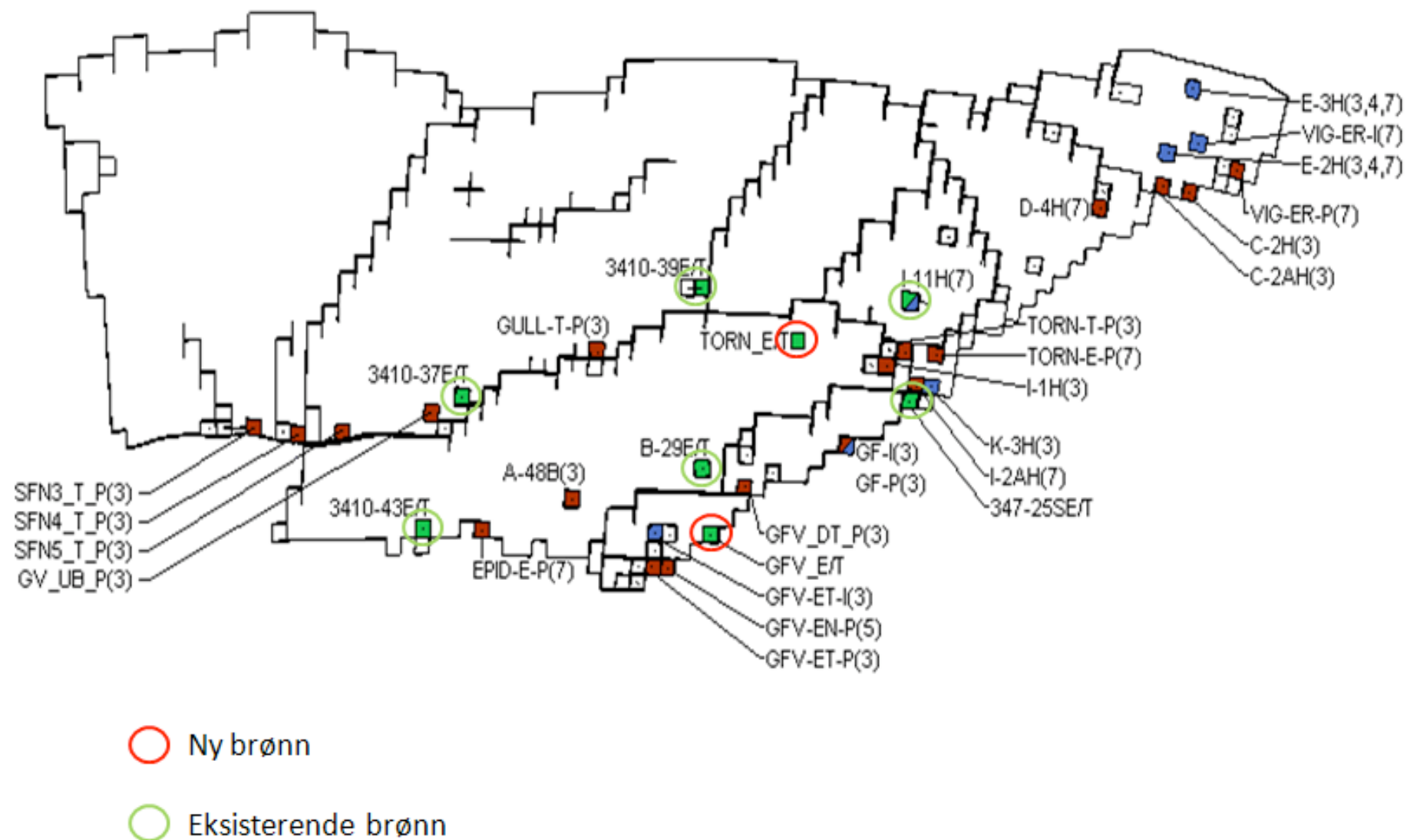
3.3 Resultater

3.3.1 Optimal plassering av brønner

Å finne den optimale plasseringen og injeksjonsraten til en injeksjonsbrønn kan formuleres som et matematisk optimaliseringsproblem med begrensninger gitt av egenskapene til modellen. Dette krever i midlertidig dyp forståelse av modellen og er utenfor målet med dette prosjektet. En praktisk tilnærming til problemet er å simulere ulike case med injeksjon av sjøvann i brønner plassert i ulike deler av reservoaret og sammenlikne resultatet med baseline for å finne det området som gir størst effekt. I hver case ble trykkprofiler(WBP) for brønner tilhørende felt med kjent effektivitetsfaktor, som i vårt tilfelle er Epidot, Gullfaks Vest(D&E), Gulltopp og Gullveig, sammenliknet med baseline. Trykkdifferansen mellom det aktuelle case og baseline dannet grunnlag for nåverdiberegninger som ble brukt som sammenlikningsgrunnlag. Disse nåverdiberegningene er ufullstendige og er kun ment å tjene som sammenlikningsgrunnlag mellom hver case. Mer detaljert nåverdiberegning for de to antatt mest lønnsomme case er tatt med i avsnitt 6.3.

Injeksjonsbrønner som i første rekke ble benyttet er eksisterende brønner som er funnet å være ikke-aktive. Det ble injisert i ETIVE/RANNOCH og TABERT siden de fleste produsentene er perforert i ett av disse to lagene. Resultater fra analysen i avsnitt 3.2.3 indikerer at det er trykkkommunikasjon mellom alle områder og lag i modellen, noe som forenkler oppgaven med å finne optimal plassering av injeksjonsbrønner ved at man slipper å ta hensyn til å injisere eksplisitte mengder i de deler av reservoaret som i utgangspunktet var antatt adskilt av lukkede forkastninger.

Det er simulert 11 ulike case der det ble benyttet fem ikke-aktive brønner og en aktivt injiserende brønn. For hver case der det er benyttet ikke-aktive brønner er det kjørt én case med perforering i ETIVE/RANNOCH og én med perforering i TABERT, i den ene casen der det er benyttet en allerede injiserende brønn ble det kun simulert med den perforeringen som er angitt i originalmodellen for ikke å påvirke effekten av predikert injeksjonen i denne brønnen. På grunn av manglende tilgang til ikke-aktive brønner i den nordlige delen av Betadal og Gullfaks Vest(E) er det opprettet to nye brønner, GFV-E/T og TORN-E/T, og disse ble benyttet som injeksjonsbrønner i dette området. Begge brønnene er simulert med perforering i ETIVE/RANNOCH og TABERT, en perforering i hver case. De eksisterende brønnene som ble benyttet var 3410-25SE/T, 3410-37E/T, 3410-39E/T og I-11H på Betarygg, 3410-43E/T og B-29E/T i Betadel. I-11H benyttes som injeksjonsbrønn i modellen og vår injiserte mengde kom i tillegg til den predikerte mengden. Plassering til brønnene er gitt i figur 3.3.1

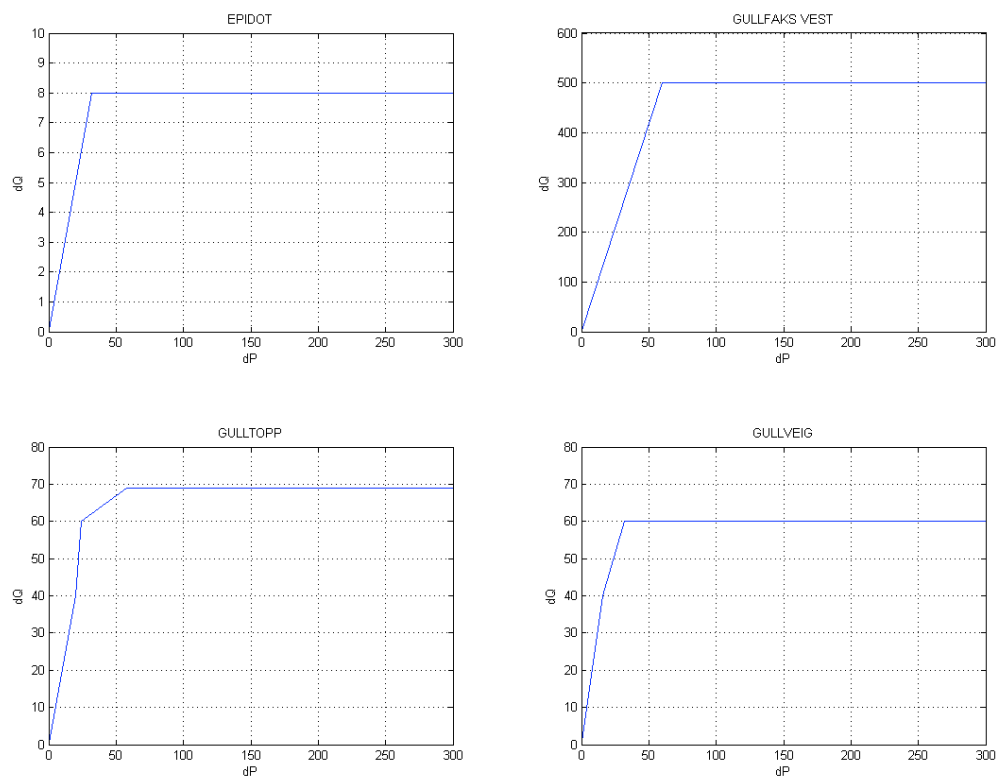


Figur 3.3.1 Plassering av nye og eksisterende brønner brukt til reinjeksjon og nåverdiberegninger

3410-37T og 3410-43E ligger nært produsenter og tracer indikerer at injeksjon i disse brønnene vil føre til vanngjennombrudd i henholdsvis GV-UB-P og EPID-E-P før 2020. Til tross for dette er det valgt å se på effektiviteten av injeksjon i disse brønnene og problematikk rundt vanngjennombrudd blir tatt opp dersom det viser seg at en av disse brønnene gir best effekt av injeksjon.

Hvert case ble simulert med injeksjon av 10.000 Sm³ sjøvann per døgn, effekter av å injisere produsert vann fremfor sjøvann er tatt med som et eget punkt(3.3.3).

Det er gitt en effektivitetsfaktor som funksjon av trykk for feltene Epidot, Gullfaks Vest(D&E), Gulltopp og Gullveig. Effektivitetsfaktorene var gitt i form av diskrete verdier innenfor et svært begrenset område for trykk. For å utvide beregningsområdet er det foretatt en antagelse om at $\partial Q / \partial t$ er lineær mellom hver gitte verdi, og effektivitetsfaktorene som funksjon av trykk tilhørende de fire feltene er gitt i figur 3.3.2.



Figur 3.3.2 Effektivitetsfaktor som angir økt oljeproduksjon mot økt trykk for områdene Epidot, Gullfaks Vest, Gulltopp og Gullveig.

Slik effektivitetsfaktorene var gitt kunne den tolkes på ulike måter og mangelfull informasjon rundt hvilken måte som var korrekt førte til at det ble benyttet tre tolkninger til beregning av nåverdi. Alle tolkningene gav ulike resultater, men hadde visse fellestrekk.

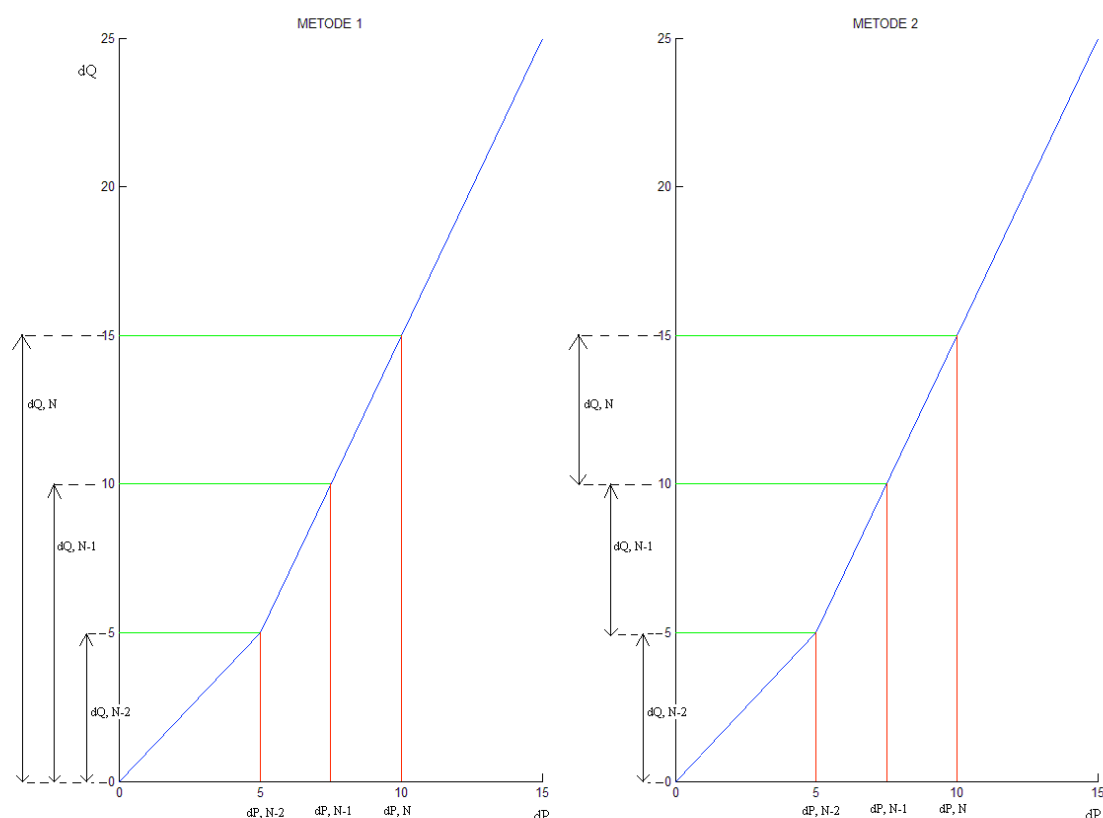
En tolkning var å finne differansen mellom trykk i baseline og det aktuelle case på årsbasis og multiplisert med beregnet effektivitetsfaktor, slik at man får en profil for økt produksjon. Denne profilen brukes til å beregne nåverdien til prosjektet ved å ta hensyn til diskonteringsfaktor og

varierende oljepris. Denne tolkningen forutsetter at ∂Q angir økt produksjon og det er riktig i henhold til den informasjonen som ble gitt. Denne tolkningen refereres til som "Metode 1".

En annen tolkning er å betrakte ∂Q som tilgjengelig oljereserve og økt produksjon i ett sample er gitt ved differansen mellom økt produksjon i to etterfølgende sampler. Man får også i dette tilfellet en profil for økt produksjon som kan brukes til å beregne nåverdien av prosjektet. Denne tolkningen refereres til som "Metode 2".

Forskjellen mellom økt produksjon i Metode 1 og Metode 2 er illustrert i figur 3.3.3 der " $\partial Q, N-2 \dots N$ " angir økning i produksjon i sample $N-2 \dots N$.

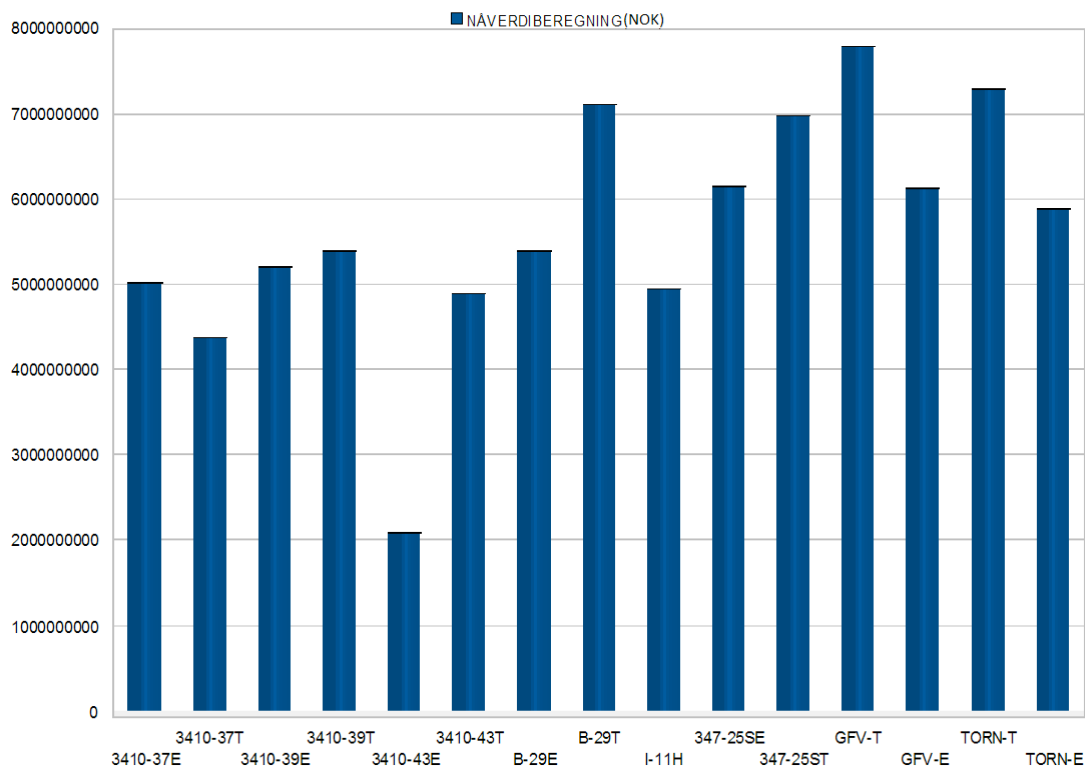
Den siste tolkningen går ut på å beregne et gjennomsnitt av trykkdifferansen mellom baseline og det aktuelle case, og gange opp denne verdien med effektivitetsfaktoren. Man kan da beregne den totale økningen i produsert olje, men denne økningen er gitt som en skalar og man har derfor ikke mulighet til å beregne nåverdien av prosjektet. Denne tolkningen refereres til som "Metode 3".



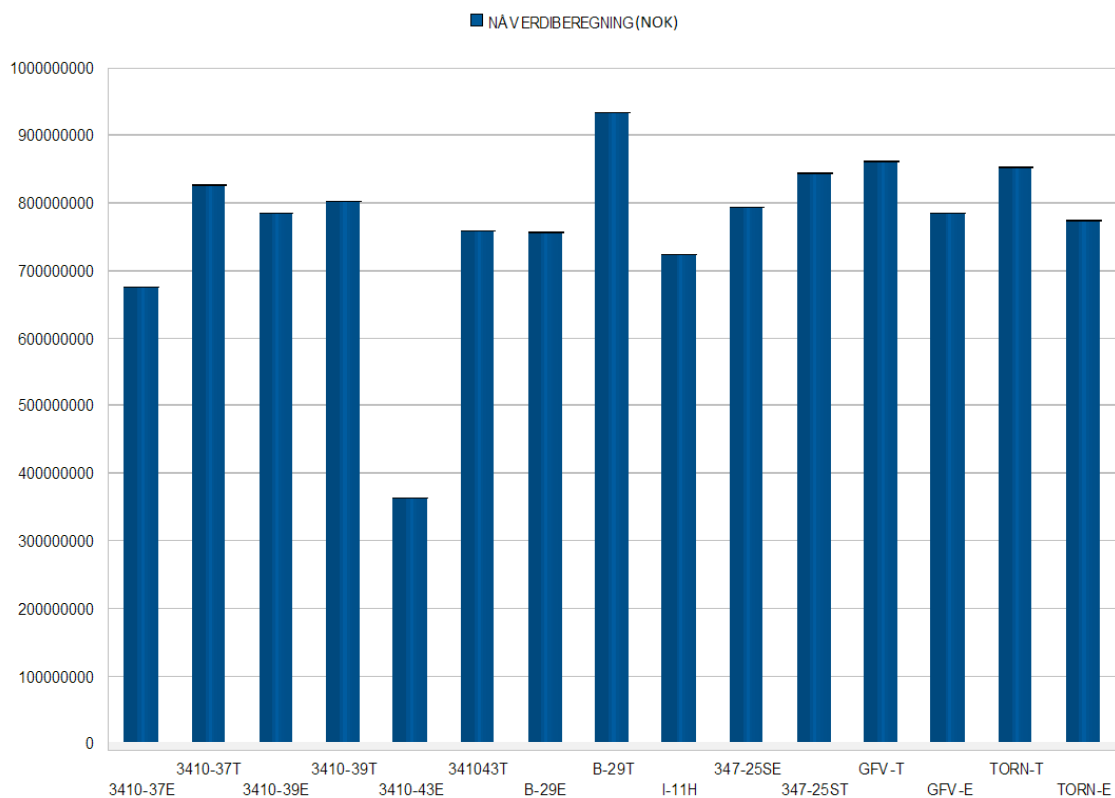
Figur 3.3.3 Illustrasjon av nåverdiregningsmetodene Metode 1 og Metode 2.

Nåverdiregninger med Metode 1 og Metode 2 gav svært ulike resultat, der nåverdiregninger med Metode 1 var en faktor på 10 høyere enn Metode 2. Metode 1 gav resultat med større varians enn Metode 2, noe som indikerer at avstanden til injeksjonsbrønnen er en viktigere faktor i Metode 1

enn i Metode 2. Nåverdiberegninger med Metode 1 og Metode 2 er gitt i henholdsvis figur 3.3.4 og 3.3.5. Nåverdiberegningene ble utført med en diskonteringsfaktor på 8 %.

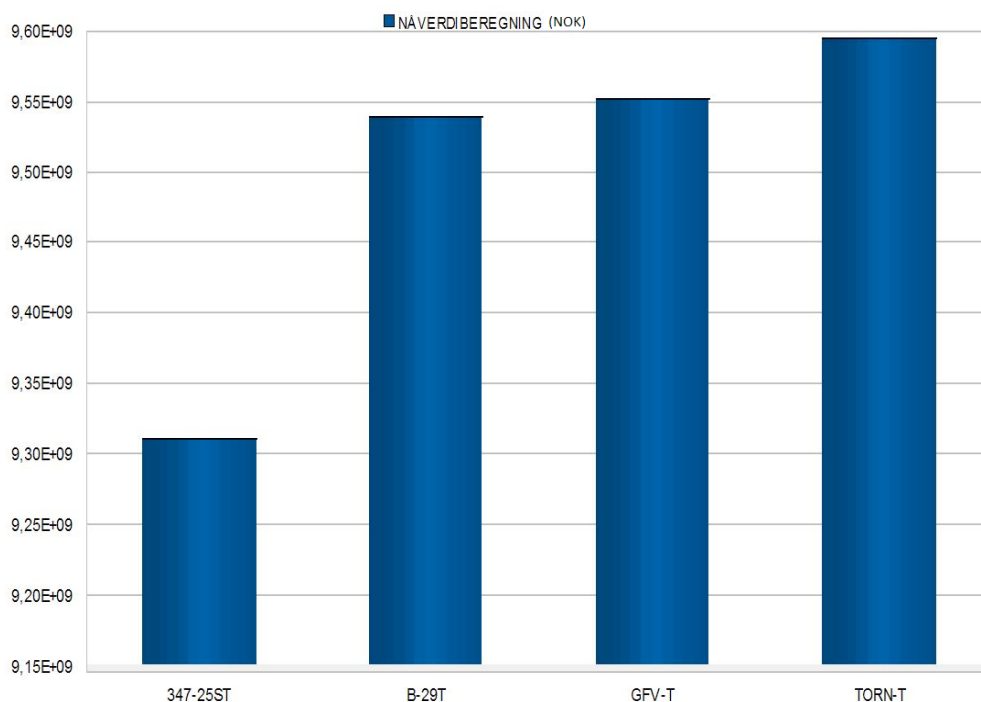


Figur 3.3.4 Nåverdiberegninger over økt oljeproduksjon mot injeksjonsbrønnene med Metode 1.



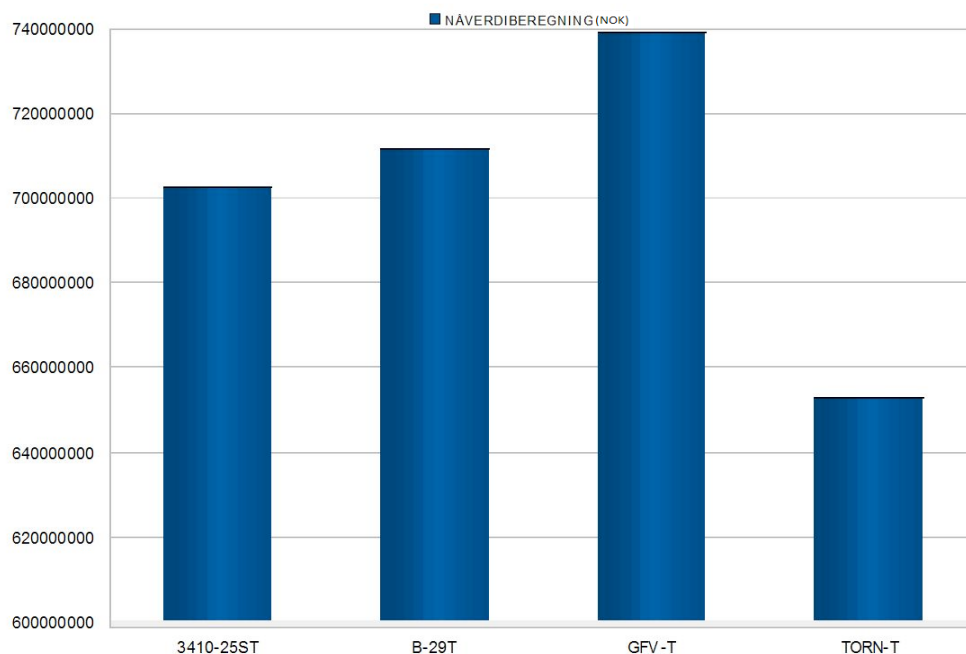
Figur 3.3.5 Nåverdiberegninger over økt oljeproduksjon mot injeksjonsbrønnene med Metode 2.

Begge metodene viser at B-29T, 347-25ST, GFV-T og TORN-T er de fire brønnene som gir høyest nåverdi. Resultat fra simulering av tre case med injeksjon av 20.000 Sm³ hvorav 10.000 Sm³ i GFV-T og 10.000 Sm³ i en av de tre andre brønnene, og en case med injeksjon av 20.000 Sm³ i GFV-T, der nåverdien er beregnet med Metode 1 er gitt i figur 3.3.6. Resultatet viser at det er optimalt å injisere 10.000 Sm³ i GFV-T og 10.000 kSm³ i TORN-T, men dette innebærer boring av to nye brønner. Differansen mellom de tre høyeste nåverdiene er i størrelsesorden NOK 50Mill, noe som er vesentlig lavere enn kostnader rundt boring av en ny brønn. Det vil derfor være økonomisk lønnsomt å gå for en løsning med injeksjon av 20.000 Sm³ i GFV-T eller 10.000 Sm³ i B-29T og 10kSm³ i GFV-T.



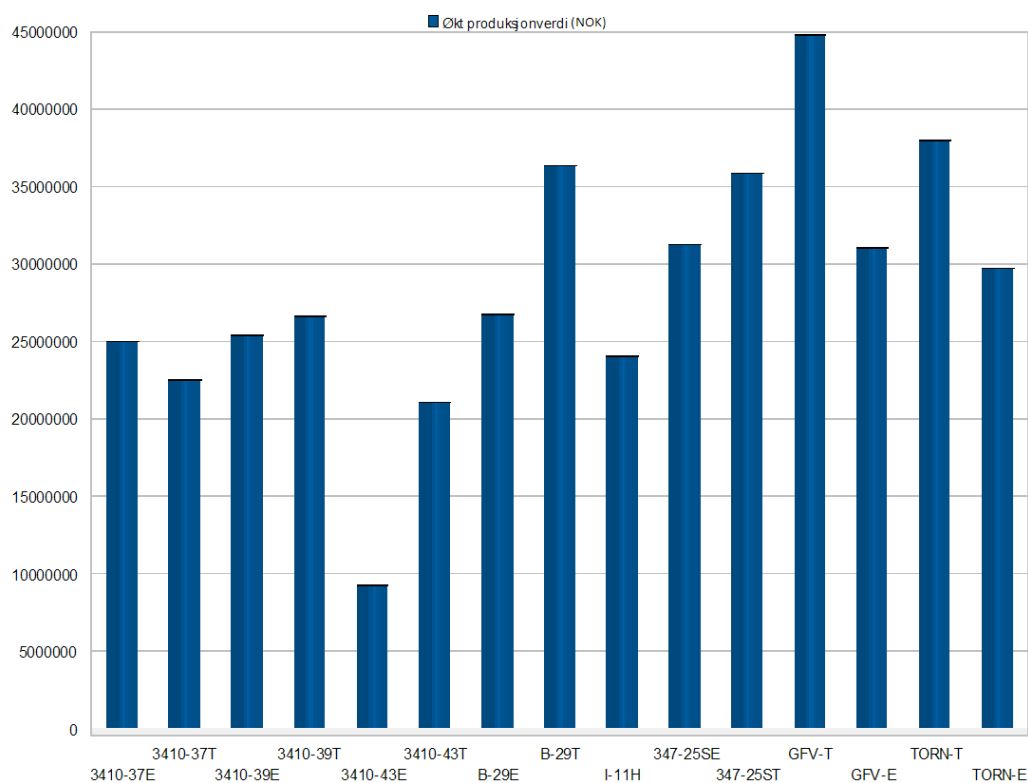
Figur 3.3.6 Nåverdiberegning av tre case med injeksjon av 20.000 Sm³ hvorav 10.000 Sm³ i GFV-T og 10.000 Sm³ i en av de tre andre brønnene, og en case med injeksjon av 20.000 Sm³ i GFV-T, der nåverdien er beregnet med Metode 1.

Simulering av tre case med injeksjon av 20.000 Sm³ hvorav 10.000 Sm³ i B-29T og 10.000 Sm³ i 347-25ST, GFV-T og TORN-T, og en case med injeksjon av 20.000 Sm³ i B-29T, der nåverdien er beregnet med Metode 2 er gitt i figur 3.3.7. Resultatet viser at injeksjon av 10.000 Sm³ i B-29T og 10.000 Sm³ i GFV-T gir høyest nåverdi blant de fire casene, men denne nåverdien er lavere enn i case der man kun injiserer 10.000 Sm³ i en av brønnene. Forklaringen på dette resultatet ligger i måten metoden beregner økt produksjon, ved trykkøkning over et visst nivå vil $\partial Q / \partial t \rightarrow$ konstant og differansen mellom økt produksjon mellom hvert sample vil gå mot null. Logikk tilsier at det ikke er mindre lønnsomt å øke trykke i reservoaret, noe dette resultatet indikerer, man bør derfor stille spørsmål ved hvorvidt denne måten å beregne nåverdien er korrekt.



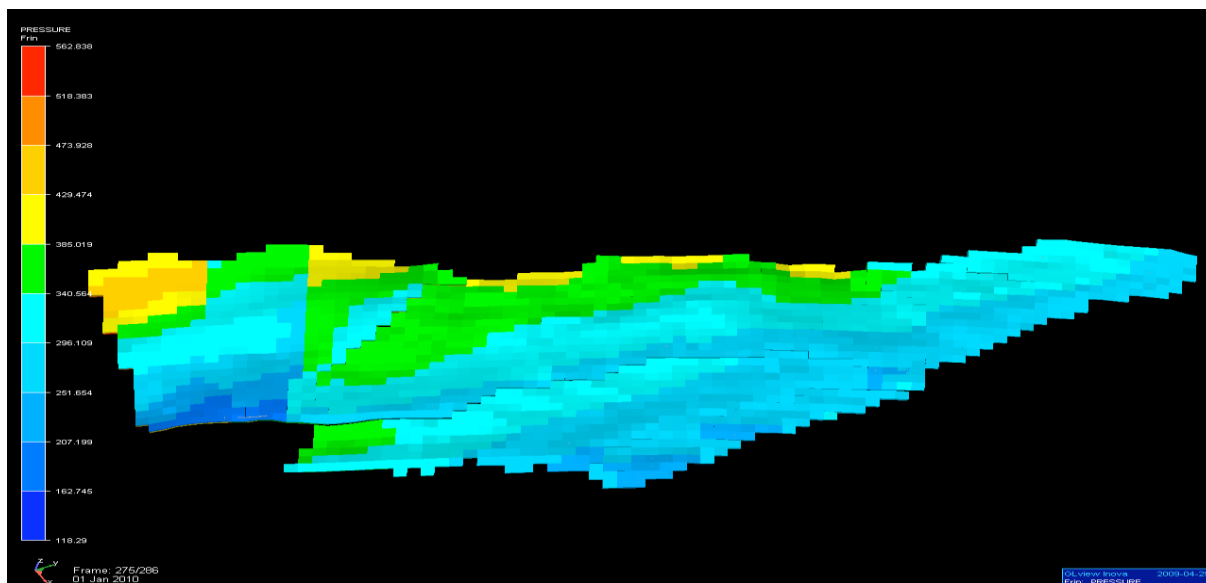
Figur 3.3.7 Nåverdiberegning av tre case med injeksjon av 20.000 Sm³ hvorav 10.000 Sm³ i B-29T og 10.000 Sm³ i 347-25ST, GFV-T og TORN-T, og en case med injeksjon av 20.000 Sm³ i B-29T, der nåverdien er beregnet med Metode 2.

Beregning av økt produksjon basert på Metode 3 under antagelse om at økt produksjonsvolum er konstant fra 2010 til 2020 resulterer i en økt produksjonsverdi gitt i figur 3.3.8. Den økte produksjonsverdien baserer seg på oljepris på \$71 per fat, som er en middelvei av predikert oljepris fra 2010 til 2020. Resultatet viser at injeksjon av 10.000 SM³ i GFV-T vil gi økt produksjon verdt NOK 44,7Mill. Denne verdien er betydelig lavere enn beregnet nåverdi med Metode 1.

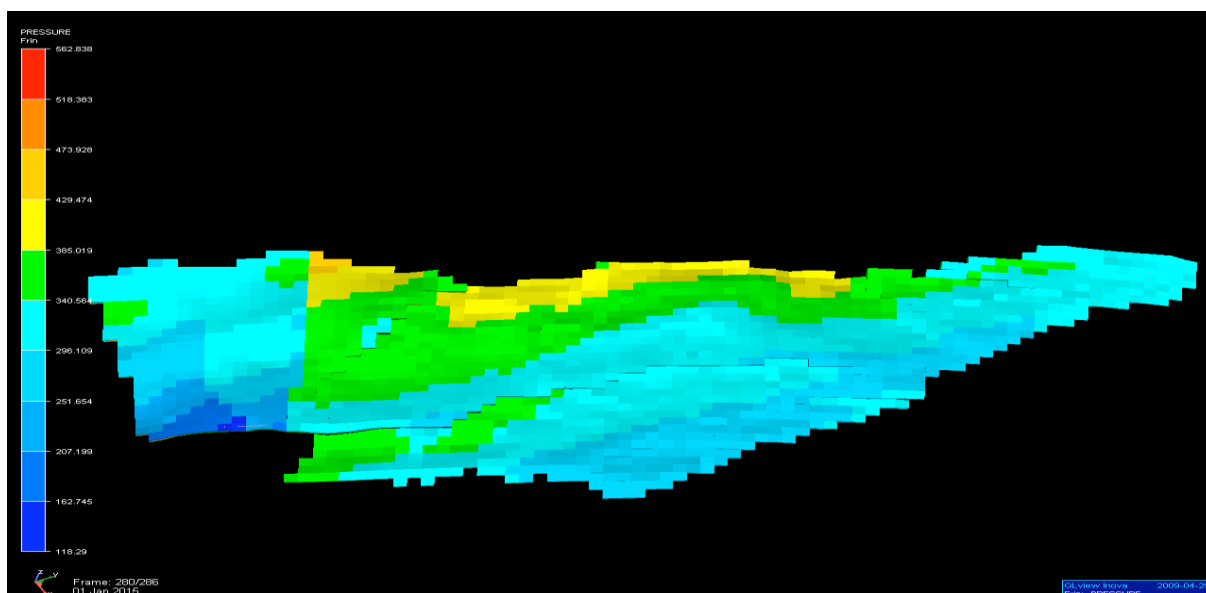


Figur 3.3.8 Verdi av økt produksjon beregnet med Metode 3.

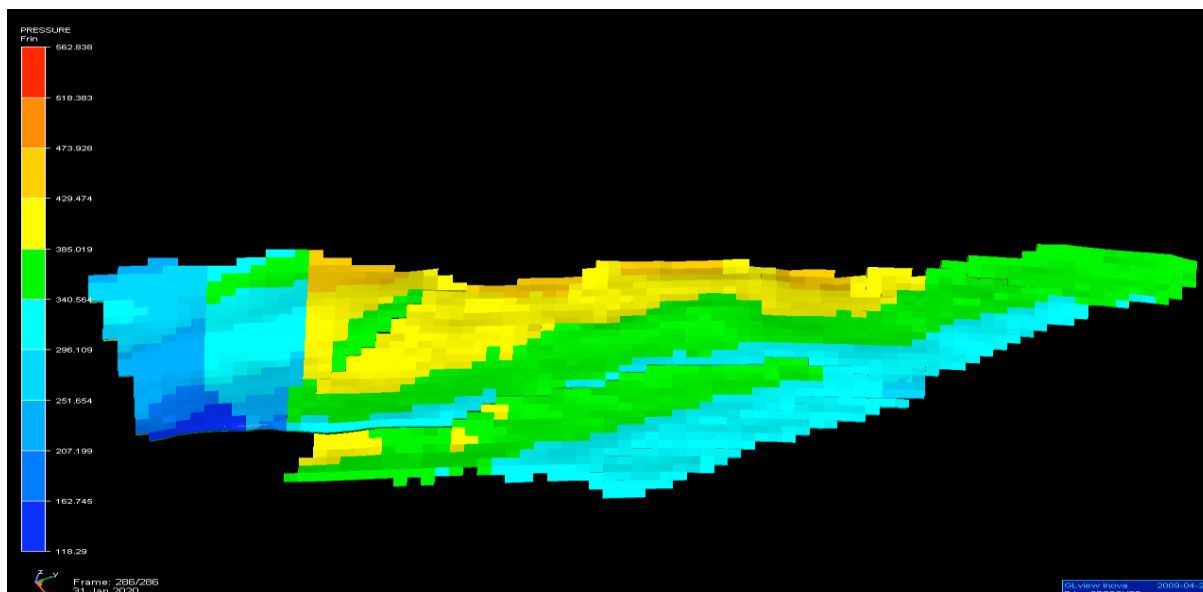
Trykkutviklingen i reservoaret ved optimal injeksjon i henhold til Metode 1 i år 2010, 2015 og 2020 er vist i figur 3.3.9 til 3.3.11. Trykkfordelingen i 2010 er tatt med for å vise trykkfordelingen i reservoaret i det man starter injeksjonen. Resultatet etter denne simuleringene er lagt ved siden de representerer det scenarioet som etter våre beregninger er mest lønnsomt. Det er injisert 10.000 Sm³ i GFV-T og TORN-T og som det går frem av simuleringen er det størst trykkøkning over Betaryggen. Trykkøkning over Betaryggen var et gjennomgående resultat ved de fleste case.



Figur 3.3.9 Trykkutviklingen i reservoaret ved optimal injeksjon i henhold til Metode 1 i år 2010.



Figur 3.3.10 Trykkutviklingen i reservoaret ved optimal injeksjon i henhold til Metode 1 i år 2020.

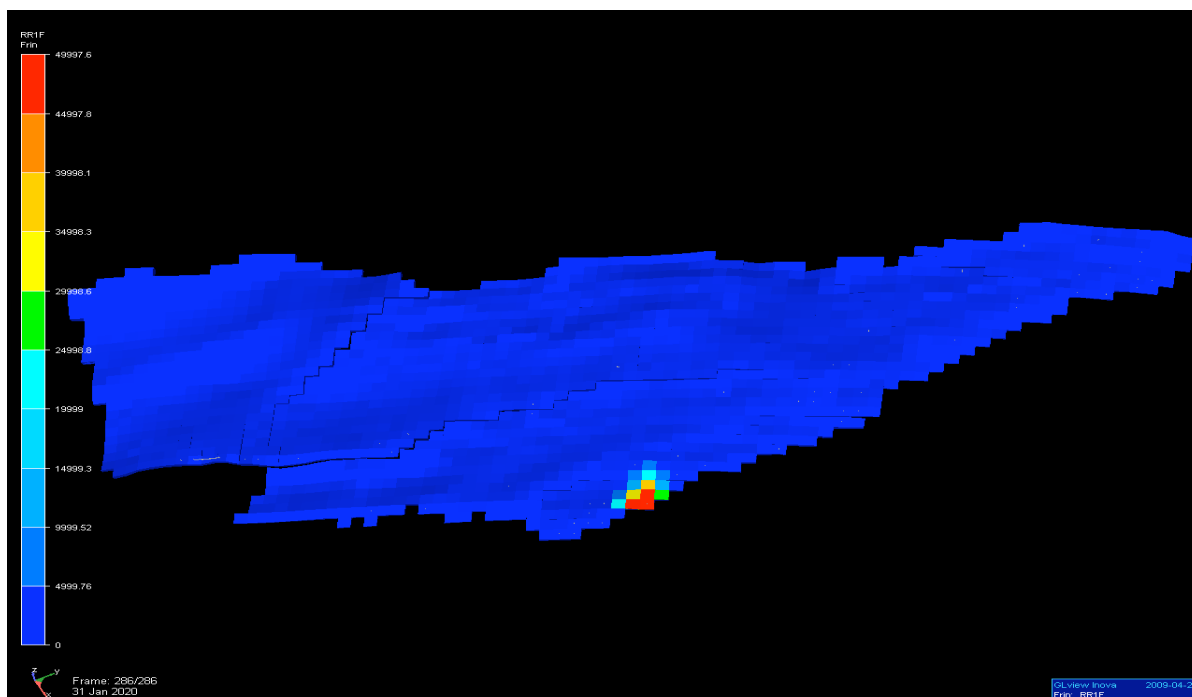


Figur 3.3.11 Trykkutviklingen i reservoaret ved optimal injeksjon i henhold til Metode 1 i år 2020.

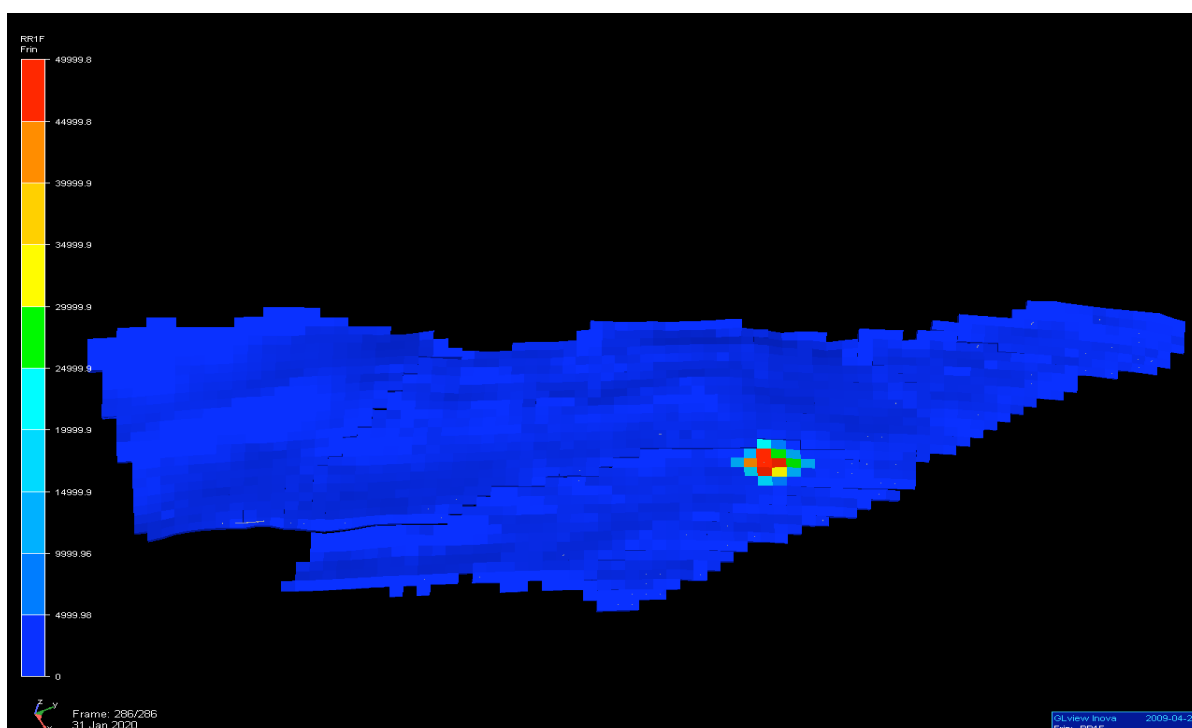
Det er simulert med tracer på injisert vann i GFV-T og TORN-T for å undersøke om injeksjon i disse brønnene ville gi vanngjennombrudd før 2020. Resultatet fra simulering av samme case som vist over tyder på at vanngjennombrudd ikke inntreffer før 2020. Spredning av tracer ved injeksjon i GFV-T er svært begrenset, men vil påvirke spredningen av injisert vann fra GFV-ET-I og tvinger dette vannet i retning av de nærliggende produsentene GFV-EN-P og GFV-DT-P. Det er ikke kjørt simuleringer med tracer på injisert vann fra GFV-ET-I, men dette bør gjøres for å avklare om vanngjennombrudd inntreffer i de nevnte produsentene før 2020.

Tracer på injisert vann fra TORN-T indikerer at injisert vann ikke fører til vanngjennombrudd før år 2020, det er heller ingen nærliggende injeksjonsbrønner i dette området som kan påvirkes i stor grad av injisert vann i TORN-T. Det er lite trolig at injeksjon i TORN-T vil fremskyve et vanngjennombrudd i noen produsenter.

Resultat fra simulering med tracer på GFV-T og TORN-T er vist i henholdsvis figur 3.3.12 og 3.3.13.



Figur 3.3.12 Tracer på injisert vann fra GFV-T



Figur 3.3.13 Tracer på injisert vann fra TORN-T

Resultatene presentert over gir ikke et klart bilde på nåverdien av prosjektet, men det går frem av samtlige metoder som ble benyttet at injeksjon i B-29T, GFV-T, TORN-T eller 347-25ST vil gi størst effekt. Dersom man går for en løsning med injeksjon i GFV-T bør man undersøke om man får vanngjennombrudd i GFV-EN-P og GFV-ET-P ved å simulere med tracer på injisert vann fra GFV-ET-I. Et godt alternativ til injeksjon i GFV-T, som innebærer boring av ny brønn, er å injisere 20.000 Sm³ i

B-29T. Dette alternative har litt lavere nåverdi, men man unngår borekostnader og negative effekter på miljøet forårsaket av boring.

Beregninger på nåverdien av prosjektet er basert på feil tolkning av effektivitetsfaktoren vi ble gitt. Beregningene som er utført resulterer i en nåverdi som er mangedoblet den forventede nåverdien beregnet med korrekt måte. Grunnet tidsbegrensning på dette prosjektet er det ikke utført beregninger med den korrekte tolkningen av effektivitetsfaktoren, men dette bør gjøres for å se på den faktiske nåverdien av prosjektet. Det er forventet at denne nåverdien er betydelig lavere enn den nåverdien som er beregnet i denne rapporten.

3.3.2 Injeksjon av produsert vann

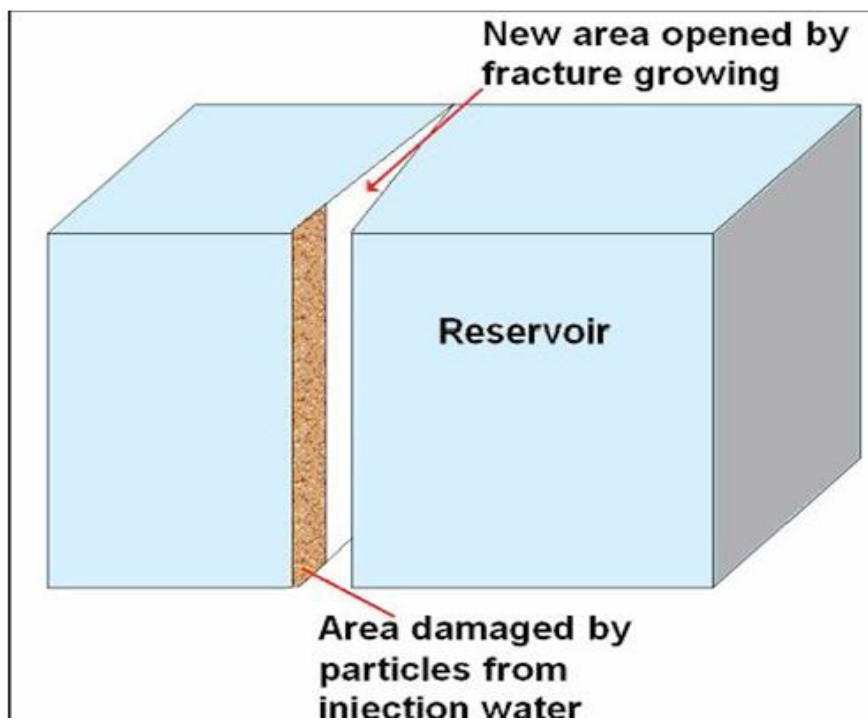
På grunn av tidsbegrensning er disse endringene ikke injeksjon av produsert vann blitt simulert, modellen i simuleringer er derfor fullstendig basert på sjøvannsinjeksjon. En forandring fra injeksjon av sjøvann til injeksjon av produsert vann i modellen krever, endring av tettheten til det injisert vann, og muligens endringer i temperatur og viskositet.

4 Reservoar

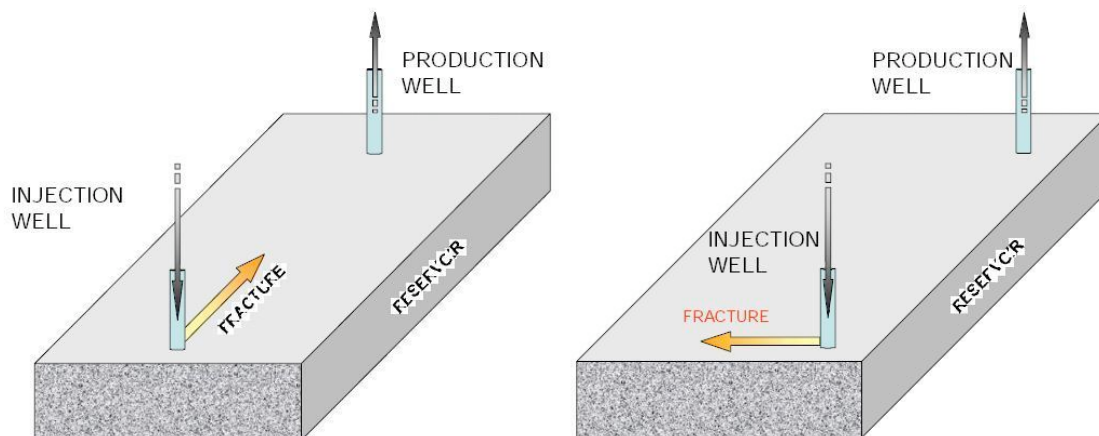
4.1 Oppsprekking og injeksjonsnedgang

Vanninjeksjon er den mest brukte metoden for økt oljeutvinning. Reinjeksjon av produsert vann, som er en blanding av formasjonsvannet og sjøvann, er vanlig i nyere felt. Dersom injeksjonsvannet ikke er rensset godt nok er det større sannsynlighet for sprekkdannelse i reservoaret. Ofte vil injeksjonsbrønner få sprekker som vokser med tiden som følge av injisert vann. Sprekkene (figur 4.1.1) kan dannes i injeksjonsbrønner på grunn av termisk stress, endringer i poretrykket eller en økning i injeksjonstrykket på grunn av partikkelfilterplugging. Disse sprekkene kan ha en betydelig innvirkning på reservoarets ytelse, og bør sees nærmere på før det eventuelt igangsettes reinjeksjon av produsert vann i Vestlig provins.

Ukontrollerte sprekkdannelser vil kunne ha uønskede konsekvenser. Det er viktig å vite sprekkens posisjon og retning siden dette kan stoppe produksjonen tidligere enn antatt på grunn av vanngjennombrudd i hydrokarbonbærende sone. For eksempel vil det i et enkelt system med en injektor og produsent, oppstå en sprekk som mellom brønnene (se figur 4.1.2A). Dette vil kunne føre til tidlig vanngjennombrudd i produsent, slik at man må stoppe produksjonen tidligere. Dersom sprekken dannes vinkelrett på injektor-produzent aksen (se figur 4.1.2B) så kan dette gi økt oljeutvinning [Furtado et al., 2007].



Figur 4.1.1 Viser sprekkdannelse i reservoaret [Furtado, 2007].



Figur 4.1.2 Figur A til venstre viser sprekkdannelse mellom injektor og produsent. Figur B til høyre viser sprekkdannelse vinkelrett på injektor-produzent aksen [Furtado et al., 2007].

4.1.1 Effekt av partikkelplugging og termiske spenninger

Det produserte vannet inneholder alltid en del suspendert materiale og oljedråper som kan plukke porerommet av formasjonen nær injeksjonsbrønnen, og dermed reduserer injektiviteten i brønnen. For å opprettholde en konstant strømningshastighet må WBHP (well bottom hold pressure) trykket økes. Når bruddtrykket overstiges dannes det sprekker. Sprekkåpningen plugges gradvis med faste partikler under injeksjonen og når trykket på sprekk-tuppen overskrider sprekkforplantningstrykket vil dette resultere i en voksende sprekk [Phani et al., 2001].

Injeksjonsvannet er noe kaldere enn formasjonen, ettersom det injiseres 75% produsert vann og 25% sjøvann i dette prosjektet. Hvis det er stor forskjell mellom temperaturen på det injiserte vannet og formasjonsvæsken, vil en termisk front forplante seg fra injeksjonsbrønnen. Dette fører til dannelse av en nedkjølt region rundt injeksjonsbrønnen, som igjen fører til at formasjonsbergarten trekker seg sammen. Dette fører igjen til en reduksjon i horisontale spenninger rundt injeksjonsbrønnen. Denne horisontale spenningsreduksjonen forårsaker en hydraulisk sprekk ved trykk lavere enn det opprinnelige sprekktrykket i bergarten [Phani et al., 2001]. På bakgrunn av dette vil poretrykket i omkringliggende bergarter i formasjonen øke. Økningen i WBHP på grunn av partikkelplugging og reduksjon av sprekktrykket fra den kalde væskeinjeksjonen og endringene i poretrykket kontrollerer oppstarten og bevegelsen av den hydrauliske spreken i injeksjonsbrønnen. Sprekkgeometrien og bevegelsesraten er avhengig av formasjonsegenskaper, injeksjonsrate, vannkvaliteten og temperaturforskjellen mellom reservoaret og det injiserte vannet [Phani et al., 2001].

Avsetningen av partikler og oljedråper i det produserte vannet vil kunne føre til en nedgang i injektiviteten ved å redusere permeabiliteten ved partikkelplugging i porerommet til bergarten. Når disse partiklene tetter porene kan både reservoartrykket og injektiviteten gå ned. Dette kan resultere i lavere utvinning og forkorter reservoarets levetid. For å håndtere dette problemet er det nødvendig å opprettholde en konstant injeksjonsrate.

4.2 Rensing av vann og filtreringskoeffisient

En faktor som påvirker sprekkdannelse er filtreringskoeffisienten (C_L). Denne måles på et bestemt system av produsert vann og reservoarbergart. Høy vannkvalitet og høy permeabilitet betyr stor C_L . Hvis C_L er liten vokser sprekken raskere som et resultat av dårlig vannkvalitet. Forskjellige filtreringskoeffisienter gir ulik sprekk lengde og sprekkhastighet som vist i figur 4.2.1. Disse tallene er ikke basert på reelle utregninger, men er tatt med for å illustrere effekten av forskjellige filtreringskoeffisienter. Ligning 1 viser et enkelt uttrykk som beskriver lengden av sprekken som funksjon av tiden [Furtado et al., 2007].

$$x_f = \frac{q_w \cdot \sqrt{t}}{\pi \cdot C_L \cdot h}$$

where

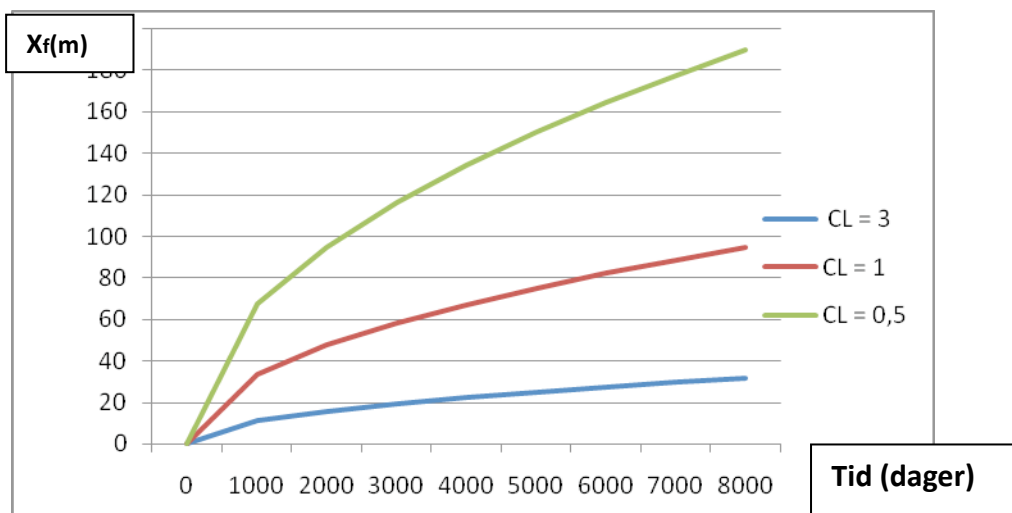
x_f = position of the edge of fracture, [L]

q_w = injection flowrate, [L^3/T]

C_L = filtration coefficient, [$L/T^{1/2}$]

t = time [T]

Ligning (1)



Figur 4.2.1 Viser sprekk lengden (m) mot tid (dager) med forskjellige rensekoeffisienter. Vi har brukt en konstant injeksjon på 10 000 m³/d og reservoar høyde på 3000 m i Ligning (1). Utregningen er utført på Excel regneark (se vedlegg 4)

En av parametrene som påvirker filtreringskoeffisienten er vannkvaliteten. Denne kan forbedres ved vannrensing før injeksjon. Derfor kan det være nyttig å rense det produserte vannet før reinjeksjon, men en må ta hensyn til det økonomiske aspektet ved dette.

4.3 Hydrogensulfid (H₂S)

4.3.1 Utslipp til luft og miljøkonsekvenser

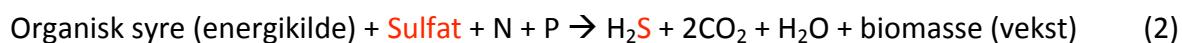
Hydrogen sulfid (H₂S) er en fargeløs, ekstremt lettantennelig og giftig gass. Denne gassen forekommer naturlig i råolje og varmekilder. Gassen har en lukt av "råtne egg" og går også under navnet "stink gas". Gassen er tyngre enn luft og vil bevege seg langs gulv. H₂S er irriterende og vil påvirke både oksygen utnyttelse og det sentrale nervesystemet [OSHA, 2009]. Høye konsentrasjoner (over 100ppm) kan føre til sjokk, koma og død. Disse effektene kan forekomme etter ett eneste åndedrag [OSHA, 2009]. Konsentrasjoner som er mange ganger høyere enn 100ppm er blitt påvist i H₂S gassfase etter reinjeksjon av produsert vann. Plattformen kan til tider få problemer med høye verdier av H₂S, og beskyttelsesutstyr må brukes av arbeiderne. De helseskadelige effektene av H₂S hos oljearbeiderne er den største miljøfaren med utslipp av gassen til luft.

4.3.2 Forsuring av reservoar

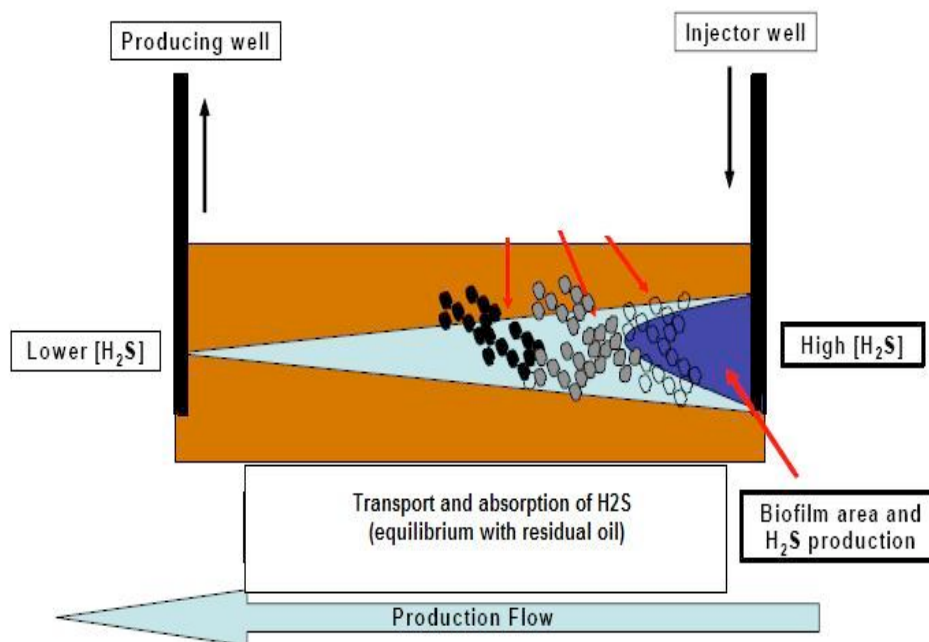
Det har lenge vært kjent at injeksjon av sjøvann fører til økt produksjon av hydrogen sulfid i reservoaret, og dermed fører til reservoar forsuring og nedsatt kvalitet på produsert gass. H₂S vil også kunne føre til korrosjon på produksjonsutstyr. Ved reinjeksjon av produsert vann må man ta høyde for en økning i H₂S produksjon i reservoaret.

Reservoar forsuring oppstår når vann med innhold av sulfat når reservoaret. Sulfat- reduserende bakterier (SRB) i reservoaret vil kunne omdanne sulfat i injisert vann til H₂S i et anaerobt (oksygenfritt) miljø. [Sunde & Torsvik, 2005]. Produsert vann og oljen i reservoaret inneholder lett tilgjengelige organiske syrer (for eksempel eddiksyre) som er gode karbonkilder til bakteriene. Bakteriene viser imidlertid en begrensning i vekst utover det man vil forvente med god tilgang på karbonkilde. Begrensende faktorer for vekst er blitt identifisert til å være nitrogen og fosfat. Produsert vann inneholder høyere verdier av disse næringsstoffene enn sjøvann. Man vil derfor forvente større vekst av SRB og dermed en høyere H₂S produksjon ved PWRI [Tyris & Ljosland, 1993]. Pilotprosjekt ved Statfjord C viste at injeksjon av produsert vann ga 17 ganger høyere H₂S produksjon sammenlignet med sjøvannsinjeksjon [Statoil, 2003].

Sulfatreduserende bakterier benytter sulfat som elektronakseptor. Dette gir et dårlig energiutbytte, slik at bakteriene vokser relativt sakte [Sunde & Torsvik, 2005].



SRB vil danne en biofilm i nærheten av injektor hvor konsentrasjonen av sulfat, nitrogen og fosfat er høyest. Ikke all H₂S som produseres av bakteriene i biofilmen vil nå frem til produsenten. I tillegg til å løse seg opp i oljen, vil en god del av hydrogen sulfiden absorberes av formasjonen før den når frem til produsent [Sunde & Torsvik, 2005]. På grunn av denne absorberingen trenger ikke det første vannet ved vanngjennombrudd å inneholde H₂S. Etter en stund vil det oppnås likevekt mellom produsert H₂S og formasjonen. Etter dette punktet vil man forvente en økning av H₂S i produsent (figur 4.3.1.).



Figur 4.3.1. H₂S Biofilm Modell. En biofilm av sulfatreduserende bakterier dannes nær injektoren hvor konsentrasjon av næringsstoffer er høy. H₂S transporteres med injeksjonsvannet frem til produsent. En stor del av H₂S absorberes av formasjonen (likevekt mellom oljefasen) slik at en liten del av H₂S når frem til produsenten [Statoil, 2007].

Reinjeksjon av produsert vann vil være et miljøvennlig alternativ til rensning og utslipp til sjø dersom vanngjennombrudd ikke skjer i løpet av produsentens levetid. Dersom dette imidlertid skjer innenfor brønnens levetid, vil man forvente en drastisk økning i H₂S produksjon. Dette vil kreve tilsats av miljøfarlige kjemikalier i form av H₂S scavanger for å få H₂S-nivåene i gassen ned til salgskravene. En slik økning i bruk av H₂S scavanger vil oppveide de miljømessige fordelene ved reinjeksjon av produsert vann. Erfaringer ved Statfjord C, konkluderte med at reinjeksjon av produsert vann ikke var det mest miljøvennlige alternativet siden en stor økning i H₂S produksjon var forventet [Statoil, 2007].

4.3.3 Tiltak for å redusere H₂S produksjon

Tilsetning av Biosider

Biosider er kjemikalier som tilsettes injeksjonsvannet for å hindre bakterievekst nede i reservoaret. Disse kjemikaliene er ytterst miljøskadelige. Mange av disse kjemikaliene er etsende og helseskadelige for de som håndterer dem. I tillegg er biosider relativt dyre kjemikalier [Sunde & Torsvik, 2005]. I lys av dette vil biosider ikke være et miljøvennlig alternativ for å redusere H₂S problematikken.

Tilsetning av nitrat

Pilotforsøk ved Statfjord C har vist at man kan redusere mengde H₂S produsert under reinjeksjon av produsert vann ved å tilsette nitrat i injeksjonsvannet. Tilsats av nitrat har vært brukt i blant annet vannrensning av avløpsvann i lengre tid. Nitratreduserende bakterier (NRB) vil benytte nitrat som elektronakseptor for å oksidere H₂S tilbake til sulfat. Nitrat er en bedre elektronakseptor enn sulfat. NRB vil derfor ha en fordel i forhold til SRB i reservoaret siden de vil kunne ha en høyere veksthastighet. Ved tilsats av nitrat til injeksjonsvannet vil NRB dominere i reservoaret og oksidere H₂S til sulfat [Sunde & Torsvik, 2005].



I denne prosessen vil nitrat reduseres til nitritt (ligning 3). Nitritt hemmer et enzym som er viktig for sulfid reduksjon. Nitritt vil være veksthemmende for sulfatreduserende bakterier, slik at de vil vokse langsommere enn normalt, og vil derfor produsere mindre H₂S [Sunde & Torsvik, 2005]. Nitrat som tilsettes vil også kunne benyttes som alternativ elektronakseptor av SRB. Dette vil igjen føre til en reduksjon i H₂S produksjon.

Erfaringer fra Statfjord feltet viser at injeksjon av sjøvann behandlet med biosider ga 10 X høyere H₂S produksjon enn ved injeksjon av nitratbehandlet sjøvann [Statoil, 2007]. Ikke bare er nitrat mer effektivt, men det vil også gi en større miljøgevinst enn behandling med biosider. Nitrat er lett nedbrytbart i naturen, og vil nedbrytes til blant annet nitrogengass [Østgaard, 2005].

Nitratbehandling av produsert vann vil bare være aktuelt hvis vanngjennombruddstiden for det injiserte vannet er kort. Dersom H₂S når frem til produsent etter at produksjon er stoppet, vil tilsats av nitrat være en stor utgift, og nytteverdien vil være minimal.

4.4 Scale

Scale er et stort problem i oljeindustrien. Scale er en form for avleiring som finner sted i reservoar og produksjonsutstyr. Scale som oppstår i formasjonen vil kunne føre til nedsatt permeabilitet og skade, mens scale i produksjonsutstyr vil føre til tetting av rør, nedgang i produksjon og forstening av sikkerhetsventiler. Mange oljefelt opplever problemer med scale på grunn av utbredt bruk av sjøvannsinjeksjon for trykkstøtte [Moghadasi et al. 2003]. Ved vanngjennombrudd vil man kunne forvente problemer tilknyttet scale i utstyr. Scale oppstår når salter og mineraler i formasjonsvannet blir overmettet og utfelles som krystaller [Ramstad et al. 2005]. Den vanligste typen scale i produksjonsutstyr er karbonat presipiteringer (CaCO₃). Karbonat felles ut fra det produserte vannet under trykkfall. Når det produserte vannet kommer opp i brønnen vil det være utsatt for et lavere trykk. CO₂ kan dermed forlate det produserte vannet. Dette gir en økning i pH, som igjen fører til metning av CaCO₃, og krystallisering. [Ramstad et al. 2005]. Dannelse av scale skjer lettere ved høye temperaturer (raskere overmetting av CaCO₃).

Scale er vanskelig å fjerne når det først har oppstått i produksjonsutstyr. Avleiringen er veldig kompakt og lite oppløselig. For å hindre scale i utstyret, settes det ofte i gang forebyggende tiltak. Ved tilsetning av kjemiske scale inhibitorer til brønnhoder i produsenten, vil man kunne forhindre at avleiring finner sted [Moghadasi et al., 2003]. De ulike scale inhibitorene på markedet er flytende kjemikalier som vil vanskeliggjøre dannelsen av krystaller i avleiringsprosessen.

5 Anlegg

5.1 Pumper, rør og rensesystem

Rensesystemet på GFB er på 50.000 Sm³/dag, og man ligger til tider helt opp mot denne kapasiteten. Per i dag er vanninjeksjonskapasiteten for pumpene på GFB på omtrent 30.000 Sm³/dag, og i tillegg tilføres 20.000Sm³/dag via rørledning mellom GFA og GFB. Denne overføringslinjen vil etter hvert bli avviklet, samtidig som at kapasiteten for pumpene på GFB oppgraderes til 70.000 Sm³/dag. Vi vil i våre beregninger anta at denne oppgraderingen er gjennomført, og at det daglig injiseres 10.000 Sm³ per injeksjonsbrønn i Vestlig provins.

5.1.1 Partikler

Ved C-14 prosjektet i Statfjordfeltet ble det først benyttet et 150µm-filter for rensing av det produserte vannet. Dette gikk tett etter få timer, og ble derfor erstattet med et betydelig grovere 3000µm-filter[Statoil, 2003]. Pumpene som ble benyttet ved C-14 var ikke beregnet for reinjeksjon av produsert vann, og man støtte på problemer vedrørende akkumulering av sand- og oljepartikler i de statiske og roterende pumpekomponentene. Problemene ble i dette tilfellet løst ved at pumpeenes slitedeler ble belagt med wolframkarbid, og man opplevde i ettertid ingen ytterligere problemer knyttet til partikkelinnholdet i vannet. Et finere filter kan tenkes å være en alternativ løsning, men krever da antageligvis noe periodisk vedlikehold i form av utskifting eller rensing av filter for å unngå tetting.

5.1.2 Scale

Scale er et problem som kan oppstå også i pumpene, noe man opplevde etter en tid ved C-14 prosjektet. Etter å ha injisert scalehemmende middel i injeksjonsstrømmen klarte man likevel å redusere dette problemet, og analyser av ionesammensetningen i ettertid indikerte ingen risiko for ytterligere scaling. Siden det ikke oppstår vanngjennombrudd reduseres faren for scale i produsent, og det anses derfor ikke som nødvendig å tilsette ekstra scalehemmende middel enn det som tilsettes per i dag.

5.1.3 Alternativer

Etter pilotprosjektet ved C-14 ble det konkludert med at booster- og injeksjonspumpene bør være designet for å håndtere produsert vann, enten ved pumper konstruert for dette formålet eller ved delvis å bygge om eksisterende pumper. I tillegg bør det foretas en detaljert væske- og partikkelanalyse for å kartlegge det produserte vannets sammensetning, og på den måten avklare hvilke problemer som kan oppstå ved det aktuelle prosjektet.

Ved valg av pumpeløsning vil det være ønskelig å velge det alternativ som fører til færrest mulig problemer både ved installasjon og drift. I tillegg kommer naturligvis den økonomiske vurderingen, der ulike løsninger må veies opp mot hverandre for å finne det gunstigste alternativet. Innkjøp av nye pumper til bruk for reinjeksjon av produsert vann vil være kostbart, og en er muligens bedre tjent med å bygge om eksisterende pumper og eventuelt supplere med tilfredsstillende renseløsninger. Dette må da nødvendigvis utføres på en måte som gjør at en unngår unødig driftsstans og vedlikeholdsbehov på pumpene.

5.1.4 Korrosjon i rør

Når det gjelder rørsystemet viste injeksjonspiloten fra C-14 prosjektet at det til å begynne med oppsto høy korrosjonsrate, men at denne stabiliserte seg over tid. Disse målingene ble gjennomført ved hjelp av vekttapskupper, som er en kvantitativ målemetode med høy usikkerhet og ingen eksakte resultater. Det ble derfor anbefalt at det ved storskala reinjeksjon av produsert vann monteres mer nøyaktig utstyr for overvåkning for å kartlegge om det er nødvendig å tilsette korrosjonshemmende midler i det produserte vannet. Dette er usikkerheter vi velger å se bort fra i dette prosjektet, tatt i betraktning at det fra før vil finnes noe korrosjonshemmer i det produserte vannet. Fra C-14 rapporten ble det konkludert med at det ikke er nødvendig å tilsette korrosjonshemmende middel i injektor.

6 Økonomi

Det økonomiske aspektet spiller en viktig rolle med tanke på antall og plassering av brønner for reinjeksjon av produsert vann. I tillegg må ulike brønn- og kompletteringsløsninger vurderes opp mot hverandre for å finne det gunstigste alternativet, både med tanke på økonomi, gjennomførbarhet og ressursutnyttelse. Det er her benyttet en nåverdiberegning som grunnlag for den økonomiske vurderingen.

Simuleringer indikerer at vanngjennombrudd ikke vil oppstå i reservoarets antatte levetid, og nåverdiberegningene av de ulike løsningene beregnes derfor over en levetid frem til 2020. Kalkulasjonsrenten settes lik 8 %, mens valutakursen antas å være 6 NOK per USD.

6.1 Økt produksjon

Den økte oljeproduksjonen som følge av det reinjiserte vannet avhenger av en rekke parametre som må legges inn i modellen. Simuleringen av vanninjeksjonen gir en trykkøkning i de enkelte reservoarene, som igjen kan regnes om til økt produksjonsvolum via forholdstall mellom trykk og utvinning. Forholdet mellom økt trykk og økt oljeutvinning for feltene Gulltopp, Epidot, Gullveig og Gullfaks vest (E & D) leses av fra tabeller i Stig Olsens prosjektoppgave for NTNU, og den økte oljeutvinningen for hvert felt legges inn i den økonomiske modellen som en årlig fortjeneste.

Baseprisen for olje antas å variere fra 60 USD/bbl i 2009 til 75 USD/bbl fra 2014 og utover. I tillegg tas en usikkerhetsmargin på $\pm 40\%$ med i beregningene av oljeprisen, med 20 % sannsynlighet for høy og lav oljepris, og 60 % sannsynlighet for baseprisen. For omregning fra fat til m^3 benyttes at 1bbl tilsvarer $0,159\text{m}^3$.

6.2 Kostnader ved utstyr og utførelse

Valg av kompletteringsløsning og plassering av brønner har mye å si for den totale kostnaden ved prosjektet, og det er derfor ønskelig å sammenligne flere aktuelle alternativer. For boring av sidesteg benyttes forutsetningene for tids- og kostnadsestimater gitt i StatoilHydros fakta-ark i forbindelse med områdevurdering av Gullveig oljefelt. Dette oppgir en kostnad på 320000 USD per dag for boring, borefremdrift på 65 meter per dag, samt en kompletteringstid på 42 dager á 258000 USD per dag. Med aktuelle injeksjonsplasseringer kjent, kan lengden av sidesteg beregnes og slik gi et estimat på de kostnader prosjektet medfører med tanke på utstyr og utførelse. Det forutsettes her at den type komplettering som ble lagt til grunn ved områdevurderingen av Gullveig oljefelt benyttes, og det ses videre bort fra andre alternativer vedrørende komplettering.

Simuleringsmodellen vil også indikere tidspunkt for eventuelt vanngjennombrudd. Dersom dette hadde inntruffet i reservoarets levetid ville dette etter hvert føre til økt H_2S -produksjon og behov for tilsetning av H_2S -fjerner. Siden simuleringene ikke indikerer vanngjennombrudd innen 2020, ser man bort fra H_2S -tilsetning ved den økonomiske beregningen.

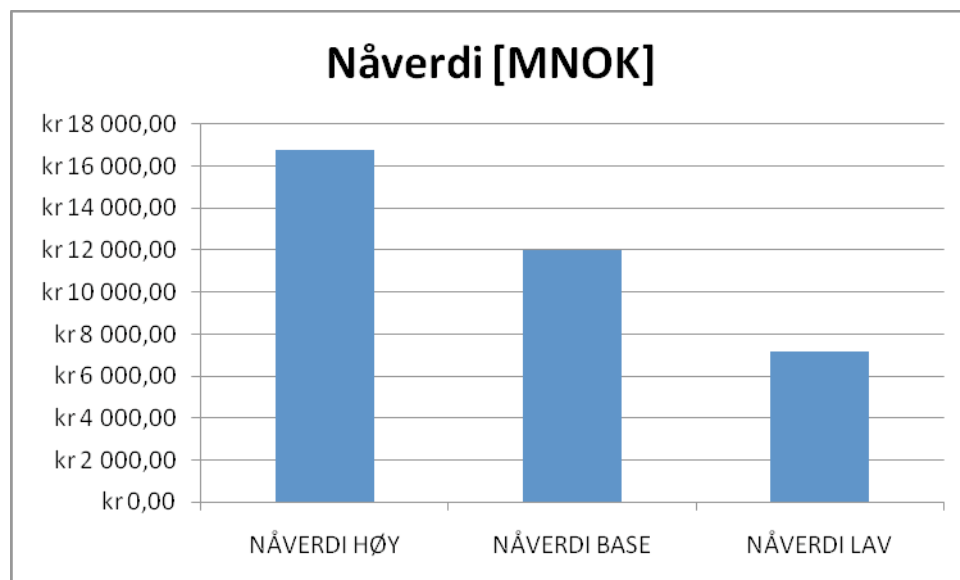
Ved bruk av eksisterende produsenter for uttaking av sidesteg må de økonomiske konsekvenser ved tapt produksjon tas med i beregningene. Dette gjøres ved å kartlegge den aktuelle brønnens årlige

produksjon og estimere gjenværende levetid, for så å legge dette inn som et årlig tap i nåverdiberegningen. Det benyttes her utelukkende inaktive brønner, og det tas derfor ikke hensyn til denne problemstillingen.

6.3 Resultater

Gjennom simuleringsarbeidet ble flere aktuelle case vurdert, både med tanke på spredningen av det injiserte vannet og gjennom en forenklet nåverdiberegning. De to beste casene ble deretter lagt inn i den økonomiske modellen og sammenlignet. Første case innebærer boring av to nye brønner, hver med en injeksjonsrate på 10.000 m³/d, mens det ved andre case ble benyttet en eksisterende brønn, B-29T, med injeksjonsrate på 20.000 m³/d. Resultatene fra simuleringen vedrørende økt oljeutvinning, samt kostnader knyttet til utstyr og utførelse ble så lagt inn i den økonomiske modellen for hver case. Grunnet manglende data for lengde på de to nye brønnene er borekostnadene for den første casen ikke tatt med i beregningene. Modellen med de aktuelle verdier finnes i vedlegg 2 og 3.

En nåverdiberegning ble foretatt for de to casene, og begge gav en nåverdi på omtrent 12 milliarder kroner for base oljepris. Nåverdiene for høy, lav og base oljepris for de to casene er vist i figur 6.3.1. Som vi ser gir de to casene tilnærmet lik nåverdi, men borekostnadene knyttet til å bore to nye brønner vil føre til en mye lavere nåverdi for case 1. Det anbefales derfor å benytte den eksisterende brønnen B-29T som injeksjonsbrønn for produsert vann, da dette gir størst økonomisk fortjeneste. Boring av nye brønner vil i tillegg gi en negativ miljøeffekt som også er med på å favorisere bruken av eksisterende brønn.



Figur 6.3.1. Nåverdiene for høy, lav og base oljepris for case 1 og 2. Case 1 og 2 gir tilnærmet like verdier.

7 Usikkerhet

Det er knyttet en rekke usikkerheter til de antagelser og beregninger som ble foretatt i forbindelse med gjennomføringen av prosjektet.

Ved de økonomiske beregningene inkluderes en usikkerhetsmargin på $\pm 40\%$ i forhold til estimert oljepris for årene frem mot 2020. En slik estimering kan likevel innebære enda større avvik enn den marginen det ble operert med. I tillegg kan kostnadene knyttet til boring, komplettering og utførelse variere noe, alt etter hvilke løsninger og metoder som blir benyttet. Den økonomiske modellen tar videre ikke hensyn til kostnader vedrørende ombygging eller utskifting av pumpesystem, noe som må gjennomføres ved overgang fra injeksjon av sjøvann til reinjeksjon av produsert vann. De økonomiske effektene av økt rensekapasitet er heller ikke kartlagt i vår modell.

Noen usikkerhetsmomenter er også knyttet til simuleringsdelen av oppgaven, da hovedsakelig med tanke på de verdier og parametere som ble benyttet. Effektivitetskoeffisienten ble antatt lineær mellom de verdier vi fikk oppgitt, og avlesingen av trykkøkning ble foretatt på årsbasis. Videre ble simuleringen gjennomført med sjøvann i stedet for produsert vann, noe som gir en viss usikkerhet med tanke på hvordan det injiserte vannet fordeler seg i reservoarene.

8 Diskusjon

8.1 Oppsprekning

I denne oppgaven har vi kun sett teoretisk på sprekkdannelse, i praksis kan sprekkdannelse undersøkes ved å skyte seismikk.

8.2 H₂S

Resultatene fra prosjektets simulering viser at man ikke vil forvente vanngjennombrudd i noen av produsentene i Vestlig provins innen deres nåværende estimerte levetid. Man kan derfor anta at H₂S konsentrasjonen ikke vil øke vesentlig i produsentene, og reinjeksjon vil være et miljøvennlig alternativ til sjøvannsinjeksjon.

Tilsats av nitrat til injeksjonsvannet vil ikke være nødvendig dersom resultatene fra simuleringen er riktige, og vanngjennombrudd ikke skjer i løpet av produsentenes levetid. Hvis brønnene derimot får forlenget levetid utover nåværende estimat, vil vanngjennombrudd kunne forekomme. Hvorvidt vannet ved gjennombrudd vil inneholde H₂S eller ikke vil være avhengig av hvor mye som er absorbert av formasjonen. Ettersom sjøvannsinjeksjon har pågått i regionen, vil det være usikkerhet rundt hvor mye H₂S formasjonen allerede har absorbert. Dersom levetiden blir utvidet bør man vurdere lønnsomheten til nitratinjeksjon opp mot eventuell økt tilsats av H₂S scavanger ved vanngjennombrudd.

8.3 Vannrensing

Erfaringer fra C-14 prosjektet viser at man ved reinjeksjon av produsert vann vil få problemer med partikler i rør og pumpesystemene. Hvor mye det produserte vannet skal renes før det injiseres bør vurderes opp i mot partikkelstørrelse, effekter på injektivitet og pumpesystemer, og kostnader tilknyttet rensning. Dersom man kan ta det produserte vannet tidlig i separeringsprosessen, vil man kunne spare utgifter tilknyttet rensning, men muligens få problemer tilknyttet injektivitet.

8.4 Miljø

Hittil er det ikke blitt påvist en direkte sammenheng mellom utslipp av produsert vann og miljøeffekter. Dette betyr imidlertid ikke med sikkerhet at det ikke finnes miljøeffekter, bare at dagens analysemetoder ikke har oppdaget dem. Fisk og plankton driver eller svømmer over store avstander, noe som gjør overvåkningsarbeidet vanskelig. Selv om havet er en god resipient (de skadelige partiklene vannes fort ut) vet man ikke hva som vil kunne skje i fremtiden når produksjon av produsert vann øker. Man har heller ikke studert langtidseffektene ved utslipp av produsert vann til sjø.

Man ser en klar tendens til økt miljøfokusering hos myndighetene, og man kan anta at det vil komme strengere utslippskrav i fremtiden som et ledd i en føre-var politikk som er godt utbredt. SFT, Statens

strålevern og Oljedirektoratet kom i desember 2008 ut med en vurdering av kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav til reinjeksjon av produsert vann. I denne vurderingen konkluderer de med at man ikke vet nok om effektene av utslipp av produsert vann. Mer forskning er nødvendig i fremtiden. På bakgrunn av blant annet de høye kostnadene tilknyttet reinjeksjon av produsert vann, vil de imidlertid ikke anbefale at det innføres generelle krav om reinjeksjon på dette tidspunkt. De gir klare anbefalinger om at man må arbeide videre med utslippsreduksjon. Ved å innføre reinjeksjon av produsert vann på Gullfaks B, vil man komme en eventuell lovpåleggelse i forkjøpet.

8.5 Simulering

Resultat fra simuleringen avhenger i stor grad av hvordan man tolker effektivitetsfaktoren som var gitt. Grunnet stor usikkerhet rundt hvilken tolkning som er korrekt, er det utført beregninger for tre ulike måter og alle disse tolkningene gir ulikt nåverdi til prosjektet. Fellestrekk ved alle metodene er at det skiller seg ut fire brønner som gir tydelig større effekt av injeksjon enn andre. Derfor har vi antatt at de kan brukes som sammenligningsgrunnlag.

For GFV-T, som antas å være en av de mest effektive nye injektorene, bør man undersøke om man får vanngjennombrudd i GFV-EN-P og GFV-ET-P ved å simulere med tracer på injisert vann fra GFV-ET-I. Spredning av tracer ved injeksjon i GFV-T er svært begrenset, men vil påvirke spredningen av injisert vann fra GFV-ET-I og tvinger dette vannet i retning av de nærliggende produsentene GFV-EN-P og GFV-DT-P. Det er ikke kjørt simuleringer med tracer på injisert vann fra GFV-ET-I, men dette bør gjøres for å avklare om vanngjennombrudd inntreffer i de nevnte produsentene før 2020.

I henhold til de beregninger som er utført er det mest lønnsomt å injisere 20.000Sm³ i brønn B-29T, et alternativ som er gunstig i form av at man slipper å bore nye brønner. Derfor anbefales det å se nærmere på effekt av produsert vann i B-29T, siden dette kan påvirke injektiviteten i reservoaret i området rundt B-29T.

For å spare på borekostnader er inaktive eksisterende brønner i modellen i stor grad brukt som utgangspunkt for nye injektorer. Statusen til disse brønnene er ikke sjekket, og dette må gjøres ettersom kostnadene ved å bruke disse dermed er usikre. Antagelsen er likevel at det er billigere enn å bore en helt ny brønn.

9 Konklusjon

Simuleringene viser at vanngjennombrudd sannsynligvis ikke vil oppstå i reservoarets levetid. Derfor er også faren for problemer med H₂S og scale liten. Reinjeksjon av produsert vann er et miljøvennlig alternativ til utslipp til sjø i GFB, ettersom man ikke får vanngjennombrudd. Nitrat tilsetning vil ikke være nødvendig siden vi ikke har vanngjennombrudd.

Økonomiske nåverdiberegninger tilsier at det er optimalt å injisere 20.000 Sm³/d i B-29T. Nåverdiene som er beregnet er basert på feil tolkning av effektivitetsfaktoren og gjenspeiler ikke den faktiske nåverdien til prosjektet, men fungerte som sammenlikningsgrunnlag når effekten av injeksjon skulle undersøkes.

Simuleringsresultater viser at spredning av injisert vann er svært begrenset, og at det er horisontal og vertikal trykkommunikasjon mellom alle segmenter i reservoaret.

10 Litteraturliste

- Furtado C.J.A . et al. (2007).Produced Water Reinjection in Petrobras: Challenges and Perspectives. *SPE international*. 94705
- Moghadasi J. et al. (2003). Scale Formation in Oil Reservoir and Production Equipment during Water Injection. *SPE international*.82233
- OSHA (2009). [online]. *Physical Properties and Physiological Effects of Hydrogen Sulfide*. Tilgjengelig fra: http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/general_safety/appendix_a.html. [Nedlastet 10.03.2009]
- Phani B et al. (2001).Growing injection well fractures and their impact on waterflood performance. *SPE international*.716114
- Ramstad K. et al. (2005). Predicting carbonate Scale in Oil Producers From High- Temperature Reservoirs. *SPE international*. 87430
- SFT (2008).[online]. *Olje- og gassvirksomheten påvirker miljøet*. Tilgjengelig fra : <http://www.miljostatus.no/Tema/Vannforurensning/Olje-og-gass/>. [Nedlastet 12.02.2009].
- SFT- Statens forurensningstilsyn et al. (2008). Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslipsmålet. *TA-2468/2008- ISBN 978-82-7655-55-4*.
- Sunde E. and Torsvik T. (2005). Microbial control of hydrogen sulfide production in oil reservoirs. *Petroleum Microbiology*: 201-213.
- Statoil (2003). Produced water reinjection (PWRI) Pilot test in Statfjord well 33/9- C-14. Internt document.
- Statoil (2007). Backflowing of water injectors in the Statfjord field to study reservoir souring. Internt document.
- Tyris J. and Ljosland E.(1993). Predicted Increase in Gullfaks H₂S Production Associated With Injected Sea Water- Application of Biofilm Model. *SPE international*. 26700.
- Østgaard K. (2005). *Miljøbioteknologi, Del 1*. Institutt for bioteknologi, NTNU, Trondheim, s. 196-197.

11 Vedlegg

11.1 Vedlegg 1: Problemstilling

Gullfakslandsbyen 2009 oppgave 5: Reinjeksjon av produsert vann

Gruppe 4: Burhann Hassan (PetGeo), Rasmus Rønning (Kybernetikk), Karianne Christensen (Industriell Matematikk), Robert Drysdale (PetGeo), Cecilie Dahl Hem (BioTeknologi) og Steffen Johansen (Bygg).

Problemstilling

Vi vil undersøke nytteverdien ved reinjeksjon av produsert vann i Vestlig Provins fra Gullfaks B. Vi vil se nærmere på trykkstøtte for å øke utvinningsgraden, og effekter av utslipp til miljøet.

Det er ulike aspekter ved problemstillingen vi ønsker å se på.

Første prioritet:

Injeksjon

Vi skal se på optimale plasseringer for injeksjonsbrønnene og teste disse. Antallet brønner og injeksjonsratene skal identifiseres, sammen med hvordan vi kan minske effektene av scale og forsuring. Effekten det økte trykket har på de produserende brønnene i Vestlig Provins og produksjonsrater skal undersøkes. I hvilken grad vi klarer å optimisere dette vil baseres på tilhengelig ekspertise og tid.

Miljø

Vi vil se på eventuelle miljøfordeler ved å reinjisere produsert vann i forhold til utslipp til sjøs. Vi skal også se på mulige ulemper ved reinjeksjon av produsert vann i forhold til miljøet i reservoaret (H_2S produksjon).

Økonomi og usikkerhet

Her vil vi se på de økonomiske fordelene ved å øke trykket i Vestlig Provins, og slik produsere mer olje. Samtidig vil vi se på kostnadene som følger med, som boring, utstyr, utførelse og vedlikehold av de nye brønnene og installasjonene. Vi vil undersøke usikkerheten og effekten usikkerheten har på resultatet ved å analysere resultatene fra bruk av forskjellige verdier for viktige data. Vi vil også se på de økonomiske aspektene ved rensing av produsert vann.

Andre prioritet:

Det er flere ting vi ønsker å se på hvis vi har tid.

- Se på mulighetene av å utnytte eksisterende brønner kontra nye brønner fra plattform. Flow assurance aspekter kan bli med.
- Se på mulige effekter av vann injisering som vanngjennombrudd, oppsprekking og andre aspekter som kunne ha store vil påvirkninger på nytteverdien av konseptet.
- Se på bedre/annerledes vannrensning.
- Se på mulige effekter ved å ikke slippe det produserte vannet på sjøen i forhold til omdømme.

11.2 Vedlegg 2: To nye brønner

CASE 1: THORN-T & GFV-T 2x10000 m3/d

INPUT						
<i>Fra simulering</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Økt produksjon GULLVEIG [m3/år]	42500	51500	60000	60000	60000	60000
Økt produksjon GULLTOPP [m3/år]	45000	53000	60000	65000	78000	90000
Økt produksjon EPIDOT [m3/år]	5500	6750	8000	8000	8000	8000
Økt produksjon GFV (D&E) [m3/år]	435000	470000	500000	500000	500000	500000
<i>Brønn</i>		2016	2017	2018	2019	2020
Lengde sidesteg [m]	0	60000	60000	60000	60000	60000
<i>Komplettering</i>		90000	90000	90000	90000	90000
Tid [d]	42	8000	8000	8000	8000	8000
Kostnad [USD/d]	295000	500000	500000	500000	500000	500000

OUTPUT						
<i>Inntekter</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Økt produksjon TOTALT [bbl/år]	3321120	3656062,5	3950120	3981570	4063340	4138820
Økt produksjonsinntekt [USD]	215872800	248612250	276508400	278709900	304750500	310411500
<i>Kostnader</i>		2016	2017	2018	2019	2020
Kostnad boring [USD]	0	4138820	4138820	4138820	4138820	4138820
Kostnad komplettering [USD]	12390000	310411500	310411500	310411500	310411500	310411500

GITTE PARAMETRE				
Sidesteg				
Kostnad [USD/d]	320000			
Borefremdrift [m/d]	65			
Faktorer				
Kalkulasjonsrente [%]	8 %			
Valutakurs [NOK/USD]	6			
Oljepris				
	2010	2011	2012-2013	2014-2020
Høy (+40%) (p=0,2) [USD/bbl]	91	95,2	98	105
Base (p=0,6) [USD/bbl]	65	68	70	75
Lav (-40%) (p=0,2) [USD/bbl]	39	40,8	42	45
	[MNOK]			
NÅVERDI HØY				
	16 905			
NÅVERDI BASE				
	12 054			
NÅVERDI LAV				
	7 202			

11.3 Vedlegg 3: Eksisterende brønn

CASE 2: B-29T 20000 m3/d

INPUT						
<i>Fra simulering</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Økt produksjon GULLVEIG [m3/år]	48000	54000	60000	60000	60000	60000
Økt produksjon GULLTOPP [m3/år]	58000	74000	90000	90000	90000	90000
Økt produksjon EPIDOT [m3/år]	7500	7750	8000	8000	8000	8000
Økt produksjon GFV (D&E) [m3/år]	500000	500000	500000	500000	425000	350000
<i>Brønn</i>		2016	2017	2018	2019	2020
Lengde sidesteg [m]	0	15000	38000	60000	60000	60000
<i>Komplettering</i>		90000	90000	90000	90000	90000
Tid [d]	42	8000	8000	8000	8000	8000
Kostnad [USD/d]	295000	500000	500000	500000	500000	500000

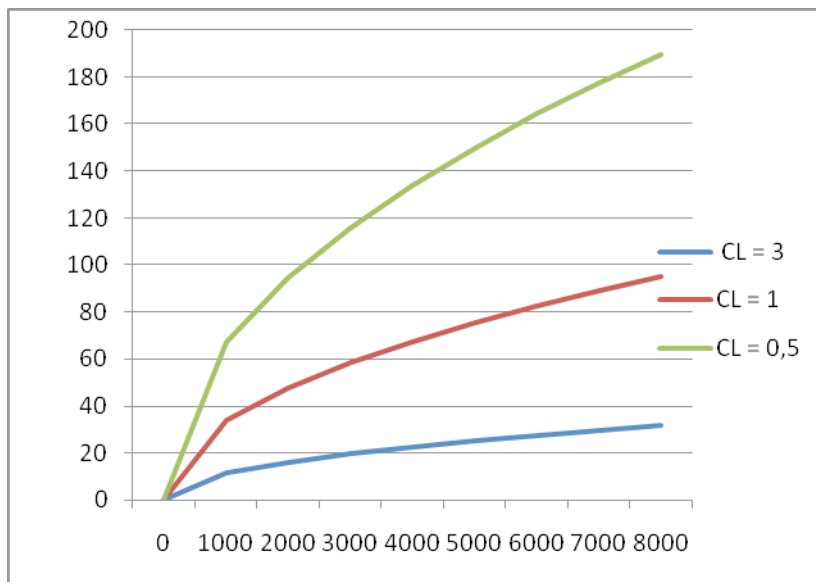
OUTPUT						
<i>Inntekter</i>	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Økt produksjon TOTALT [bbl/år]	3858915	3998867,5	4138820	4138820	3667070	3195320
Økt produksjonsinntekt [USD]	250829475	271922990	289717400	289717400	275030250	239649000
<i>Kostnader</i>		2016	2017	2018	2019	2020
Kostnad boring [USD]	0	3855770	4000440	4138820	4138820	4138820
Kostnad komplettering [USD]	12390000	289182750	300033000	310411500	310411500	310411500

GITTE PARAMETRE					
Sidesteg					
Kostnad [USD/d]	320000				
Borefremdrift [m/d]	65				
Faktorer					
Kalkulasjonsrente [%]	8 %				
Valutakurs [NOK/USD]	6				
Oljepris					
	2010	2011	2012-2013	2014-2020	
Høy (+40%) (p=0,2) [USD/bbl]	91	95,2	98	105	
Base (p=0,6) [USD/bbl]	65	68	70	75	
Lav (-40%) (p=0,2) [USD/bbl]	39	40,8	42	45	
	[MNOK]				
NÅVERDI HØY		16 805			
NÅVERDI BASE		11 982			
NÅVERDI LAV		7 160			

11.4 Vedlegg 4 : Filtreringskoeffisienter

Forskjellige rensekoeffisienter

Q (injeksjonsrate M3/d)	10000		
T (tid)	8000		
Filtrasjon koeffisient	3	1	0,5
Høyde (M)	3000 m		
ref:	CL = 3	CL = 1	CL = 0,5
	0	0	0
1000	11,1842694	33,5528	67,105616
2000	15,8169454	47,4508	94,901672
3000	19,3717228	58,1152	116,23034
4000	22,3685387	67,1056	134,21123
5000	25,0087866	75,0264	150,05272
6000	27,3957531	82,1873	164,37452
7000	29,5907953	88,7724	177,54477
8000	31,6338908	94,9017	189,80334



Grafen viser sprekk vs tid ved bruk av forskjellige filtrasjonskoeffisienter