

Temperaturendring pga vanninjeksjon

Eksperter i team

Studentnummer:

677851, 676735, 685359, 683902, 685049

NTNU 2009

Norway

Temperatureffekter pga vanninjeksjon

Sammendrag

Denne rapporten tar for seg temperaturendringer i reservoarer på grunn av vanninjeksjon. Den beskriver hvordan man oppnår temperaturmålinger i oljereservoaret, og hvordan man kan benytte disse målingene til å beskrive hele reservoaret. Videre er modellen til StatoilHydro analysert med hensyn på egenskapene til reservoaret ved kontinuerlig vanninjeksjon. Forskjellige scenarioer hvor vanninjeksjonen medfører større endringer i reservoaret blir utforsket. Til slutt tar rapporten for seg de reservoaregenskapene som blir endret med tanke på lavere temperatur, og hvordan loggdata kan benyttes for å analysere oljeutvinning etter injeksjon av sjøvann.

1 Innholdsfortegnelse

Temperaturendring pga vanninjeksjon	i
Sammendrag.....	iii
1 Innholdsfortegnelse	1
2 Introduksjon.....	3
2.1 Problemstilling	3
3 Termodynamikk	4
3.1 Parametere	4
3.2 Spesifikk varme	4
3.3 Termisk ledeevne.....	5
4 Målinger	6
4.1 Motivasjon.....	6
4.2 Dagens målemetoder	6
4.3 Datareduksjon.....	7
4.4 Injektivitetsprofil	7
4.5 Termistorer i temperaturprober	8
4.6 Bestemmelse av formasjonstemperatur	9
4.7 Bruksområde	10
5 ECLIPSE Modellen.....	12
5.1 Nedkjøling i modellen	12
5.2 Modellens korrekthet.....	13
5.3 Sannsynligheten for at forkastningen sprekker opp	16
5.4 Vurdering av modellen.....	16
6 Konsekvenser av temperaturendring	17
6.1 Generelt	17
6.2 Tolkning av seismisk signal	17
6.3 Rammeverkendringer	19
6.4 Hullstabilitet	20

7	Bruk av loggdata	21
7.1	Innledning.....	21
7.2	Generelt om borehullslogging	22
7.3	Beregninger fra loggdata	23
7.4	Konklusjoner	24
8	Konklusjon	26
9	Referanser.....	27
10	Vedlegg	28

Figurer

Figur 1: Wheatstone-bro.....	8
Figur 2: Graf over "produsert varm" i kJ over år	12
Figur 3: Bilder av varmfordeling i hver case(Case 2 og 3 har kalde områder også på vestsiden av forkastningen).....	14
Figur 4: Simuleringsmodellen fra StatoilHydro, base case.	14
Figur 5: Total oljeutvinning i hver case (Viser økt oljeutvinning i case 1, 2 og 3 i forhold til Base!)..	15
Figur 6: Sammenhengen mellom temperatur og hastighet.....	18
Figur 7: Temperaturfordeling.....	22
Figur 8	24

2 Introduksjon

Trykkvedlikehold og fortrenging ved hjelp av vanninjeksjon er den viktigste utvinningsmekanismen på Gullfaksfeltet. Injeksjon av sjøvann har pågått siden april 1987, det vil si fra 4 måneder etter produksjonsstart.

Egenskapene til reservoarene i Gullfaksområdene har endret karakteristikk fullstendig på grunn av injeksjonene. Store områder som tidligere inneholdt olje er nå delvis fylt med vann og som en følge av dette har temperaturen i disse områdene blitt betraktelig redusert. Problemstillingen til denne oppgaven tar mål på å kunne fortelle hvilke konsekvenser dette har for videre utnyttelse og drift av reservoaret. I tillegg er det sett på mulighetene for å ta temperaturmålinger og pålitelig modellering av reservoaret basert på de data som er tilgjengelig.

Selv om påvirking av egenskaper som et resultat av temperaturvariasjon er en kjent effekt, er den lite studert og det finnes lite håndfaste teorier. Dette fagfeltet er noe som forskes aktivt på i dag, derfor er det vanskelig å gi noen klare svar på hvilke resultater en oppnår.

2.1 Problemstilling

- ❖ Hvordan finne pålitelige temperaturdata?
- ❖ Hvordan modelleres temperaturfordelingen i reservoaret best mulig?
- ❖ Hvordan påvirkes reservoarets egenskaper (fluid og bergart) av temperaturendring?
 - Injektivitet
 - Tolkning av seismiske signal.
 - Tolkning av logger (åpenhull og foret)

3 Termodynamikk

Termodynamikk er definert som læren om varme, eller varmeenergi. Dette har med alle prosesser som omhandler kjemiske og fysiske forandringer, som et resultat av varmetutvikling eller varmeoverføring. Dette kapittelet gir en enkel innføring i uttrykk innen termodynamikk som er nødvendige å ha oversikt over for å tolke resten av rapporten.

3.1 Parametere

Et termodynamisk system er ofte beskrevet ved fire forskjellige tilstandsparametere; trykk (p), tetthet (v) (eller spesifikt volum), temperatur (T) og entropi (S). Disse parameterne er nok til å beskrive et system i termisk og mekanisk likevekt. Relasjonen $f(p, v, T) = 0$ kalles tilstandsligningen, og en rekke forskjellige termodynamiske egenskaper til et system kan beskrives ut fra denne ligningen.

I motsetning til trykk og volum kan ikke temperatur beskrives i enkle former. Temperatur er et begrep som benyttes til å beskrive følelsen av kaldt og varmt. Definisjonen av temperatur som en systemparameter som bestemmer om legemer er i termisk likevekt, gir kun en kvalitativ definisjon av parameteren. Fra fysikken vet vi at vi oppnår termisk likevekt når den gjennomsnittlige kinetiske energien til alle partiklene i alle legemene er lik. Dermed kan man beskrive temperaturen kvalitativt med utgangspunkt i den gjennomsnittlige kinetiske energien til atomene og molekylene. Den vanlige definisjonen av temperaturen er dermed gitt ved (Kutasov),

$$T = \frac{2}{3} E_k = \frac{2}{3} \frac{\overline{mu^2}}{2} = \frac{\overline{mu^2}}{3} \quad (3.1)$$

Hvor m er massen av partiklene og u er partikkelens hastighet. Streken over brøken indikerer at det er snakk om gjennomsnittsverdier for mu^2 . I dette tilfellet er temperaturen oppgitt i energienheter, noe som er vanskelig å forholde seg til i praksis. Dermed benytter man ofte en konverteringskonstant for å få temperaturen i en egen enhetsskala – Kelvinskalaen. Kelvinskalaen er definert slik at én grad forskjell utgjør 1/100 av differansen mellom kokende og frysende vann. Koeffisienten er kalt Boltzmannkonstanten, og er gitt ved $k = 1.380662 \cdot 10^{-23} \text{ J / K}$. Dermed har vi:

$$kT = \frac{\overline{mu^2}}{3} \quad (3.2)$$

3.2 Spesifikk varme

Spesifikk varme er et begrep som er definert som mengden energi som er nødvendig for å øke temperaturen på en enhet av en gitt masse med én grad. Denne egenskapen forteller hvilken kapasitet en formasjon har for å bevare og lagre varme. Dimensjonen på denne parameteren er gitt som $\text{J / kg} \cdot \text{K}$. Spesifikk varme kan måles ved konstant trykk eller ved konstant volum.

3.3 Termisk ledeevne

Termisk ledeevne er en annen viktig egenskap for materialer. Den beskriver hvor godt et materiale leder varme. Dimensjonene til denne parameteren er gitt som $J/(m \cdot s \cdot K)$ eller ekvivalent $W/(m \cdot K)$. Eksperimentelt er det vist at mengden varme (q_A) som overføres gjennom en vegg er proporsjonal med arealet (A) og temperaturdifferansen (ΔT), samt tykkelsesratioen av veggen (Δx). Dette gir Fourierloven (ligningen) for en enhet av areal:

$$q = -\lambda \frac{\delta T}{\delta x} \quad (3.3)$$

Her er q gitt som varmekraften i retningen av x .

4 Målinger

4.1 Motivasjon

Målinger og innhenting av temperaturdata er viktige aspekter ved undersøkelse av petroleumsreservoar. Temperaturdata som stammer fra målinger og modeller er viktige innen mange fagfelt, og er viktige kilder til data som benyttes i kartlegging og forskning. Det benyttes i hovedsak instrumenter som senkes i brønnen ved hjelp av ledningstråder for å finne maksimaltemperatur og kontinuerlig måling av temperatur for å finne absoluttemperatur, differensialtemperatur og temperaturgradient på de forskjellige dyp. Temperaturloggene kan benyttes for å finne termiske uregelmessigheter som oppstår på grunn av temperaturkontrastene mellom borevæskene og formasjonsveskene eller formasjonen i seg selv. Ved å studere disse uregelmessighetene er det mulig å hente ut ytterligere informasjon om reservoaret. Formålet med dette kapittelet er å undersøke og gi en kort introduksjon til metoder som benyttes for å få et presist bilde av temperaturforholdene i et oljereservoar.

4.2 Dagens målemetoder

De aller fleste temperaturmålingene er i dag funnet ved hjelp av maksimum-avlesninger fra logging i brønnen, eller ved kontinuerlig måling av temperaturen fra brønner som er drillert for kommersielle formål (produksjonsbrønner eller utforskningsbrønner) (Prensky 1992). Ved å studere data fra disse målingene, vil man kunne detektere geologiske anomaliteter, og dermed kunne si noe om egenskapene til reservoaret som man måler i. Det er også vanlig å finne en høyoppløst temperaturgradient som vil kunne bidra med å beskrive dynamikken innenfor et gitt felt av reservoaret.

Forholdene som målingene er tatt under, er sterkt preget av at brønnen i hovedsak blir brukt til produksjon. Det er ikke ønskelig å stoppe produksjonen for å senke måleinstrument i brønnen, i tillegg ønsker man å gjøre målingene så fort som mulig etter at produksjonen har stoppet, noe som medfører at områdene rundt selve brønnen fortsatt er preget av varmestrømmen som forekommer på grunn av produksjons- eller borevæske. Under ideelle måleforhold vil brønnen være i termisk likevekt (dvs., temperaturendring som følger produksjon, boring, etc., må "dø ut" ved å la brønnen stå inaktiv en periode). I tillegg vil måleinstrumentene selv være påvirket av de samme forholdene, og for å få en mest mulig detaljert måling, er man avhengig av at instrumentet senkes relativt sakte ned i brønnen. Dette er dermed en tidskrevende prosess, som medfører at man er nødt til å utsette produksjon. Dette medfører at måleprosessen har et stort tidspress, og det er nødvendig å ta stilling til hvor nøyaktige målinger man behøver.

Mye arbeid er lagt ned i å finne metoder som gjør det mulig å analysere temperaturmålinger som er tatt rett etter, eller under produksjon (dynamiske forhold) og kunne sette sammen disse målingene slik at man kan si noe om temperaturen under statiske forhold. Dette gjøres ved å lage en modell for

borerøret og området utenfor, og ekstrapolere verdiene fra målingene slik at man kan estimere en temperaturverdi i berget rundt brønnen.

4.3 Datareduksjon

Det finnes mange algoritmer og metoder som beskriver hvordan man kan ekstrapolere temperaturverdiene i bunnen av en brønn ut fra måleverdiene som tas under drilling (samtidig som brønnen er under termisk forstyrrelse), eller rett etter sirkulasjon i brønnen (termisk relaksasjon). Målet med å utføre denne ekstrapoleringen er å finne den reelle statiske temperaturen, som brønnen vil ha når effekten av boring eller produksjon dør ut. Dersom man kan finne en estimert verdi for disse temperaturene, kan man også anta at de omkringliggende formasjonene har tilnærmet de samme egenskapene. Det er vanlig å dele disse metodene inn i to generelle klasser; de som konsentrerer seg om bunnen av borehullet hvor målingen ble tatt, og de som simulerer utviklingen av temperaturen gjennom hele borekolonnen.

Den originale og enkleste måten å bestemme formasjonstemperatur og temperaturgradient på, er en topunkts eller flerpunkts gjennomsnittlig temperaturgradient. Det antas at vi har en lineær sammenheng mellom overflatetemperatur og temperatur i brønn på gitte dyp. Dermed kan man bestemme temperaturen i formasjonen ved hjelp av interpolering mellom målingene.

De fleste algoritmer behandler temperaturen som en transient funksjon, hvor man tar progressive målinger av temperaturen i flere tidspunkt etter at man har stoppet sirkulasjonen i brønnen. Ved hjelp av disse målingene kan man ekstrapolere temperaturverdiene ved statiske forhold. Den mest brukte metoden som benytter denne tilnærmingen, er Horner-metoden.

Flere metoder eksisterer som benytter andre teknikker for å finne statisk temperatur. Disse inkluderer transiente metoder for borehulls relaksasjon, transient metoder med grafiske kurver, "least-squares" inversjon, empiriske forhold mellom borehulltemperatur og temperaturen funnet ved "shut-in".

4.4 Injektivitetsprofil

En av metodene som benyttes for å øke oljeutvinningen fra et oljereservoar er vanninjeksjon for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette medfører at det blir injisert en betydelig mengde vann i reservoaret. Det er nødvendig med kjennskap til injeksjonsprofilen for å bestemme distribusjonen av vanninntaket gjennom injeksjonsintervallet. Temperaturlogger er som regel benyttet i injeksjonsbrønnene for å bestemme injeksjonssonen (Kutasov).

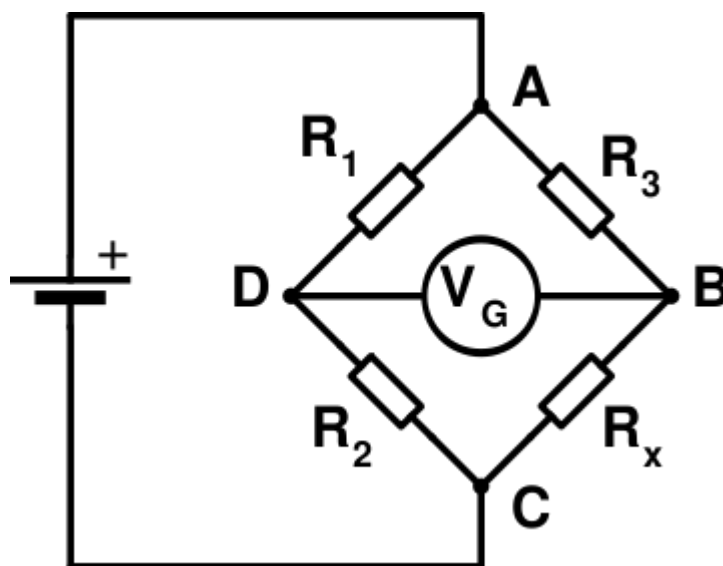
I brønnseksjonene over og under injeksjonssonen bestemmes varmestrømningen fra (eller til) brønnboret til omkringliggende formasjoner først og fremst av den termiske ledningen av formasjonen

og differansen mellom den geotermiske (T_f) og brønntemperaturen (T_w). Samtidig i injeksjonssonen er det ikke varmeledning, men varmekonveksjon som er hovedmekanismen for overføring av varme. Intensiteten av varmeoverføringen mellom vannstrømmen fra brønnen og omgivelsene er avhengig av mange forhold: porøsitet, permeabilitet, reservoartrykk, brønntrykk, temperaturforskjell, termiske egenskapene til formasjonen og vann. Når en brønn er stengt, begynner prosessen med termisk relaksasjon. Fra et fysisk perspektiv er det klart at den termiske forstyrrelsen som oppstår på grunn av injeksjon i injeksjonssonen er større enn i de omkringliggende områdene, noe som fører til at prosessen med oppvarming av denne sonen er en treg prosess.

Faglet et al. (1982) beskriver en avansert matematisk modell og simulering for temperaturlogger. Den avanserte matematiske modellen som blir presentert baserer seg på at varmeoverføring mellom vannet i borehullet og det omliggende berget (eller berg/væskematrisen) både før og etter at produksjonen i brønnen stoppes.

4.5 Termistorer i temperaturprober

Det er vanlig å benytte elektriske motstander som er temperaturavhengig (termistorer) i undersøkelsen av temperaturen i borehull (Prensky). For å beskytte disse sensitive instrumentene mot mekanisk skade, høyt trykk og fuktighet, blir de innkapslet i forskjellige typer fabrikkerte innkapslinger. Den vanligste måten å sette opp en slik målekrets i praksis, er å benytte en Wheatstone-bro (Kutasov).



Figur 1: Wheatstone-bro

Termistoren benyttes som en av motstandene på wheatstone-bro

samtidig som de tre andre motstandene består av motstander som har små temperaturkoeffisienter. Siden disse motstandene også er avhengig av temperatur (men i mye mindre grad enn termistoren), vil broen i seg selv medføre noe unøyaktighet i målingen. Likevel vil en wheatstone-bro gi en rimelig måling, med en typisk feilmargin på $\pm 0.1\%$ for kommersielle målebroer (Nilsson og Riedel 2005).

Målingen av verdien for termistoren (R_x) blir gjort enten ved å (1) justere R_2 slik at strømmen mellom D-B blir lik 0, eller (2) ved å se på spenningen mellom node D og B (illustrert i Figur 1: Wheatstone-bro). Uansett hvilken av disse metodene som benyttes, er det trivielt å beregne motstanden i termistoren ved hjelp av Kirchhoffs lov. Dersom man benytter (1) vil man ha ligningen (4.1).

$$R_x = \frac{R_3}{R_1} R_2 \quad (4.1)$$

Det er verdt å merke seg at denne ligningen ikke inneholder verdier for strøm eller spenning i kretsen. Dette er en viktig egenskap som gjør at man kan bestemme R_x selv om spenningskilden til målekretsen er upålitelig eller ustabil. I tillegg er det enkelt å benytte et galvanometer for å måle strømmen mellom to noder, og galvanometeret trenger ikke kalibreres for å måle nullpunkt.

Selv om en Wheatstone-bro eliminerer mange av problemene med målinger under vanskelige forhold, er det fortsatt nødvendig med kalibrering av måleverdiene siden motstandene og termistoren har forskjellige egenskaper ved trykk og temperaturendringer. (Kutasov) gir en detaljert gjennomgang av kalibrering av termistorer i Wheatstone-broer.

4.6 Bestemmelse av formasjonstemperatur

En av de vanligste metodene for å bestemme formasjonstemperatur er Hornermetoden (plot) som kan benyttes på trykkdata fra produksjonsbrønner som produserer med en konstant mengde. Metoden baserer seg på følgende formel som brukes for å estimere formasjonsspermeabiliteten (k) og initial reservoartrykk (p_i)

$$p_{ws} = p_i - \frac{q_p \mu}{4\pi k h} \ln(1 + t_p / t_s) \quad (4.2)$$

hvor p_{ws} er borehullstrykket, p_i er initial reservoartrykk, q_p er produksjonsrate, μ er viskositeten til fluiden, h er reservoar tykkelsen, t_p er produksjonstiden og t_s er shut-in tid. Produksjonsraten har her et positivt fortegn.

Hvis man plotter p_{ws} mot $\ln(1 + t_p / t_s)$ vil man ved lineær regresjon av dataen kunne definere en linje med stigning $M = q_p \mu / (4\pi k h)$ som skjærer aksene ved $p_{ws} = p_i$. Dermed kan man bestemme verdiene for p_i og k . Videre kan man nå omrokkere uttrykket i _ for å få temperaturen og varmekraften per enhet av lengde ($-q/h$):

$$T_s(r_w, t_s) = T_f - B \ln(1 + t_p / t_s), B = -\frac{q}{4\pi \lambda_f} \quad (4.3)$$

Denne sammenhengen kan dermed benyttes for å kunne forutsi formasjonstemperaturen ut fra bunnhullstemperaturmålinger. Ligning (4.3) er gyldig for større dimensjonløse væskeproduksjonstider (sirkulasjonstider). Utledningen av denne ligningen kan også vises ut fra basisformelen som beskriver shut-in temperaturen:

$$T_s = T_f + \frac{q}{4\pi\lambda_f} \left[-Ei\left(-\frac{r_w^2}{4a_f(t_c + t_s)}\right) + Ei\left(-\frac{r_w^2}{4a_f t_c}\right) \right] \quad (4.4)$$

Denne formelen representerer avkjølingen av brønnen hvor drillprosessen har vært en tilnærmet konstant (per lengdeenhet) lineær varmekilde. Den logaritmiske approksimasjonen til Ei-funksjonen (med god nøyaktighet) er gyldig for små argumenter

$$Ei(-x) = \ln x + 0.5772, x = \frac{r_w^2}{4a_f t_c} = \frac{1}{4t_D}; x < 0.01 \quad (4.5)$$

Substitusjon av (4.5) inn i (4.4) gir formel (4.3). Problemet med denne metoden er at i mange tilfeller er sirkulasjonstiden liten, og dermed kan ikke ligning (4.5) benyttes.

Videre er det også vist at varmekilden ved drilling ofte kan sees på som en avtagende funksjon av tiden, noe som medfører at man får bedre approksimasjon dersom man antar at styrken til varmekilden er en avtagende funksjon av tiden. Hornermetoden vil dermed ikke være nyttig for annet enn tilfeller hvor man har en stor t_D . Sirkulasjonstiden til væskene i perioden ved bunnhullsmålinger er kort (3-6 timer), koeffisientene til den termiske diffusjonen i formasjonen er liten, og resultatet er en liten verdi for t_D .

4.7 Bruksområde

Bruksområdene for borehullstemperaturdata kan benyttes på mange forskjellige områder. Disse kan igjen deles inn i to hovedkategorier; ingeniørformål og forskningsformål. Det er en del overlappt mellom disse områdene, spesielt i områder som handler om hydrokarboner og mineralutforskning.

4.7.1 Ingeniørformål

Temperaturmålinger er viktige innen mange ingeniørfelt som er relevante for produksjon eller utforskning av mineraler eller formasjoner. En av mulighetene temperaturdata gir er korrigering av motstandslogger. Elektrisk motstand er en funksjon av temperatur og saltholdighet. Tolking av brønnlogger krever at målingen av motstand ved overflateforhold kan korrigeres med hensyn på formasjonstemperatur på den aktuelle dybden. For å gjøre dette er det nødvendig å kalkulere en geotermisk gradient. Innen Reservoarvirksomhet er temperatur en viktig egenskap som bidrar i kalkuleren av utvinning av hydrokarboner, f.eks. i trykk-volum-temperatursammenheng og olje-gas ratio. Temperaturdata er generelt viktig for boring og produksjon, siden temperatur inngår som faktor i sementering, design av brønnen, væskestrømning, injeksjon, evaluering av oppsprekninger og avfallshåndtering (Prensky).

4.7.2 Forskningsformål

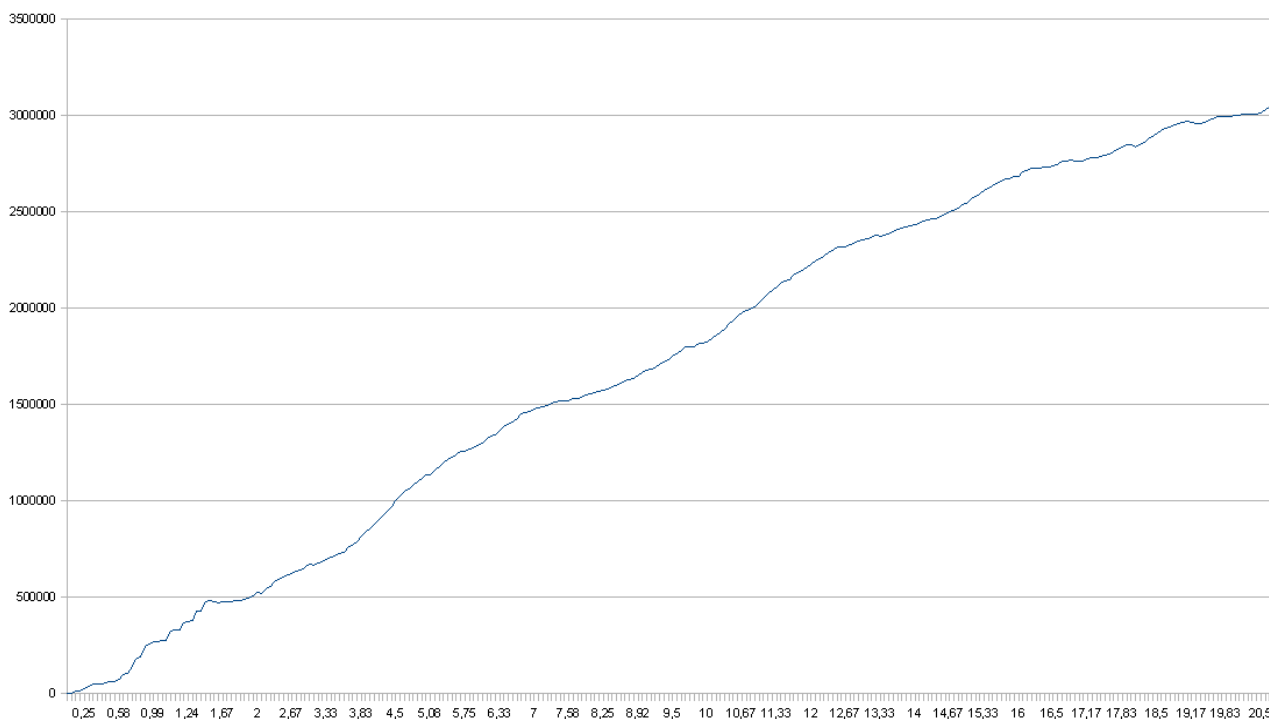
Selv om målinger ofte blir gjort i kommersielle brønner hvor formålet er å øke produksjonen fra brønnen, har temperaturmålinger som blir tatt fra reservoarer verdi også for forskningsformål. Det kan være nyttig til stratigrafisk korrelasjon, hvor man kan studere endringer i termisk ledeevne (via den termiske gradienten) for dermed å kunne si noe om hvilken bergart og variasjoner man befinner seg i. Dersom man detekterer store hopp i den termiske gradienten, kan dette bety at man befinner seg i et område med høyere trykk enn omgivelsene. I senere tider har økt forståelse av termodynamikken i formasjoner gitt bedre innsikt i hvordan forskjellige mineraler påvirker temperaturgradienten, noe som gjør interessen for temperaturmålinger til utforskningsformål mer interessant (Prensky).

5 ECLIPSE Modellen

Denne delen handler om ECLIPSE simuleringsmodellen vi har fått utdelt fra StatoilHydro, hvordan varmedelingen ser ut i den, og hvor riktig den ser ut til å være.

5.1 Nedkjøling i modellen

Modellen vi fikk fra StatoilHydro viser varmeutviklingen i feltet Gullfaks H1. Dersom man skal tro på modellen så har dette feltet blitt en god del kaldere. Enkelte områder har sunket ned mot 20 grader der det i utgangspunktet var rundt 70. Det er noen ganske enorme mengder med energi som finnes i et så stort område (I form av varme). Det er også ganske enorme mengder varme som er blitt tatt ut. Dersom vi tar varmen i den produserte oljen/gassen/vannet og trekker fra varmen i det injiserte vannet, vil vi få et tall for «produsert varme». Vi leste ut i fra simuleringsmodellen og fikk en graf som så ut som i figur 2.



Figur 2: Graf over "produsert varm" i kJ over år

Vi ser at over 20 år har det blitt produsert 2 997 152 000 000 kJ med varme. (Dette er altså i følge modellen.) Dette tilsvarer varmen som trengs for å lage mer enn 5 kopper kaffe pr sekund i gjennomsnitt. (en kopp kaffe vil da si å varme 200g vann med 100 grader) For å finne et raskt overslag for varmekapasiteten i reservoaret gjorde jeg følgende utregning:

$$m_{oil} = Sm^3_{oil} \times 690 \frac{kg}{Rm^3}$$

$$417858626 \times 690 = 288322451940$$

$$m_{vann} = Sm^3_{vann} \times 1000 \frac{kg}{Rm^3}$$

$$379591110 \times 1000 = 379591110000$$

$$c_{Ta} = c_{oil} + c_{vann} = m_{oil} \times 2000 \frac{J}{kg K} + m_{vann} \times 4186 \frac{J}{kg K}$$

$$c_{Ta} = 1588968386460000 + 576644903880000$$

$$c_{Ta} = 2165613290340000$$

Denne varmekapasiteten vil imidlertid ha endret seg etter hvert som det ble mer vann og mindre olje i reservoaret. Dersom man regner med denne varmekapasiteten, vil gjennomsnittstemperaturen i reservoaret ha sunket med:

$$Produced\ heat = 2997152000000000$$

$$\Delta T = \frac{Produced\ heat}{C_{Ta}}$$

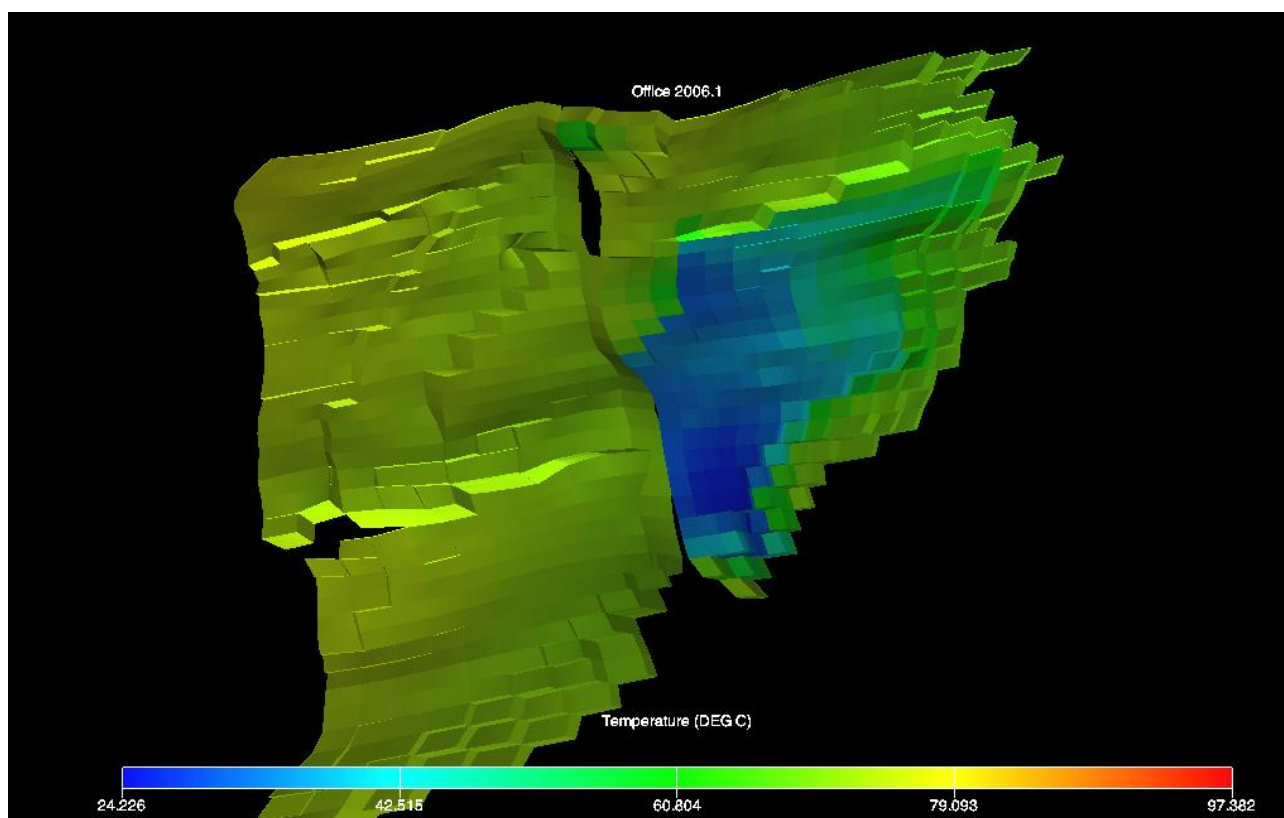
$$\Delta T \approx 1,38$$

Dette er ikke all verden, men temperaturen er ikke jevnt fordelt utover. Derfor vil det ha mye å si hvordan temperaturen fordeler seg i reservoaret med tanke på hvor store effekter man får og hvor mye reservoaret varmes opp igjen av termisk varme.

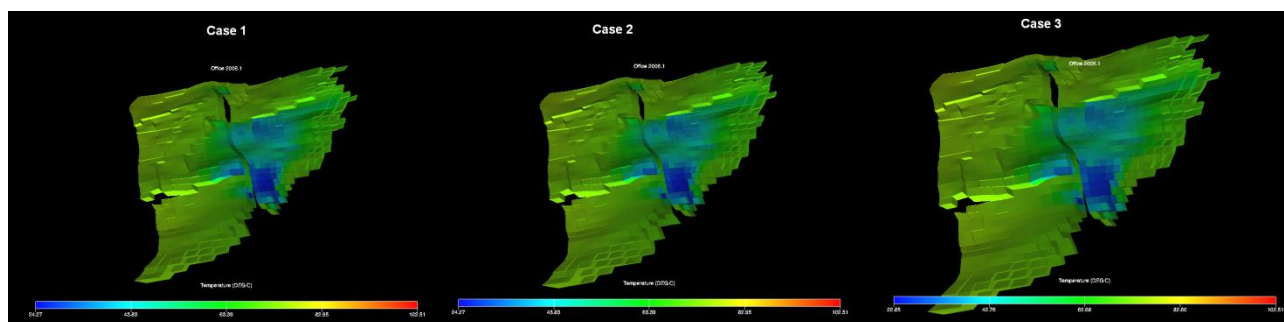
5.2 Modellens korrekthet

På mange punkter er modellen forenklet i forhold til virkeligheten. Dette er naturligvis for at det skal bli lettere å regne på. Temperatur var tidligere en av disse tingene som man valgte å se bort i fra for enkelhets skyld. Disse forenklingene vil medføre at det oppstår unøyaktigheter i modellen i forhold til virkeligheten.

Det vi anser som den viktigste delen av modellens unøyaktighet knytter seg opp til en stor forkastning som strekker seg tvers over hele området i retning nord/sør. I simuleringene kjørt slik vi fikk dem fra StatoilHydro er det tilsynelatende ikke noe varmetransport over denne forkastningen. Det har seg riktignok slik at ettersom denne forkastningen er tett, vil ikke noe veske forflytte seg over den. Og varmetransport i form av forflytning av masse er raskere enn i form av ren varmeledning gjennom stein. Et annet hensyn man burde ta, er at forkastningen vil kunne sprekke opp når det er så stor varmemforskjell. Dette vil åpne opp for at det faktisk kan være forflytning av veske over forkastningen



Figur 4: Simuleringsmodellen fra StatoilHydro, base case.

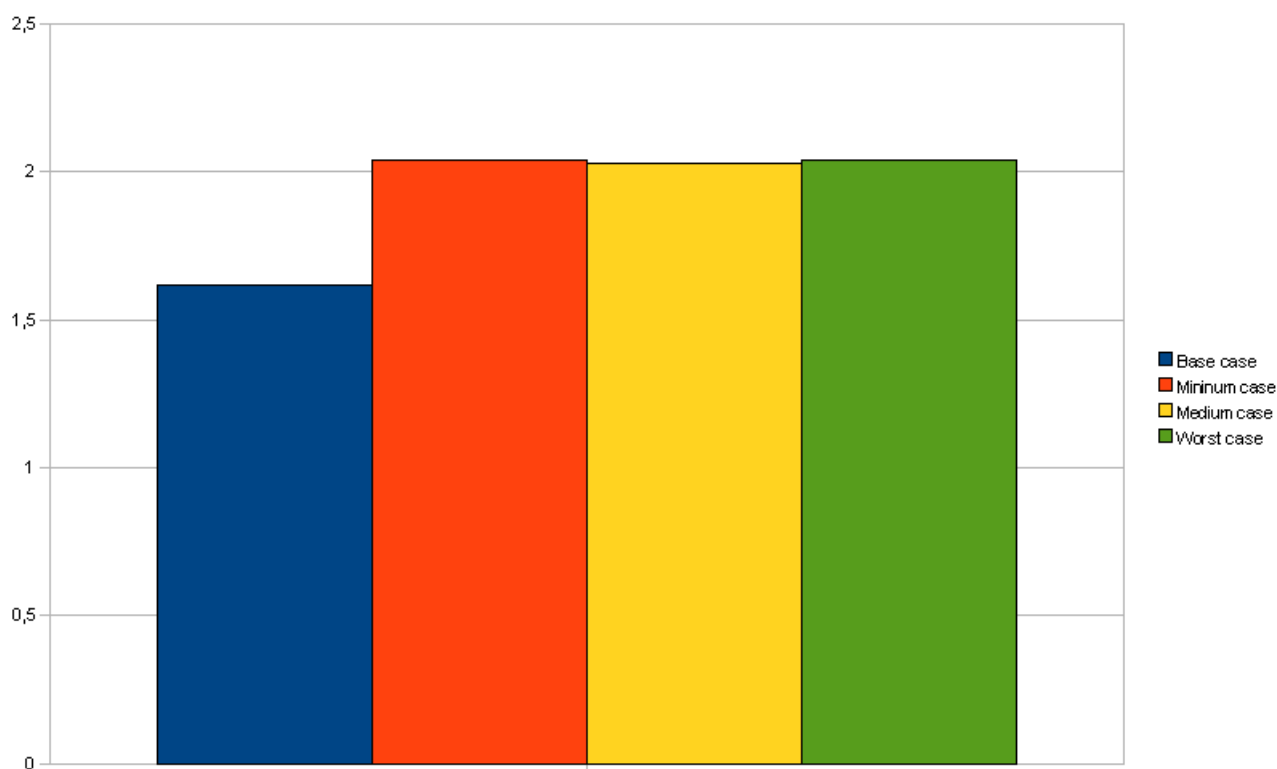


Figur 3: Bilder av varmefordeling i hver case(Case 2 og 3 har kalde områder også på vestsiden av forkastningen)

som igjen vil kunne gi et forskjellig bilde av hvordan varmen er fordelt. Vi kjørte derfor ekstra simuleringer for å se hvilke effekter det kunne ha å la vann strømme over forkastningen. I utgangspunktet er den helt tett (Base case, vist i figur 3).

Vi lagde en litt åpen forkastning i en light case (Case 1). I en medium-case er den helt åpen (Case 2). I en absolutt worst-case har vi latt en brønn produsere på vestsiden for å øke strømmingen over forkastningen ytterligere (Case 3). Resultatet er vist i figur 3.

Dersom forkastningen sprekker opp, vil man kunne «hente» varme fra vestsiden. Men man vil også kunne miste trykk dit. Injeksjonsbrønnene er de som er nærmest forkastningen, så det er lite sannsynlig at man skyver veldig mye verdifull olje over den. Den innvirkningen oppsprekning vil ha på oljeutvinningen ifølge simuleringen, er at vist i figur 5. Merk at Base case er historietilpasset av StatoilHydro, og at den samme tilpasningen følger med på de to andre casene. (der den altså beholder multiplikatorene, og ikke tilpasser disse casene til virkeligheten) Base case er ikke nødvendigvis riktig for det.



Figur 5: Total oljeutvinning i hver case (Viser økt oljeutvinning i case 1, 2 og 3 i forhold til Base!)

Man kan se at en åpning i forkastningen tilsynelatende vil ha stor betydning for oljeutvinningen I følge modelleringen. Merk at både Medium case og Worst case har ganske ekstreme verdier for hvor åpen forkastningen er, men at de tross alt er ganske like, selv om det er forskjell på hvor mye

gjennomstrømning det er i de to casene. Minimum case er veldig lite åpen, men oljeutvinningen går også her opp til det nivået de andre er på. Ettersom det er Base case som gir nærmest den faktiske oljeutvinningen, (da denne er historietilpasset) og de tre andre avviker veldig fra dette, må vi anta at vår «tiljuksing» av en åpen forkastning ikke har veldig mye sammenheng med virkeligheten. En opplagt feil er for eksempel at vår forkastning vil være like «oppsprukket» i alle de 20 årene.

5.3 Sannsynligheten for at forkastningen sprekker opp

I den opprinnelige modellen så blir det etter hvert en temperaturforskjell på rundt 50 grader over forkastningen. Vi holder det derfor for å være svært sannsynlig at deler av den vil sprekke opp, og slippe veske igjennom. Ettersom Cases 1 - 3 avviker såpass mye fra Base case, og derfor historien, må man anta at omfanget av oppsprekking antageligvis er en god del mindre enn i disse casene.

Ettersom de er såpass like hverandre, og forskjellige fra base case, kan man også tolke det slik at hvor mye forkastningen er oppsprukket har lite å si, men at den er oppsprukket har mye å si.

5.4 Vurdering av modellen

Våre data indikerer at en oppsprekning av forkastningen vil kunne ha store konsekvenser. Vi anser dessuten en eller annen grad av oppsprekking som sannsynlig. Derfor er vi ganske sikre på at en versjon av ECLIPSE som har støtte for oppsprekning av steinformasjoner som resultat av varme ville gi et mer nøyaktig bilde av reservoaret. Våre forsøk på å avgjøre avviket ved hjelp av å «jukse» til en oppsprekning, gav potensielt store, men usikre resultater. Vi kan derfor ikke si så mye om hvor unøyaktig modellen er. Det er derimot ingen grunn til å ikke bruke nyere versjoner av ECLIPSE, som kan simulere varme mer nøyaktig i framtiden.

6 Konsekvenser av temperaturendring

6.1 Generelt

Det at en variasjon i temperatur har påvirkning på parametere i et reservoar er en kjent fenomen. Men det er hittil ikke blitt fremstilt noen klare teorier om hvordan disse påvirkningene er, og hvorfor de forekommer. Derfor er det vanskelig å gi noen kategoriske svar på hva som egentlig skjer. Denne delen forteller om hvordan forskjellige egenskaper ved et reservoar vil forandre seg ved å se på forskjellige viktige aspekter av et reservoar.

6.2 Tolkning av seismisk signal

Seismiske signal kan betraktes som akustiske hastigheter (V_p , og V_s) i en bergart. Generelt sett så vil hastigheten i en bergart være knyttet opp mot effektiv spenning. Der endringer i seismisk-respons(hastigheter) er hovedsakelig grunnet endringer i trykk og fluidtype. Oppgaven nå er å se på hvilke effekter temperatur har på disse størrelsene, og dermed kontribuerer til at de seismiske hastigheten endrer seg.

Den Seismiske responsen kan sees på som et resultat av:

$$\text{Seismisk respons} = \text{Rammeverk} + \text{Fluid (porer)} = \text{Formasjon}$$

Der endringene kan beskrives på følgende måte:

Fluid endringer:

Effekten av reduserende temperatur gjør væske mer viskøst, dermed øker stivheten av formasjonen. Noe som fører til at lydhastigheten i formasjonen vil øke. Det er en tilnærmet lineær sammenheng mellom variasjon i hastighet og temperatur i væske (Figur 6: Sammenhengen mellom temperatur og hastighet.). En økning i temperatur tilsvarer en reduksjon i hastighet (Z. Wang & A. Nur, 1990).

Temperatur endringer vil ha mest innvirkning på hydrokarbon mettede bergarter. Dette kan studeres ved å se på hastighets ligninger for skjær(V_s)- og kompresjons(V_p)-bølger:

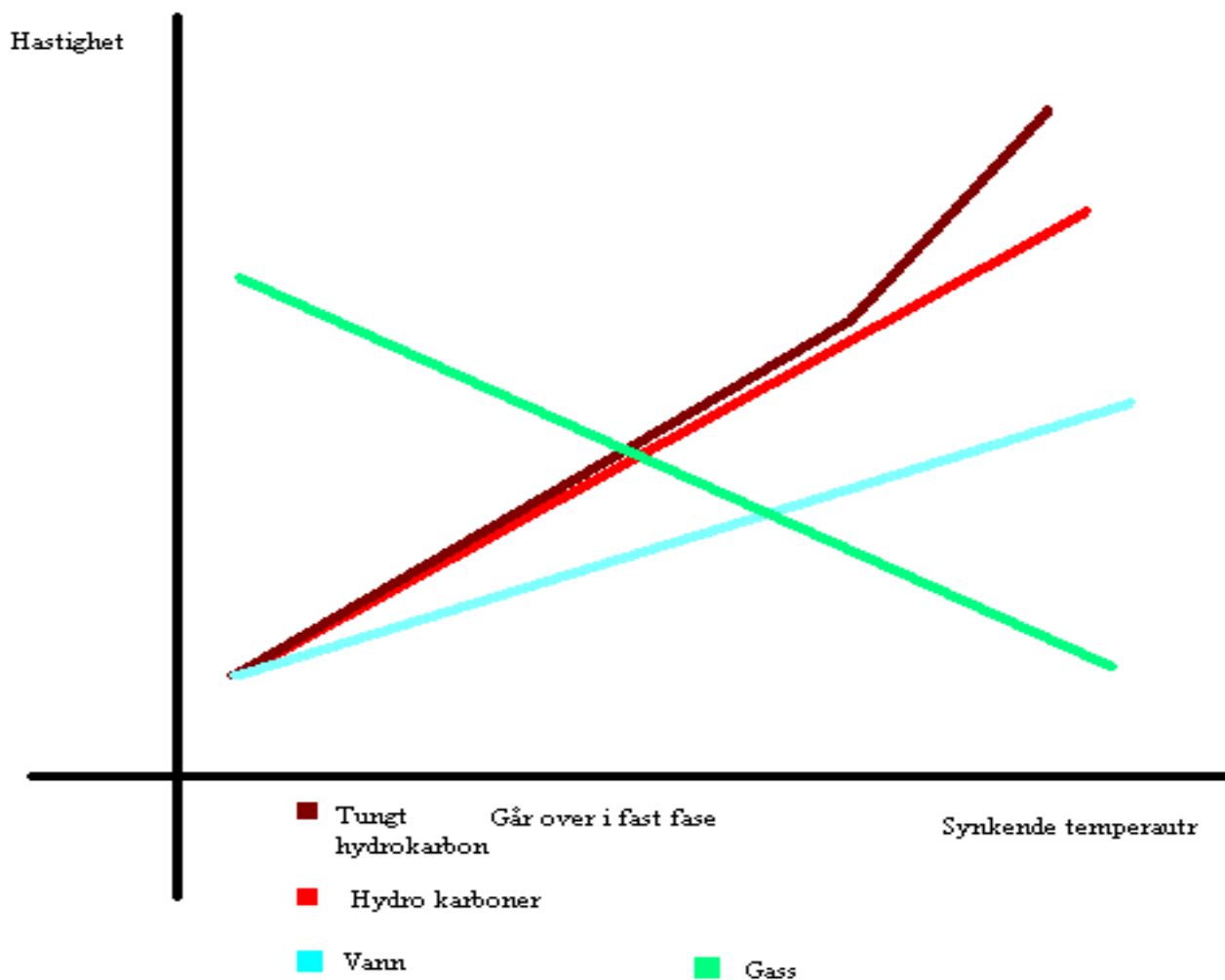
Skjær bølge hastighet:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Kompresjons bølge hastighet:

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

Der de forskjellige parametrene er definert som: K = Bulk modul(raten mellom spenning og tøyning, ρ = tetthet, og μ = skjær modul(raten mellom skjærspenning og skjærtøyning)



Figur 6: Sammenhengen mellom temperatur og hastighet.

Økningen i hydrokarbonmettede bergarter kan sies å være avhengig av molarvekt av hydrokarbonene (Shumway). Det vil si at når temperaturen synker vil hastigheten øke lineært med økende molarvekt. for hydrokarboner tilsvarer denne økningen innslag av Karbonatomer. Et resultat av dette er at tyngre hydrokarboner blir mer sensitive til temperatur endringer, og har dermed høyere hastigheter enn lettere hydrokarboner. Kompresjonshastigheten, V_p , vil øke samtidig som at molarvekt øker av hydrokarbonene. Skjærhastigheten, V_s , på den andre siden vil ikke bli påvirket av molarvekt, siden den kun påvirkes av tetthetsforskjeller av hydrokarbonene.

For tyngre hydrokarboner vil økningen i hastighet etter en viss nedkjøling være veldig høy. Dette har med det å gjøre at ved nedkjøling vil en etter hvert oppnå fasthet av hydrokarbonene. Kompressibiliteten vil synke, noe som vil føre til at både skjær-, og bulk

modul øker. Dette fører til at V_p , og V_s øker. Økningen i V_s har også med det å gjøre at tettheten for hydrokarboner er lav, men viskositeten er høy.

Lav viskøse Fluid(er) (som for eksempel gass og lav viskøse væsker) tar ikke og støtter skjærspenninger og dermed vil ikke skjær modul og V_s ha stor påvirkning. Derfor vil en temperatur reduksjon, og dermed en økning i viskositet føre til at skjær modulen gradvis øker og bidrar mer og mer på hastighetene. For situasjoner med gass vil en temperatur reduksjon føre til at gassen blir mindre viskøs. Dermed vil de seismiske hastighetene i teorien bli lavere.

6.3 Rammeverkendringer

Generelt kan vi si det at økningen i seismisk respons for en bergart, er en resultat av at bergartsmatrisen blir stivere og kompakteres. Volumet av enhver bergarts korn vil krympe, noe som fører til at volumet av bergarten krymper.

Ved en situasjon med vanninjeksjon og temperaturreduksjon kombinert vil vannkompressibiliteten ha en dominerende rolle. Ved en temperatur reduksjon vil vann kompressibiliteten øke, men som nevnt over vil kompressibiliteten av bergarten synke. Dette vil dermed øke sannsynligheten for oppsprekning av bergarten. Noe som vil bidra til at de seismiske hastighetene øker mindre enn antatt.

Med bakgrunn i det som står over er det nå mulig å se to typiske seismiske hendelser som vil variere med varierende temperatur:

1. Endring i refleksjonskoeffisienter

-endring av hastighetene (endring i V_p/V_s -ratio)

2. Endring i gangtida fra underliggende lag

-avhengig av endringer i hastighetene (forteller om effektive hastigheter, amplituder osv,)

Dermed kan en mulighet til å frem heve endringer av de akustiske hastighetene som resultat av temperatur reduksjon være å kombinere de to overstående punktene og prøve å trekke noen type konklusjoner. Som konklusjon kan det sies at det blir først store endringer i akustiske hastigheter når det er hydrokarbon mettede bergarter. Resultatet er en tilnærmet lineær økning av bølgehastigheten, med synkende temperatur. Den største konsekvensen for bergarten er at

skjær og bulk modul blir påvirket. Vi vil også få en avvikende resultat når vann som metnings materiale blir nedkjølt, og vannkompressibiliteten endrer seg i forhold til bergarten.

6.4 Hullstabilitet

Termiske spenninger oppstår når temperaturen i boreslammet er forskjellig fra formasjonstemperaturen. Hvis slammets er kjøligere kan det øke risikoen for hydraulisk oppsplitting, mens stabilitet med hensyn på hullkollaps blir bedre (Mauri). Denne effekten er en temporær effekt- dersom slammets og formasjonen etablerer samme temperatur over tid, vil den forsvinne. Men sprekker dannet ved oppsplitting vil selvsagt permanent være der (Holt og Fjær, Petroleum related rock physics).

Siden skifer (shale) er den primære problem bergarten med hensyn til hullstabilitet, har den i tillegg en transient effekt på poretrykket. Den termiske utvidelses koeffisient til porevann er større enn den for det faste stoffet i bergarten. Dermed vil den kunne utvikle poretrykk som avviker fra den opprinnelige, men som over tid vil utvikle seg mot likevekt. På grunn av den lave permeabiliteten i skifer, kan denne prosessen ta lang tid, og påvirker dermed tidsavhengig stabilitet (creep).

Videre har en mulige effekter av temperatur på formasjonstyrke (Holt, Horsrud og Sonstebo, Time dependent borehole stability). Selv om dette er en viktig og interessant effekt, er den lite studert. I alle fall når det gjelder skifer, siden dette er tidskrevende og kjerne materiale er ikke lett tilgjengelig. Stort sett kan det sies at styrke og stivhet (og dermed lydshastighet) øker når en bergart kjøles ned.

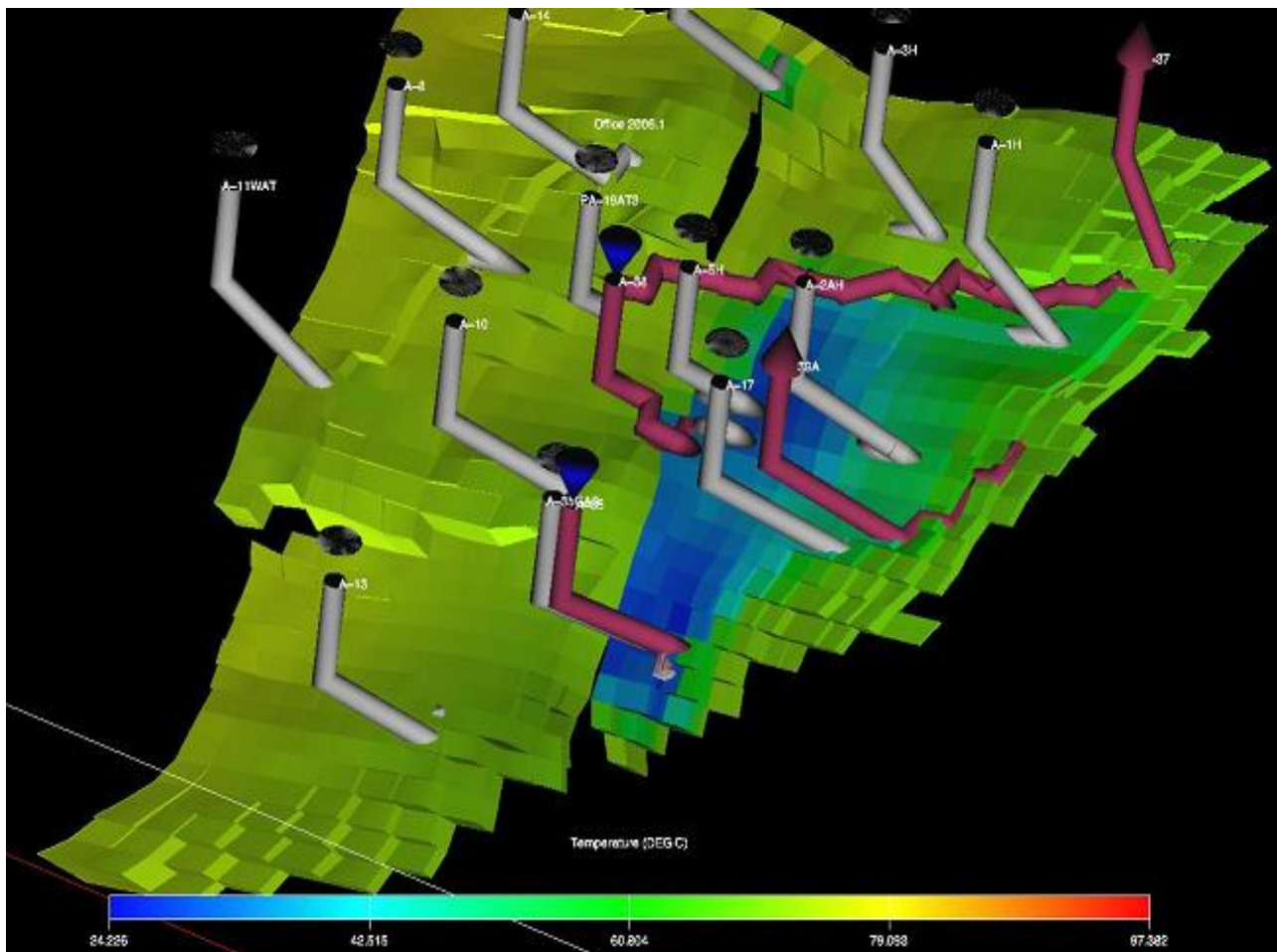
7 Bruk av loggdata

7.1 Innledning

Temperaturreduksjonen som forårsakes av injeksjon av sjøvann kan lede til forandringer i egenskapene til fluidene og bergartene i reservoaret. Olje er en fluid som påvirkes av temperatur. Når temperaturen synker blir oljen i en viss grad mer viskøs.

I formasjonene er det porer med kapillærtrykk som holder på væsken som er der. Når man dermed injiserer vann i formasjonen for å drive ut oljen, er det ikke all oljen som blir drevet ut. Dette kommer av kapillærtrykket, poreveggsfuktigheten og viskositeten til væska. Viskositeten kan dermed være en viktig faktor for utvinningen som er verdt å undersøke nærmere.

Gullfaks har brukt vanninjeksjon som utvinningsmekanisme for å produsere olje i mange år. Områder som tidligere var oljefylt er nå delvis vannfylt og store deler av dette området har fått redusert temperaturen betydelig. Figur 1 illustrerer hvordan temperaturen har sunket ved brønnene i reservoaret. Illustrasjonen er tatt fra programmet Eclipse som StatoilHydro har brukt til å simulere reservoarutviklingen gjennom tid.



Figur 7: Temperaturfordeling.

Reservoaret ligger på et dybdeintervall på 1731,2 – 2136,9 meter som i modellen er fordelt på 52 lag. På dette bildet er lagene 1 til 41 blitt fjernet og en ser ned på det 42. laget. På illustrasjonen varierer temperaturen mellom 24,226 – 97,382 °C. De gråhvite brønnene er enten sementert igjen eller ikke i bruk for øyeblikket, og de røde er aktive produksjons- eller injeksjonsbrønner. Brønnene med blå kjegle på toppen er injeksjonsbrønner og de med rød kjegle er produksjonsbrønner.

7.2 Generelt om borehullslogging

Borehullslogging er en teknikk som brukes for å lage et detaljert register av de geologiske formasjonene som en trenger igjennom i et borehull. Selve loggingen utføres ved hjelp av et loggeverktøy festet til en kabel som senkes ned i brønnen for å måle bergarts- og fluidegenskapene til formasjonen. Ved åpenhullslogging anvender man loggeverktøyet i en

nylig boret brønn. Det blir som en evaluering av reservoaret der en får informasjon om tettheten, porøsiteten, permeabiliteten, litologien, tilstedeværelsen av hydrokarboner, og olje- og vannmetningen. En foret brønn er blitt innekapslet med stålrør og sementert inn i selve brønnen. Målinger en kan få fra en foret brønn kan være sementkvalitet, produksjonsinformasjon og formasjonsdata. Hovedtyper av bergarter en gjerne opererer med er; sandstein, kalkstein, dolomitt, leire/skifer og i tillegg andre mineraler som anhydritt, gips og halitt. Eksempel på en borehullslogg fra en produksjons- og injeksjonsbrønn fra Gullfaks er vedlagt (se vedlegg 1).

7.3 Beregninger fra loggdata

Ut fra borehullsdata kan man blant annet finne ut hvor mye hydrokarboner som finnes i reservoaret og hvor mye som kan utvinnes. For å finne ut det kan man foreta en porøsitets- og fluidanalyse ut fra informasjonen til borehullsloggene. Figur 8 gir en illustrasjon på de viktigste symbolene en bruker under borehullslogging. I korte trekk går det ut på å først finne vannmetningen, S_w , til en oljesone og deretter ganger den med porøsiteten, Φ , til formasjonen. $S_w \cdot \Phi$ sier noe om hvor stor del av porevolumet som er fylt med vann. Deretter kan man finne ut hvor mye av porevolumet i formasjonen som har hatt hydrokarboner, men der disse er blitt flyttet ved invasjon av borehullsvæske: $\Phi(S_h - S_{hr})$. S_h er hydrokarbonmetningen i urørt sone i formasjonen. S_{hr} står for residuelle hydrokarboner i utvasket sone som ikke er blitt presset lenger inn i formasjonen av borehullsvæske. $\Phi \cdot S_{hr}$ er den residuelle hydrokarbonmengden i utvasket sone som ikke lar seg flytte eller produsere. Vannmetning og hydrokarbonmetning i utvasket og urørt sone har følgende sammenheng:

$$S_{xo} + S_{hr} = 1, S_w + S_h = 1$$

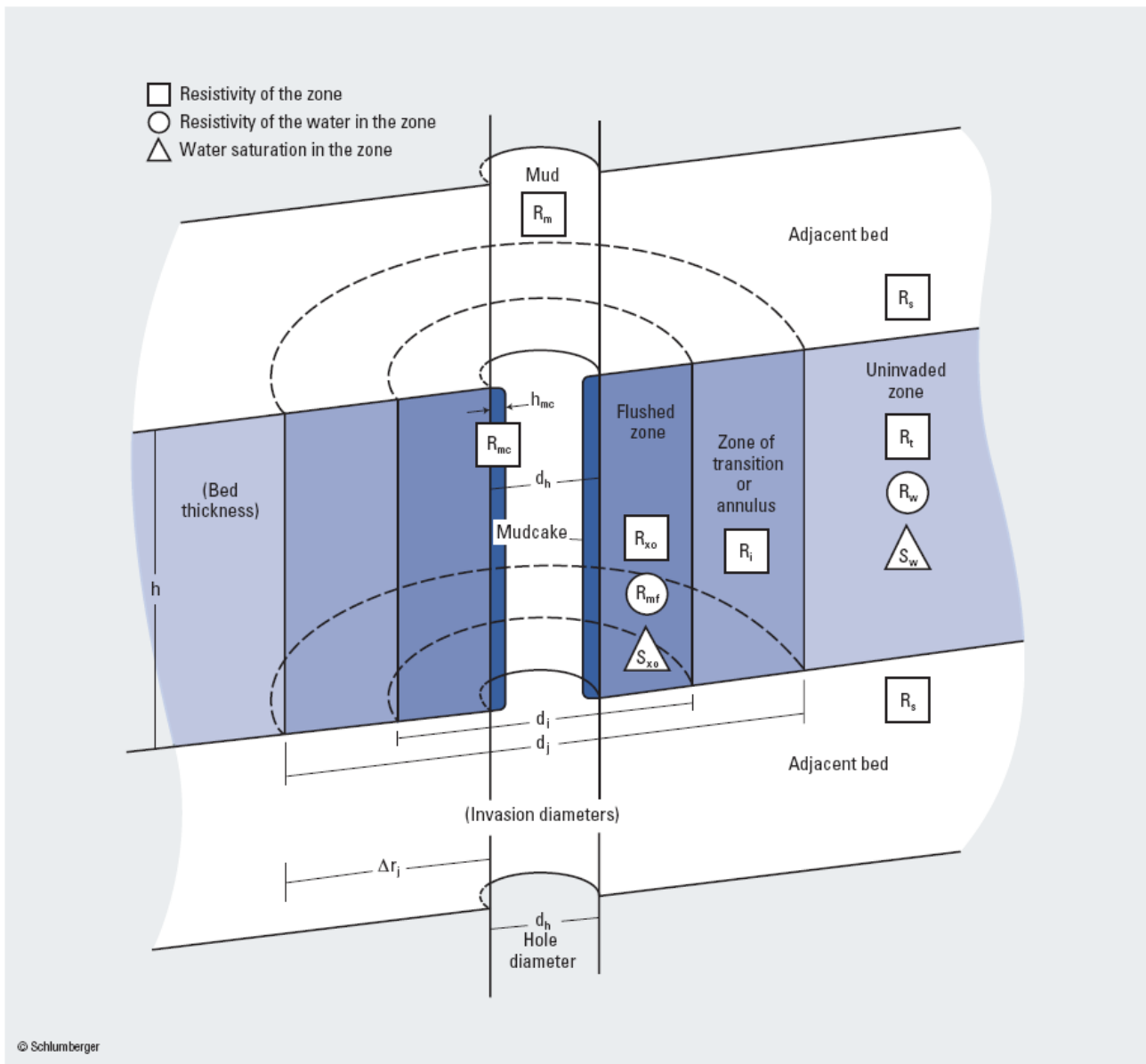
$$S_{xo} - S_w = 1 - S_{hr} - (1 - S_h) = S_h - S_{hr} = \Delta S \text{ hydrokarboner pga invasjon}$$

S_{xo} står for vannmetning i utvasket sone.

Summen av alle disse volumfraksjonene: Vann + flyttbare hydrokarboner + ikke-flyttbare hydrokarboner blir lik porevolumet Φ .

Man kan finne utvinningsfaktoren i hver sone hvis man antar følgende sammenheng mellom utvinningsfaktor og oljemetning:

Utvinningsfaktor: $R = (S_h - S_{hr}) / S_h$



Figur 8

7.4 Konklusjoner

Det må gjøres klart at denne metoden dessverre ikke ble utprøvd i dette prosjektet på grunn av manglende logger og utilstrekkelig tilgang på informasjon fra tittelbladene som tilhørte loggene, der blant annet loggedato fra tittelbladene ikke var kjent. Dermed er eventuelle fremgangsmåter og beregninger bare utprøvd i teorien der feilkilder o.l. ikke er kartlagt i tilstrekkelig grad.

I teorien vil den residuelle oljemetningen øke i en viss grad når viskositeten til oljen øker på grunn av temperaturreduksjonen. I hvor stor grad dette påvirker utvinningsfaktoren er det vanskelig å si uten å ha foretatt en slik beregning ut fra loggdata som er logget i utvalgte soner og forhold. Men i utgangspunktet skal det ut fra disse beregningsmetodene i teorien være mulig å finne ut hvorvidt den residuelle oljemetningen øker etter injeksjon av det kalde sjøvannet, og om dette gir negativt utslag for hvor mye olje som kan utvinnes. Fremgangsmåten som ligger til grunn for å utføre disse beregningene går ut på å skaffe logger fra brønner der det finnes olje i formasjonen som først er uberørt av injeksjonen, for å deretter skaffe logger fra de samme brønnene etter at injeksjonsvannet har trengt inn i de aktuelle sonene. Med denne fremgangsmåten som et grunnlag for å utføre beregningsmetoden som er framlagt, foreligger det i teorien muligheter for at en kan tilegne seg informasjon om de mulige konsekvensene den lavere temperaturen har for den videre utnyttelsen av reservoaret.

8 Konklusjon

Vi har sett at temperaturen er en viktig parameter for egenskapene til et reservoar. Det er utfordringer knyttet til målinger, data som samles og modellering av formasjonen rundt reservoaret. Målingene i et reservoar er ofte tatt under et sterkt tidspres med varierende krav til nøyaktighet. Nye teknologiske fremskritt, både innen matematiske modeller og teknologi, gjør det enklere å oppnå nøyaktige målinger samtidig som erfaringer fra tidligere felt kan samles i databaser for å kunne korrigere nye målinger.

Modellen fra StatoilHydro er historietilpasset, men inneholder en god del forenklinger for å gjøre simuleringen praktisk mulig. Det er gjort forsøk på å forutsi konsekvensene av en oppsprekning av forkastningen i modellen, men med den generelle usikkerheten for en slik hendelse er det vanskelig å konkludere med noe annet enn at den vil ha betydning for oljeproduksjonen.

Det er klart at siden det er veldig mye kaldt vann som har blitt injisert i reservoaret, vil det ha betydning for hvordan seismikk tolkes. Lavere temperaturer har også konsekvenser for boring. Det er mulig, ved bruk av logging, å undersøke om den irreduserbare oljemetningen øker etter injeksjon. Dette bør gjøres ved å sammenligne logger fra områder som er tidligere er uberørte av injiseringen.

Det er fortsatt mye innen dette feltet som er under forskning, og dermed er det vanskelig å komme til sikre konklusjoner.

9 Referanser

- Holt, Rune og Erling Fjær. Petroleum related rock physics. Elsevier, 1992, 1992.
- Holt, Rune, Per Horsrud og Eyvind Sonstebo. «Time dependent borehole stability.» (1994).
- Kutasov, I.M. Applied geothermics for petroleum engineers. Amsterdam: Elsevier Science B.V., 1999.
- Langeland, Helge. Innføring i boreholslogging. Trondheim: Tapir, u.d.
- Mauri, Vincent. «Practical advantages of mud cooling systems for drilling.» (1995).
- Nilsson, James W. og Susan A. Riedel. Electric Circuits. Upper Saddle River: Pearson, 2005.
- Nur, Z. Wang & A. «Wave velocities in hydrocarbon saturated rocks.» (1990).
- Prensky, Stephen. «Temperature Measurements in Boreholes: An Overview of Engineering and Scientific Applications.» The Log Analyst, v. 33, no. 3 (1992): 313-333.
- Shumway, George. «Sound velocity vs. temperature in water saturated sediments.» (1958).
- Timur, Aytakin. «Temperature dependence of compression and shear wave velocities in rock.» (1977).

10 Vedlegg

