

**UJI SENSITIVITAS CYCLIC WATER INJECTION
PADA RESERVOIR SANDSTONE di LAPANGAN VOLVE
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan



Oleh

BAFADHAL BAIHAQI

NPM 183210939

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**UJI SENSITIVITAS CYCLIC WATER INJECTION
PADA RESERVOIR SANDSTONE di LAPANGAN VOLVE
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
BAFADHAL BAIHAQI
NPM 183210939



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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Bafadhal Baihaqi
NPM : 183210939
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Laporan : Uji Sensitivitas Cyclic Water Injection Pada Reservoir Sandstone di Lapangan Volve Menggunakan Simulasi Reservoir

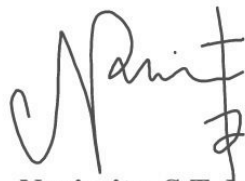
Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Novia Rita, ST., MT (.....) 
Penguji I : Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA (.....) 
Penguji II : Muhammad Ariyon, S.T., M.T (.....) 
Diterapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 26 Januari 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



Noviarita, S.T.,M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalam baik yang dikutip maupun tidak rujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 25 Desember 2021



Bafadhah Baihaqi
NPM 183210939

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat, Taufik 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 terimakasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Orang tua Sapuwan S.Pd dan Khamis Satus Sabani S.pd serta Fadhlán Ayzul Haqi yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan do'a yang senantiasa mengiringi.
3. Teman-teman dari Akamigas Balongan maupun dari Universitas Islam Riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring do'a saya, semoga Allah SWT memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 25 Desember 2021



Bafadhal Baihaqi

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR SINGKATAN	viii
RINGKASAN	ix
ABSTRACT	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>WATER INJECTION</i>	4
2.2 <i>CYCLIC WATER INJECTION</i>	6
2.3 PARAMETER UJI SENTIVITAS	8
2.4 <i>STATE OF THE ART</i>	10
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	13
3.1 METODE PENELITIAN	13
3.2 <i>FLOWCHART</i>	14
3.3 JENIS DAN TEMPAT PENELITIAN/PENGAMBILAN DATA	15
3.4 DATA LAPANGAN VOLVE	15
3.5 Skenario	19
3.6 JADWAL PENELITIAN	20
BAB IV	21
HASIL DAN PEMBAHASAN	21
4.1 Base Case	21
4.2 Cyclic Water Injection	23
4.2.1 Hasil Simulasi Skenario	23

4.2.2	Pengaruh Cyclic water injection terhadap recovery factor.....	26
4.2.3	Pengaruh Cyclic Water injection pada laju alir injeksi air terhadap laju alir produksi minyak.....	29
4.3	Analisa Well Space Terhadap Penyapuan Saturasi Minyak	31
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		33
5.1	Kesimpulan.....	33
5.2	Saran	33
DAFTAR PUSTAKA		34



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Skema <i>water injection</i>	5
Gambar 2.2	(A) Skema <i>cyclic water injection</i> (B) Efek <i>cyclic water injection</i> terhadap <i>oil production</i>	7
Gambar 2.3	<i>Incremental oil recovery</i> pada masing-masing <i>well spacing</i>	9
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	14
Gambar 3.2	Legalitas Lapangan Volve (Equinor, 2020)	15
Gambar 3.3	Peta Lapangan Volve	15
Gambar 3.4	Persebaran permeabilitas horizontal pada lapangan Volve	16
Gambar 3.5	Persebaran permeabilitas vertikal pada lapangan Volve.....	17
Gambar 3.6	Persebaran porositas pada lapangan Volve	17
Gambar 3.7	Persebaran saturasi minyak pada kondisi awal lapangan Volve....	18
Gambar 3.8	Persebaran saturasi air pada kondisi awal lapangan Volve	18
Gambar 3.9	Skenario Penelitian.....	19
Gambar 4.1	Laju alir produksi minyak vs laju alir produksi air	22
Gambar 4.2	<i>Pressure vs Time</i> pada <i>Base case</i>	22
Gambar 4.3	<i>Oil Production Cumulative</i> 1 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi	23
Gambar 4.4	<i>Oil Production Cumulative</i> 1 hari injeksi 2 hari tanpa injeksi	24
Gambar 4.5	<i>Oil Production Cumulative</i> 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi	25
Gambar 4.6	<i>Oil Production Cumulative</i> 2 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi	25
Gambar 4.7	<i>Recovery Factor</i>	27
Gambar 4.8	<i>Water Cut</i>	27
Gambar 4.9	<i>Liquid Production Rate</i> pada laju injeksi 25159 bbl/day	29
Gambar 4.10	<i>Liquid Production Rate</i> pada laju injeksi 37738 bbl/day	30
Gambar 4.11	<i>Liquid Production Rate</i> pada laju injeksi 50318 bbl/day	31
Gambar 4.12	2D penyapuan saturasi minyak oleh sumur injeksi. Pada bagian (A) jarak sumur 1000 ft, bagian (B) 1500 ft dan bagian (C) 2000 ft ...	32

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Screening Criteria Water Injection</i>	5
Tabel 2.2 <i>State of the art</i>	10
Tabel 3.1 Data Reservoir Lapangan Volve	16
Tabel 3.2 Hasil inialisasi simulasi	19
Tabel 3.3 Jadwal Penelitian.....	20
Tabel 4.1 <i>Oil, Water inj cumulative, Water cut and Recovery factor</i> 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi.....	28



DAFTAR SINGKATAN

- OOIP Original Oil In Place
CWI Cyclic Water Injection



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**UJI SENSITIVITAS CYCLIC WATER INJECTION
PADA RESERVOIR SANDSTONE di LAPANGAN VOLVE
MENGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR
BAFADHAL BAIHAQI
183210939**

RINGKASAN

Produksi minyak bumi dilakukan secara bertahap dengan metode *primary* kemudian apabila metode ini sudah tidak efektif maka dilakukan injeksi air. Metode *water injection* terbagi menjadi beberapa jenis yaitu *continues water injection*, *water alternating gas* dan *cyclic water injection* (CWI). Lapangan Volve memiliki *drive mechanism* berupa *solution gas drive* dan untuk menjaga tekanan reservoir dilakukan *Continues water injection* akan tetapi *Continues water injection* memiliki beberapa kekurangan seperti *water breakthrough* yang sangat cepat, sehingga menyebabkan terjadinya peningkatan laju produksi air yang tinggi, Berdasarkan hal tersebut untuk meminimalisir laju produksi air selama masa produksi minyak berlangsung dapat dilakukan dengan metode CWI. CWI menyebabkan tekanan reservoir berbanding lurus dengan laju alir injeksi. *Water* akan mengalir dari permeabilitas tinggi menuju permeabilitas rendah, hal ini disebut sebagai *pressurizing*. Sebaliknya, *depressurizing* adalah injeksi air yang dihentikan atau dikurangi laju alir injeksinya untuk jangka waktu tertentu. Selama periode *depressurizing*, terjadi perubahan aliran minyak, dimana minyak akan mengalir dari lapisan permeabilitas rendah ke lapisan permeabilitas tinggi, sehingga minyak akan tersapu ke sumur produksi selama setengah siklus *pressurizing* berikutnya. Skenario penelitian ini melakukan penginjeksian water secara *shut in* dan *shut off* dengan perbandingan 1:1,1:2,2:1 dan 1:3 dalam skala hari dengan *rate* injeksi 25159 bbl/day, 37738 bbl/day dan 50318bbl /day dengan *well space* 1000 ft, 1500 ft dan 2000 ft. Dengan adanya sensitivitas yang dilakukan terhadap beberapa parameter tersebut, maka dapat dilihat kinerja dari CWI untuk meningkatkan *recovery factor* di lapangan Volve. Pada skenario 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi diperoleh *oil cumulative production* paling tinggi dibandingkan dengan skenario lainnya sebesar 34.46 MMbbl pada laju injeksi 25159 bbl/day. Proses *pressurizing* dan *depressurizing* pada skenario ini mampu meningkatkan *sweep efficiency* dan mengatasi *water breakthrough* pada *base case* di semua jarak sumur yang diujikan. Semakin besar jarak antara sumur injeksi dan produksi maka semakin luas area *sweep* injeksi terhadap saturasi minyak.

Kata Kunci: CWI, *water injection*, *pressurizing*, *depressurizing*, *recovery factor*, *water breakthrough*

**CYCLIC WATER INJECTION SENSITIVITY TEST
ON RESERVOIR SANDSTONE IN VOLVE FIELD USING
RESERVOIR SIMULATION**

BAFADHAL BAIHAQI

183210939

ABSTRACT

Petroleum production is carried out in stages with the primary method then if this method is no longer effective then water injection is carried out. The water injection method is divided into several types, namely continuous water injection, water alternating gas and cyclic water injection (CWI). The Volve field has a drive mechanism in the form of a solution gas drive and to maintain reservoir pressure, Continuous water injection is carried out, but Continuous water injection has several drawbacks such as very fast water breakthrough, causing a high rate of increase in water production. Based on this, to minimize the production rate water during the oil production period can be done using the CWI method. CWI causes reservoir pressure to be directly proportional to the injection flow rate. Water will flow from high permeability to low permeability, this is known as pressurizing. On the other hand, depressurizing is the injection of water that is stopped or the flow rate of the injection is reduced for a certain period of time. During the depressurizing period, there is a change in oil flow, where the oil will flow from the low permeability layer to the high permeability layer, so that the oil will be swept into the production wells during the next half pressurizing cycle. The scenario of this research is to inject shut-in and shut-off water with a ratio of 1:1.1:2,2:1 and 1:3 on a day scale with an injection rate of 25159 bbl/day, 37738 bbl/day and 50318 bbl/day with a well space of 1000 ft, 1500 ft and 2000 ft. With the sensitivity carried out on some of these parameters, it can be seen the performance of CWI to increase the recovery factor in the Volve field. In the scenario of 1 day injection and 3 days without injection, the highest cumulative oil production is obtained compared to other scenarios of 34.46 MMbbl at an injection rate of 4000 m³/day. The pressurizing and depressurizing processes in this scenario are able to increase sweep efficiency and overcome water breakthroughs in the base case at all tested well distances. The greater the distance between the injection and production wells, the wider the injection sweep area with respect to oil saturation.

Keywords: CWI, water injection, pressurizing, depressurizing, recovery factor, water breakthrough

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Proses produksi minyak bumi dimulai dari metode *primary* yang memanfaatkan tekanan alamiah reservoir sehingga minyak dapat terangkat ke permukaan. Namun, seiring berjalannya waktu maka tekanan reservoir akan menurun sehingga fluida reservoir tidak dapat terangkat ke permukaan dan membutuhkan *supply energy* dalam memproduksi minyak bumi (Ahmed, 2019). Untuk meminimalisir penurunan tekanan reservoir maka dibutuhkan *pressure maintenance* dengan menggunakan *water injection* atau *gas injection*, diharapkan dari injeksi tersebut tekanan reservoir dapat terjaga sehingga produksi minyak dapat dioptimalkan (Lubis, Arief, & Prabu, 2014; Ahmed, 2019).

Dalam *water injection*, terdapat beberapa jenis metode yang dapat dipakai yaitu *continuous water injection*, *water alternating gas*, dan *cyclic water injection*. *Continuous water injection* memiliki beberapa kekurangan seperti *water breakthrough* yang sangat cepat, sehingga menyebabkan terjadinya peningkatan laju produksi air yang tinggi (Asadollahi, 2012). Berdasarkan hal tersebut untuk meminimalisir laju produksi air selama masa produksi minyak berlangsung dapat dilakukan dengan metode *cyclic water injection* (Yaozhong, Tao, & Chengfeng, 2006).

Reservoir yang memiliki potensi untuk diinjeksikan secara *cyclic* memiliki kriteria seperti mempunyai lapisan yang heterogenitas dan mempunyai konektivitas yang baik antar lapisan permeabilitas. *Cyclic water injection* menyebabkan tekanan reservoir berbanding lurus dengan laju alir injeksi. *Water* akan mengalir dari permeabilitas tinggi (*fracture network*) menuju permeabilitas rendah (*matrix*), hal ini disebut sebagai *pressurizing*. Sebaliknya *depressurizing* adalah injeksi air yang dihentikan atau dikurangi laju alir injeksinya untuk jangka waktu tertentu. Selama periode *depressurizing*, terjadi perubahan aliran minyak, dimana minyak akan mengalir dari lapisan permeabilitas rendah (*matrix*) ke lapisan permeabilitas tinggi (*fracture network*), sehingga minyak akan tersapu ke sumur produksi selama setengah siklus *pressurizing* berikutnya (Gupte, 2016; Langdalen, 2016)

Keberhasilan metode *cyclic water injection* tentu harus berdasarkan parameter yang tepat terhadap karakteristik reservoir (Stirpe, Guzman, Manrique, & Alvarado, 2004; Langdalen, 2016). Dalam mendapatkan *recovery factor* yang optimal harus mempertimbangkan laju alir injeksi, skema injeksi, dan *well spacing* (Musa & Ibrahim, 2012; Langdalen, 2016). Menurut Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen (2008) tantangan yang sering ditemukan pada metode *cyclic water injection* yaitu menentukan seberapa besar laju alir injeksi yang dapat meningkatkan *sweep efficiency*. Skema injeksi merupakan parameter yang sangat berpengaruh terhadap tekanan reservoir karena pada saat injeksi terjadi *pressurizing*, ketika sumur di tutup maka akan terjadi *depressurizing* (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008; Prabhakar, 2013; Langdalen, 2016). Menurut Langdalen (2016) ada 2 tipe *well spacing*, yaitu *short spacing* dan *long spacing*. Masing-masing dari *well spacing* tersebut akan mempengaruhi *recovery* minyak ketika diterapkannya *cyclic water injection*.

Pada penelitian ini, uji sensitivitas reservoir akan dilakukan menggunakan metode *cyclic water injection* pada lapangan Volve. Dimana lapangan Volve memiliki reservoir dengan kedalaman 2750 – 3120 m di bawah permukaan laut yang terdiri dari sebagian besar batu pasir dengan porositas 21% dan memiliki lapisan reservoir yang heterogen dengan permeabilitas sekitar 1 *Darcy*. Lapangan Volve ini memiliki *drive mechanism* berupa *solution gas drive* dan untuk menjaga tekanan reservoir (*pressure maintenance*) dilakukan *continuous water injection*, akan tetapi produksi minyak menurun dan terjadi *water breakthrough* yang sangat cepat, sehingga menyebabkan terjadinya peningkatan laju produksi air yang tinggi (Equinor, 2005). Oleh sebab itu, peneliti akan melakukan uji sensitivitas *cyclic water injection* di lapangan Volve dengan parameter *well space, rate and time injection* menggunakan simulator CMG IMEX. Dimana menurut Munoz & Rivadeneira (2016) teknik *cyclic water injection* memberikan peluang ketika *conventional water flooding* tidak memberikan nilai tambahan terhadap *recovery*. *Recovery factor* merupakan sebagai salah satu indikator untuk melihat kinerja dari reservoir yang disimulasikan (Tomi et al., 2017)

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Melakukan uji sensitivitas *cyclic water injection* terhadap *rate and time injection* untuk meningkatkan *recovery factor* menggunakan simulator CMG.
2. Menganalisis *well space* yang efektif dalam simulasi *cyclic water injection* untuk meningkatkan *recovery factor* menggunakan simulator CMG.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat penelitian yang dapat diperoleh ini antara lain :

1. Sebagai bahan referensi suatu perusahaan yang akan merencanakan kegiatan *cyclic water injection*.
2. Sebagai bahan referensi terhadap penelitian selanjutnya tentang *water injection*.
3. Hasil Penelitian dapat dijadikan jurnal sebagai bahan publikasi yang memberikan nilai tambah bagi mahasiswa dan program studi.

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang efektif, maka dalam penelitian ini dilakukan dengan pemodelan simulasi dengan beberapa batasan lain yang dilakukan :

1. Tidak memperhitungkan keekonomian.
2. Jenis Reservoir yang digunakan untuk simulasi ialah *sandstone*.
3. Hanya membahas *time injection, rate injection and well space*.
4. Tidak mempertimbangkan sejarah produksi karena data yang digunakan telah valid.
5. Penelitian ini menggunakan reservoir simulator CMG IMEX.
6. Pada penelitian ini melakukan skenario penginjeksian *water* secara *Shut in* dan *Shut off* dengan perbandingan 1:1,1:2,2:1 dan 1:3 dalam skala hari dan dilakukan secara terus menerus hingga akhir simulasi dengan *rate* injeksi dan *well space* yang berbeda beda.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Kandungan kekayaan alam beserta isinya telah diciptakan oleh Allah SWT untuk dimanfaatkan dan dikembangkan sebagai sumber *daya* alam yang akan membawa banyak manfaat bagi kehidupan manusia. Sebagaimana dijelaskan dalam Al-Qur'an dalam surah Al-Mulk ayat 15 “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”

2.1 WATER INJECTION

Penurunan produksi minyak pada tahap *primary* membuat sebagian perusahaan memilih berbagai metode agar pendapatan produksi hidrokarbon suatu sumur tetap efektif. *Water injection* merupakan suatu tahap *secondary* yang telah terbukti untuk meningkatkan laju produksi minyak dan masih menjadi salah satu metode terbanyak yang digunakan untuk memperpanjang produksi minyak, meningkatkan zona penyapuan, dan meningkatkan *ultimate recovery* (Tetegan, Lawal, & Tendo, 2015; Hamdy, Samir, Mohamed, & El-hoshoudy, 2019).

Menurut Mogollon, Lokhandwala, & Tillerio (2017) dan Ogbeiwi, Aladeitan, & Udebhulu (2018) air adalah fluida injeksi yang paling umum digunakan untuk membanjiri (*flooding*) atau memberi energi pada reservoir minyak. Meskipun harga minyak mengalami fluktuasi, penggunaan *water injection* terus berlanjut karena ketersediaannya yang luas, biaya yang relatif rendah, dan kemudahan penanganan.

Prinsip kerja dari *water injection* adalah menginjeksikan air ke dalam reservoir, kemudian air akan masuk melalui ruang pori batuan dan menyapu minyak ke arah sumur produksi. Akibatnya, terjadi peningkatan total produksi minyak dari reservoir tersebut. Namun, persentase air dalam fluida yang diproduksi akan terus meningkat. Rata-rata proses ini dapat menghasilkan pemulihan minyak sekitar sepertiga dari OOIP dan meninggalkan minyak sekitar dua pertiga (Ogbeiwi, Aladeitan, & Udebhulu, 2018).

Menurut Silva, Correia, Cunha, Santos, & Lima (2017) dan Ahmed (2019) mekanisme dari *water injection* adalah *displacement*, dimana *displacement* minyak oleh air akan terjadi ketika dilakukannya *water injection* dan air tidak akan bercampur dengan minyak. Oleh karena itu, air yang diinjeksikan mendorong sisa minyak ke sumur produksi.



Gambar 2.1 Skema *water injection* (Silva, Correia, Cunha, Santos, & Lima, 2017)

Water injection dapat diterapkan di reservoir dengan berbagai *screening criteria*. *Water injection* umumnya digunakan pada *light oil* reservoir karena hambatan aliran yang rendah dan berhasil diimplementasikan di semua kedalaman reservoir (Willhite, 1986).

Tabel 2.1 *Screening Criteria Water Injection*

Criteria	Value
Oil Saturation	> 40%
Porosity	> 20%
Oil-Zone Thickness	> 15 ft
Permeability (average)	> 10 md
Reservoir Depth	> 1.000 ft
API Gravity	20 - 60° API
Viscosity	< 15.000 cp

Sumber: Willhite, (1986)

2.2 CYCLIC WATER INJECTION

Cyclic water injection awalnya dikembangkan pada tahun 1960 dan terbukti dapat meningkatkan *oil recovery* pada lapangan minyak di China, USA, dan Russia (Perez & Ucan, 2014; Meng, Liu, Wang, & Pang, 2016). *Cyclic water injection* merupakan salah satu metode EOR (Rublev, Khuzeev, Ishimov, & Fedorov, 2012; Meng, Liu, Wang, & Pang, 2016; Liu, Liu, Yao, & Huang, 2020), tetapi karena *incremental recovery* yang tidak terlalu besar dibandingkan dengan metode EOR lainnya, maka *cyclic water injection* dapat dikatakan sebagai *advanced waterflood* (Rublev, Khuzeev, Ishimov, & Fedorov, 2012).

Cyclic water injection merupakan metode pengembangan dari teknik *waterflood*, dimana *cyclic water injection* dapat meningkatkan efisiensi *waterflood* di reservoir dengan permeabilitas yang rendah (*matrix*) dan porositas rekahan (*fracture network*) (Wuyi & Xue, 2013; Munoz & Rivadeneira, 2016). Pengembangan suatu reservoir yang memiliki permeabilitas rendah sering dikaitkan dengan *recovery* minyak yang buruk meskipun setelah dilakukan proses *waterflooding*. Hal ini dikarenakan *water breakthrough* terjadi lebih cepat pada proses *waterflooding* (Sun, Zhang, Wu, Xie, & Hu, 2018).

Menurut Munoz & Rivadeneira (2016) teknik *cyclic water injection* memberikan peluang ketika *conventional waterflooding* tidak memberikan nilai tambahan terhadap *recovery*. *Cyclic water injection* dapat meningkatkan *sweep efficiency* pada reservoir heterogen (Stirpe, Guzman, Manrique, & Alvarado, 2004; Jihong, Zijian, Xiling, & Mingjun, 2013). Dalam upaya meningkatkan *ultimate recovery*, *cyclic water injection* akan mendistribusikan kembali fluida secara konstan dengan melakukan *displacement* minyak oleh air (Jihong, Zijian, Xiling, & Mingjun, 2013). Proses seperti ini diharapkan dapat menghasilkan *recovery* tambahan antara 2% sampai 7% dari *continuous waterflooding* dan pengurangan *watercut* yang signifikan. Hal ini menjadi alasan mengapa *cyclic water injection* diusulkan sebagai proses EOR dengan biaya nol dimana fasilitas untuk *water injection* sudah tersedia sebelumnya (Stirpe, Guzman, Manrique, & Alvarado, 2004).

Selama penerapan *cyclic water injection*, laju alir *water injection* secara sistematis berganti antara laju alir injeksi tinggi-laju alir injeksi normal dan laju alir injeksi rendah-menghentikan laju alir injeksi (Langdalen, 2016). Sedangkan menurut Wuyi & Xue (2013), Munoz & Rivadeneira (2016), dan Sun, Zhang, Wu, Xie, & Hu (2018) proses *cyclic water injection* dilakukan dengan cara mengubah laju alir dengan nilai rendah menjadi nilai tinggi dan kembali ke nilai rendah dalam periode hari atau bulan secara berkala.

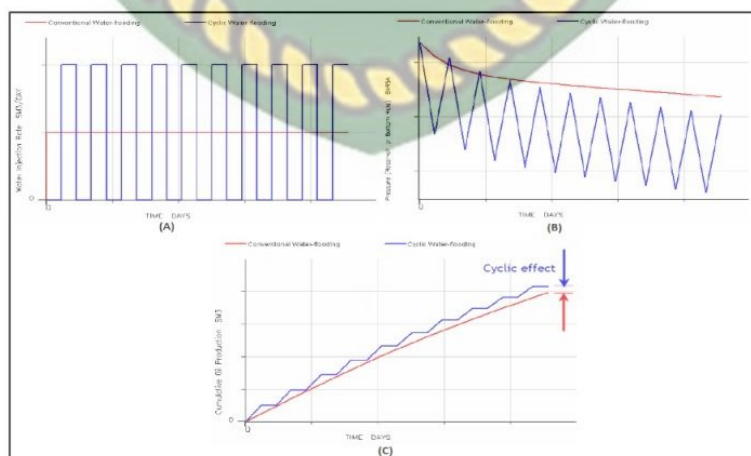
Dalam melakukan *cyclic water injection*, ada dua kondisi yang dinamakan dengan *pressurizing* dan *depressurizing half-cycles* yang dikontrol dengan menyesuaikan injeksi (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008).

1. *Pressurizing half-cycles*

Pada siklus *pressurizing* air diinjeksikan dengan laju alir yang tinggi, menyebabkan tekanan akan berbanding lurus dengan laju alir injeksi. Air akan mengalir dari permeabilitas tinggi (*fracture network*) menuju permeabilitas rendah (*matrix*) (Gupte, 2016; Langdalen, 2016).

2. *Depressurizing half-cycles*

Pada siklus *depressurizing* injeksi air dihentikan atau dikurangi laju alir injeksinya untuk jangka waktu tertentu. Selama periode ini, terjadi perubahan aliran minyak, dimana minyak akan mengalir dari lapisan permeabilitas rendah (*matrix*) ke lapisan permeabilitas tinggi (*fracture network*), sehingga minyak akan tersapu ke sumur produksi selama setengah siklus *pressurizing* berikutnya (Gupte, 2016; Langdalen, 2016).



Gambar 2.2 (A) Skema *cyclic water injection* (B) Efek *cyclic water injection* terhadap *oil production* (Shchipanov, Surguchev, & Jakobsen, 2008)

Surguchev, Koundin, Melberg, Rolfsvåg, & Menard (2002) mengidentifikasi beberapa karakteristik reservoir yang baik diterapkannya *cyclic water injection*. Karakteristik reservoir tersebut yaitu:

1. Heterogenitas reservoir
2. Komunikasi antara zona permeabilitas yang rendah dan tinggi
3. *Presence of compressible reservoir rocks and fluids*
4. *Pressure differences within the reservoir*
5. *Fractures*
6. *Pressure-dependent permeability in the fractured zones*

Dalam reservoir heterogen, *recovery* minyak meningkat selama siklus *cyclic water injection* karena peningkatan aliran silang (*cross flows*) antara zona permeabilitas rendah dan permeabilitas tinggi yang disebabkan oleh siklus *pressurizing* dan *depressurizing*. Dalam kasus ini, *cyclic water injection* mempercepat aliran silang, karena tekanan pada lapisan permeabilitas tinggi berubah lebih cepat dibandingkan pada lapisan permeabilitas rendah. Hal ini menyebabkan saturasi air meningkat pada interval permeabilitas yang lebih rendah dan saturasi minyak meningkat pada lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi. Interval tersebut dapat menyebabkan tekanan menjadi lebih rendah dengan cepat. Perbedaan tekanan yang disebabkan *cyclic water injection* pada dasarnya menukar minyak dari interval permeabilitas yang lebih rendah dengan air dari interval permeabilitas yang lebih tinggi. Oleh karena itu, fluida dengan saturasi minyak yang tinggi cenderung mengalir dari lapisan yang memiliki permeabilitas lebih rendah ke lapisan permeabilitas yang lebih tinggi (Prabhakar, 2013).

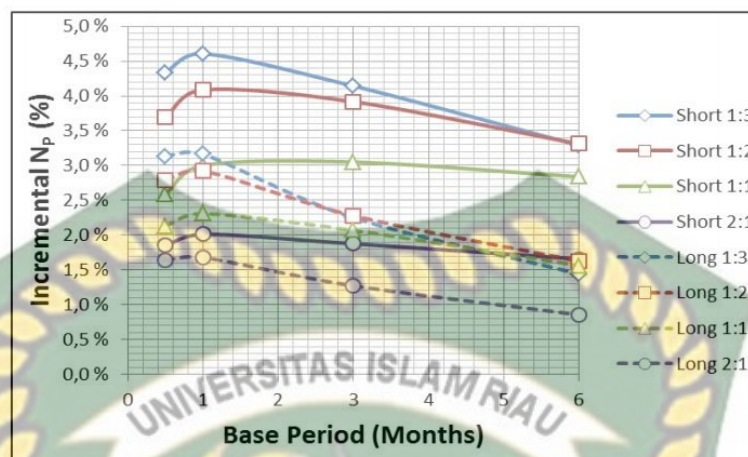
2.3 PARAMETER UJI SENSITIVITAS

Dalam penelitian ini ada beberapa parameter reservoir yang digunakan dalam melakukan uji sensitivitas reservoir menggunakan *cyclic water injection*.

1. *Well Spacing*

Menurut Langdalen (2016) *well spacing* merupakan salah satu parameter yang dipertimbangkan dalam *cyclic water injection*. *Well spacing* merupakan jarak antara sumur produksi dengan sumur injeksi. Ada 2 tipe *well spacing*, yaitu *short spacing* dan *long spacing*. Dalam penelitiannya, dia menggunakan jarak sebesar 3280 ft untuk *long spacing* dan 1640 ft untuk *short spacing*. Hasil dari

penelitiannya menunjukkan bahwa *short spacing* menghasilkan *recovery* yang lebih besar dibandingkan dengan *long spacing*.



Gambar 2.3 Incremental oil recovery pada masing-masing well spacing (Langdalen, 2016)

Karena jarak antar sumur semakin berkurang, jumlah relatif hidrokarbon di dalam formasi yang secara langsung dipengaruhi oleh *cyclic water injection* meningkat ketika reservoir sedang diproduksi selama periode waktu yang sama. Oleh karena itu, lebih banyak area yang dipengaruhi oleh *cyclic water injection* dan lebih banyak minyak diproduksi dengan *short spacing* (Langdalen, 2016).

2. Rate and Time injection

Menurut Yaozhong, Tao, & Chengfeng (2006) efek produksi dapat ditingkatkan menggunakan *cyclic water injection* dengan nilai *watercut* yang bervariasi. Nilai *watercut* yang relatif rendah menyebabkan laju pertukaran minyak dengan air menjadi kecil. Ketika *watercut* sama atau lebih tinggi dari 95%, reservoir dengan permeabilitas yang tinggi pada dasarnya terisi penuh dengan air yang diinjeksikan dan kemudian efek produksi dapat ditingkatkan menggunakan *cyclic water injection*, karena minyak di reservoir dengan permeabilitas yang rendah dapat ditukar dengan air di reservoir dengan permeabilitas yang tinggi.

Rate injection disesuaikan dengan keadaan reservoir yang akan mendorong minyak pada pori batuan karena akan berpengaruh pada *recovery* yang didapatkan. Rate injeksi yang terlalu besar akan mengakibatkan produksi

air yang besar sehingga tidak mendorong minyak yang tersisa di pori batuan. Untuk itu besarnya laju alir injeksi juga harus diperkirakan agar tidak terjadi produksi air yang besar.

Menurut Langdalen (2016) *cyclic water injection* baik digunakan setelah dilakukannya *conventional waterflood*. Perbedaan saturasi fluida yang lebih besar di antara lapisan-lapisan tersebut bermanfaat untuk *cyclic injection*. Karena pada *watercut* yang tinggi, produksi kumulatif minyak akan meningkat.

2.4 STATE OF THE ART

Dalam penelitian uji sensitivitas reservoir dengan penerapan *cyclic water injection* (CWI), ada beberapa peneliti terdahulu yang membahas topik tentang *cyclic water injection*. Hal ini akan menjadi acuan dalam melakukan penelitian, berikut acuan yang digunakan peneliti (*state of the art*) yang dapat dilihat pada tabel 2.2.

Tabel 2.2 *State of the art*

No	Judul Penelitian	Skenario	Hasil
1	<i>Modeling of Cyclic Water Injection, East Unity Oil Field – Sudan (Musa & Ibrahim, 2012)</i>	Terdapat 4 skenario penelitian, <i>injection/no injection</i> dengan rasio dalam perbandingan hari 2:1, 1:1, 1:2, dan <i>constan case</i> .	Hasil dari penelitian tersebut diketahui terjadi peningkatan <i>oil recovery</i> sebesar 2.54% untuk skenario 2:1 dan 1.45% untuk skenario 1:1 dibandingkan dengan <i>Constant Case</i> (27.52%). Dalam penelitiannya hasil dari skenario 1:2 tidak ditampilkan, karena pada skenario tersebut laju alir injeksi melebihi <i>bottom hole pressure</i> .
2	<i>Optimized cyclic water injection strategy for oil recovery in low-</i>	Terdapat 3 skenario penelitian.	Hasil dari penelitiannya didapatkan bahwa <i>oil recovery</i> dengan menggunakan

permeability reservoirs (Sun, Zhang, Wu, Xie, & Hu, 2018)

- **Symmetric CWI.** *conventional waterflooding* Injeksi air sebesar 13.70%, symmetric dilakukan dalam CWI sebesar 20.05%, dan periode, kemudian asymmetric CWI sebesar sumur injeksi 20.51%.

ditutup sesuai Selain itu dari penelitiannya dengan periode juga diketahui bahwa CWI injeksi. dapat menurunkan produksi air.

- **Asymmetric CWI.** Hal ini dapat dilihat dari nilai Injeksi air *water cut* pada penelitian dilakukan tersebut, dengan menggunakan menggunakan *conventional waterflooding* dalam periode, diperoleh nilai *water cut* kemudian sumur sebesar 87.13%, *symmetric* injeksi ditutup dan CWI sebesar 85.31%, dan waktu penutupan *asymmetric* CWI sebesar sumur injeksi tidak 81.17%.

sama seperti periode injeksi

- **Conventional waterflooding**

3 *Cyclic Injection Scheme Optimization Research in Gaotaizi Reservoir of Daqing Oilfield* (Jihong, Zijian, Xiling, & Mingjun, 2013)

Peneliti tersebut membuat skenario untuk melakukan CWI pada kondisi *water cut* 50%, 70%, 80%, dan 90%. Hasil dari penelitiannya diperoleh bahwa waktu yang tepat untuk melakukan CWI pada kondisi *water cut* sebesar 70% hingga 80%.

4 *Cyclic water injection: improved oil recovery at zero cost* (Surguchev, Koundin,

Terdapat 4 skenario *injection/no injection*. dengan rasio dalam Pada *base case waterflooding* diperoleh produksi minyak sebesar 2,532,627 Sm³. Hasil yang diperoleh dengan

-
- Melberg, Rolfsvåg, & Menard, 2002) perbandingan hari menggunakan CWI, skenario 2:1, 1:1, 1:2, 1:3. 1:3 merupakan skenario yang paling bagus dengan peningkatan produksi minyak sebesar 5.6% selama 10 tahun produksi.
-
- 5 *Experimental and Numerical Study on Cyclic Water Injection in Stress-Sensitive Reservoirs: A Case Study* (Meng, Liu, Wang, & Pang, 2016) Peneliti tersebut membuat model konseptual untuk membandingkan hasil pengujian CWI dengan *continuous water injection*. Hasil dari penerapan CWI pada lapangan konseptual diperoleh *oil recovery* sebesar 41% dengan menggunakan CWI dan 37% dengan menggunakan *continuous water injection*.
-
- 6 *Tracer Streamline and its Benefit for Re-evaluation and Re-design Waterflood Pattern by Introducing Cyclic Water Injection Scheme*(Putra & Futur, 2019) Peneliti tersebut menggunakan *tracer* dan skema dalam perbandingan hari,minggu dan bulan untuk *cyclic water injection* yang akan digunakan. Konektivitas antara sumur yang digunakan sangat baik terlihat pada total tracer terproduksi mencapai 66.1 % dan *cyclic* injeksi pada penelitian ini mampu menurunkan *water cut* sebesar 5,45 %.
-

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

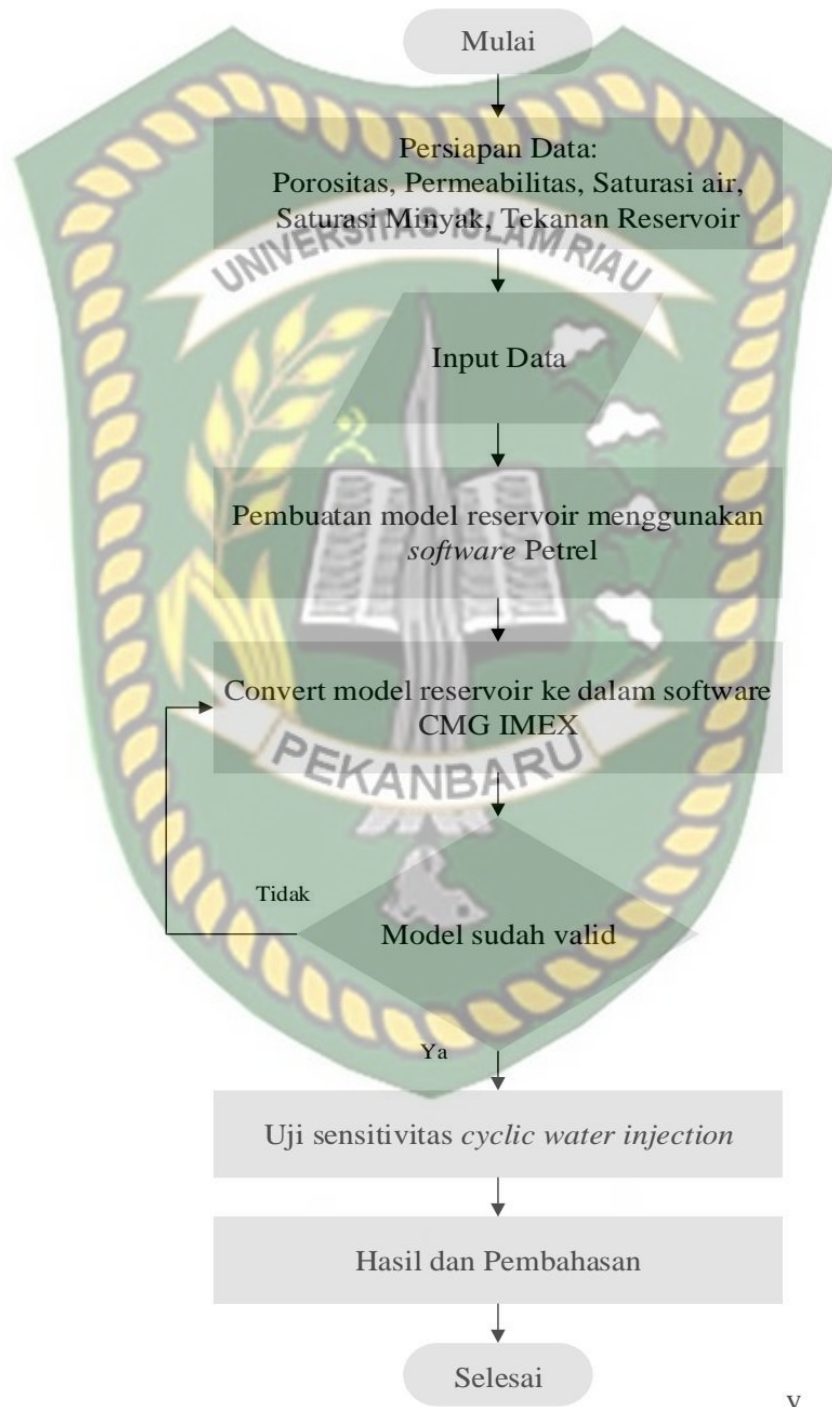
Pada penelitian ini, peneliti akan melakukan uji sensitivitas reservoir menggunakan metode *cyclic water injection*. Dalam penelitian ini model reservoir yang digunakan merupakan lapangan Volve yang bersumber dari Equinor, dimana lapangan tersebut merupakan *open access* yang dapat digunakan untuk penelitian. Model reservoir lapangan Volve terlebih dahulu dibuat menggunakan *software* petrel, setelah itu model tersebut diubah kedalam *software* CMG dan disimulasikan menggunakan simulator IMEX.

Pada lapangan Volve ini memiliki reservoir dengan kedalaman 2750 – 3120 m dibawah permukaan laut yang terdiri dari sebagian besar batu pasir . Reservoir pada lapangan Volve memiliki formasi *sandstone* dengan ketebalan yang heterogen (18 m-112 m),reservoir lapangan ini terisolasi oleh *fault* sehingga tidak ada *aquifer* sedangkan untuk *drive mechanism* berupa *solution gas drive*. Oleh sebab itu untuk menjaga tekanan reservoir dilakukan injeksi air bersamaan dengan produksi minyak. Adapun laju produksi minyak sebesar 9000 Sm³/d dengan injeksi air sebesar 16000 Sm³/d (Equinor, 2005).

Lapangan Volve ini sebelumnya sudah dilakukan *continuous water injection*, akan tetapi produksi minyak menurun dan terjadi peningkatan produksi air. Untuk menjaga tekanan reservoir agar tetap konstan maka akan dilakukan *cyclic water injection* yang akan meningkatkan *recovery* minyak dan tekanan reservoir tetap terjaga. Maka, waktu yang tepat untuk penerapan CWI setelah mengetahui kinerja *continues water injection* tidak optimal. Hal ini teridentifikasi dari kenaikan produksi air yang signifikan yang diikuti oleh penurunan laju produksi minyak. Mekanisme penginjeksian pada *cyclic water injection* yang dilakukan pada penelitian kali ini terdapat dua jenis skema, yaitu penginjeksian (*Shut in*) dilakukan dalam suatu periode kemudian sumur injeksi ditutup (*Shut off*) sesuai dengan periode injeksi (*Symmetric*) dan Injeksi air dilakukan dalam suatu periode kemudian sumur injeksi ditutup, dimana waktu penutupan sumur injeksi tidak sama seperti periode injeksi (*Asymmetric*). *Cyclic water injection* dilakukan ketika

pertama kali penginjeksian, *rate injection* akan diaplikasikan dengan metode *trial error* untuk mencari nilai yang efektif dalam penyapuan fluida reservoir.

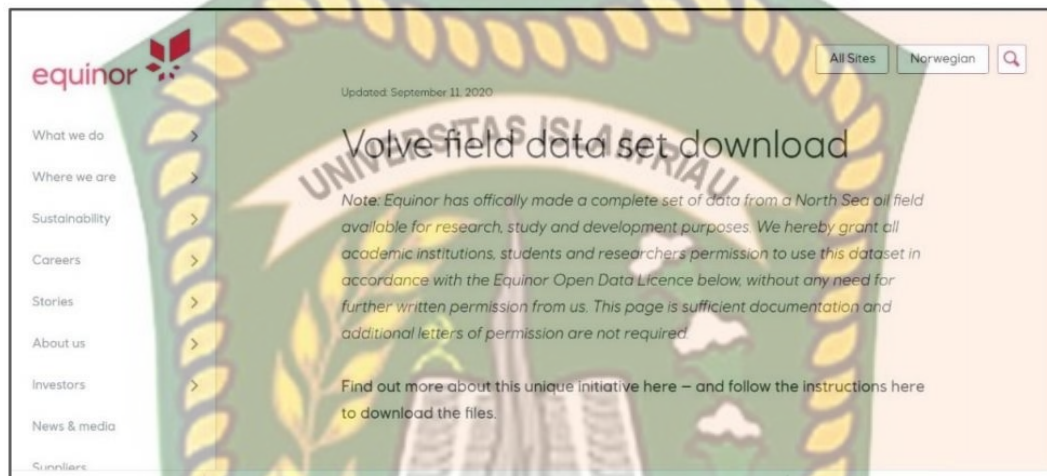
3.2 FLOWCHART



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.3 JENIS DAN TEMPAT PENELITIAN/PENGAMBILAN DATA

Penelitian ini menggunakan metode *simulation research*. Penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Data yang akan digunakan dalam penelitian berupa data lapangan Volve yang merupakan *open access* milik Equinor, dimana data tersebut dapat digunakan sebagai *research, study and development purposes*

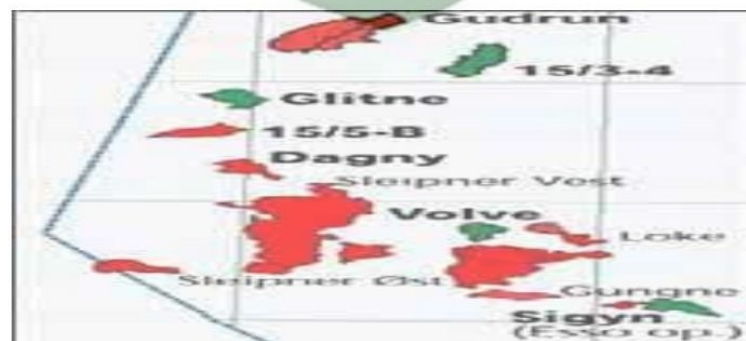


Gambar 3.2 Legalitas Lapangan Volve (Equinor, 2020)

3.4 DATA LAPANGAN VOLVE

3.4.1 Letak Lapangan Volve

Lapangan Volve merupakan lapangan minyak yang terletak di blok 15/9 sekitar 200 km barat Stavanger dan sekitar 8 km utara dari platform Sleipner A. Reservoir pada lapangan Volve ini berada pada interval kedalaman 2750 m hingga 3120 m di bawah permukaan laut. Lapangan Volve adalah struktur bantalan oli kecil yang terletak di tengah blok 15/9 dan mulai dieksplorasi pada tahun 1993.



Gambar 3.3 Peta lapangan Volve (Volve,2005)

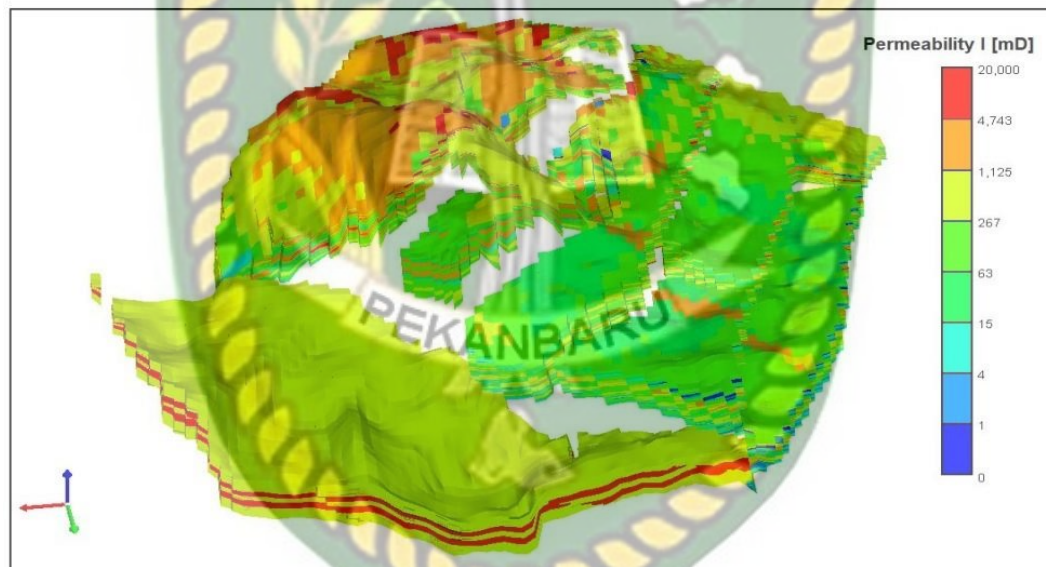
3.4.2 Model Reservoir Lapangan Volve

Pada penelitian ini dilakukan pemodelan numerik 3 dimensi untuk penggambaran model lapangan Volve ini. Pembuatan model menggunakan reservoir simulator PETREL dan model di konversikan ke CMG.

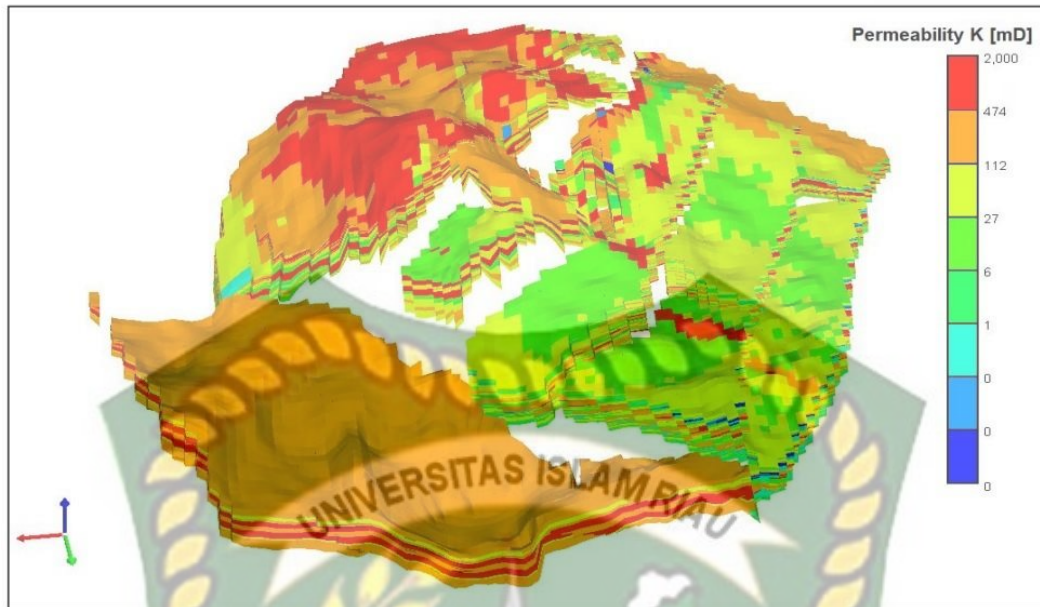
Tabel 3.1 Data Reservoir Lapangan Volve

Data	Nilai	Satuan
Total grid	680400	grid
Permeabilitas vertikal	0 – 20000	mD
Permeabilitas horizontal	0 – 2000	mD
Porositas	0.001 – 0.29	fraksi
Saturasi Minyak	0.68 – 0.97	fraksi
Saturasi air	0.03 - 1	fraksi
Tekanan reservoir inisial	5009.19	psi

Sumber: Equinor, (2020)

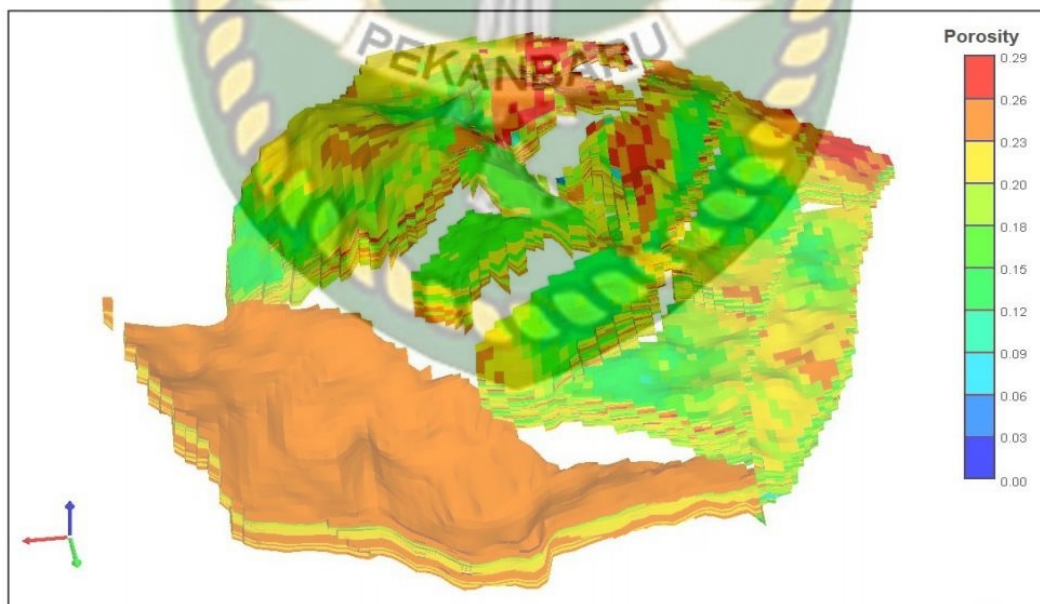


Gambar 3.4 Persebaran permeabilitas horizontal pada lapangan Volve



Gambar 3.5 Persebaran permeabilitas vertikal pada lapangan Volve

Permeabilitas merupakan kemampuan batuan reservoir untuk mengalirkan fluida dari satu tempat ke tempat yang lain. Model yang ada pada gambar 3.4 dan 3.5 menunjukkan distribusi permeabilitas horizontal yang memiliki nilai 15 md hingga 20.000 md dan permeabilitas vertikal bernilai 6 md hingga 2000 md.



Gambar 3.6 Persebaran porositas pada lapangan Volve

Pada gambar 3.6 menunjukkan distribusi persebaran porositas yang terdapat pada lapangan Volve memiliki kisaran nilai fraksi 0,12 hingga 0,29.



Gambar 3.7 Persebaran saturasi minyak pada kondisi awal lapangan Volve



Gambar 3.8 Persebaran saturasi air pada kondisi awal lapangan Volve

Saturasi merupakan perbandingan antara volume pori batuan yang terisi fluida terhadap total volume batuan yang terisi fluida formasi dalam batuan per satuan volume pori. Pada gambar 3.7 menunjukkan persebaran saturasi minyak dengan kisaran nilai 0,68 hingga 0,97 dan pada gambar 3.8 menunjukkan persebaran saturasi air dengan kisaran nilai 0,03 hingga 1.

Tabel 3.2 Hasil inialisasi simulasi

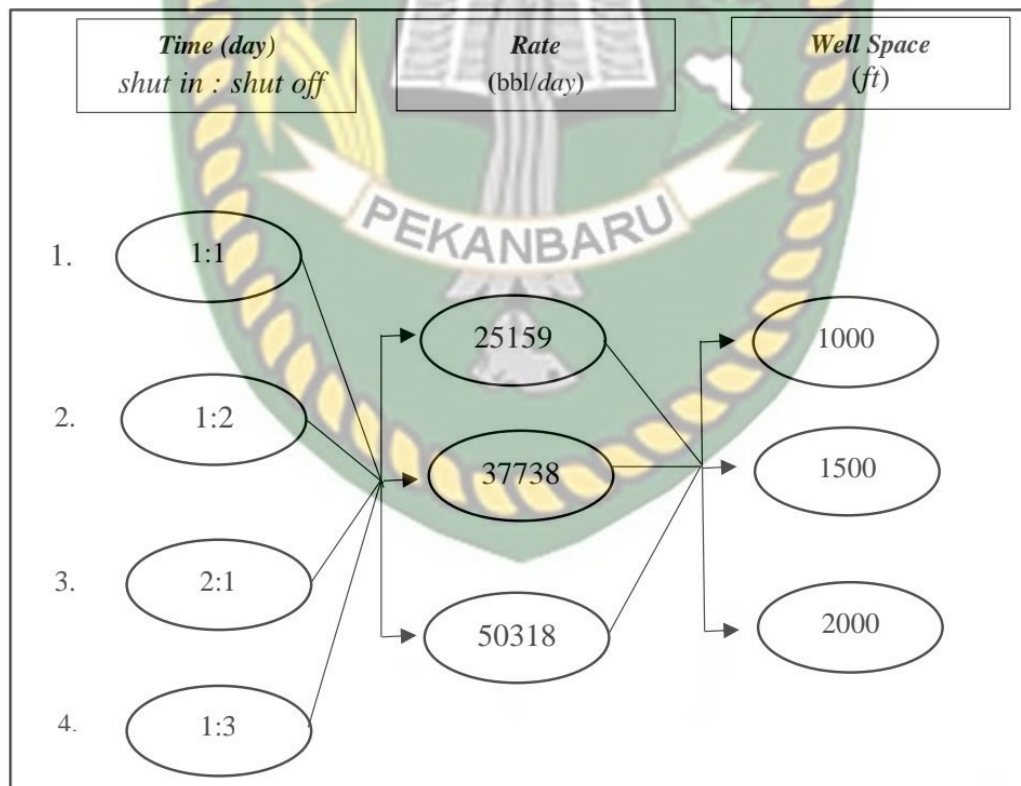
No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Total water in place	0.872E+09	STB
2	OOIP	0.506E+09	STB

Sumber: CMG,IMEX, (2015)

3.5 Skenario

Skenario yang akan dilakukan dijelaskan pada gambar 3.9 terdapat 4 skenario yang akan dilakukan dimana masing – masing skenario mempunyai 9 case total keseluruhan terdapat 36 case. Skenario tersebut dilakukan selama 5 tahun, untuk melihat kinerja *cyclic water injection* dalam meningkatkan produksi minyak di lapangan Volve. Adapun parameter yang diuji meliputi;

1. Melakukan uji sensitivitas terhadap *time injection*
2. Melakukan uji sensitivitas terhadap *rate injection*
3. Melakukan uji sensitivitas terhadap *well space*



Gambar 3.9 Skenario Penelitian

3.6 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Agustus 2021 sampai dengan Oktober 2021, dimana penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

Tabel 3.3 Jadwal penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
		November 2021				Desember 2021				Januari 2022			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pembuatan Model												
3	Pengujian Skenario												
4	Hasil dan Pembahasan												

BAB IV

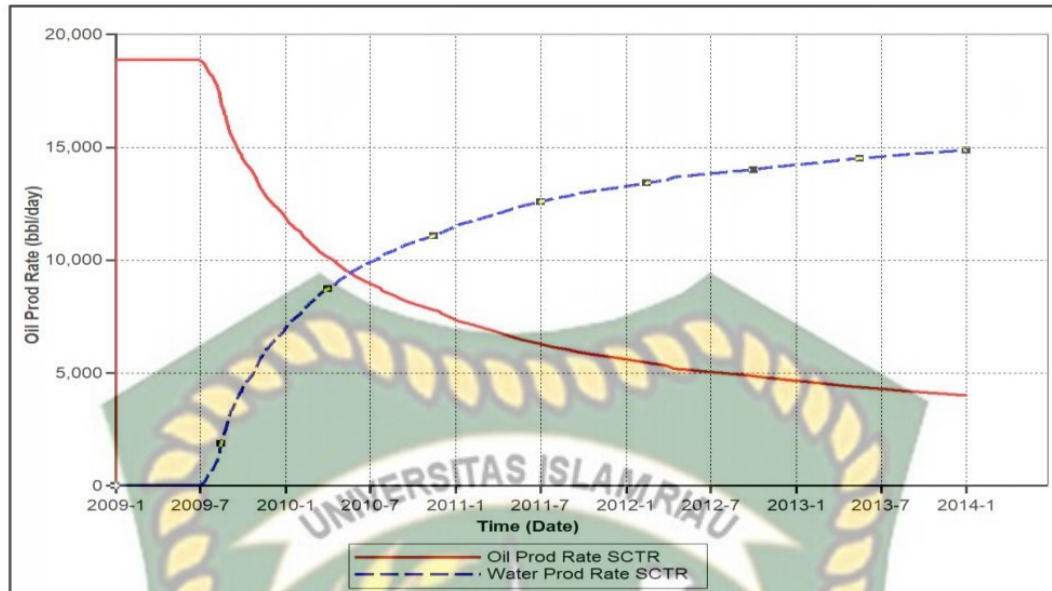
HASIL DAN PEMBAHASAN

Hadist riwayat tirmidzi menjelaskan bahwa “barang siapa yang menghendaki kehidupan didunia maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa yang menghendaki kehidupan akherat, maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu” (HR.Tirmidzi). Maka dari itu, penelitian ini ilmu pengetahuan yang berkembang dan didukung oleh teknologi yang berkembang pesat. Sama halnya dengan dunia perminyakan khususnya dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan yang sudah mengalami penurunan produksi atau tidak optimal di lapangan minyak. Maka dari itu salah satu cara atau upaya untuk meningkatkan produksi minyak pada suatu lapangan yaitu dengan digunakannya metode *Cyclic Water Injection* yang merupakan pengembangan dari metode *water injection*.

Dilaksanakannya tahap uji sensitivitas *cyclic water injection* kali ini memiliki 4 skenario yang akan dilakukan yaitu menginjeksikan *water* ke reservoir dengan perbandingan 1:1,1:2,1:3 dan 2:1 dalam skala hari terhadap laju alir injeksi sebesar 25159 bbl/day, 37738 bbl/day dan 50318 bbl/day dengan *well space* injeksi dan produksi yang dilakukan pada jarak 1000 ft,1500 ft dan 2000 ft. Proses uji sensitivitas *cyclic water injection* ini memiliki total keseluruhan *case* sebanyak 36 *case* yang akan disimulasikan. *Cyclic water injection* dimulai pada 1 Januari 2009 hingga 1 Januari 2014 dengan total injeksi selama 5 tahun didapatkan hasil sebagai berikut:

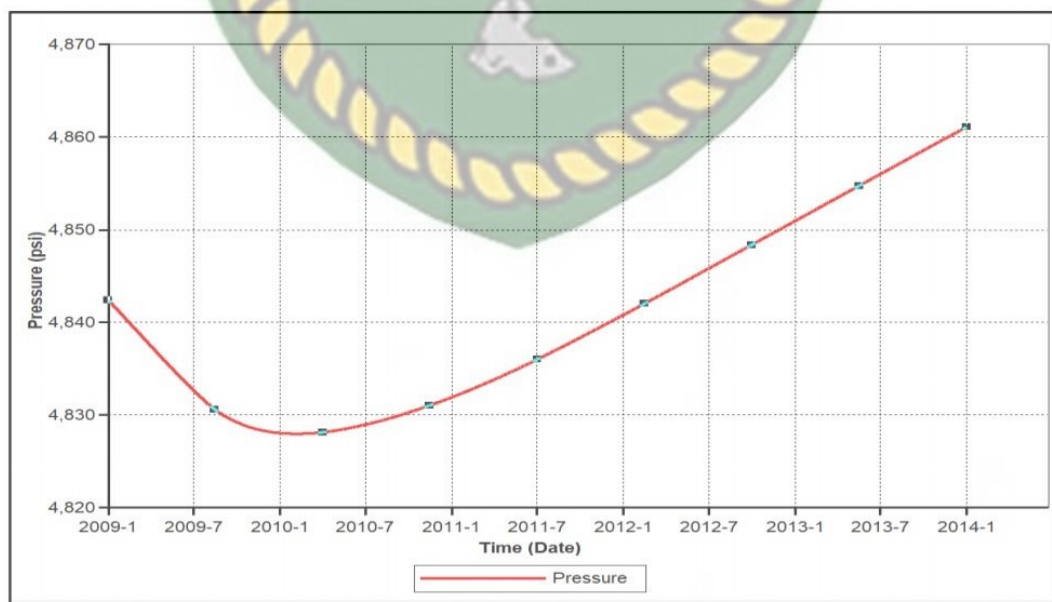
4.1 Base Case

Pada penelitian ini yang menjadi salah satu tolak ukur dalam uji sensitivitas *cyclic water injection* ialah melakukan injeksi water secara kontinyu sebagai perbandingan dengan menggunakan laju alir injeksi dan jarak sumur yang terkecil yaitu dengan menginjeksikan water sebesar 25159 bbl/day dan *well space* 1000 ft. *Continues water injection* merupakan salah satu syarat untuk dilakukannya *cyclic water injection* pada suatu lapangan reservoir.



Gambar 4.1 Laju alir produksi minyak vs laju alir produksi air

Hasil Simulasi Skenario *Base case* pada gambar 4.1 menunjukkan injeksi air dilakukan pada tanggal 1 Januari 2008 hingga 1 Januari 2014 menghasilkan laju alir produksi minyak dan air seperti yang tertera pada gambar 4.1. Pada tanggal 9 juli 2009 produksi air (*water breakthrough*) sudah terjadi hingga pada tanggal 23 mei 2010 produksi air sudah mencapai 50 %. Hal ini sesuai dengan yang dikatakan Asadollahi (2012) kelemahan dalam continues water injection yaitu terjadinya *water breakthrough* yang cepat. Pada skenario *base case* ini mendapatkan total produksi minyak sebesar 15.27 MMbbl ($2.427.281 \text{ m}^3$) selama 5 tahun injeksi.



Gambar 4.2 Pressure vs Time pada *Base case*

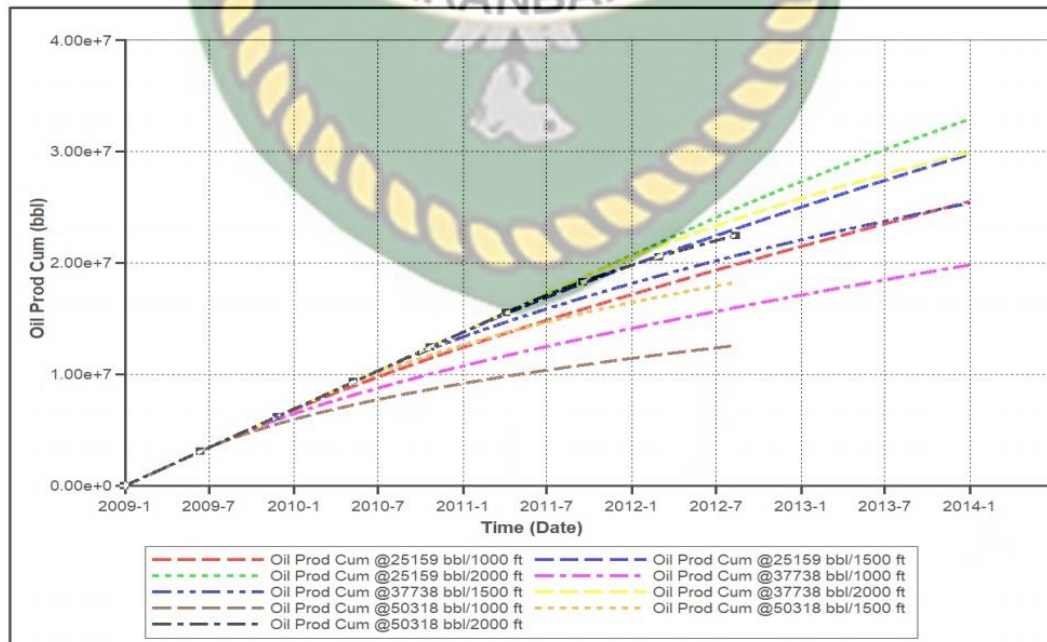
Berdasarkan gambar 4.2 menunjukkan keadaan tekanan reservoir yang telah dilakukan *continues water injection*. Dapat dilihat ketika proses injeksi dan produksi dilakukan pada masing masing sumur tekanan akan menurun, hal ini dikarenakan adanya laju alir fluida yang terproduksi melalui sumur produksi sehingga sebagian fluida pada volume pori di sekitar sumur produksi berkurang. Sementara itu air yang diinjeksikan pada sumur injeksi akan mendorong fluida ke zona produksi sehingga air yang diinjeksikan mengisi volume pori yang telah berkurang dan akan terjadi kenaikan tekanan reservoir.

4.2 Cyclic Water Injection

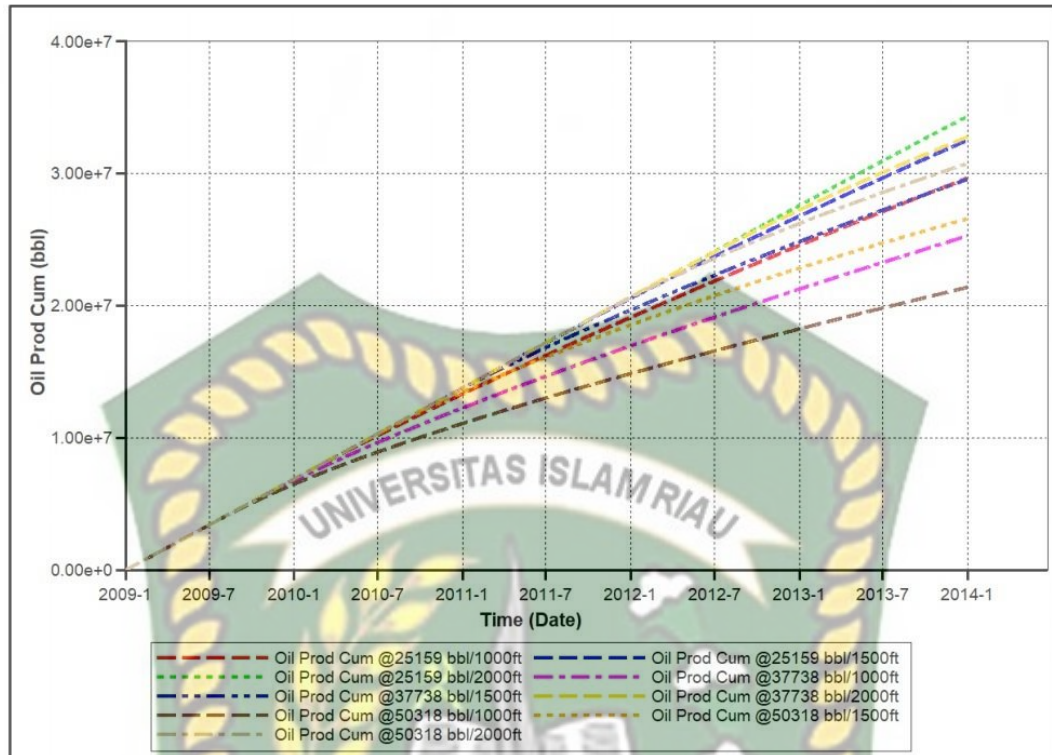
Cyclic water injection ialah melakukan injeksi air dengan cara mengurangi atau menghentikan laju injeksi. Pada penelitian *cyclic water injection* yang dilakukan saat ini menguji pada laju injeksi dengan *rate* 25159 bbl/day, 37738 bbl/day dan 50318 bbl/day dengan *well space* 1000 ft, 1500 ft dan 2000 ft. Sedangkan waktu injeksi menggunakan 1:1, 1:2, 1:3 dan 2:1 dalam skala hari dengan total keseluruhan memiliki 36 *case cyclic water injection*.

4.2.1 Hasil Simulasi Skenario

Setelah dilakukan simulasi di setiap masing-masing skenario maka didapatkan hasil berdasarkan total terproduksinya minyak di setiap skenario.

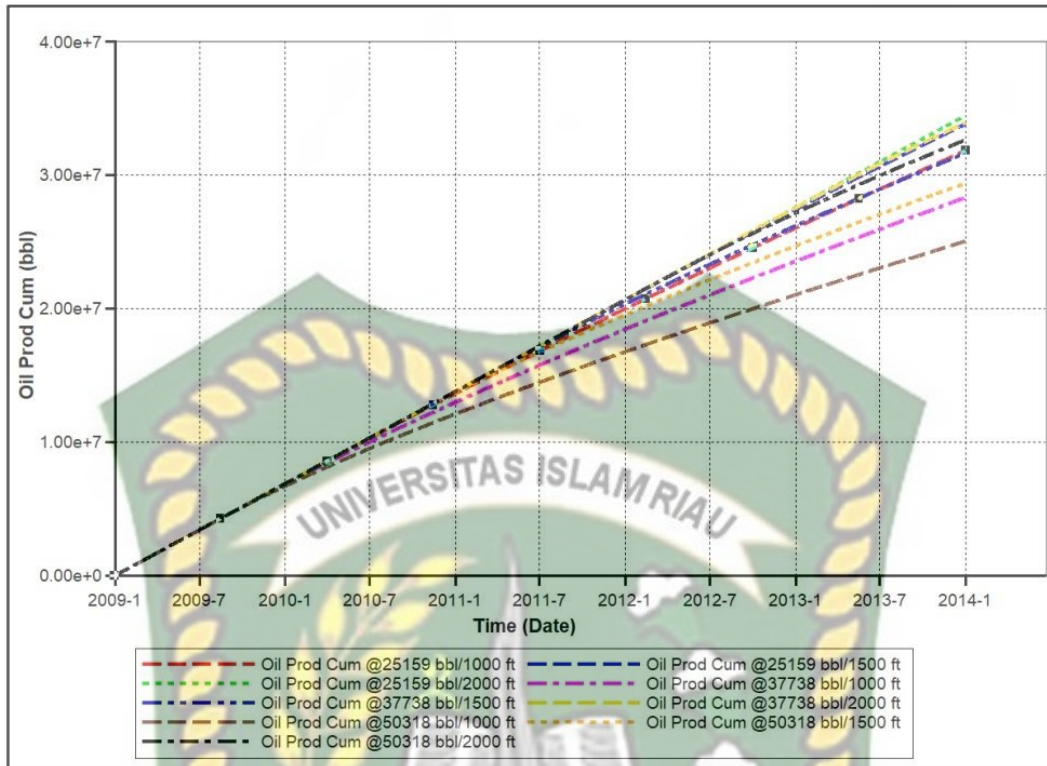


Gambar 4.3 Oil Production Cumulative 1 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi

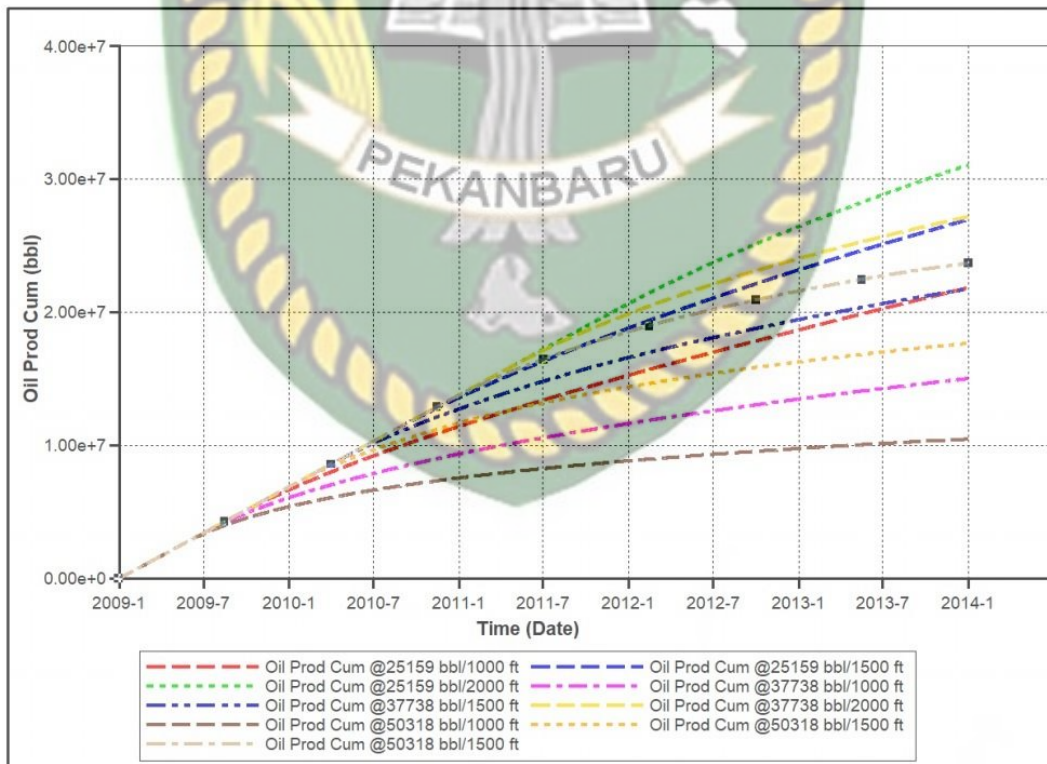


Gambar 4.4 Oil Production Cumulative 1 hari injeksi 2 hari tanpa injeksi

Berdasarkan gambar 4.3 menunjukkan hasil *production oil cumulative* pada skenario 1 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi. *Cumulative oil production* tertinggi didapatkan pada *case* laju alir 25159 bbl/day dengan jarak sumur 2000 ft yaitu senilai 32.92 MMbbl Sedangkan pada *case* laju alir 50318 bbl/day di skenario ini terbilang gagal karena kehilangan tekanan di bulan juli 2012 yang menyebabkan minyak tidak dapat terdorong ke sumur produksi. Sedangkan pada gambar 4.4 Menunjukkan *production oil cumulative* di skenario 1 hari injeksi 2 hari tanpa injeksi pada *case* laju alir 25159 bbl/day dengan jarak sumur 2000 ft mendapatkan nilai *cumulative* sebesar 34.32 MMbbl dan merupakan perolehan *cumulative oil* tertinggi pada skenario ini.



Gambar 4.5 Oil Production Cumulative 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi

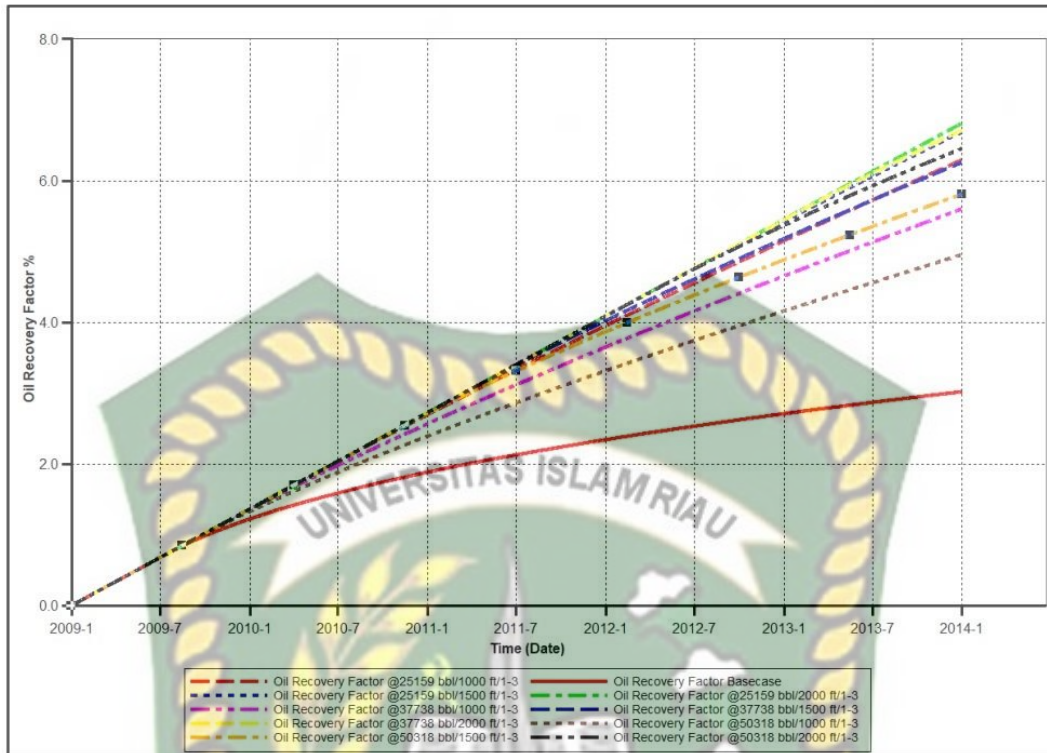


Gambar 4.6 Oil Production Cumulative 2 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi

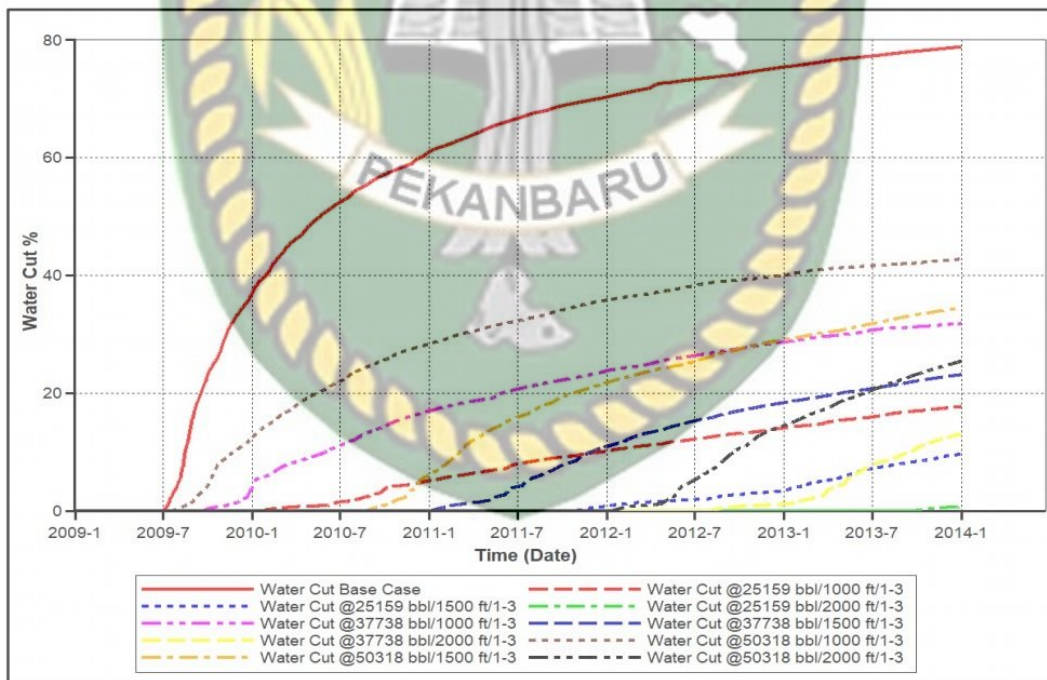
Pada gambar 4.5 Terdapat grafik *cumulative oil production* pada skenario 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi, pada skenario ini proses *depressurizing* terjadi lebih lama dari skenario yang lain. Proses laju alir balik minyak selama *depressurizing* dari permeabilitas rendah ke permeabilitas tinggi pada reservoir menyebabkan lebih banyak minyak yang terakumulasi pada zona permeabilitas rendah yang akan didorong ke sumur produksi oleh proses *pressurizing* yang berikutnya. Dapat dilihat pada *case* laju alir 25159 bbl/day dengan jarak sumur 2000 ft menghasilkan *cumulative oil production* sebesar 34.46 MMbbl, Dan pada gambar 4.6 merupakan grafik *cumulative oil production* di skenario 2 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi. Pada skenario ini proses *pressurizing* terjadi lebih lama dari skenario lainnya, air yang diinjeksikan selama 2 hari mendesak ke permeabilitas tinggi dengan laju lair injeksi yang bervariasi. Setelah proses *pressurizing* selesai, minyak akan mengalir ke permeabilitas rendah, akan tetapi sebelum minyak terakumulasi pada zona permeabilitas rendah untuk didesak ke sumur produksi proses *cycle pressurizing* berikutnya sudah berjalan. Hal ini menyebabkan hanya sebagian minyak yang dapat didesak ke sumur produksi dan sebagian lagi kembali terdesak oleh siklus *pressurizing* berikutnya ke zona minyak berasal, dan ini terjadi hingga skenario berakhir di aplikasikan. Untuk skenario 2 hari injeksi 1 hari tanpa injeksi ini *case* dengan laju alir 25159 bbl/day dengan jarak 2000 ft *mendapatkan cumulative oil production* paling tinggi yaitu sebesar 31.07 MMbbl.

4.2.2 Pengaruh Cyclic water injection terhadap recovery factor

Berdasarkan hasil skenario yang telah dilakukan, uji sensitivitas *cyclic water injection* terhadap waktu dan laju alir serta jarak sumur dapat dilihat skenario 1 hari injeksi dan 3 hari tanpa injeksi merupakan skenario yang paling tinggi dalam menghasilkan recovery minyak. Hal ini dikarenakan pada masa 1 hari *pressurizing* air akan mendesak ke zona permeabilitas yang rendah maupun tinggi serta mendorong minyak ke zona produksi. Sementara itu ketika proses *depressurizing* yang berlangsung selama 3 hari menyebabkan lebih banyak minyak yang terakumulasi berasal dari zona permeabilitas rendah ke zona permeabilitas tinggi dibandingkan dengan proses *depressurizing* skenario lainnya.



Gambar 4.7 Recovery Factor



Gambar 4.8 Water Cut

Dari gambar 4.7 dapat dilihat *base case* sebagai *continues water injection* memiliki produksi oil sekitar 3,14%, sementara pada skenario lainnya yang menerapkan *cyclic water injection* mengalami kenaikan produksi minyak sebesar

2% hingga 3%. Hal ini menyerupai penelitian yang dilakukan Musa & Ibrahim, (2012) East unity oil yang mendapatkan *incremental oil production* diatas 2% setelah melakukan *cyclic water injection*. Grafik *water cut* pada gambar 4.8 menunjukkan bahwa produksi air injeksi pada *base case* mencapai 78 %, dan ini yang menyebabkan masa laju alir produksi minyak berkurang. Sementara itu hasil *water cut* pada skenario *cyclic water injection* dapat dilihat telah mampu mengurangi laju produksi air yang tinggi dan memperpanjang masa produksi minyak .

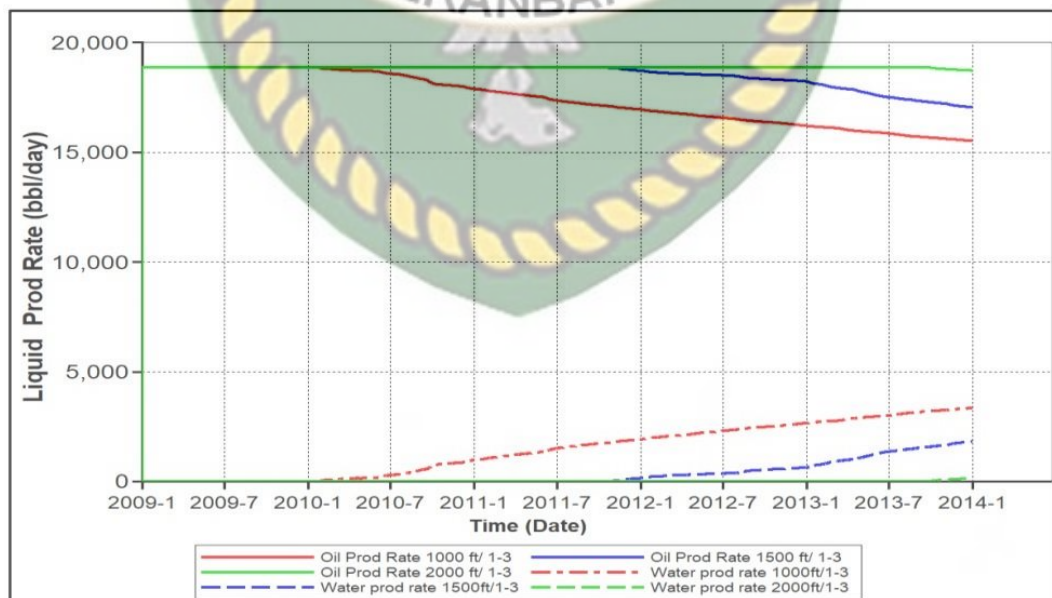
Tabel 4.1 *Oil, Water inj cumulative, Watercut and Recovery factor* 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi

Skenario 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi				
Case	Oil Cumulative, MMbbl	Water Inj Cum,MM bbl	Water Cut, %	RF, %
Basecase	15.27	45.97	78,82	3,02
CYCLIC 1:3 @Inj 25159 bbl @1000ft	31.85	12.08	1,,75	6,29
CYCLIC 1:3 @Inj 25159 bbl @1500ft	33.84	12.08	9,67	6,69
CYCLIC 1:3 @Inj 25159 bbl @2000ft	34.46	12.08	0,78	6,81
CYCLIC 1:3 @Inj 37738 bbl @1000ft	28.33	18.11	31,83	5,60
CYCLIC 1:3 @Inj 37738 bbl @1500ft	31.67	18.11	23,17	6,26
CYCLIC 1:3 @Inj 37738@2000ft	33.95	18.11	13,13	6,71
CYCLIC 1:3 @Inj 50318 bbl @1000ft	25.06	24.15	42,77	4,95
CYCLIC 1:3 @Inj 50318 bbl @1500ft	29.39	24.15	34,49	5,81
CYCLIC 1:3 @Inj 50318 bbl @2000ft	32.65	24.15	25,48	6,45

Pada tabel 4.1 terdapat hasil oil production cumulative pada *base case* dan setiap case dari skenario, 1 hari injeksi 3 hari tanpa injeksi, pada skenario injeksi 25159 bbl/day dengan jarak sumur 2000 ft memiliki total produksi minyak paling tinggi dengan total produksi sebesar 34.46 MMbbl dan total kumulatif injeksi sebesar 12.08 MMbbl. Hal ini disebabkan dengan volume injeksi sebesar 25159 bbl/day menghasilkan dorongan air terhadap minyak atau *sweep efficiency* yang cukup baik dan dengan jarak yang cukup jauh dibandingkan dengan jarak sumur

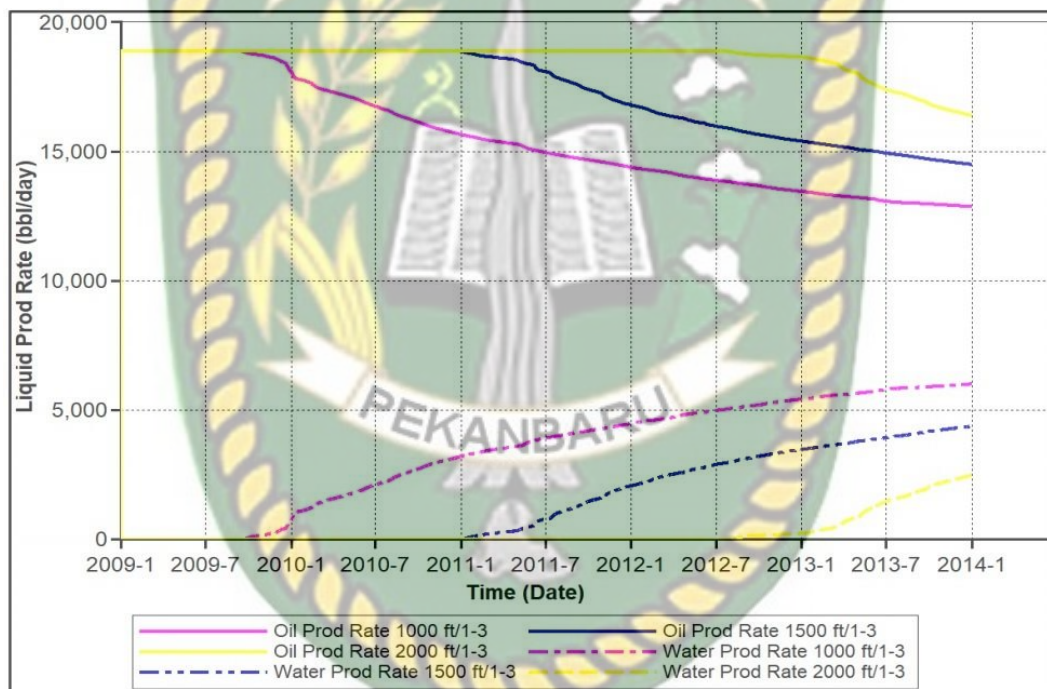
lainnya akan lebih banyak area yang terdesak oleh laju injeksi air tersebut, dan pada *case* ini menghasilkan *water cut* paling kecil yaitu sebesar 0,7 % yang tentunya bisa memperpanjang masa produksi minyak lebih lama dibandingkan dengan *case* lainnya. Sedangkan pada laju alir injeksi di 37738 bbl/day dan 50318 bbl/day air yang diinjeksikan terlalu besar sehingga air tersebut hanya melewati zona permeabilitas tinggi saja dan tidak dapat mendesak minyak pada zona yang mempunyai permeabilitas rendah. Hal ini disebabkan karena ketika masa *pressurizing* menghasilkan tekanan injeksi yang tinggi di kedua laju alir tersebut, air injeksi mendesak dari permeabilitas tinggi ke permeabilitas rendah dan mendorong minyak ke arah sumur produksi. Ketika masa *depressurizing* maka akan terjadi *soaking* yang menyebabkan laju alir minyak pada permeabilitas rendah mengarah ke permeabilitas tinggi, dan keadaan ini tekanan injeksi menurun sehingga tekanan reservoir inisial yang akan menahan laju alir fluida. Pada prinsipnya *cyclic water injection* dapat menyapu sisa minyak yang tertinggal di zona *low permeability* yang disebabkan oleh proses *soaking*. Namun apabila laju injeksi yang terlalu besar, ketika masa *soaking* minyak yang tertinggal tidak dapat tersapu ketika masa *depressurizing*.

4.2.3 Pengaruh Cyclic Water injection pada laju alir injeksi air terhadap laju alir produksi minyak



Gambar 4.9 Liquid Production Rate pada laju injeksi 25159 bbl/day

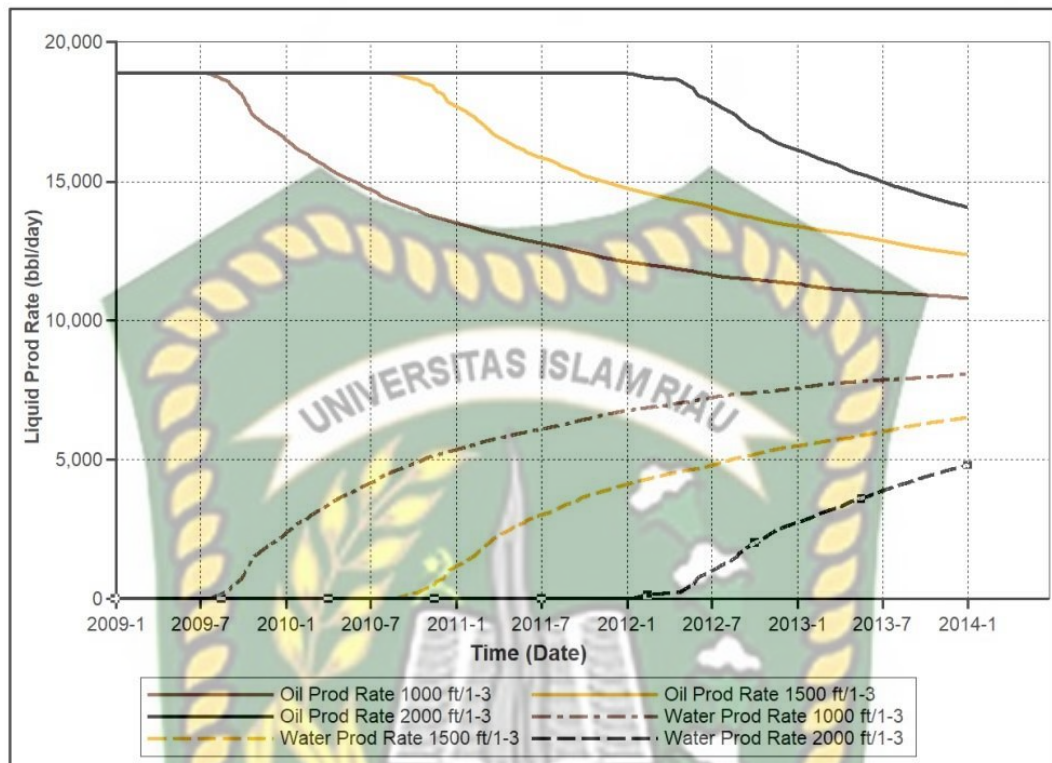
Pada gambar 4.9 menunjukkan injeksi air dilakukan pada bulan Januari tahun 2009 dengan laju alir 25159 bbl/day pada jarak sumur 1000 ft terjadi penurunan laju alir minyak pada Februari tahun 2010, hal ini juga disebut sebagai *water breakthrough* atau sebagai indikasi bahwa air yang di injeksi sudah mulai terproduksi bersamaan dengan laju alir minyak. Sedangkan pada jarak 1500 ft *water breakthrough* terjadi pada bulan Agustus tahun 2011 dan pada jarak 2000 ft *water breakthrough* terjadi pada bulan Agustus 2013. Berdasarkan gambar 4. Cyclic water injection dapat dikatakan bisa mengatasi *water breakthrough* yang terjadi pada *waterflooding* di skenario *base case* yang mana terjadinya *water breakthrough* pada bulan mei 2010, dan dengan laju alir injeksi sebesar 25159 bbl/day ini dapat memperpanjang masa produksi minyak.



Gambar 4.10 *Liquid Production Rate* pada laju injeksi 37738 bbl/day

Pada gambar 4.9 Menunjukkan injeksi air sebanyak 37738 bbl/day pada jarak 1000 ft menghasilkan *water breakthrough* yang cepat yaitu pada bulan Juli tahun 2009, hal ini disebabkan oleh air yang diinjeksikan sebanyak 37738 bbl/day hanya melewati pori dari zona minyak pada reservoir dan kurang efektif dalam penyapuan terhadap minyak karena besarnya laju alir injeksi tersebut. Dan pada jarak 1500 ft *water breakthrough* terjadi di bulan Januari 2011 sedangkan pada jarak 2000 ft di bulan Juli 2012. Laju injeksi pada 37738 bbl/day dengan skenario

1 hari injeksi dan 3 hari tanpa injeksi menghasilkan minyak sebesar 28.33 MMbbl dan air yang terproduksi 6.13 MMbbl pada jarak sumur 1000 ft.



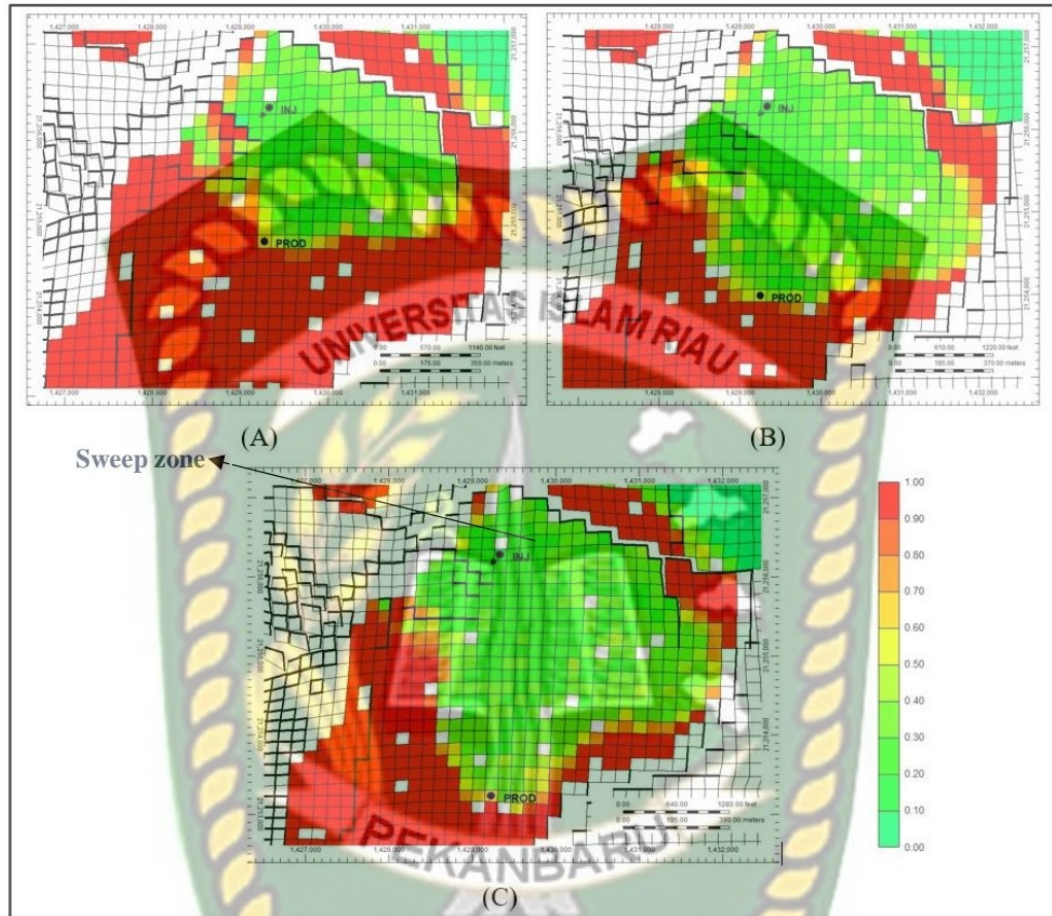
Gambar 4.11 *Liquid Production Rate* pada laju injeksi 50318 bbl/day

Dari gambar 4. Dilakukan injeksi air sebesar 50318 bbl/day pada bulan Januari tahun 2009 dan sudah terjadi produksi air di bulan juli 2009 pada jarak sumur 1000 ft, bulan juli 2010 pada jarak 1500 ft dan bulan januari 2012 pada jarak 2000 ft. Hal ini menunjukkan bahwa dengan laju alir yang besar tidak bisa dipastikan untuk memperpanjang laju produksi minyak yang bertahan karena dengan besarnya laju injeksi yang diaplikasikan hanya melewati zona minyak dan tidak efektifnya laju injeksi terhadap *sweep zone* meskipun ada proses *presurizing* dan *depressurizing* pada *cyclic water injection*.

4.3 Analisa Well Space Terhadap Penyapuan Saturasi Minyak

Jarak sumur antara sumur injeksi dan sumur produksi merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan metode *water injection*. Pada kondisi awal saturasi minyak sebesar 0,7. Kemudian setelah dilakukan *cyclic water injection* terjadi penurunan saturasi minyak di sekitar sumur produksi dan sumur injeksi. Pada gambar 4.11 merupakan skema 2D penyapuan saturasi minyak oleh sumur injeksi. Pada gambar 4.11 bagian (A) merupakan bentuk penyapuan saturasi

minyak pada jarak sumur 1000 ft, bagian (B) merupakan bentuk penyapuan saturasi minyak pada jarak sumur 1500 ft dan bagian (C) merupakan bentuk penyapuan saturasi minyak pada jarak sumur 2000 ft.



Gambar 4.12 2D penyapuan saturasi minyak oleh sumur injeksi. Pada bagian (A) jarak sumur 1000 ft, bagian (B) 1500 ft dan bagian (C) 2000 ft

Berdasarkan luas penyapuan saturasi minyak pada ke-3 jarak sumur dapat diperoleh bahwa semakin jauh jarak sumur maka akan semakin luas area penyapuan laju injeksi terhadap saturasi minyak. Terlihat pada zona berwarna hijau merupakan area yang telah terjadi penyapuan air injeksi terhadap minyak. Hal ini disebabkan oleh penyebaran permeabilitas yang besar pada area tersebut yaitu berkisar antara 2000 Md – 8000 md.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian uji sensitivitas cyclic water injection sebagai berikut :

1. Skenario 1 hari injeksi 3 hari injeksi merupakan skenario yang mampu menghasilkan *oil production cumulative* yang paling tinggi dibandingkan dengan skenario lainnya.
2. Laju injeksi di 25159 bbl/day dapat memaksimalkan *sweep zone* pada reservoir dan pada laju injeksi ini perolehan *recovery factor* dalam *cyclic water injection* meningkat sebesar diatas 2 % dari base case *continues water injection*.
3. Jarak sumur 2000 ft mendapatkan oil cumulative yang paling tinggi yaitu sebesar 34.46 MMbbl pada laju alir 25159 bbl/day di bandingkan jarak sumur lainnya. Hal ini dapat dilihat dari area penyapuan minyak yang lebih luas pada reservoir lapangan volve.

5.2 Saran

Berdasarkan Kesimpulan yang didapatkan maka peneliti menyarankan kepada peneliti selanjutnya untuk mengkaji beberapa permasalahan sebagai berikut:

1. Untuk penelitian selanjutnya sebaiknya membahas cyclic water injection pada keekonomian yang disesuaikan dengan kumulatif air injeksi dan harga minyak saat ini.
2. Melakukan perbandingan simulasi *Cyclic water injection* dengan metode *water injection* lainnya dalam peningkatan laju alir produksi.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook* (Fifth ed.). USA: Elsevier.
- Ansyori, M. R. (2018). *Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR)*.
- Asadollahi, M. (2012). *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir management*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Equinor. (2005). *Plan for utbygging og drift Utvinningstillatelse 046*. Norwegia: Equinor.
- Equinor. (2020, September 28). *Volve field data set download*. Retrieved from <https://www.equinor.com/en/how-and-why/digitalisation-in-our-dna/volve-field-data-village-download.html>
- Gupte, S. (2016). *Impact of repeated cyclic production scheme on EUR in lowpermeability reservoirs*. Missouri: Missouri University of Science and Technology.
- Hamdy, A., Samir, M., Mohamed, K., & El-hoshoudy, A. N. (2019). Evaluation of Waterflooding; Experimental and Simulation. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 1-18.
- Jihong, Z., Zijian, Z., Xiling, C., & Mingjun, L. (2013). Cyclic Injection Scheme Optimization Research in Gaotaizi Reservoirs of Daqing Oilfield. *Advanced Materials Research*, 803, 334-337.
- Langdalen, H. (2016). *Cyclic Water Injection*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- Liu, L., Liu, Y., Yao, J., & Huang, Z. (2020). Mechanistic study of cyclic water injection to enhance oil recovery in tight reservoirs with fracture deformation hysteresis. *Fuel*, 271, 1-15.
- Lubis, I. T., Arief, A. T., & Prabu, U. A. (2014). Perencanaan Injeksi Waterflooding dengan Metode Prediksi Buckley Leverett dan Craig Geffen Morse. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*.
- Meng, Q., Liu, H., Wang, J., & Pang, Z. (2016). Experimental and Numerical Study on Cyclic Water Injection in Stress-Sensitive Reservoirs: A Case Study. *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference held in Port of Spain*.

- Mogollon, J. L., Lokhandwala, T. M., & Tillerio, E. (2017). New Trends in Waterflooding Project Optimization. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires*.
- Munoz, M. A., & Rivadeneira, M. V. (2016). Improved Oil Recovery Through Unsteady Waterflooding Conditions-Cyclic Waterflooding Application in Tiguino Field, Ecuador. *SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa*.
- Musa, T. A., & Ibrahim, A. A. (2012). Modeling of Cyclic Water Injection, East Unity Oil Field – Sudan. *Journal of Science and Technology*, 13, 26-35.
- Ogbeiwi, P., Aladeitan, Y., & Udebhulu, D. (2018). An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X. *J Petrol Explor Prod Technol*(8), 271-289.
- Perez, D., & Ucan, S. (2014). Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Maracaibo*.
- Prabhakar, A. (2013). *Is Cyclic Water Injection Likely to Work? A Numerical Investigation*. London: Imperial College London.
- Putra, D., & Futur, L. (2019). Tracer Streamline and Its Benefit For Re-Evaluation and Re-Design Waterflood Pattern By Introducing Cyclic Water Injection Scheme. IPA
- Rublev, A. B., Khuzeev, Y. A., Ishimov, I. A., & Fedorov, K. M. (2012). Predictions of cyclic water injection on Urnenskoe oil field. *SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow*.
- Shchipanov, A. A., Surguchev, L. M., & Jakobsen, S. R. (2008). Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production. *SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow*.
- Silva, G., Correia, B., Cunha, A., Santos, B., & Lima, A. (2017). Water Injection for Oil Recovery by using Reservoir Simulation via CFD. *Int. Jnl. of Multiphysics*, 11(1), 83-96.
- STATOIL. (2005). *Plan for utbygging og drift av Volve*. STATOIL.

- Stirpe, M. T., Guzman, J., Manrique, E., & Alvarado, V. (2004). Cyclic Water Injection Simulations for Evaluations of its Potential in Lagocinco Field. *SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa.*
- Sun, X., Zhang, Y., Wu, J., Xie, M., & Hu, H. (2018). Optimized cyclic water injection strategy for oil recovery in low-permeability reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology.*
- Surguchev, L., Koundin, A., Melberg, O., Rolfsvåg, T. A., & Menard, W. P. (2002). Cyclic water injection: improved oil recovery at zero cost. *Petroleum Geoscience*, 8, 89-95.
- Tetegan, G., Lawal, K. A., & Tendo, F. (2015). A simple aggregate parameter for comparing waterflood reservoirs. *Society of Petroleum Engineers.*
- Tomi, erfando, Rita, N., & Marliaty, T. (2017). *Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X Lapangan Y.* 6(2), 25–35.
- Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding* (Vol. 3). Richardson, TX: SPE Textbook Series.
- Wuyi, S., & Xue, Z. (2013). Discussion on Cycle Water Injection Effect and Its Influencing Factors. *International Conference on Computational and Information Sciences*, 1096-1098.
- Yaozhong, Y., Tao, D., & Chengfeng, W. (2006). The Reservoir Simulation Research and Extending Application About Cyclic Water Injection. *SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing.*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau