

**INVESTIGASI PENGARUH PENERAPAN *CYCLIC WATER INJECTION* (CWI) TERHADAP PERFORMA RESERVOIR
PADA LAPANGAN GF**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

LAZUARDHY VOZIKA FUTUR

NPM 163210111



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2019**

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 2 yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak H. Dike F. Putra, S.T, M.Sc. MBA selaku pembimbing lapangan yang telah membantu, memberikan masukan selama penyusunan tugas akhir ini.
4. Orang tua Ir. Domi Sutomo dan Ir. Marwati, serta Adik Raydian Raflecio Andromeda atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
5. Teman-teman yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Mei 2019

Lazuardhy Vozika Futur

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>Water Injection</i>	4
2.2 <i>Water Injection Tracer</i>	8
2.2.1 <i>Tujuan Water Injection Tracer Test</i>	9
2.3 <i>Cyclic Water Injection (CWI)</i>	9
2.3.1 <i>Keuntungan Cyclic Water Injection</i>	10
2.3.2 <i>Efek Cyclic Water Injection terhadap Field Performance</i>	10
2.4 <i>Pemilihan Sumur Injeksi</i>	12
2.5 <i>Streamline</i>	13

BAB III METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 Waktu Dan Tempat Pelaksanaan Penelitian	15
3.2 Jadwal Penelitian.....	15
3.3 Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	16
3.4 Data Lapangan GF	17
3.4.1 Letak Geografis Lapangan GF	17
3.4.2 Sejarah Lapangan GF	17
3.4.3 Struktur Reservoir Pada Lapangan Gf	18
3.4.4 Pembuatan Model Simulasi	22
3.4.5 Inisialisasi	24
3.4.6 Skenario	25
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	26
4.1 Pemilihan Sumur Injeksi	26
4.1.1 <i>Tracer test</i> sumur A-41BWAT	26
4.1.2 <i>Tracer test</i> sumur A-41.....	27
4.2 <i>Continuous Water Injection</i>	30
4.3 <i>Cyclic Water Injection</i>.....	31
4.3.1 Hasil simulasi pada masing-masing skenario	33
4.3.2 <i>Incremental</i> pada skenario 4.....	34
4.3.3 Pengaruh <i>cyclic water injection</i> terhadap laju alir minyak dan gas	35
4.3.4 Pengaruh <i>cyclic water injection</i> terhadap tekanan reservoir	36
4.3.5 Pengaruh <i>cyclic water injection</i> terhadap saturasi minyak.....	37
4.3.6 <i>Flow-path</i> pada skenario 4	38
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	40
5.1 Kesimpulan	40
5.2 Saran.....	40
DAFTAR PUSTAKA	41
LAMPIRAN.....	44

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema <i>water injection</i> (Asadollahi, 2012).	5
Gambar 2.2 Ilustrasi <i>swept zone</i> dan <i>unswept zone</i> (Asadollahi, 2012).....	7
Gambar 2.3 Pergerakan air pada berbagai variasi permeabilitas (Thakur & Satter, 1998)	8
Gambar 2.4 Ilustrasi <i>cyclic water injection</i> (biru) dan <i>continuous water injection</i> (merah) yang disimulasikan pada model konseptual (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)	12
Gambar 2.5 Ilustrasi <i>streamline</i> pada Norne Model (Gupta & King, 2007)	14
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian	16
Gambar 3.2 Peta lokasi lapangan GF (Putra, 2007)	17
Gambar 3.3 Struktur reservoir GF (Putra, 2007).....	18
Gambar 3.4 Patahan pada reservoir GF (Putra, 2007).....	19
Gambar 3.5 Stratigrafi reservoir GF (Putra, 2007).....	20
Gambar 3.6 Estimasi <i>original minimum horizontal stress (fracture pressure)</i> (Bale, Fossen, Berg, & Kui, 2008)	21
Gambar 3.7 Model lapisan X1 pada reservoir GF.....	22
Gambar 3.8 Distribusi porositas pada reservoir GF	22
Gambar 3.9 Distribusi permeabilitas <i>horizontal</i> pada reservoir GF.....	23
Gambar 3.10 Distribusi permeabilitas <i>vertical</i> pada reservoir GF.....	23
Gambar 3.11 Distribusi saturasi air lapangan GF (1 juli 2006).....	24
Gambar 3.12 Distribusi tekanan awal lapangan GF (1 juli 2006)	25
Gambar 4.1 <i>Tracer production cumulative</i> (A-41BWAT).....	26
Gambar 4.2 Pola aliran dari sumur A-41BWAT menuju sumur produksi.....	27
Gambar 4.3 <i>Tracer production cumulative</i> (A-41BWAT).....	28
Gambar 4.4 Pola aliran dari sumur A-41 menuju sumur produksi.....	29
Gambar 4.5 <i>Pressure dan injection rates base case</i>	30
Gambar 4.6 <i>Oil, gas, and water production rates GF field (Continuous Water)</i> .	31
Gambar 4.7 <i>Bottom hole pressure</i> pada sumur A-41 dan A-41BWAT (<i>Cyclic</i> ..	32
Gambar 4.8 <i>Incremental increase and decrease</i> pada masing-masing skenario.	34

Gambar 4.9 Laju alir minyak pada <i>base case</i> dan skenario 4	35
Gambar 4.10 Laju alir gas pada <i>base case</i> dan skenario 4.....	35
Gambar 4.11 Tekanan reservoir pada <i>base case</i> dan skenario 4.....	36
Gambar 4.12 Saturasi minyak 1 januari 2013 (dilihat dari barat)	37
Gambar 4.13 Saturasi minyak 1 januari 2013 (dilihat dari atas).....	37
Gambar 4.14 <i>Flow path</i> pada skenario 4.....	38



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	15
Tabel 3.2 Hasil inisialisasi simulasi	24
Tabel 4.1 <i>Oil, Gas cumulatives, Watercut and Peak BHP</i> pada Setiap Skenario	33



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Perhitungan *incremental oil and gas production cumulative*

Lampiran II *Output cyclic water injection*

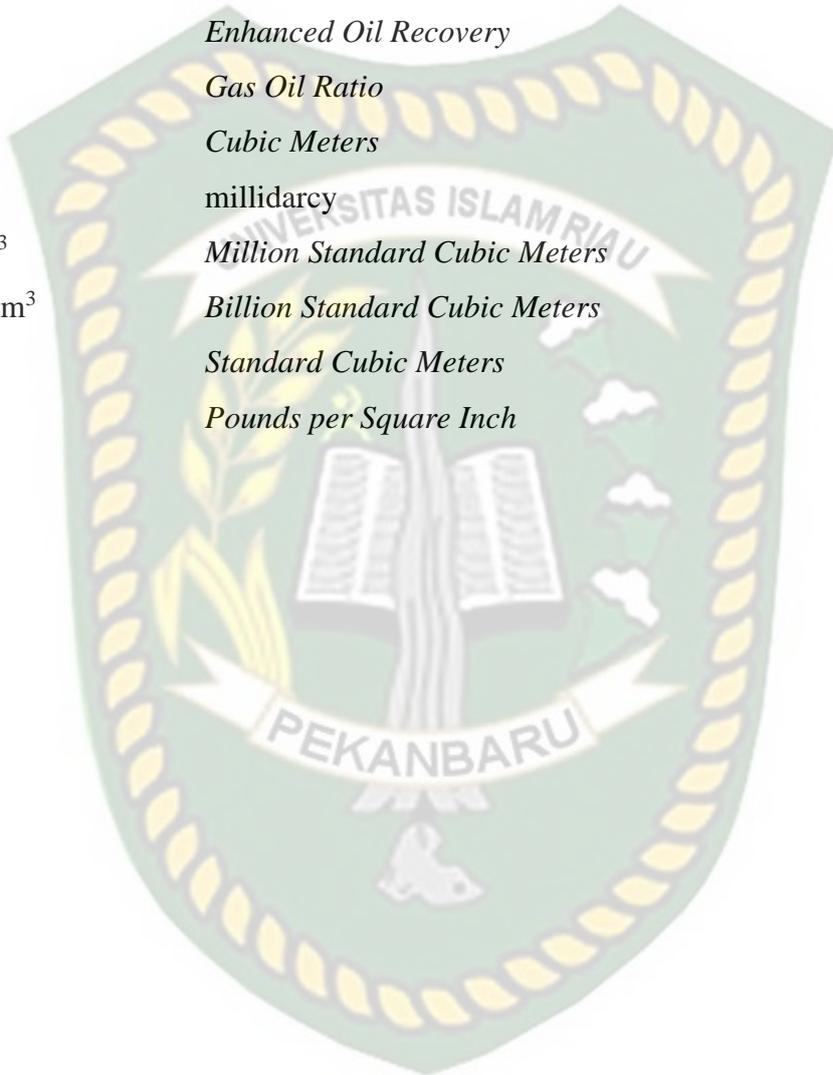


Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
m ³	<i>Cubic Meters</i>
<i>Md</i>	<i>millidarcy</i>
MMm ³	<i>Million Standard Cubic Meters</i>
MMMm ³	<i>Billion Standard Cubic Meters</i>
Sm ³	<i>Standard Cubic Meters</i>
Psi	<i>Pounds per Square Inch</i>



INVESTIGASI PENGARUH PENERAPAN *CYCLIC WATER INJECTION* (CWI) TERHADAP PERFORMA RESERVOIR PADA LAPANGAN GF

LAZUARDHY VOZIKA FUTUR
NPM 163210111

ABSTRAK

Cyclic water injection merupakan suatu metode yang digunakan untuk meningkatkan kumulatif produksi minyak dan gas. Metode ini bertujuan untuk memelihara tekanan reservoir dan juga sebagai sarana untuk menyapu *oil* ke daerah yang tidak terjangkau oleh *continuous water injection*. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk melihat efek dari penerapan *cyclic water injection* dan menganalisis parameter yang mempengaruhi kenaikan kumulatif produksi *oil* dan *gas*, dalam penelitian ini digunakan *tracer* guna melacak pergerakan fluida pada reservoir. Penelitian ini berfokus pada pemilihan skenario terbaik berdasarkan beberapa parameter diantaranya melihat seberapa besar *tracer* yang terproduksi pada sumur produksi yang nantinya akan dijadikan acuan untuk pemilihan sumur injeksi yang akan diterapkan *cyclic water injection*. Lapangan GF telah dilakukan *water injection* selama beberapa tahun terakhir, banyak skema *water injection* yang telah diterapkan guna meningkatkan produksi *oil* dan *gas* pada lapangan ini, bahkan injeksi CO₂ dan *water alternating gas* telah diterapkan pada lapangan ini, penerapan *cyclic water injection* bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas, penerapan metode ini dilakukan guna mengantisipasi injeksi CO₂ yang tentunya akan memakan banyak biaya, *cyclic water injection* merupakan metode menginjeksikan air secara buka tutup sumur injeksi, dengan kumulatif air injeksi yang sama dengan *continuous water injection* menjadikan metode ini layak untuk diterapkan. Dari penelitian ini didapatkan kenaikan total produksi minyak sebesar 7,643 %, kenaikan total produksi gas sebesar 10,679 % dan terjadi penurunan *watercut* 5,451 %. *Novelty* dari penelitian ini yaitu menaikkan produksi pada lapangan GF tanpa melakukan injeksi gas dan dapat menghemat biaya.

Kata kunci: *Cyclic Water Injection, Tracer, Streamline.*

**INVESTIGATION INFLUENCE OF THE IMPLEMENTATION OF CYCLIC
WATER INJECTION (CWI) ON RESERVOIR PERFORMANCE IN GF
FIELDS**

**LAZUARDHY VOZIKA FUTUR
NPM 163210111**

ABSTRACT

Cyclic water injection is a recovery method that increases oil and gas production cumulative. This method aims to maintain reservoir pressure and also as a means to sweep oil that can not be done by continuous water injection. The purpose of this study is to see the effect of applying cyclic water injection and analyze the parameters that affect the increases oil and gas production cumulative, in this study tracer is used to track fluid movement in the reservoir. This study focuses on the selection of the best scenario based on several parameters. GF field has been carried out by water injection over the past few years, many water injection schemes have been implemented to increase oil and gas production in this field, even injection of CO₂ and water alternating gas has been applied in this field, the application of cyclic water injection aims to increase oil and gas production. In order to anticipate CO₂ injection which of course will take a lot of costs. Basically, during the cyclic water injection, the water injection rate is carried out alternately between the high injection rate and the injection is stopped, with the same cumulative injection water as continuous water injection that making this method feasible to apply. From this study, incremental oil production cumulative by 7,643 %, incremental gas production cumulative by 10,679 % and watercut 5,451 % decreased. The novelty of this study is to increase production at the GF field without making gas injection and can save costs.

Kata kunci: *Cyclic Water Injection, Tracer, Streamline.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Seiring dengan bertambahnya masa produksi pada suatu lapangan, produktivitasnya semakin berkurang, hal ini disebabkan oleh bertambahnya jumlah minyak yang diproduksi dari lapangan tersebut yang sangat berpengaruh terhadap berkurangnya tekanan reservoir, tekanan reservoir sendiri memiliki peran penting untuk dapat mengalirkan minyak menuju sumur produksi. Faktor perolehan minyaknya masih berada dikisaran 30% sampai dengan 40% (Alhaj, 2010).

Sejauh ini injeksi air merupakan metode yang paling banyak digunakan untuk meningkatkan *recovery* minyak, terlepas dari banyaknya karakteristik reservoir yang menguntungkan ada juga beberapa karakteristik reservoir yang merugikan, misalnya heterogenitas reservoir, khususnya nilai permeabilitas yang tinggi, hal ini berdampak buruk pada injeksi air, nilai permeabilitas yang sangat tinggi mengganggu efek penyapuan minyak Alhuthali, Oyerinde, & Gupta (2006). Kontrol kesesuaian *waterflood* terhadap heterogenitas reservoir merupakan tantangan umum pada suatu lapangan minyak (Thrasher, et al., 2016).

Keberhasilan proses-proses tersebut sangat bergantung pada kontinuitas dan keseragaman reservoir dalam bentuk *transmissibility* fluida dan berapa banyak volume fluida reservoir yang dikontak oleh fluida injeksi. Metode yang dapat sepenuhnya menjelaskan konektifitas antar sumur injeksi dan sumur produksi adalah dengan melakukan *tracer test* selama *flood project* (Anisimov, 2009).

Tracer test digunakan di industri migas merupakan teknik untuk mengevaluasi komunikasi antara sumur dan juga heterogenitas reservoir. *Survey tracer* memberikan beragam informasi tentang heterogenitas reservoir seperti *flowpath* fluida. *Flowpath* fluida didefinisikan sebagai jalur preferensial fluida reservoir untuk bergerak dari satu titik (sumur injeksi) ke titik lainya di reservoir. Jalur ini secara geologi homogen atau sangat heterogen akibat adanya rekah alami, patahan, *thief zones* dengan permeabilitas tinggi, ataupun *flow-barrier*. Cara yang

digunakan untuk melacak *flowpath* fluida ini, fluida *carrier*; dalam hal ini fluida injeksi, ditambahkan berbagai jenis *tracer* (Du & Guan, 2005).

Pada penelitian ini metode injeksi air yang diterapkan adalah metode *cyclic water injection*, *cyclic water injection* merupakan metode lama pada *water injection* yang baru-baru ini kembali digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas dengan jumlah air injeksi yang sama dengan *continuous water injection*, perbedaan dari kedua metode tersebut hanya perubahan pada jadwal injeksi yang mana *continuous water injection* menginjeksikan air dengan jumlah konstan dan kontinyu, sedangkan pada *cyclic water injection* injeksi air dilakukan dengan sistem buka tutup sumur injeksi, pada saat injeksi dilakukan air diinjeksikan dalam jumlah yang banyak akan tetapi setelah injeksi dilakukan sumur injeksi *dishut-in* selama beberapa hari.

Cyclic water injection sudah beberapa kali diterapkan di beberapa lapangan di dunia, seperti di lapangan China, Amerika Serikat dan Rusia telah menunjukkan hasil yang positif. (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui konektivitas antara sumur injeksi dan sumur produksi
2. Mengetahui *incremental oil and gas recovery* dan juga penurunan *watercut* pada skenario terbaik *cyclic waterflood*.
3. Mengetahui pengaruh penerapan *cyclic water injection* terhadap penyapuan hidrokarbon.

1.3 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka didalam penelitian ini dibatasi dengan melakukan investigasi pengaruh penerapan *cyclic water injection* terhadap performa reservoir pada lapangan GF. Penelitian ini menggunakan reservoir *simulator*, PETREL dan ECLIPSE pada suatu kondisi lapangan yang telah diberikan oleh sumber, tidak mempertimbangkan sejarah produksi karena data yang

diberikan telah valid terhadap data sejarah produksi, dan tidak mempertimbangkan sisi keekonomian.

1.4 Metodologi Penelitian

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian di Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Adapun metode penelitian yaitu *simulation research* dengan menggunakan data dari suatu lapangan. Data yang diperoleh akan digunakan untuk pemodelan dengan simulator PETREL dan ECLIPSE yang kemudian hasilnya akan dianalisis. Untuk teknik pengumpulan data yaitu data sekunder didapat dari hasil penelitian, buku referensi, jurnal, makalah yang sesuai dengan topik penelitian.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah kita telah diberi kesempatan oleh Allah SWT. untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeqi- Nya yang telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. yang dimana telah diciptakannya langit dan bumi sebagai mana Allah SWT telah berfirman dalam QS. Saad ayat:27 yang artinya:”Dan kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada antara keduanya tanpa hikmah, yang demikian itu adalah anggapan orang-orang kafir maka celakalah orang-orang kafir itu,karena mereka akan masuk neraka”.

Dimana pada QS AL-Mulk ayat 15 menyatakan bahwa “Dia-lah yang menjadikan bumi untuk kalian yang mudah dijelajahi,maka jelajahilah di segala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezekinya-lah kamu (kembali setelah) dibangkitkan” dari beberapa ayat tersebut mengisyaratkan bahwasanya allah telah menciptakan langit dan bumi untuk kita manusia hidup dan pada ayat berikutnya yang dimana mengatakan bahwasanya Allah SWT telah menjadikan bumi ini mudah untuk dijelajahi agar manusia mampu untuk bekerja dan berusaha mendapatkan rezeqi darinya

2.1 *Water Injection*

Injeksi air merupakan metode yang terbukti untuk meningkatkan *ultimate recovery* dari reservoir minyak konvensional. (Tetegan, Kazeem, & Tendo, 2015) Penginjeksian air sangat sering digunakan karena mempunyai sifat keefektifan untuk mendesak minyak relatif lebih baik untuk berbagai kondisi dan karakteristik reservoir, jenis batuan, dan sifat-sifat fluidanya. Murahnya harga air juga merupakan faktor menentukan apabila jika dibandingkan dengan fluida-fluida injeksi lainnya seperti injeksi *thermal*, gas atau kimia.

Sejauh ini injeksi air merupakan metode yang paling banyak digunakan untuk meningkatkan *recovery* minyak, terlepas dari banyaknya karakteristik reservoir yang menguntungkan ada juga beberapa karakteristik reservoir yang merugikan, misalnya heterogenitas reservoir, khususnya nilai permeabilitas yang

tinggi, hal ini berdampak buruk pada injeksi air, nilai permeabilitas yang sangat tinggi mengganggu efek penyapuan minyak (Alhuthali, Oyerinde, & Gupta, 2006).

Mekanisme kerja *water injection* adalah menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi, sehingga akan meningkatkan produksi minyak (gambar 2.1). Konsep dasar penyelesaian persoalan penginjeksian air adalah gradien saturasi atau distribusi saturasi yang dikembangkan oleh *Buckley-Leverett* dan konsep *piston like* yang dikembangkan oleh *Stiles*.



Gambar 2.1 Skema *water injection* (Asadollahi, 2012).

Keuntungan dari pelaksanaan *water injection* dibandingkan dengan metode perolehan tahap kedua yang lainnya (*gas flooding*), antara lain adalah :

1. Tersedia dalam jumlah yang melimpah,
2. Relatif mudah diinjeksikan dan mampu menyebar melalui formasi bearing minyak.
3. Lebih efisien dalam mendesak minyak.

Penerapan *water injection* bertujuan untuk menyeimbangkan tekanan reservoir dan memberikan efek penyapuan pada minyak dan gas. (D.A, Rukavishnikov, & Tuzovskiy, 2015)

1. Injeksi air *pressure maintenance*.

Pressure maintenance pada lapangan migas yang sudah tua merupakan hal yang sangat penting, efisiensi pengembangan lapangan migas tidak mungkin bagus tanpa peningkatan efisiensi *water injection*. (Ilnur, 2014)

Berkurangnya produksi minyak dari suatu reservoir dapat diakibatkan oleh makin menurunnya tekanan reservoir selama diproduksi, sehingga tekanan *drawdown* tidak mampu lagi memberikan laju produksi yang ekonomis dan produksi terpaksa harus berhenti, walaupun sebenarnya jumlah cadangan minyak yang tertinggal (*remaining reserve*) masih cukup besar.

Menurunnya tekanan reservoir disebabkan oleh adanya pengosongan reservoir akibat diproduksikannya minyak. Hal ini terutama terjadi pada reservoir yang mempunyai jenis mekanisme pendorong *depletion drive*. Pada reservoir *depletion*, disamping tekanannya cepat menurun, *recovery* yang diperoleh juga relatif kecil. Oleh karena itu pada reservoir jenis ini perlu sekali dilakukan pemeliharaan tekanan reservoir (*pressure maintenance*) untuk meningkatkan *recovery* minyaknya, yaitu dengan cara menginjeksikan air atau gas ke dalam reservoir tersebut.

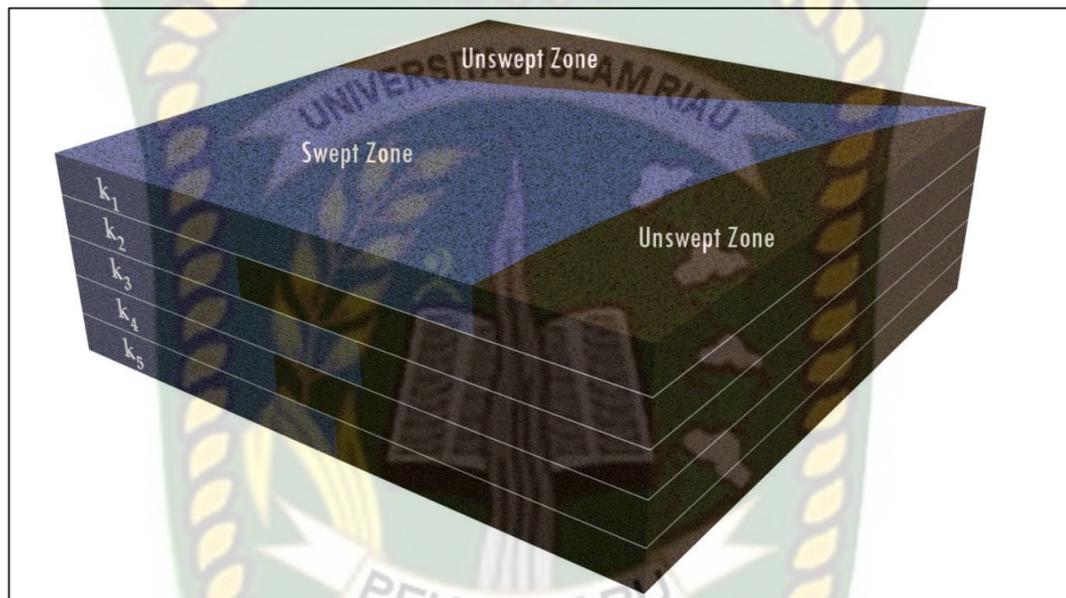
2. Injeksi air *secondary recovery*.

Operasi perolehan minyak tahap kedua (*secondary recovery*) dilakukan dengan maksud untuk memperoleh minyak sisa di reservoir yang tidak dapat diambil dengan metode tahap pertama (*primary recovery*). Dalam operasi perolehan tahap kedua ini, suatu fluida diinjeksikan ke dalam reservoir minyak sisa tersebut bukan untuk mempertahankan energi reservoir, tetapi secara fisik mendesak minyak sisa dari reservoir.

Waterflood dikatakan *secondary recovery* karena *waterflood* dilakukan setelah tahap produksi primer, air akan menyebar perlahan ke seluruh daerah yang ada minyak. (Willhite, 1986)

Sisa-sisa minyak yang terperangkap pada reservoir secara umum ada 2 jenis, diantaranya : (Asadollahi, 2012)

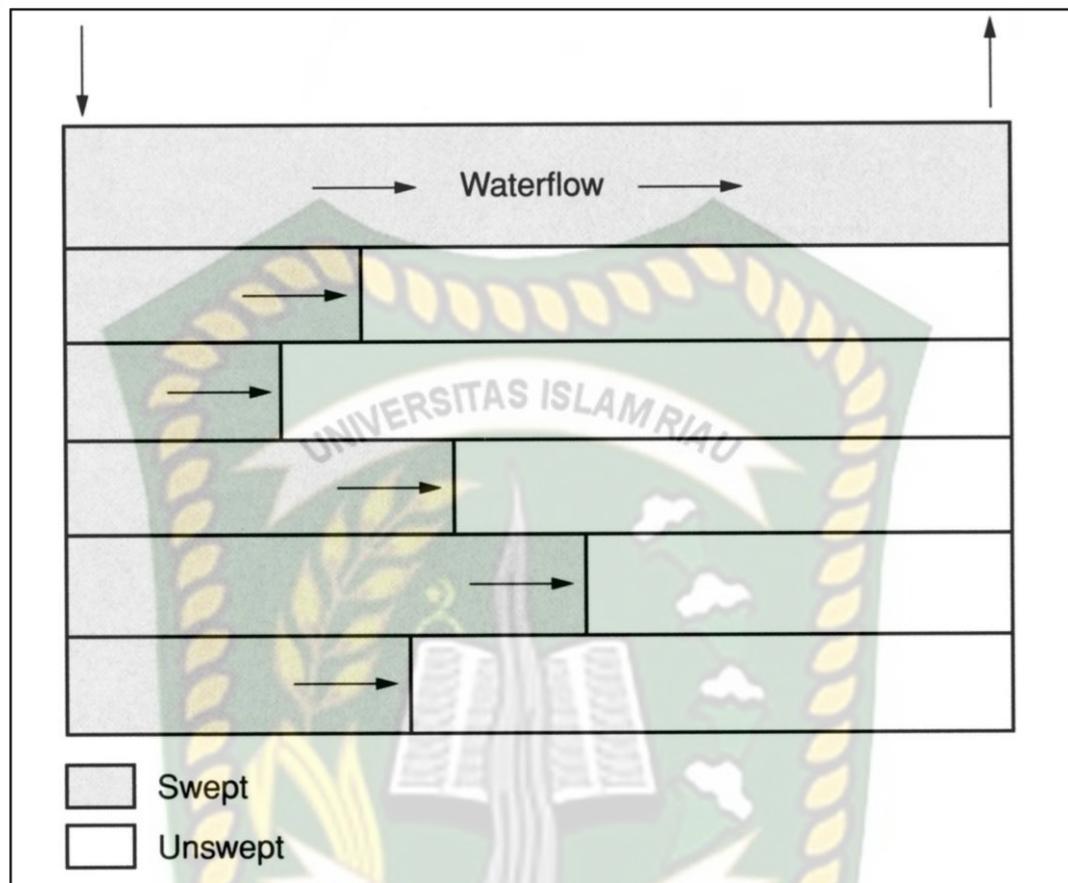
- Sisa-sisa minyak yang tersapu oleh air (*swept zone*), akan tetapi minyak tersebut tersapu mengarah ke *unswept zone*.
- Sisa-sisa minyak yang tidak tersapu oleh air (*unswept zone*), atau bisa dikatakan tidak terjangkau oleh injeksi air.



Gambar 2.2 Ilustrasi *swept zone* dan *unswept zone* (Asadollahi, 2012)

Proyek *waterflood* yang sukses dapat mengarah secara efisien untuk memaksimalkan efisiensi sapuan keseluruhan, yang akan membantu menaikkan *oil recovery* dan menjaga tekanan reservoir tetap berada di atas *bubble point* yang memungkinkan tingkat produksi *oil* yang lebih tinggi. (Bibards & Hanafy, 2004)

Gambar 2.2 menunjukkan lapisan paling atas memiliki nilai permeabilitas paling tinggi, air akan memasuki zona ini dan akan menyebabkan *early breakthrough* dan pendesakan air akan menyisakan banyak zona yang tidak tersapu oleh air karena efek penyapuan buruk yang disebabkan oleh adanya zona permeabilitas yang tinggi.



Gambar 2.3 Pergerakan air pada berbagai variasi permeabilitas (Thakur & Satter, 1998)

2.2 *Water Injection Tracer*

Kegunaan dari *water injection tracer* adalah untuk memantau pergerakan air berdasarkan asumsi bahwa pergerakan *tracer* mencerminkan pergerakan dari air injeksi. Seberapa benar hal ini tergantung seberapa dekat *tracer* mengikuti air injeksi melalui formasi tanpa *loss* dan *delay* yang signifikan. Hal ini bergantung seberapa bagus komposisi kimia *tracer* menghadapi *property reservoir* (ZEMEL, 1995). Sebagai suatu *rule of thumb*, 40% *tracer* harus terproduksi di sumur produksi guna menjamin profil *tracer-effluent* yang dapat diandalkan dalam analisis (Cheng, et al., 2011).

2.2.1 Tujuan *Water Injection Tracer Test*

Adapun tujuan dari *water injection tracer test*, diantaranya (Huseby, Hartvig, Jevanord, Viig, & Dugstad, 2014):

1. Mengetahui komunikasi antara sumur injeksi dan produksi.
2. Mengetahui tingkat heterogenitas reservoir.
3. Mengetahui pergerakan fluida.
4. Mengetahui waktu *breakthrough* sumur produksi.

2.3 *Cyclic Water Injection (CWI)*

Cyclic water injection (CWI) merupakan teknik injeksi air berkala. Teknik ini dikembangkan tahun 1960. Teknik ini bertujuan untuk meningkatkan produksi pada lapangan yang memiliki reservoir heterogen (Yang, Dai, & Wang, 2006). Sejak saat itu *cyclic water injection* sudah beberapa kali diterapkan di beberapa lapangan di dunia, seperti di lapangan China, Amerika Serikat dan Rusia telah menunjukkan hasil yang positif. (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

Cyclic water injection termasuk dalam grup metode EOR, akan tetapi karena *incremental recovery* yang buruk jika dibandingkan dengan metode EOR yang lain maka *cyclic water injection* dapat dikatakan sebagai *advanced waterflood*. (Rublev, Khuzeev, Ishimov, & Fedorov, 2012)

Cyclic water injection merupakan pengembangan lanjut dari konvensional *water injection*, *cyclic water injection* didasarkan pada dua mekanisme yaitu (Langdalen, 2014) :

1. Mengganti laju injeksi air.
2. Mengubah pola injeksi air.

Pada dasarnya selama *cyclic water injection* berlangsung laju injeksi air dilakukan secara bergantian antara laju injeksi tinggi dan laju injeksi atau normal dan laju injeksi rendah atau injeksi dihentikan, laju injeksi air juga berbanding lurus dengan tekanan injeksi, dengan laju injeksi tinggi maka tekanan suatu reservoir akan naik sedangkan dengan laju injeksi rendah tekanan reservoir turun, selama *cyclic injection* berlangsung maka akan terjadi *pulse* tekanan antara lapisan. (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

Metode *Recovery* yang hampir mirip dengan metode *cyclic water injection* (CWI) adalah metode *pressure pulse technology* (PPT). Perbedaan diantara dua metode ini terletak pada durasi interval antara *pulse* tekanan, dimana *cyclic water injection* menerapkan siklus dalam rentang waktu hari hingga bulan sedangkan *pressure pulse technology* memberikan dinamika tekanan *pulses* selama 5 hingga 6 per menit (Groenenboom et al., 2003).

Cyclic water injection merupakan cara untuk menaikkan produksi hidrokarbon dan memberikan potensi tambahan untuk menyapu daerah yang tidak tersapu oleh konvensional *water injection*, ada 2 perubahan mekanisme yang terjadi selama *cyclic water injection* diantaranya :

1. Perubahan pada *streamline*.
2. Pemadatan penyapuan atau bisa dikatakan penyapuan lebih baik.

Kriteria lapangan yang bagus dilakukan *Cyclic Water Injection* (Langdalen, 2014) :

1. Nilai *watercut* tinggi.
2. Sebelumnya lapangan telah dilakukan *water injection*.
3. *Oil-wet*
4. Tekanan injeksi tidak melebihi tekanan rekah formasi.

2.3.1 Keuntungan *Cyclic Water Injection*

Adapun beberapa keuntungan penerapan *cyclic water injection*, diantaranya :

1. Kenaikan laju produksi. (Perez, Salicioni, & Ucan, 2014)
2. Penurunan *watercut*. (Perez, Salicioni, & Ucan, 2014)
3. Hampir tidak ada *cost* yang dikeluarkan jika dibandingkan konvensional *water injection* (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

2.3.2 Efek *Cyclic Water Injection* terhadap *Field Performance*

Cyclic water injection terbukti meningkatkan *sweep efficiency* pada reservoir heterogen, metode ini telah diterapkan disejumlah lapangan minyak di AS (Elkins) dan Uni Soviet (Sharbatova) dan terbukti sukses diterapkan dilapangan tersebut.

Estimasi analitik dan simulasi numerik telah memperlihatkan kenaikan produksi pada lapangan yang diterapkan *cyclic water injection* sebesar 10 % Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen (2008) dan terjadi penurunan total produksi air sebesar 15-18 % jika dibandingkan dengan *continuous water injection*. (Musa & Ibrahim, 2012)

Studi empiris dan teoritik telah menunjukkan kenaikan *recovery* pada reservoir heterogen yang dilakukan *cyclic water injection* terjadi karena percepatan *cross-flow* antara zona permeabilitas rendah dan permeabilitas tinggi, antara lapisan yang memiliki perbedaan permeabilitas.

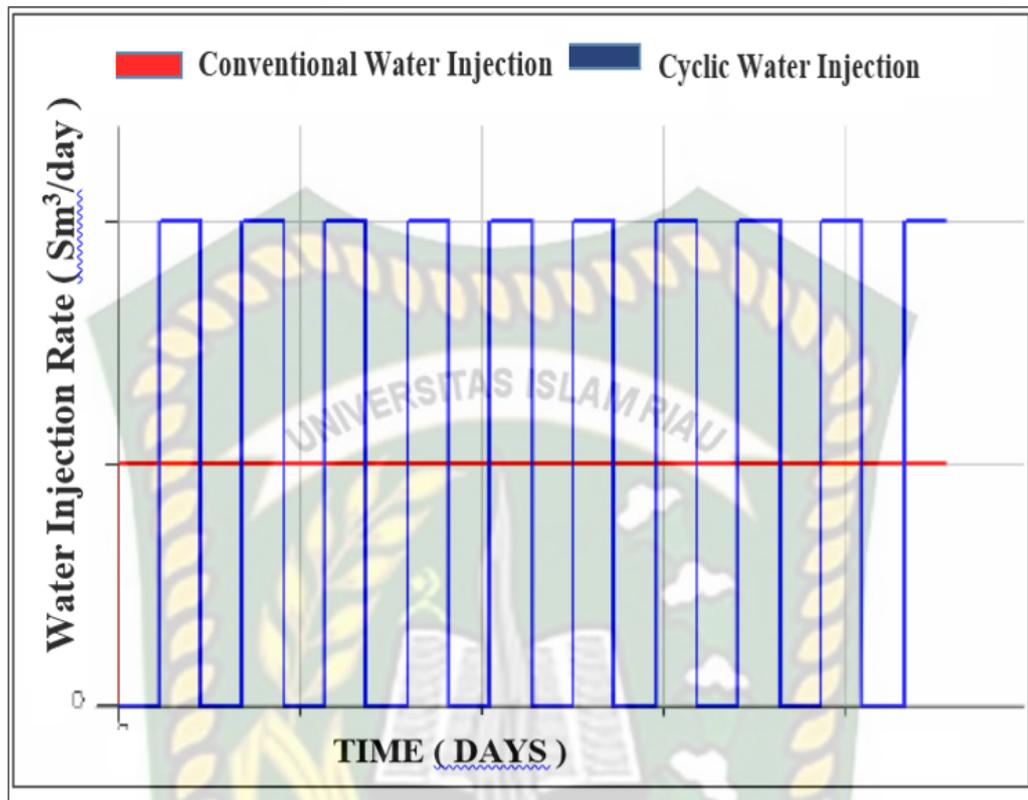
Cyclic water injection didasarkan pada 2 parameter :

1. *Pressurizing* (setengah *Cycle*)

Air diinjeksikan dengan laju alir yang tinggi dan hidrokarbon diproduksi dengan laju alir yang sama dengan laju alir pada *continuous water injection*, tekanan reservoir nantinya akan meningkat bahkan mungkin melebihi tekanan awal reservoir. Akan terjadi peningkatan tekanan pada zona tekanan pada zona *high permeability*, sehingga air akan terdorong menuju zona *low permeability* yang tidak tersapu oleh *continuous water injection*.

2. *Depressurizing* (setengah *Cycle*)

Injeksi air dihentikan ataupun dikurangkan laju alirnya dan hidrokarbon diproduksi dengan laju alir yang sama (sama dengan laju alir pada *continuous waterfood*, tekanan reservoir dibiarkan turun kemudian air akan menyapu dan menggantikan posisi hidrokarbon yang ada pada zona *low permeability* dan hidrokarbon tersebut akan tersapu dan akan menuju zona *high permeability* yang kemudian hidrokarbon tersebut akan menuju sumur produksi.



Gambar 2.4 Ilustrasi *cyclic water injection* (biru) dan *continuous water injection* (merah) yang disimulasikan pada model konseptual (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

Adapun persyaratan utama melakukan *water injection* ialah memberi batasan terhadap *bottom hole pressure* agar tidak melebihi tekanan rekah formasi pada sumur injeksi (Eide, Catterall, Ismayilov, Nadarzy, & Kjøsnes, 2011).

2.4 Pemilihan Sumur Injeksi

Menurut Huseby *et al*, *water injection* bisa dikatakan efektif apabila sumur injeksi dapat melakukan *pressure maintenance* tanpa harus menambah masuknya air ke dalam sumur produksi. (Huseby, Hartvig, Jevanord, Viig, & Dugstad, 2014) Untuk melakukan pengujian ini diperlukan *tracer* sebagai fluida pelacak pergerakan air.

Akan tetapi menurut Zaber *et al* total *tracer* yang terproduksi pada sistem tertutup / *isolated* reservoir normalnya sebesar 100 %. (Zaber, Al-Mosa, & Huseby, 2013), data reservoir yang digunakan pada penelitian ini adalah lapangan GF tepatnya pada I *segment*, sebelumnya pernah ada penelitian yang dilakukan oleh

Flo *et al* tentang I *segment* dan menurut penelitian tersebut I *segment* merupakan jenis reservoir *isolated*. (Flo, Hersandi, Karam, Shevchenko, & Zhang, 2012)

2.5 *Streamline*

Pendekatan *streamline* pertama kali diterapkan dalam studi pola sumur dan *total recovery* oleh muskat dan Wyckoff pada tahun 1934. Muskat menggunakan model konduksi listrik untuk mensimulasikan konfigurasi sumur yang berbeda dan *streamline* yang ditetapkan berdasarkan *equipotential surfaces*. Reservoir dianggap homogen dan asumsi aliran *tracer* digunakan dalam perhitungan, dari penelitian ini, Muskat dan Wyckoff menyimpulkan bahwa aliran disepanjang zona permeabilitas tinggi di reservoir adalah faktor dominan dalam *recovery factor* lebih daripada jarak dan pola sumur. Muskat melanjutkan penelitiannya tentang penggunaan *streamline* untuk masalah dua dimensi menggunakan metode teori-potensial (Muskat & Wyckoff, 1946).

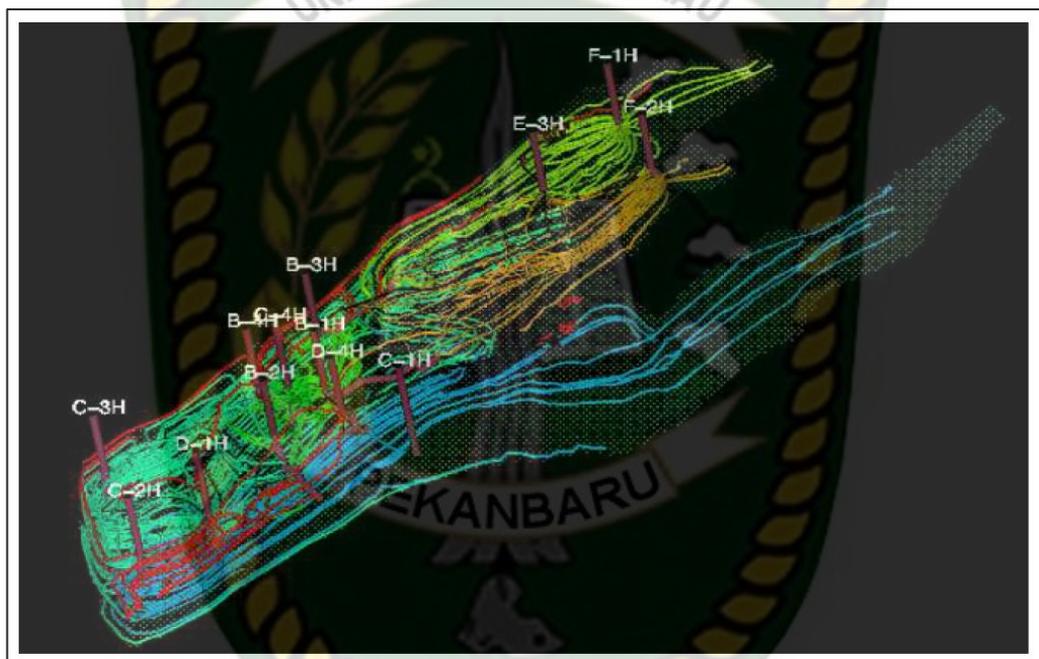
Batycky, Blunt, dan Thiele (1997) memperkenalkan simulator aliran fluida berbasis arus tiga dimensi. Simulator ini memperhitungkan efek dari perubahan kondisi sumur serta gravitasi untuk aliran multifasa yang tidak dapat dikompres. Mereka juga memperkenalkan simulator reservoir komposisional skala-lapangan 3D berdasarkan konsep *streamline*, dan menunjukkan penerapannya. Model mereka memperlakukan perpindahan fluida dan kesetimbangan fasa pada *streamline*, dengan kompresibilitas fluida dan perubahan volume pada pencampuran dengan “jarak tanpa dimensi” yang diturunkan dari kecepatan fluida pada *streamline*.

Di Donato, Huang, dan Blunt (2003) mempresentasikan simulator dual-porositas berbasis *streamline* untuk memodelkan *water injection* pada *fractured* reservoir. *Streamline* ditelusuri melalui fraktur, dan aliran transfer dari matriks ke daerah fraktur dimodelkan sebagai istilah *sink/source* pada *streamline* dengan teknik pemisahan operator. Mereka juga memperkenalkan tiga bentuk fungsi transfer: model *steady-state* konvensional dan dua fungsi *transfer linier* yang sesuai dengan pengukuran eksperimental pada *core*. Studi mereka mengungkapkan bahwa

fungsi *transfer linier* yang sesuai memberikan hasil yang mirip dengan model *non-linear* konvensional dengan waktu komputasi yang efisien.

Simulasi *streamline* adalah teknik simulasi aliran untuk aliran fluida yang bergerak pada model reservoir heterogen dengan resolusi tinggi. (Bakkejord & Knutsen, 2009).

Simulasi *streamline* juga dapat membantu pemahaman terhadap pola aliran reservoir, konektivitas antara sumur yang berbeda dibuat dengan visualisasi yang sangat bagus. (Gupta & King, 2007).



Gambar 2.5 Ilustrasi *streamline* pada Norne Model (Gupta & King, 2007)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian Tugas Akhir ini berjudul “Investigasi Pengaruh Penerapan *Cyclic Water Injection* (CWI) Terhadap Performa Reservoir Pada Lapangan GF”. Penelitian ini dilakukan menggunakan permodelan dengan menggunakan *software* PETREL dan ECLIPSE. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari sumber yang terpercaya.

3.1 Waktu Dan Tempat Pelaksanaan Penelitian

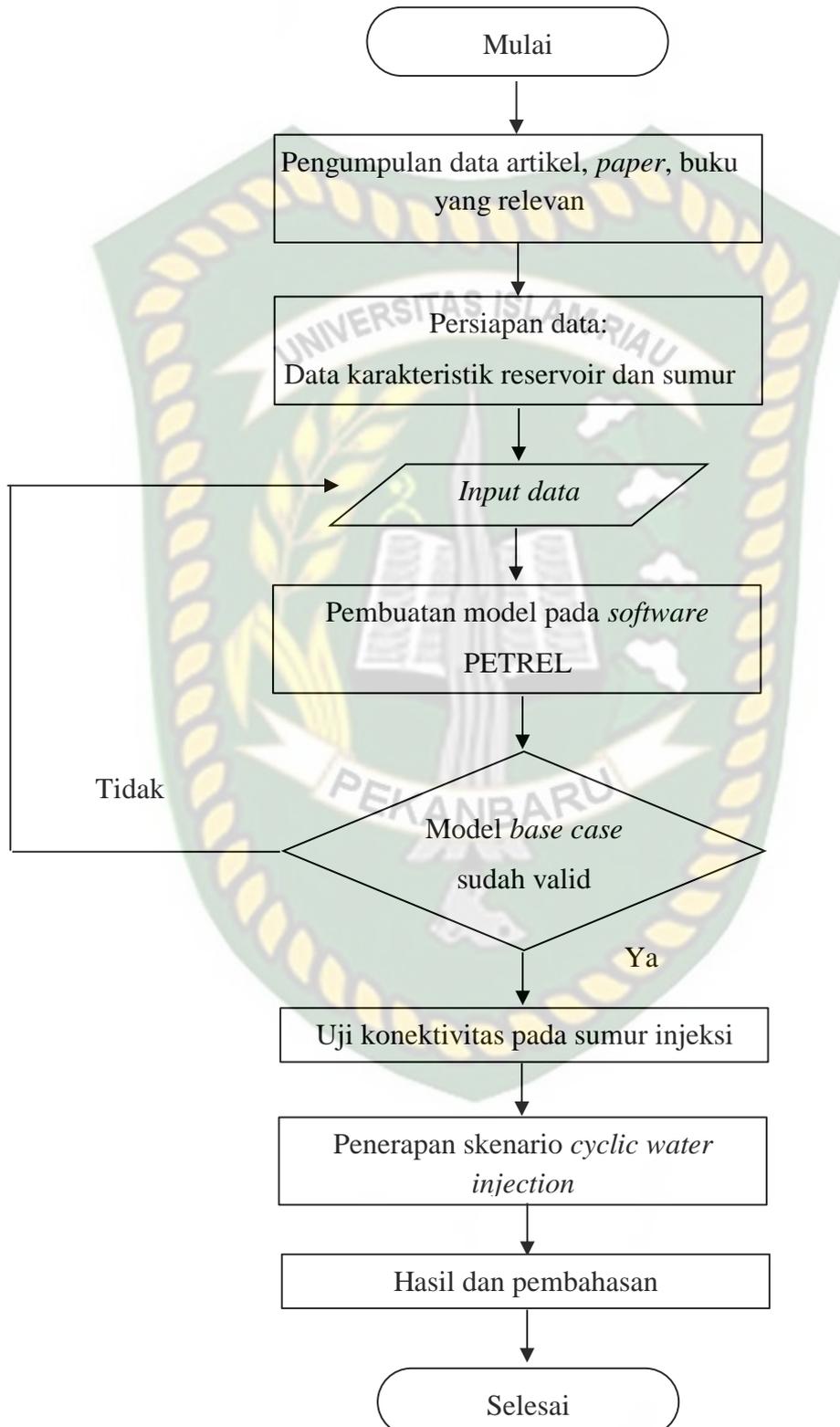
Data yang diperoleh oleh penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil simulasi reservoir pada tanggal 1 November 2018 – 1 Januari 2019. Tempat penelitian dilakukan di Universitas Islam Riau.

3.2 Jadwal Penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)							
	November				Desember			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur								
Pembuatan Model								
Pengujian Skenario								
Hasil dan Pembahasan								

3.3 Alur Penelitian (*Flowchart*)

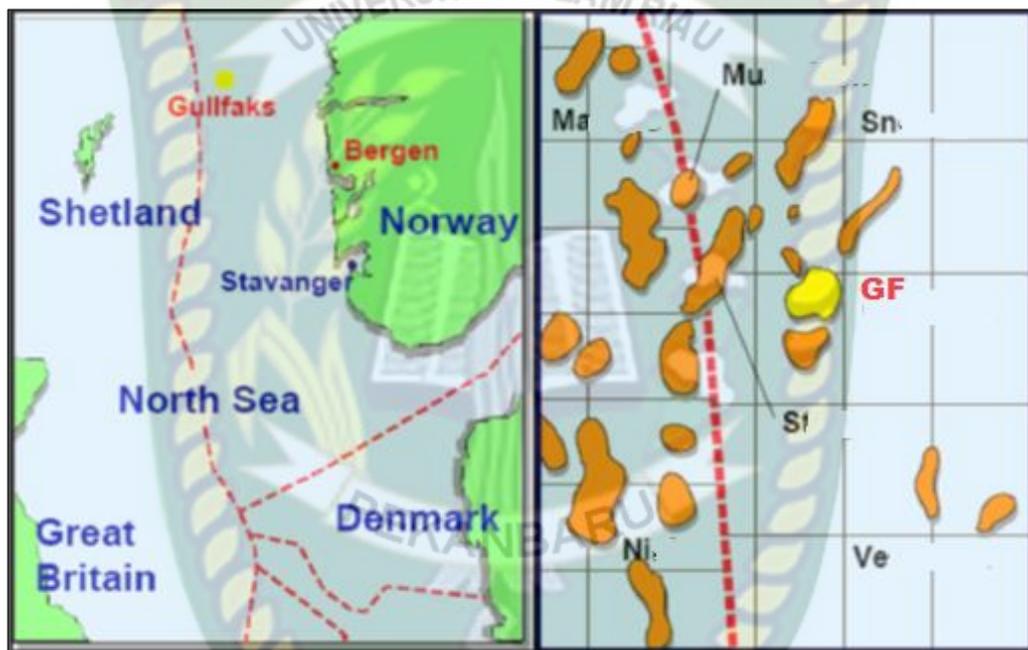


Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.4 Data Lapangan GF

3.4.1 Letak Geografis Lapangan GF

Lapangan GF merupakan lapangan yang terletak pada blok 34/10 sektor Norwegian, Laut Utara, sekitar 190 km dari barat laut Bergen, Norwegia. Kedalaman laut pada lapangan GF berkisar antara 130 m hingga 160 m dan reservoir lapangan ini terletak pada kedalaman 1700 m hingga 2400 m dibawah permukaan laut.



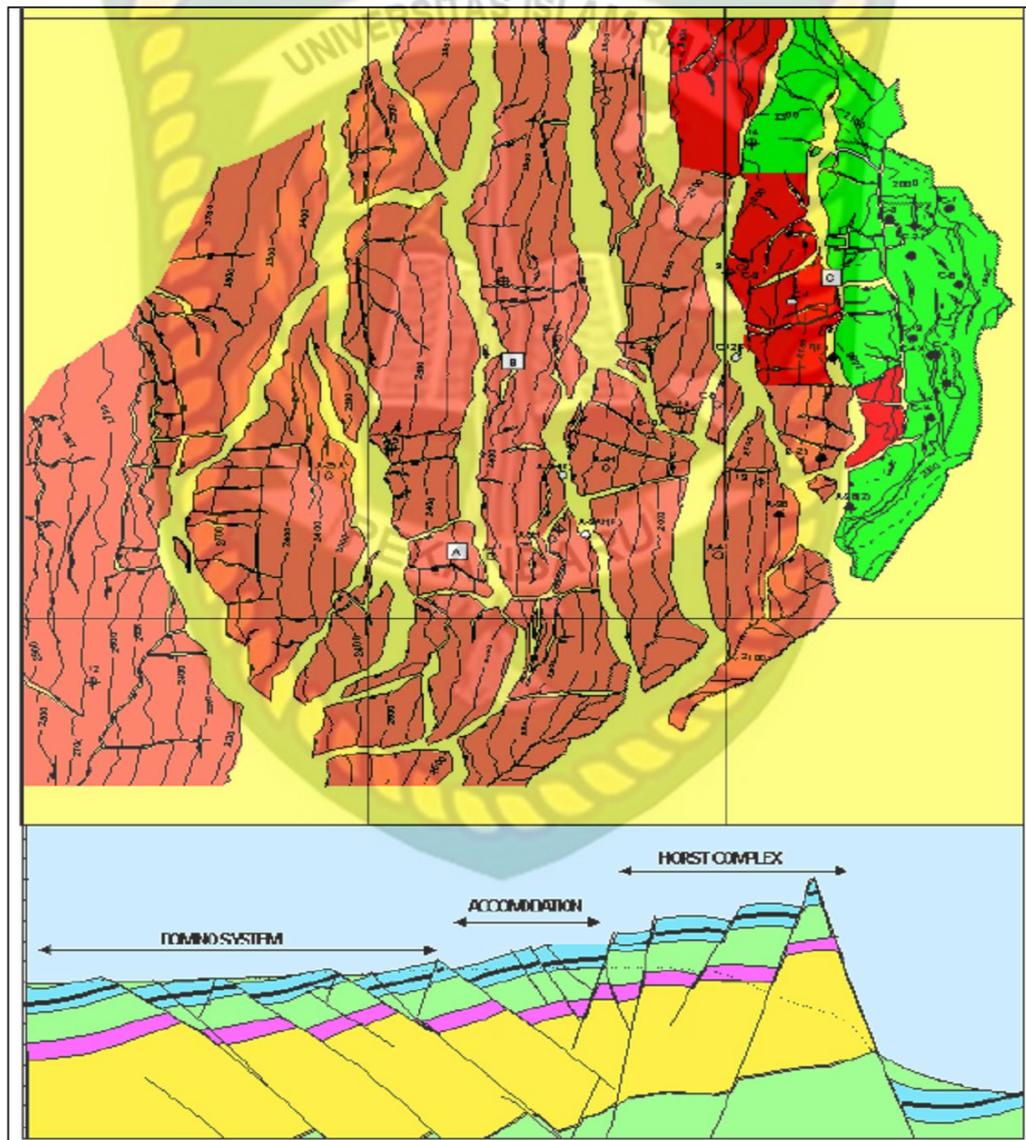
Gambar 3.2 Peta lokasi lapangan GF (Putra, 2007)

3.4.2 Sejarah Lapangan GF

Lapangan ini ditemukan pada pertengahan tahun 1978 dan mulai diproduksi pada desember 1986 menggunakan 3 *platform*. Lapangan ini memiliki 283 MMm³ minyak bumi yang dapat diproduksi dan 25 MMMm³ gas bumi. Reservoir pada field GF dikategorikan sebagai reservoir berkualitas tinggi, lapangan ini dibantu oleh injeksi air untuk memproduksikannya, *ultimate recovery* pada lapangan ini diperkerakan sebesar 50%.

3.4.3 Struktur Reservoir Pada Lapangan Gf

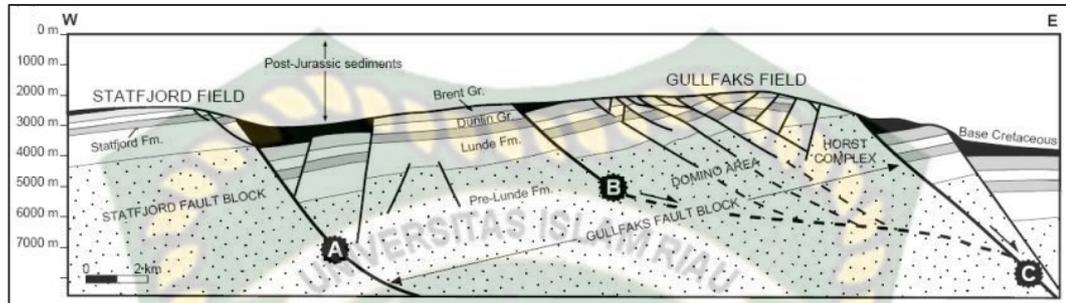
Blok 34/10 terletak pada bagian tengah dari cekungan *East Shetland* yang mencakup elemen *structural Tampen Spur, Viking Graben and Sogs Graben*. Reservoir ini memiliki patahan struktural-perangkap stratigrafi yang sangat kompleks, dengan minyak yang berada di lapisan batu pasir pada *Brent group, The Cook* dan *Statjord*. Struktur reservoir ini terbagi menjadi dua bagian barat dan bagian timur. Struktur pada timur laut disebut sebagai *GF Field*.



Gambar 3.3 Struktur reservoir GF (Putra, 2007)

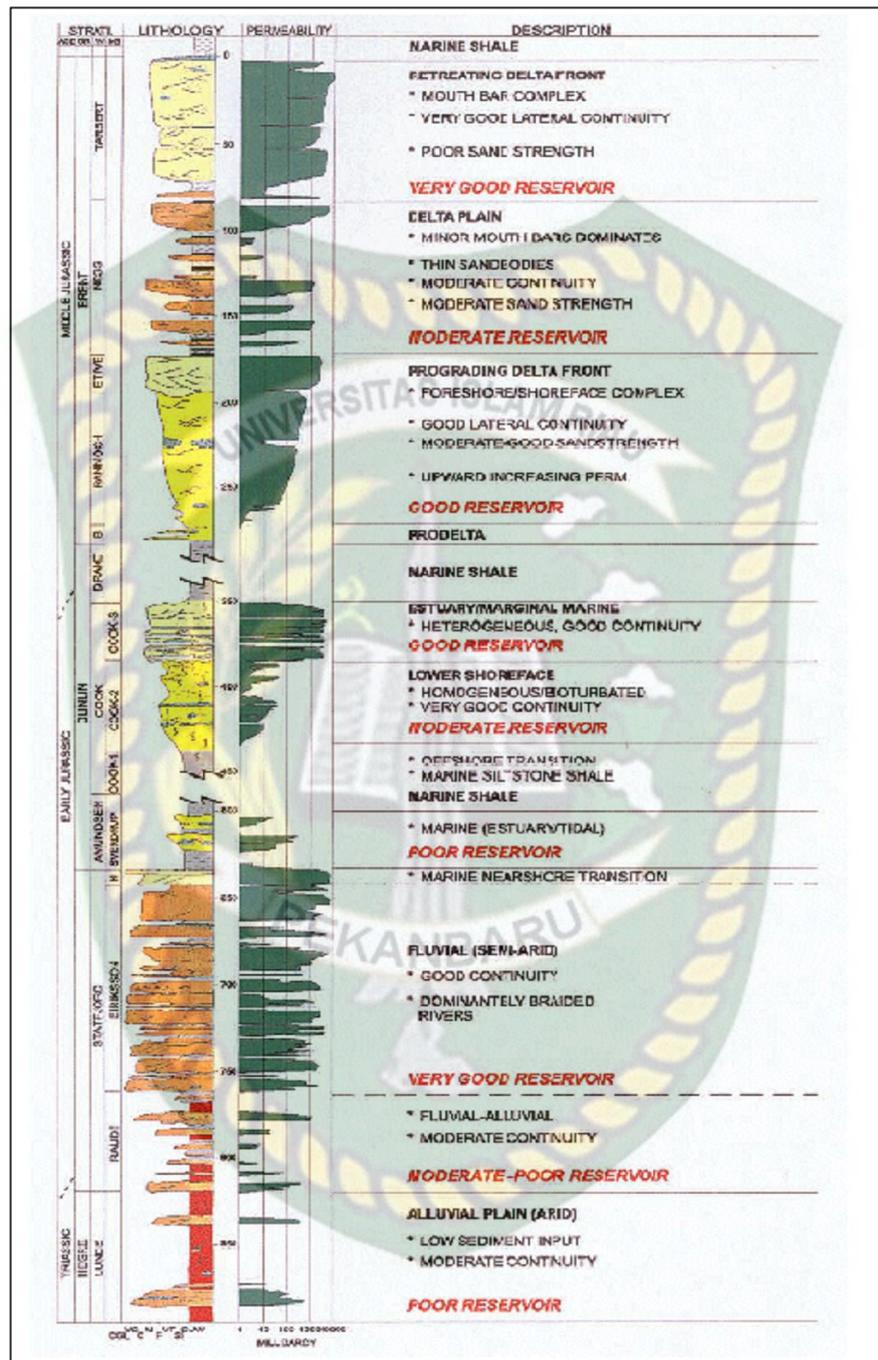
Reservoir GF terbentuk selama periode *Jurassic*, hal ini yang menyebabkan terjadinya patahan yang tidak teratur pada reservoir GF, patahan Utara – Selatan

memiliki lemparan terbesar dan menyebabkan struktur timur turun 60° , patahan ini membentang sejauh 1 – 1.5 km, beberapa patahan mengakibatkan terganggunya aliran horizontal pada lapangan GF.

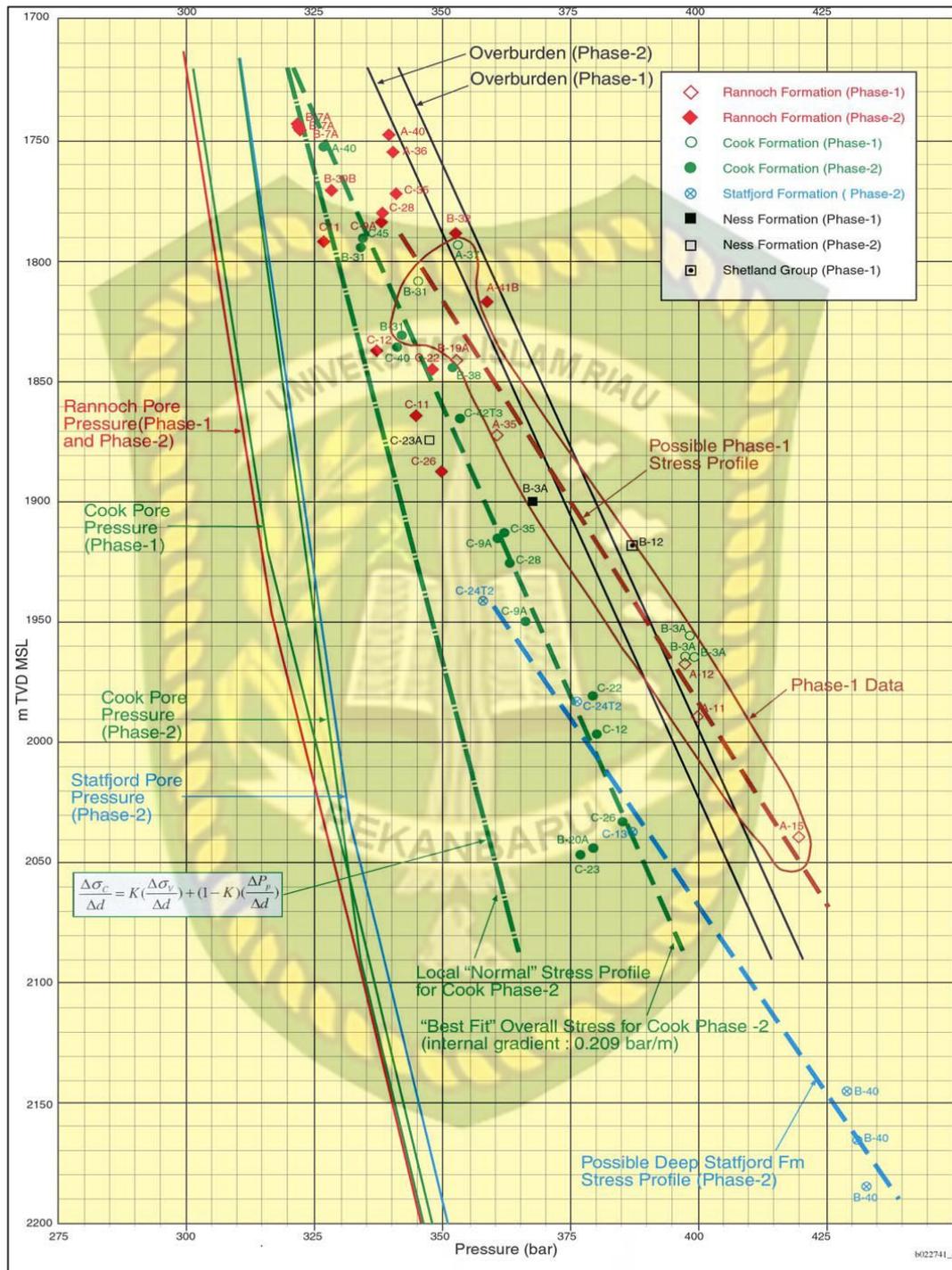


Gambar 3.4 Patahan pada reservoir GF (Putra, 2007)

Grup B1 terbagi menjadi 5 formasi yaitu : Broom, Rannoch dan Etive (*Lower B1*), Ness dan Tarbert (*Upper B1*). Formasi Broom merupakan formasi shale yang tipis, formasi Rannoch memiliki ketebalan sekitar 50-90 m tersusun oleh *sandstone* kasar, formasi Etive memiliki ketebalan sekitar 20-40 m tersusun oleh *sandstone* sedang hingga kasar, formasi Ness memiliki ketebalan sekitar 85-110 m tersusun oleh *sandstone, shale and coals*, formasi Tabert tersusun oleh *sandstone* berkualitas baik, gambar 3.2 menunjukkan *composite log* yang menunjukkan kualitas dan variabilitas dari berbagai formasi, *water oil contact* terletak pada kedalaman 1947 m MSL.



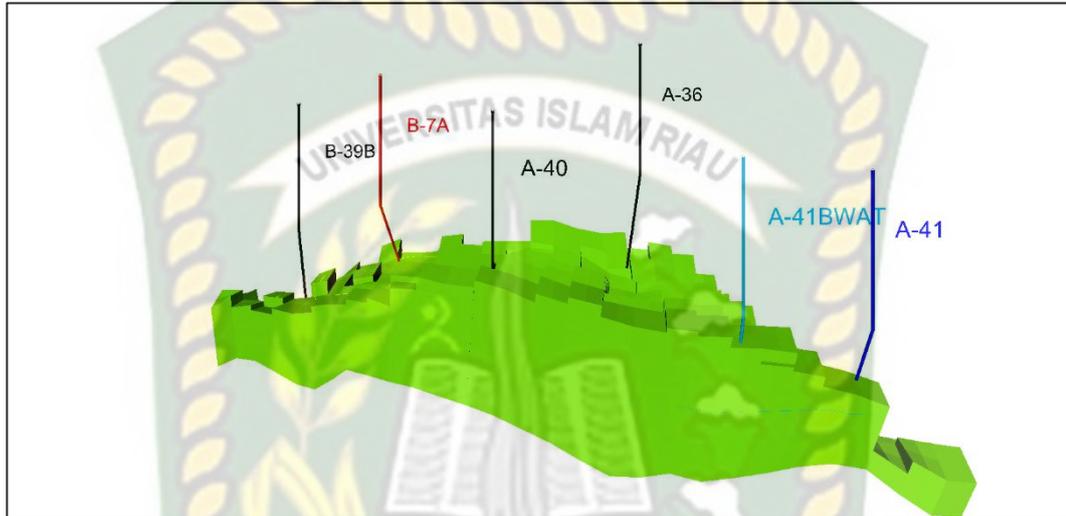
Gambar 3.5 Stratigrafi reservoir GF (Putra, 2007)



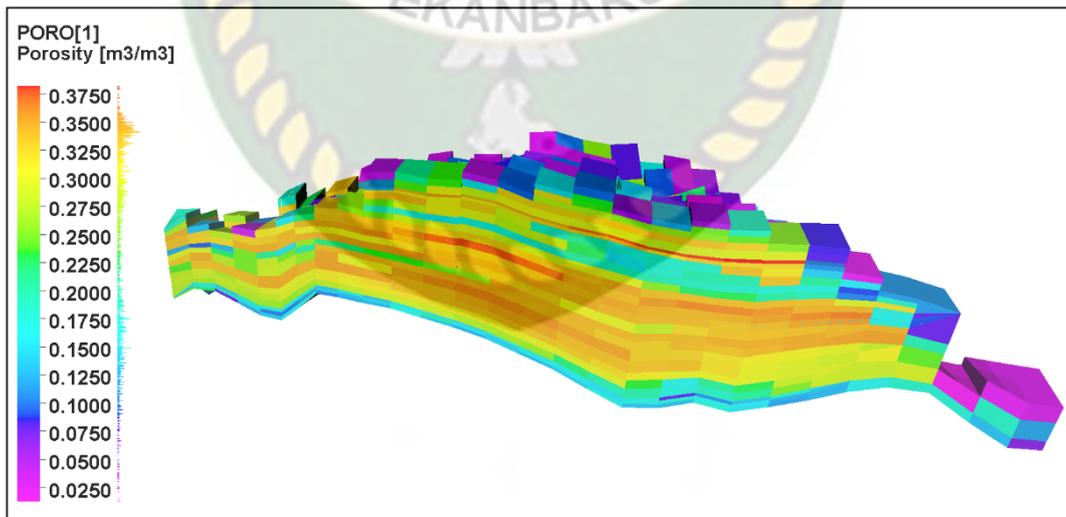
Gambar 3.6 Estimasi *original minimum horizontal stress (fracture pressure)* (Bale, Fossen, Berg, & Kui, 2008)

3.4.4 Pembuatan Model Simulasi

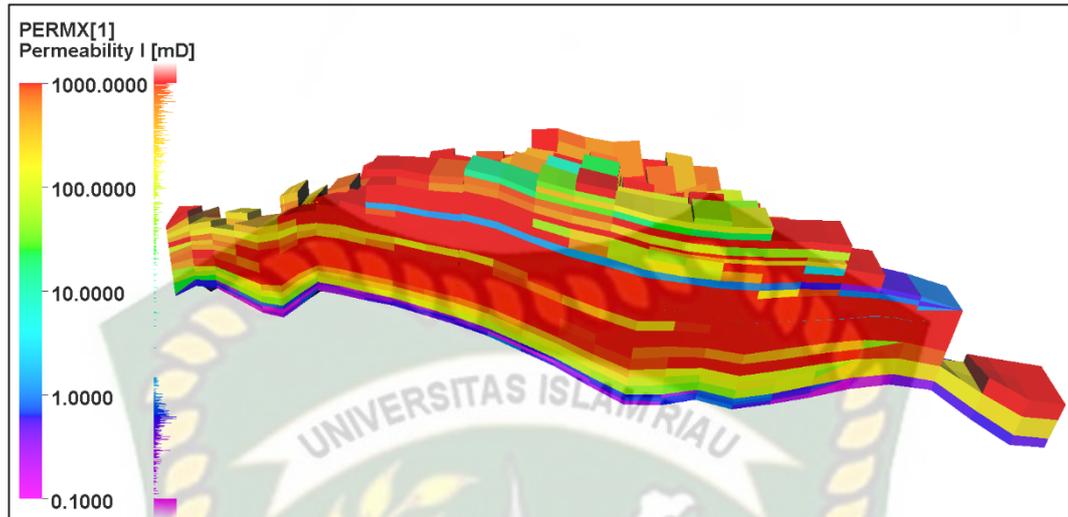
Penelitian ini melakukan pemodelan numerik tiga dimensi untuk mendeskripsikan Lapangan GF. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan reservoir *simulator* PETREL dan ECLIPSE. Gambar 3.6 adalah model reservoir pada Lapangan GF.



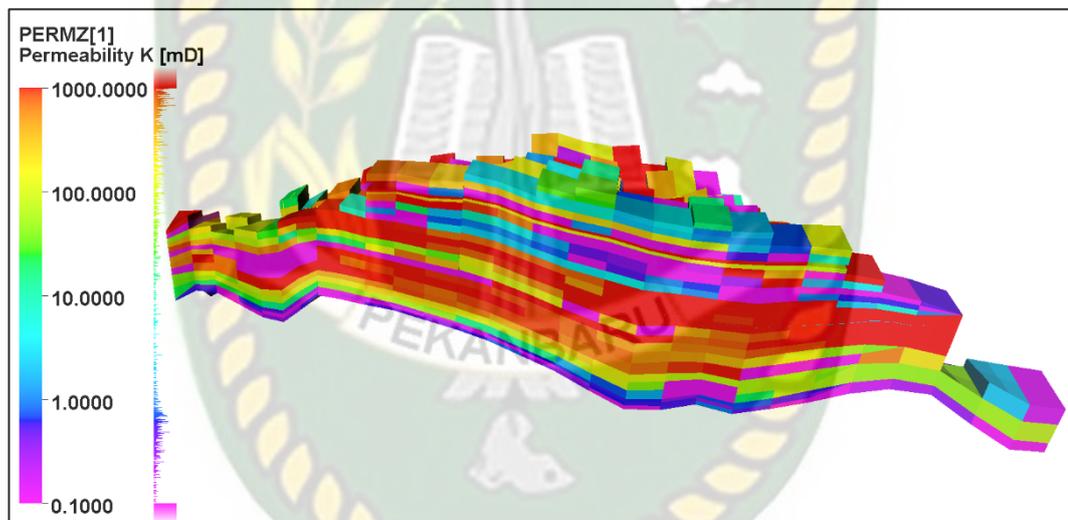
Gambar 3.7 Model lapisan X1 pada reservoir GF



Gambar 3.8 Distribusi porositas pada reservoir GF



Gambar 3.9 Distribusi permeabilitas *horizontal* pada reservoir GF



Gambar 3.10 Distribusi permeabilitas *vertical* pada reservoir GF

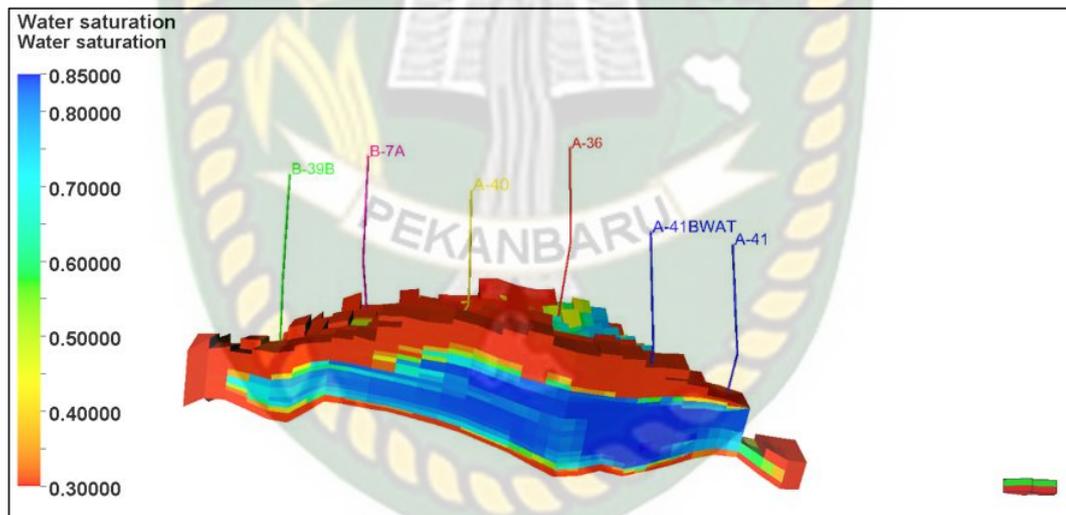
Reservoir pada lapangan GF dapat dikategorikan sebagai reservoir yang sangat baik, dengan nilai porositas yang berkisar antara 30 % hingga 35 % dan nilai rata-rata permeabilitas horizontal 800 mD, dengan nilai tekanan reservoir 310 bar dan temperatur reservoir sebesar 74°C, titik datum berada pada 1850 TVD SS dengan nilai *Oil Gravity* sebesar 32-36°API dan nilai GOR sebesar 100 v/v.

3.4.5 Inisialisasi

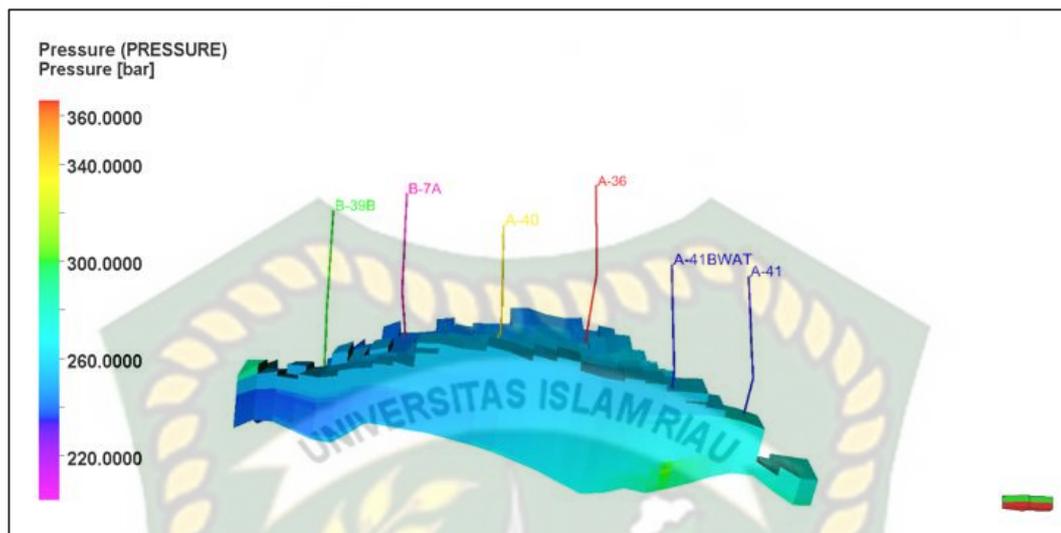
Setelah melakukan *run* simulasi, berikut hasil inisialisasi model lapangan GF yang tertera pada tabel 3.1.

Tabel 3.2 Hasil inisialisasi simulasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1.	<i>Total bulk reservoir</i>	m ³	1,30909.10 ¹¹
2.	<i>Total pore volume</i>	m ³	1,8991.10 ⁷
3.	<i>Total hydrocarbon pore volume</i>	Sm ³	1,4148. 10 ⁷
4.	<i>Original oil in place</i>	Sm ³	1,0891.10 ⁷



Gambar 3.11 Distribusi saturasi air lapangan GF (1 juli 2006)



Gambar 3.12 Distribusi tekanan awal lapangan GF (1 juli 2006)

3.4.6 Skenario

Pada penelitian ini diterapkan 6 skenario yang diatur dengan menggunakan ratio 1:1 dan 1:2, skenario tersebut diantaranya :

1. Skenario 1:1 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 10440 m³/hari.
2. Skenario 2:1 hari injeksi 2 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 15660 m³/hari.
3. Skenario 3:7 hari injeksi 7 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 10440 m³/hari.
4. Skenario 4:7 hari injeksi 14 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 15660 m³/hari.
5. Skenario 5:30 hari injeksi 30 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 10440 m³/hari.
6. Skenario 6:30 hari injeksi 60 hari tanpa injeksi dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan laju injeksi 15660 m³/hari.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

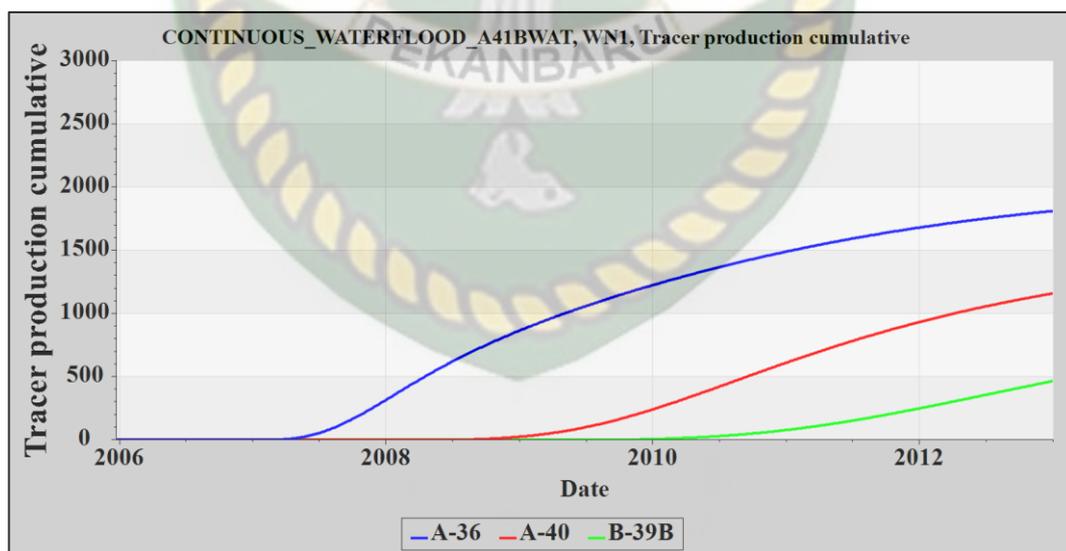
4.1 Pemilihan Sumur Injeksi

Pada lapangan GF ada dua kandidat sumur injeksi, yaitu sumur A-41BWAT dan sumur A-41. Pada penelitian ini pemilihan kandidat sumur injeksi dilakukan dengan menggunakan *tracer test*.

4.1.1 *Tracer test* sumur A-41BWAT

Pada sumur A-41BWAT diinjeksikan *tracer* sebesar 5220 m³ (32832,81 bbl) pada tanggal 1 juli 2006 dan akan dilihat hingga akhir simulasi seberapa banyak *tracer* yang ikut terproduksi bersama dengan hidrokarbon, hal ini akan dijadikan tolak ukur apakah sumur tersebut layak dijadikan sumur injeksi yang dapat menyapu fluida dan menaikkan tekanan disekitar sumur produksi, dari hasil simulasi didapatkan data sebagai berikut :

1. Total *tracer* yang ikut terproduksi

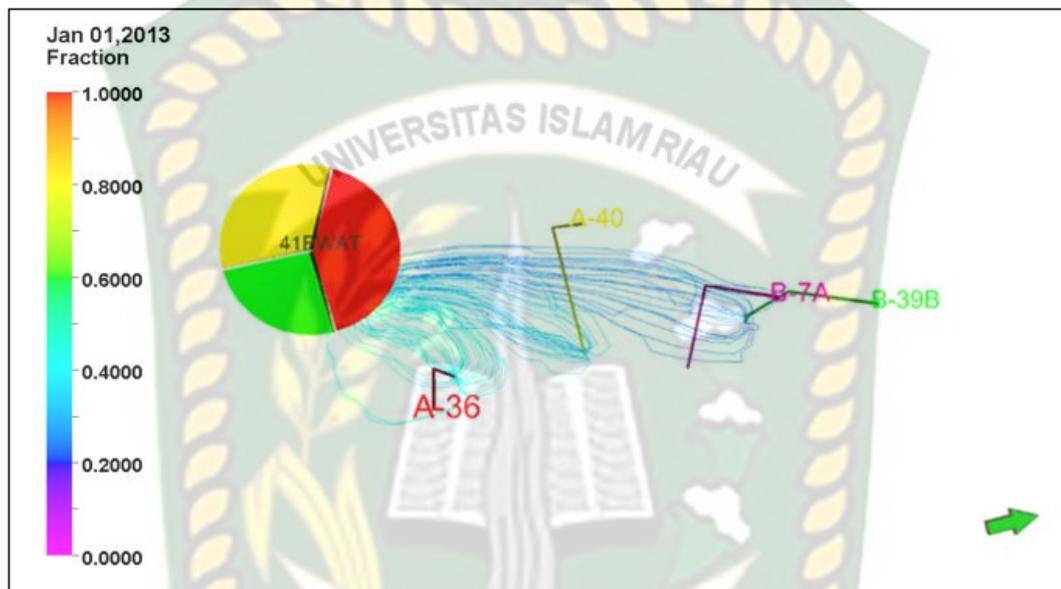


Gambar 4.1 *Tracer production cumulative* (A-41BWAT)

Dari gambar 4.1 dapat dilihat dari total *tracer* yang terproduksi pada sumur produksi A-36 sebesar 1816,29 m³ atau dapat dikatakan 34,795 % dari *tracer* yang diinjeksikan, A-40 sebesar 1163,85 m³ atau dapat dikatakan 22,296 % dari *tracer*

yang diinjeksikan dan pada sumur B-39B sebesar 470,59 m³ atau dapat dikatakan 9,015 % dari *tracer* yang diinjeksikan, dari data total *tracer* yang terproduksi ditotalkan berarti sekitar 66,106 % *tracer* terproduksi pada injeksi yang diterapkan pada sumur A-41BWAT.

2. Pola aliran dari sumur injeksi menuju sumur produksi (*Streamline*)



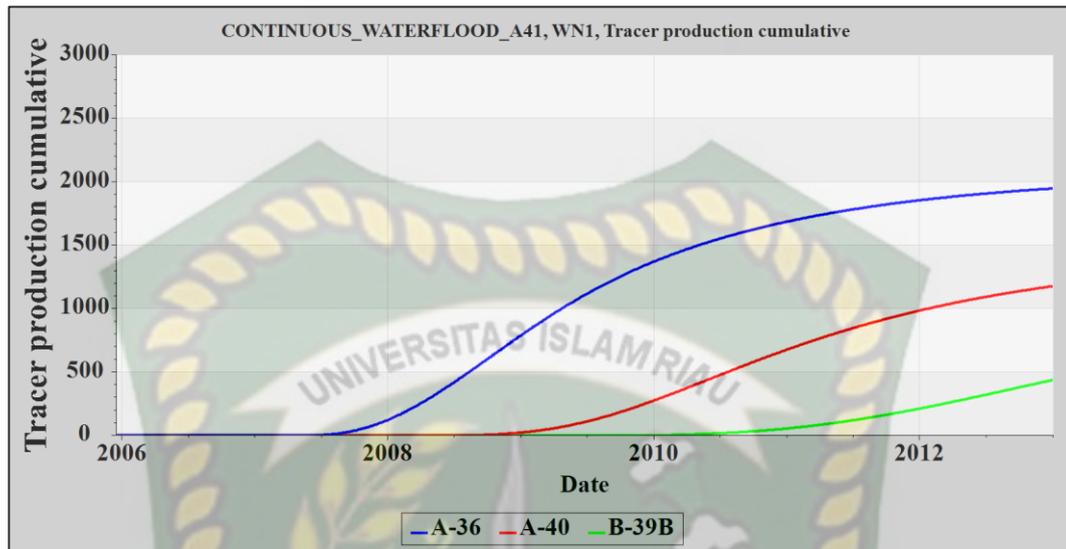
Gambar 4.2 Pola aliran dari sumur A-41BWAT menuju sumur produksi

Jika air diinjeksikan pada sumur A-41BWAT maka bentuk pola aliran yang tercipta seperti gambar 4.2, air yang melewati lintasan alir menuju sumur A-36 sebesar 0,42, air yang melewati lintasan alir menuju sumur A-40 sebesar 0,33 sedangkan air yang melewati lintasan alir menuju sumur B-39B sebesar 0,25.

4.1.2 *Tracer test* sumur A-41

Pada sumur A-41BWAT diinjeksikan *tracer* sebesar 5220 m³ (32832,81 bbl) pada tanggal 1 juli 2006 dan akan dilihat hingga akhir simulasi seberapa banyak *tracer* yang ikut terproduksi bersama dengan hidrokarbon, hal ini akan dijadikan tolak ukur apakah sumur tersebut layak dijadikan sumur injeksi yang dapat menyapu fluida dan menaikkan tekanan disekitar sumur produksi, dari hasil simulasi didapatkan data sebagai berikut :

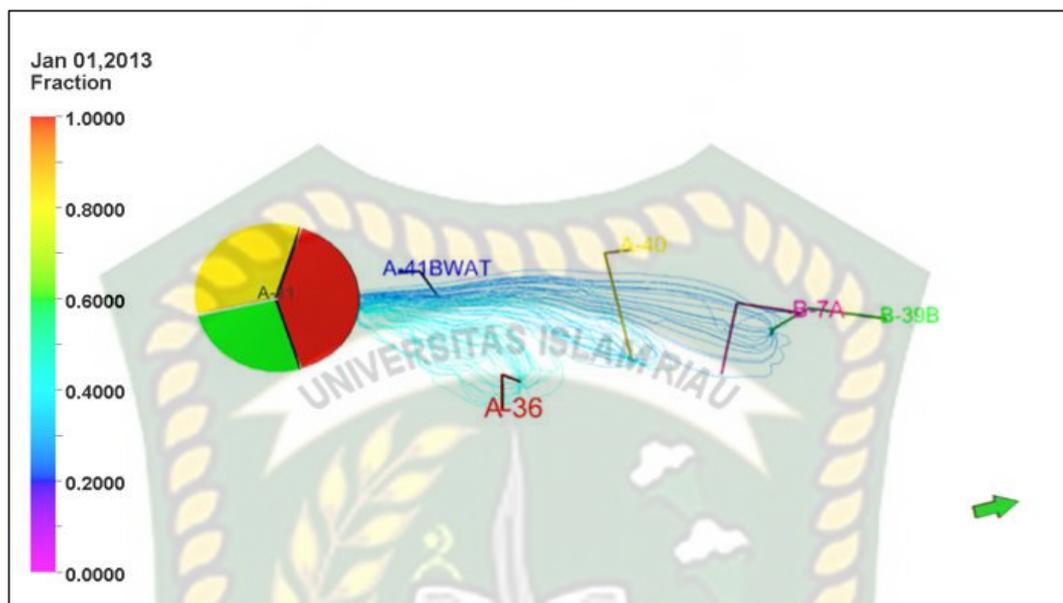
1. Total *tracer* yang ikut terproduksi



Gambar 4.3 *Tracer production cumulative* (A-41BWAT)

Dari gambar 4.3 dapat dilihat dari total *tracer* yang terproduksikan pada sumur produksi A-36 sebesar 1949,89 m³ atau dapat dikatakan 37,354 % dari *tracer* yang diinjeksikan, A-40 sebesar 1180,546 m³ atau dapat dikatakan 22,616 % dari *tracer* yang diinjeksikan dan pada sumur B-39B sebesar 442,242 m³ atau dapat dikatakan 8,472 % dari *tracer* yang diinjeksikan, dari data total *tracer* yang terproduksi ditotalkan berarti sekitar 68,442 % *tracer* terproduksi pada injeksi yang diterapkan pada sumur A-41BWAT.

2. Pola aliran dari sumur injeksi menuju sumur produksi (*Streamline*)



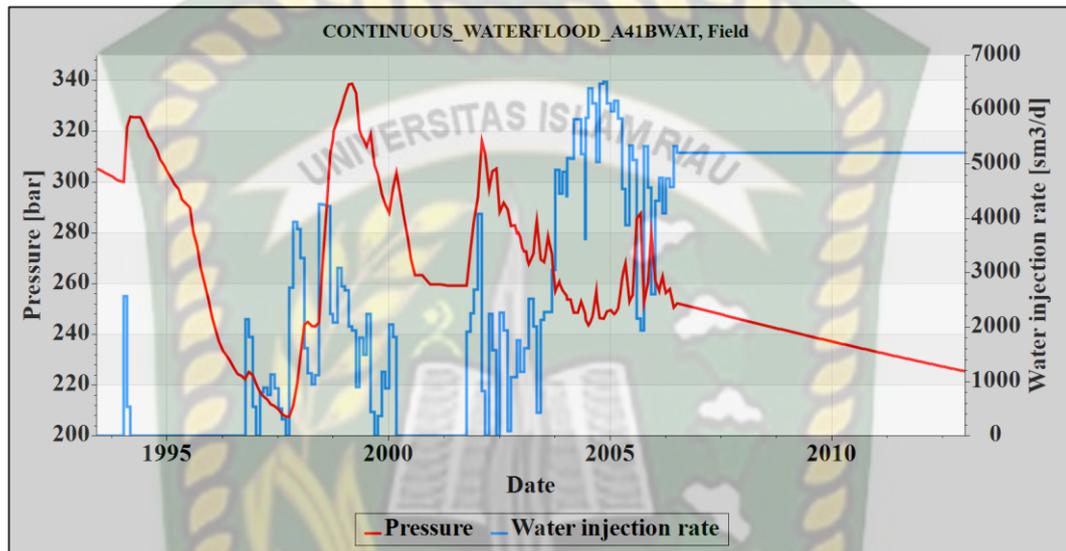
Gambar 4.4 Pola aliran dari sumur A-41 menuju sumur produksi

Jika air diinjeksikan pada sumur A-41BWAT maka bentuk pola aliran yang tercipta seperti gambar 4.4, air yang melewati lintasan alir menuju sumur A-36 sebesar 0,45, air yang melewati lintasan alir menuju sumur A-40 sebesar 0,32 sedangkan air yang melewati lintasan alir menuju sumur B-39B sebesar 0,23.

Dari kedua kandidat sumur injeksi yang telah dianalisis air yang diinjeksikan pada sumur tersebut tidak cepat masuk ke dalam sumur produksi, hal ini dapat dilihat pada total *tracer* yang terproduksi dan juga bisa dikatakan kedua sumur tersebut memiliki koneksi yang bagus terhadap sumur produksi, hal ini terlihat pada gambar pola aliran dari masing-masing sumur tersebut.

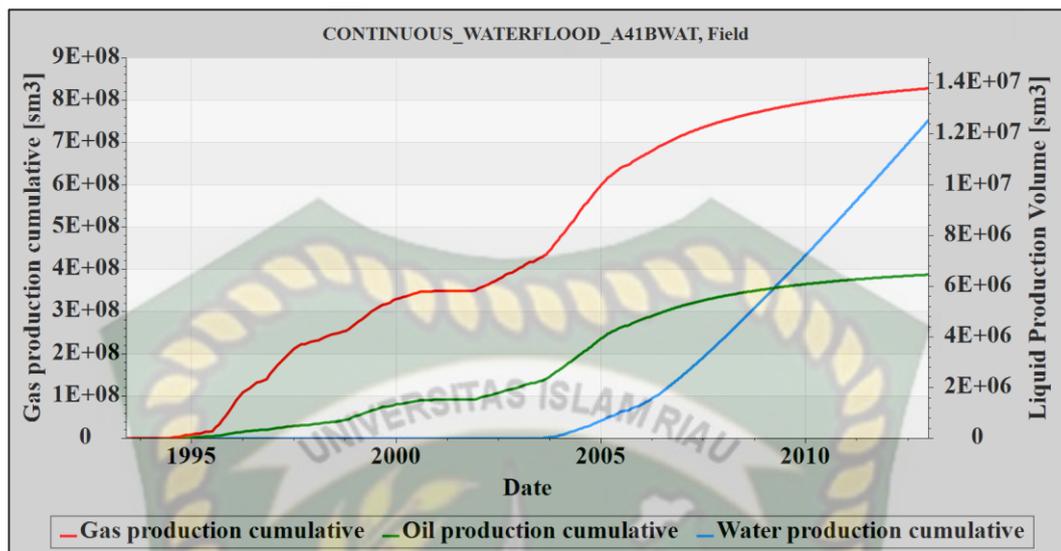
4.2 Continuous Water Injection

Pada penelitian ini hal kedua yang harus dijadikan tolak ukur adalah *continuous water injection* yang akan dijadikan *base case* pada penelitian ini, *base case* pada penelitian ini adalah melakukan injeksi secara kontinyu pada sumur injeksi dengan laju alir 5220 m^3 (32832,81 bbl).



Gambar 4.5 Pressure dan injection rates base case

Dari gambar 4.5 dapat dilihat dengan melakukan injeksi sebesar 5220 m^3 (32832,81 bbl) tekanan reservoir akan turun sebesar 3,806 Bar setiap tahunnya, jadi dapat dikatakan dengan melakukan injeksi sebesar 5220 m^3 (32832,81 bbl) dapat memelihara tekanan reservoir dengan baik.

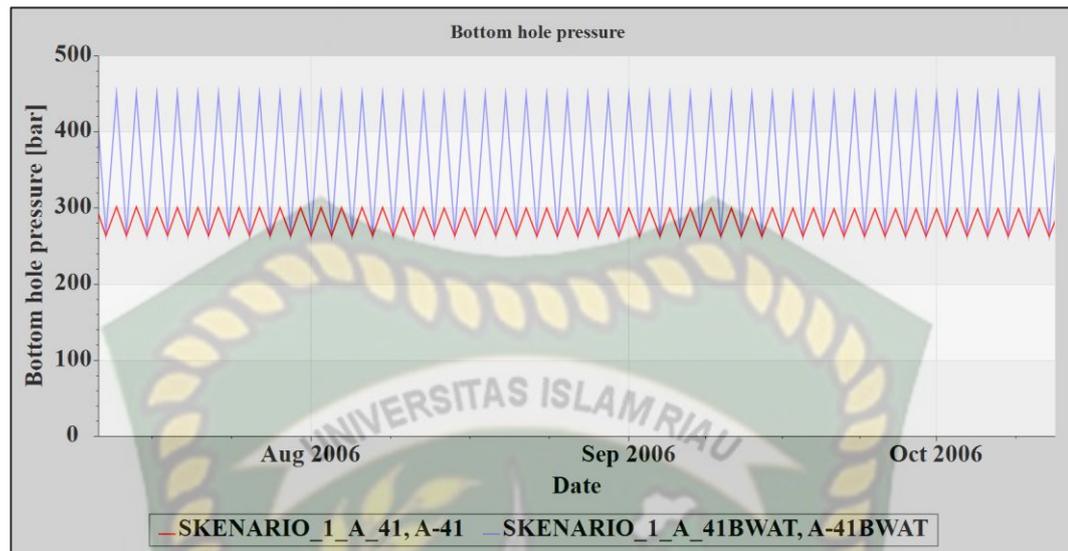


Gambar 4.6 Oil, gas, and water production rates GF field (Continuous Water Injection)

Gambar 4.6 memperlihatkan performa reservoir apabila dilakukan injeksi secara kontinyu, dengan laju injeksi sebesar 5220 m^3 (32832,81 bbl) secara kontinyu didapatkan total produksi *oil* dan gas masing masing sebesar $6.477.308,5 \text{ m}^3$ (40.741.044,767) dan $828.968.960 \text{ Sm}^3$ (29.274.762.541).

4.3 Cyclic Water Injection

Cyclic water injection atau bisa dikatakan injeksi air yang dilakukan dengan cara merubah pola aliran dan merubah total injeksi air, adapun sumur yang dipilih menjadi injektor adalah sumur A-41, pemilihan ini berdasarkan parameter *bottom hole pressure* pada injektor, apabila sumur A-41BWAT dijadikan sebagai injektor maka formasi akan pecah, hal ini terjadi karena *bottom hole pressure* pada sumur A-41BWAT melebihi *fracture pressure* dari formasi tersebut, hal ini terlihat pada gambar 4.7, terlihat pada gambar 4.7 *bottom hole pressure* pada sumur A-41BWAT mencapai 450,99 Bar (6541,057 Psi), sedangkan *fracture pressure* pada lapisan tersebut hanya sebesar 302,18 Bar (4382,75 Psi). Sedangkan *fracture pressure* pada lapangan GF I *segment* hanya sebesar 357,6 Bar (5186,5495 Psi), hal ini tertulis pada penelitian yang dilakukan oleh Bale *et al*, pada penelitian tersebut dikatakan pada daerah sekitar sumur A-41 dan A-41BWAT memiliki *fracture pressure* sebesar 357,6 Bar (5186,5495 Psi). (Bale, Fossen, Berg, & Kui, 2008)



Gambar 4.7 *Bottom hole pressure* pada sumur A-41 dan A-41BWAT (*Cyclic Water Injection*)

Dari analisis diatas dapat ditarik kesimpulan sumur A-41BWAT tidak layak dijadikan sebagai injektor pada penerapan skenario *cyclic water injection*, hal ini dikarenakan sumur tersebut memiliki *bottom hole pressure* diatas *fracture pressure*, apabila sumur tersebut tetap dijadikan injektor maka formasi disekitar sumur tersebut akan pecah. Sedangkan sumur A-41 memiliki *bottom hole pressure* sebesar 302,18 Bar (4382,75 Psi), masih sangat jauh dari *fracture pressure*, jadi dapat dikatakan sumur A-41 layak dijadikan injektor pada penerapan *cyclic water injection*.

4.3.1 Hasil simulasi pada masing-masing skenario

Setelah dilakukan simulasi pada masing-masing skenario didapatkanlah hasil berupa total minyak yang terproduksi, total gas yang terproduksi, *watercut* rata-rata dan nilai BHP tertinggi pada sumur injektor.

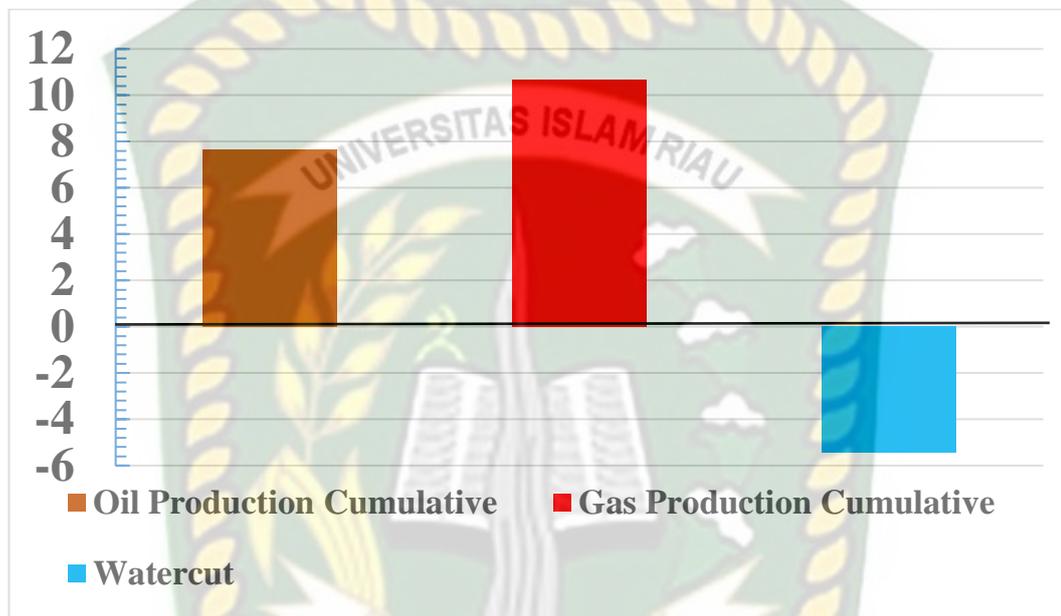
Tabel 4.1 *Oil, Gas cumulatives, Watercut and Peak BHP* pada Setiap Skenario

No	Nama model	<i>Oil Production Cumulatives</i> (m ³)	<i>Gas Production Cumulatives</i> (Sm ³)	<i>Watercut</i> rata-rata (%)	<i>Peak BHP</i> (Bar)	PV <i>Injected</i>
1	<i>Base Case</i>	6.476.550	828.900.224	0,954	283,896	0.902
2	Skenario 1	6.493.495	830.278.336	0,949	301,997	0.902
3	Skenario 2	6.510.715,5	831.706.432	0,947	322,526	0.902
4	Skenario 3	6.542.294	836.500.480	0,943	315,692	0.902
5	Skenario 4	6.588.822,5	843.135.168	0,939	347,729	0.902
6	Skenario 5	6.570.901,5	846.228.480	0,940	340,375	0.902
7	Skenario 6	6.587.363,5	859.280.960	0,939	400,018	0.902

Dari table 4.1 dapat dilihat bahwa setiap skenario memiliki variasi nilai parameter *oil production cumulative*, *gas production cumulative*, *watercut* rata-rata dan nilai *peak BHP* yang berbeda-beda. Dari hasil diatas dapat dilihat skenario 4 memiliki nilai kenaikan *oil production cumulative* yang paling bagus dan dari parameter tersebut bisa dikatakan skenario 4 paling bagus untuk diterapkan, dari segi *gas production cumulative* skenario 4 juga memiliki kenaikan yang bagus, dari segi *watercut* juga terjadi penurunan *watercut* dan yang paling penting dari parameter BHP skenario 4 masih layak untuk diterapkan karena masih berada pada angka 347,729 Bar (5043,383 Psi), atau masih sekitar 10 Bar (145 Psi) menuju *fracture pressure* pada formasi tersebut. Dalam kasus ini skenario 6 tidak dapat diterapkan karena memiliki nilai BHP melebihi *fracture pressure*.

4.3.2 Incremental pada skenario 4

Analisis *incremental* pada skenario 4 dilakukan untuk melihat seberapa besar kenaikan produksi *oil* dan *gas* dan juga melihat penurunan *watercut*, hal ini bertujuan untuk melihat apakah skenario 4 ini sukses dan bagaimana kemajuan performa reservoir setelah dilakukan *cyclic water injection*.

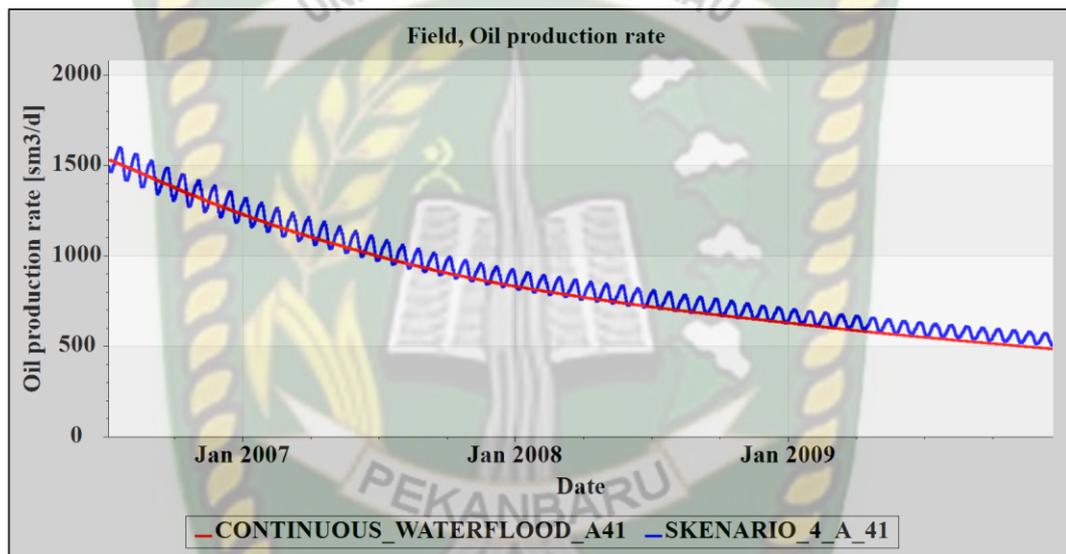


Gambar 4.8 Incremental increase and decrease pada masing-masing skenario

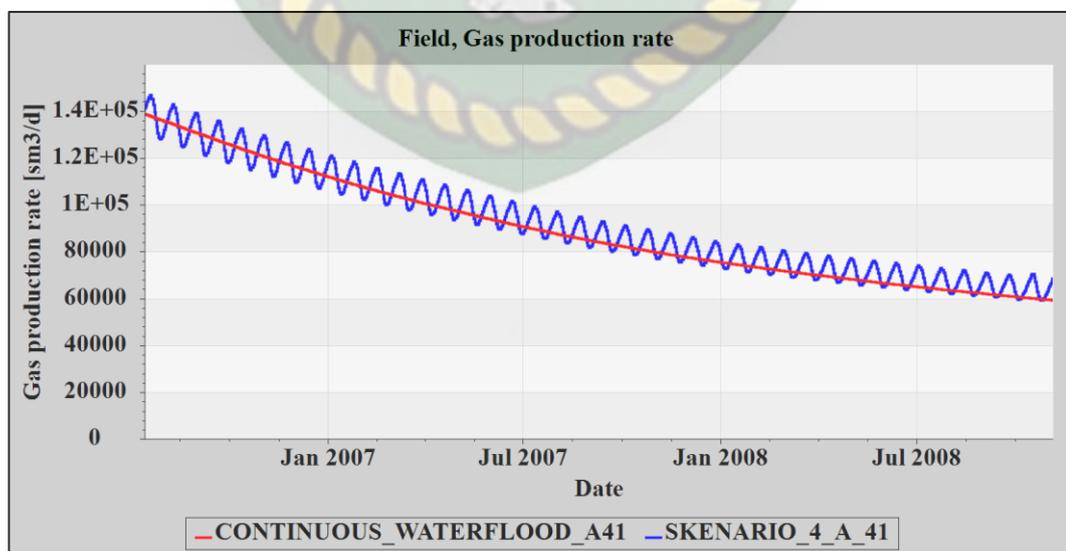
Dari gambar 4.8 dapat dilihat dengan menerapkan skenario 4 kenaikan produksi minyak yang didapatkan sekitar 7,643 %, hal ini hampir mendekati kenaikan produksi pada lapangan minyak East Unity, Sudan. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Musa dan Ibrahim East Unity *oil field* mendapatkan *incremental oil production cumulative* sebesar 2 hingga 7%. Musa & Ibrahim (2012), kenaikan produksi gas yang didapat sebesar 10,679 %, dan terjadi penurunan *watercut* sebesar 5,451 %. Penurunan *watercut* pada kasus lapangan GF sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh Yang, Dai, & Wang (2006), penelitian tersebut dilakukan pada lapangan Gudao, penelitian tersebut memperoleh hasil penurunan *watercut* sebesar 0,2 hingga 3 %. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan melakukan *cyclic water injection* akan terjadi tiga keuntungan yaitu, naiknya produksi minyak dan gas dan juga terjadi penurunan *watercut*.

4.3.3 Pengaruh *cyclic water injection* terhadap laju alir minyak dan gas

Pada penerapan *cyclic water injection* terjadi perubahan pada laju alir minyak dan gas, hal ini dikarenakan terjadi fasa *pressurizing* dan *depressurizing* pada fasa *pressurizing* air akan masuk ke zona yang memiliki permeabilitas tinggi yang selama ini tidak terjangkau oleh *continuous water injection* dan pada fasa *depressurizing* akan ada aliran balik dari zona permeabilitas rendah menuju zona permeabilitas tinggi, hal tersebut mengakibatkan kenaikan mobilitas minyak dan terjadi kenaikan produksi.



Gambar 4.9 Laju alir minyak pada *base case* dan skenario 4

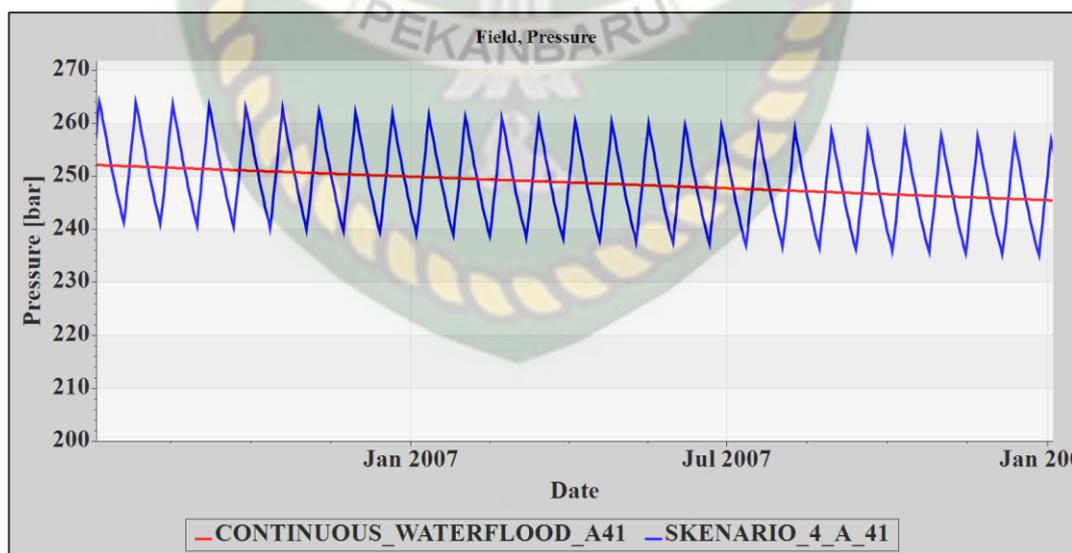


Gambar 4.10 Laju alir gas pada *base case* dan skenario 4

Terlihat pada gambar 4.8 dan gambar 4.9 terjadi kenaikan produksi minyak dan gas pada skenario 4 jika dibandingkan dengan *base case*, kenaikan laju alir tersebut diakibatkan ada fasa *pressurizing* dan *depressurizing* pada kedua fasa tersebut mobilitas minyak dan gas dan juga produksinya meningkat. Terlihat pada fasa *pressurizing* laju produksi akan turun dikarenakan air memberikan penyapuan pada zona yang memiliki permeabilitas yang besar dan pada fasa *depressurizing* laju alir akan naik karena ada aliran balik minyak dari zona dengan permeabilitas rendah menuju zona yang memiliki permeabilitas tinggi, aliran balik ini yang akan membantu menaikkan produksi minyak. Yang mana hal ini juga dikatakan oleh Langdalen (2014) bahwa kenaikan produksi minyak ada pada fasa *depressurizing*, pada fasa ini minyak yang ada pada zona permeabilitas rendah akan mengalir menuju zona permeabilitas tinggi.

4.3.4 Pengaruh *cyclic water injection* terhadap tekanan reservoir

Selain berpengaruh terhadap penyapuan, *cyclic water injection* juga mempengaruhi tekanan reservoir, tekanan reservoir akan naik pada fasa *pressurizing* dan akan turun pada fasa *depressurizing*.



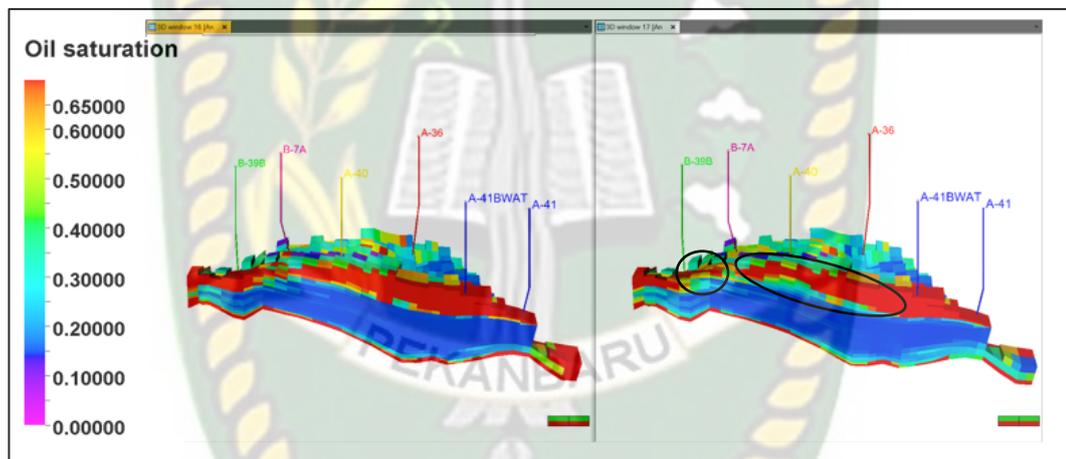
Gambar 4.11 Tekanan reservoir pada *base case* dan skenario 4

Dapat dilihat pada gambar 4.10 tekanan reservoir pada *base case* turun secara stabil, sedangkan tekanan pada skenario 4 naik turun karena adanya perbedaan laju injeksi, pada fasa *pressurizing* laju injeksi yang diterapkan sebesar

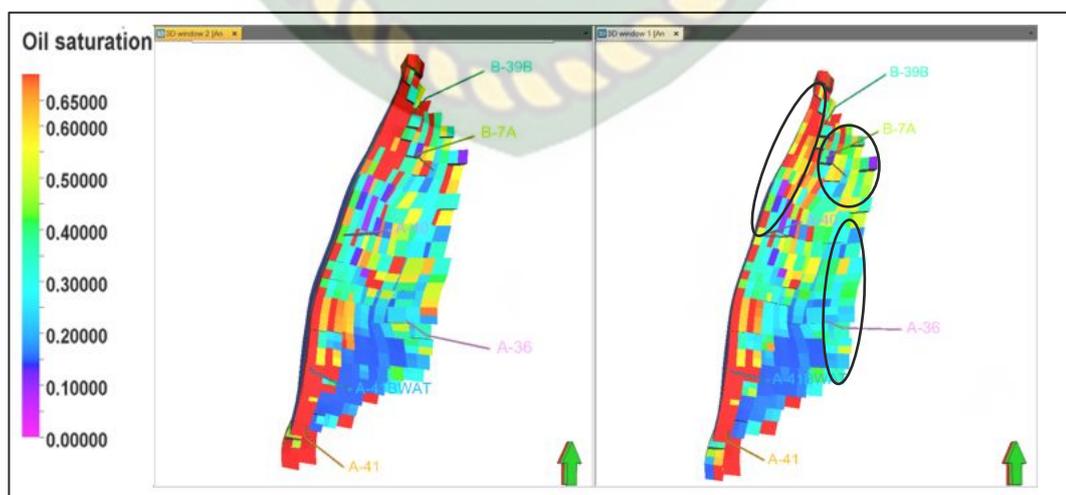
15660 M³, sedangkan pada fasa *depressurizing* laju injeksi yang diterapkan sebesar 0 M³. Dari gambar 4.10 dapat dikatakan *continuous water injection* dan *cyclic water injection* sama-sama dapat menahan tekanan reservoir, sehingga dapat disimpulkan dengan melakukan *cyclic water injection* tekanan reservoir tetap terjaga. Hal ini pernah dikatakan oleh Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen (2008), bahwa perbedaan laju injeksi menyebabkan fluktuasi tekanan reservoir.

4.3.5 Pengaruh *cyclic water injection* terhadap saturasi minyak

Sebelumnya telah dijelaskan bahwa *cyclic water injection* juga memberi efek terhadap penyapuan, hal ini akan dibuktikan dengan melakukan analisa pada model reservoir lapangan GF.



Gambar 4.12 Saturasi minyak 1 januari 2013 (dilihat dari barat)

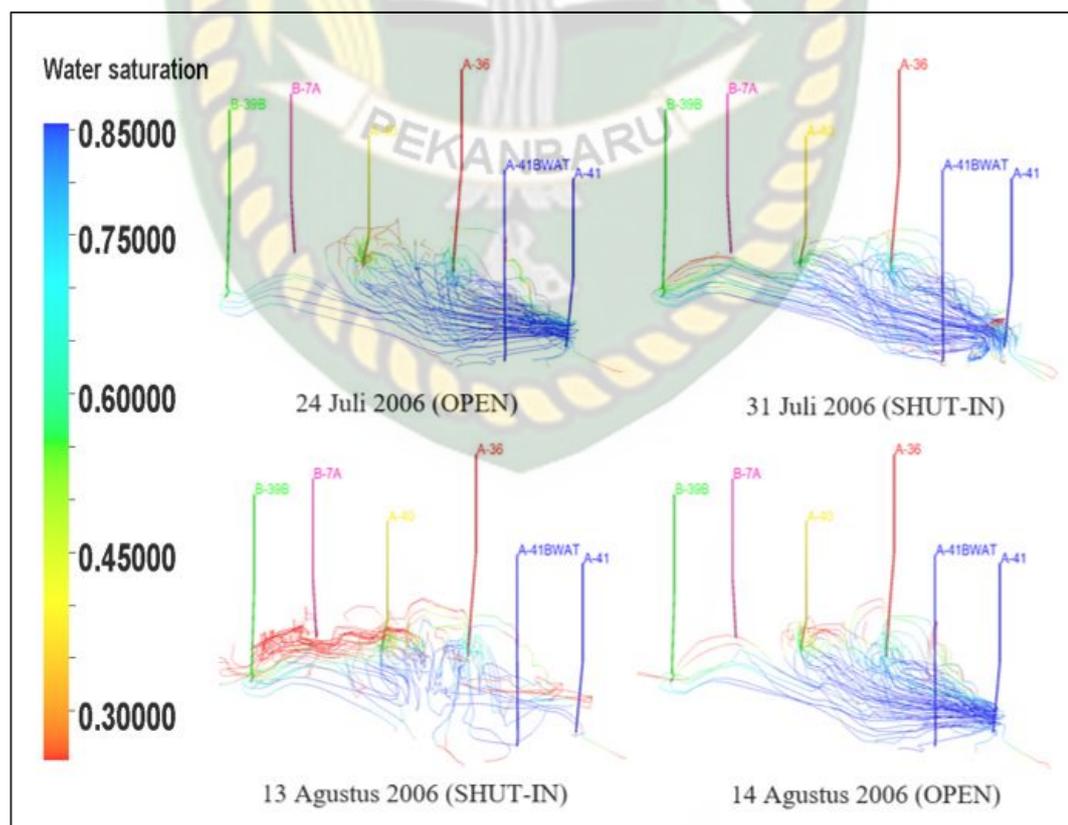


Gambar 4.13 Saturasi minyak 1 januari 2013 (dilihat dari atas)

Dari Gambar 4.11 dan Gambar 4.12 dapat dilihat, pada tanggal 1 Januari 2013 atau pada akhir simulasi, terdapat perbedaan saturasi minyak, hal ini menandakan *cyclic water injection* atau skenario 4 lebih baik dalam menyapu minyak menuju ke arah sumur produksi, terlihat banyak bagian yang tidak tersapu oleh *continuous water injection* atau *base case*, akan tetapi wilayah penyapuan minyak yang tidak terjangkau oleh *continuous water injection* tersapu oleh *cyclic water injection*. *Cyclic water injection* dapat menyapu 7,643 % daerah yang tidak tersapu oleh *continuous water injection*. Hal ini juga pernah dikatakan oleh Stirpe, Guzman, & Manrique (2004), bahwa terdapat perbedaan efek penyapuan antara *cyclic water injection* dan *continuous water injection*, perbedaan tersebut terletak pada zona yang memiliki permeabilitas rendah.

4.3.6 Flow-path pada skenario 4

Setelah skenario 4 dipilih menjadi skenario terbaik dilakukan analisis *flow-path* pada skenario 4.



Gambar 4.14 Flow path pada skenario 4

Dari gambar 4.17 dapat dilihat ketika injektor dibuka pada tanggal 24 juli 2006 *streamline* terbentuk pada zona yang memiliki permeabilitas tinggi dan membentuk aliran yang tetap, sampai pada saat injektor ditutup pada tanggal 31 juli 2006 aliran berubah menuju *streamline* yang berbeda atau bisa dikatakan terjadi perubahan *flow-path*, hingga pada akhirnya pada tanggal 13 agustus 2006 terlihat perbedaan yang sangat signifikan, air yang diinjeksikan mulai menembus zona yang memiliki permeabilitas rendah, jadi bisa dikatakan pada fasa *depressurizing* air yang diinjeksikan mulai menyapu minyak dan gas yang ada di zona yang memiliki permeabilitas rendah, dapat disimpulkan pada fasa *depressurizing*, *cyclic water injection* dapat menyapu zona *low permeability* yang tidak dapat disapu oleh *continuous water injection*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Konektivitas pada sumur A-41BWAT dan sumur A-41 dapat dikatakan baik, hal ini dibuktikan oleh total *tracer* yang terproduksi pada sumur produksi, 66,106 % pada sumur A-41BWAT dan 68,442 % pada sumur A-41.
2. Dengan melakukan menerapkan *cyclic waterflood* akan terjadi kenaikan produksi *oil* dan *gas* masing masing sebesar 7,643 % dan 10,679 % dan terjadi penurunan *watercut* sebesar 5,451 %.
3. *Cyclic water injection* dapat menyapu *oil* pada daerah yang tidak terjangkau oleh *continuous water injection*, kurang lebih sekitar 7,6 % daerah yang tidak tersapu oleh *continuous water injection* dapat tersapu dengan *cyclic water injection*.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan, saran yang diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan analisis sensitivitas parameter reservoir pada proses *cyclic water injection* secara lebih detail.

DAFTAR PUSTAKA

- Alhaj, I. I. (2010). Estimasi Faktor Perolehan Minyak Menggunakan Teknik Surfactant Flooding Pada Pola Injeksi Five Spot.
- Alhuthali, A., Oyerinde, A., & Gupta, A. D. (2006). Optimal Waterflood Management Using Rate Control. *SPE 102478*, 539. doi:10.2118/102478-MS
- Anisimov, L. (2009). The Use of Tracers for Reservoir Characterization. *SPE-118862-MS*.
- Asadollahi, M. (2012). *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Bakkejord, D. R., & Knutsen, H. R. (2009). *Utilize Visualized Streamline-Derived Sensitivities in History Matching*. Trondheim: Norwegian University of Technology and Science.
- Bale, A., Fossen, H., Berg, E., & Kui, T. W. (2008). Comprehensive Mini-Frac Testing in the Gullfaks Field as a Tool for characterisation of Reservoir Structure and Rock Mechanics. *IPTC-11968-MS*. doi:10.2523/IPTC-11968-MS
- Bibards, O., & Hanafy, H. (2004). Waterflood Strategy - Challenges and Innovations. *SPE-88774-MS*. doi:10.2118/88774-MS
- Cheng, H., Shook, G. M., Taimur, M., Dwarakanath, V., Smith, B. R., Muhamad, S., . . . Putra, K. A. (2011). Interwell Tracer Tests to Optimize Operating Conditions for a Surfactant Field Trial: Design, Evaluation and Implications. *SPE-144899-MS*. doi:10.2118/144899-MS
- D.A, B., Rukavishnikov, A., & Tuzovskiy, M. (2015). East Siberian Field Waterflood Management. *SPE-176569-MS*. doi:10.2118/176569-MS
- Du, Y., & Guan, L. (2005). Interwell Tracer Tests: Lessons Learnted from Past Field Studies. *SPE 93140*, 1. doi:10.2118/93140-MS

- Eide, K. E., Catterall, J., Ismayilov, O., Nadarzy, J., & Kjøsnes, V. A. (2011). *Improved Oil Recovery with Water Injection*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Flo, P. B., Hersandi, S. R., Karam, T., Shevchenko, E., & Zhang, R. (2012). *Gulfaks Village, Project Report (Group 5)*. NTNU.
- Gupta, A. D., & King, M. J. (2007). *Streamline Simulation ; Theory and Practice*. Texas: society of petroleum engineers.
- Huseby, O., Hartvig, S. K., Jevanord, K., Viig, S. O., & Dugstad, O. (2014). High Quality Flow Information from Tracer Data. *SPE-169183-MS*. doi:10.2118/169183-MS
- Ilnur, I. (2014). Complex Waterflood Management in Mature Oil Fields. *SPE-171333-MS*. doi:10.2118/171333-MS
- Langdalen, H. (2014). *Cyclic Water Injection*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Musa, T., & Ibrahim, A. (2012). Modeling of Cyclic Water Injection, East Unity Oil Field – Sudan. *Journal of Science and Technology*, 13, 26-35.
- Muskat, M., & Wyckoff, R. D. (1946). *The Flow of Homogenous Fluids Through Porous Media* (1ST ed.). Houston: MC GRAW-HILL BOOK COMPANY.
- Perez, D., Salicioni, F., & Ucan, S. (2014). Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. *SPE-169403-MS*. doi:10.2118/169403-MS
- Putra, D. F. (2007). *CO2 Injection in an Oil Reservoir with Gas Cap (Compositional Simulation Case at Gulfaks Field Norway)*. Trondheim: NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY,.
- Rublev, A., Khuzeev, Y., Ishimov, I., & Fedorov, K. (2012). Predictions of cyclic water injection on Urnenskoe oil field. *SPE-162015-MS*. doi:10.2118/162015-MS
- Shchipanov, A., Surguchev, L. M., & Jakobsen, S. R. (2008). Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production. *SPE-116873-MS*. doi:10.2118/116873-MS

- Stirpe, M., Guzman, J., & Manrique, E. (2004). Cyclic Water Injection Simulations for Evaluations of its Potential in Lagocinco Field. *SPE-89378-MS*. doi:10.2118/89378-MS
- Tetegan, G., Kazeem, A., & Tendo, F. (2015). A simple aggregate parameter for comparing waterflood reservoirs. *SPE-178355-MS*. doi:10.2118/178355-MS
- Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). *INTEGRATED*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.
- Thrasher, D., Nottingham, D., Stechauner, B., Ohms, D., Stechauner, G., Singh, P., & Angarita, M. L. (2016). Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. *SPE-179572-MS*. doi:10.2118/179572-MS
- Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding* (Vol. 3). Kansas: SPE Textbook Series.
- Yang, Y., Dai, T., & Wang, C. (2006). The Reservoir Simulation Research and Extending Application About Cyclic Water Injection. *SPE-104440-MS*. doi:10.2118/104440-MS
- Zaberi, H., Al-Mosa, M. A., & Huseby, O. (2013). Improved Reservoir Surveillance Through Injected Tracers In A Saudi Arabian Field: Case Study. *SPE-166005-MS*. doi:10.2118/166005-MS
- ZEMEL, B. (1995). *tracers in the oil field*. Austin: ELSEVIER SCIENCE B.V.



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيْوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No. 113, Marpoan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Fax. +62761 674834 Email: teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIARISME

Nomor: 0096 /A-UIR/5-T/2019

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

NAMA	LAZUARDHY VOZIKA FUTUR
NPM	16 321 0111
PROGRAM STUDI	TEKNIK PERMINYAKAN

Judul Skripsi:

INVESTIGASI PENGARUH PENERAPAN CYCLIC WATER INJECTION (CWI) TERHADAP PERFORMA RESERVOIR PADA LAPANGAN GF.

Dinyatakan **Bebas Plagiat** karena hasil menunjukkan angka *Similarity Index* < 30% pada setiap subbab naskah skripsi yang disusun. Demikian surat keterangan ini di buat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 30 April 2019 M
25 Sya'ban 1440 H

Wakil Dekan
Bidang Akademik FT-UIR

Dr. Kurnia Hastuti, ST., MT
NPK. 99 05 02 281

