



**ANALISIS PEROLEHAN MINYAK LAPANGAN “BU”
DENGAN SKENARIO INJEKSI AIR MENGGUNAKAN
SIMULASI RESERVOIR**

*diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh gelar Sarjana pada
program studi Teknik Perminyakan*

SKRIPSI

Oleh

**Bagus Danial Hermawan
191910801022**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN TEKNOLOGI
UNIVERSITAS JEMBER
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
JEMBER
2023**

PERSEMBAHAN

Puji syukur kehadiran Tuhan yang Maha Esa atas karunia, rahmat, dan hidayah-Nya telah memberikan kekuatan, kelancaran, dan kesabaran untuk dapat menyelesaikan penyusunan skripsi dengan judul **“Analisis Perolehan Minyak Lapangan “BU” dengan Skenario Injeksi Air Menggunakan Simulasi Reservoir”**. Penyusunan laporan skripsi ini dapat terselesaikan dikarenakan adanya bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan kali ini peneliti ingin menyampaikan rasa syukur, terima kasih dan hormat kepada :

1. Kedua orang tua beserta seluruh keluarga saya yang selalu berusaha mengerti kondisi saya, selalu perhatian, memberikan dukungan penuh, serta doa yang selalu panjatkan setiap waktu.
2. Bendahara IMPI Korwil Jatim – Bali – NTB Periode 2020 yang sudah menemani dan menjadi bagian dari perjalanan hidup saya yang banyak suka dukanya, memberikan support, bantuan dukungan, dan waktu ketika proses penyusunan skripsi.
3. Seluruh teman-teman kontrakan PBN yang telah menemani selama proses penyusunan skripsi.
4. Seluruh teman – teman PE 01 dan HMTM “CAKRA” yang telah memberikan masukan, dan semangat dari proses penyusunan skripsi hingga dapat terselesaikan skripsi ini.

Jember, 5 Juli 2023

Penulis

MOTTO

“Karena sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan, sesungguhnya
sesudah kesulitan itu ada kemudahan”

(Q.S. Al-Insyirah: 5-6)



PERNYATAAN ORISINALITAS

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Bagus Danial Hermawan

NIM : 1919110801022

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi yang berjudul:

*Analisis Perolehan Minyak Lapangan “BU” dengan Skenario Injeksi Air
Menggunakan Simulasi Reservoir*

adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali jika dalam pengutipan substansi disebutkan sumbernya, dan belum pernah diajukan pada institusi manapun, serta bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan skripsi ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa adanya tekanan dan paksaan dari pihak manapun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata di kemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jember, 5 Juli 2023

Yang menyatakan,

Bagus Danial Hermawan

NIM 1919108010122

HALAMAN PERSETUJUAN

Skripsi berjudul *Analisis Perolehan Minyak Lapangan "BU" dengan Skenario Injeksi Air Menggunakan Simulasi Reservoir* telah diuji dan disahkan oleh Fakultas Teknik Universitas Jember pada:

Hari : Kamis
Tanggal : 27 Juli 2023
Tempat : Fakultas Teknik Universitas Jember

Pembimbing

Tanda Tangan

1. Pembimbing Utama


Nama : Hadziqul Abror, S.Si., M.T.
NIP : 199202122019031014



(.....)

2. Pembimbing Anggota

Nama : Ir. Welayaturromadhona, S.Si.,M.Sc.
NIP : 199103262020121003



(.....)

Penguji

1. Penguji Utama

Nama : Dr. Ir. Agus Triono S.T., M.T.
NIP : 197008072002121001



(.....)

2. Penguji Anggota

Nama : Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T.
NIP : 199105072019032022



(.....)

ABSTRACT

The "BU" field began production in 1976 and peak production was reached in February 1980. However, production was stopped in October 1980 and resumed in June 1998. This field is still using primary recovery. Primary recovery in this field is natural flow. This type of field reservoir is carbonate. This study discusses increasing production by carrying out secondary recovery. The method used is water injection. The purpose of this study is to determine the production conditions of the "BU" field using the primary and water injection scenarios for the development of the "BU" field and the best recovery factor that can be obtained. The research method used is a literature study related to reservoir simulation in the "BU" Field, namely by collecting secondary data information regarding data for reservoir simulation in the form of literature books, journals, and final assignments related to the title of the researcher. The "BU" Field Reservoir has an OOIP of 26448.8 MMSTB after being produced with primary recovery for 20 years and a cumulative oil production of 214.2 MMSTB was obtained. The first scenario produces a production of 172.8 MSTB/d, with a recovery factor of 4%, the second scenario produces a production of 306.9 MSTB/d, with a recovery factor of 6.7%, the third scenario produces a production of 281.8 MSTB/d, with a recovery factor of 7.3%. From the three scenarios, the largest recovery factor is obtained in the third scenario because with 6 boosters or injectors, the results will be better in carrying out pressure maintenance and for pushing oil in the rock

Keywords: Reservoir Sumulation, Secondary Recovery, Water Injection, Recovery Factor.

RINGKASAN

Lapangan “BU” mulai berproduksi pada tahun 1976 dan puncak produksinya tercapai pada bulan Februari tahun 1980. Namun produksi dihentikan pada bulan Oktober tahun 1980 dan dilanjutkan kembali pada bulan Juni tahun 1998. Lapangan ini merupakan lapangan yang masih menggunakan primary recovery. *Primary recovery* di lapangan ini adalah *natural flow*. Jenis reservoir lapangan ini adalah *carbonate*. Penelitian ini membahas tentang peningkatan produksi dengan melakukan *secondary recovery*. Metode yang digunakan adalah injeksi air. Pemilihan sumur injeksi akan mempertimbangkan status sumur tersebut dan *pattern* sumur injeksi dan produksi. Sebelum dilakukan skenario pengembangan, maka dilakukan simulasi reservoir dari *Base Case* dengan *primary recovery* menggunakan *natural flow*. Skenario pengembangan pada Lapangan “BU” antara lain: Melakukan injeksi air dengan mengganti sumur produksi menjadi injeksi (Skenario 1), Melakukan injeksi air dengan menambah sumur injeksi dengan membentuk pola *five spot* (Skenario 2) dan injeksi air dengan menambah sumur injeksi dengan membentuk pola *seven spot* (Skenario 3). Parameter yang digunakan untuk menentukan skenario terbaik dari simulasi reservoir adalah *Recovery Factor*. Parameter yang digunakan untuk menentukan skenario terbaik dari simulasi reservoir adalah *Recovery Factor*. Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui kondisi produksi Lapangan “BU” menggunakan primary dan skenario injeksi air pengembangan lapangan “BU” serta recovery factor yang dapat diperoleh. Metode penelitian yang digunakan adalah studi literatur yang berhubungan dengan simulasi reservoir pada Lapangan “BU”, yaitu dengan mengumpulkan informasi data sekunder mengenai data – data untuk simulasi reservoir dalam bentuk buku – buku literatur, jurnal, dan tugas akhir yang berkaitan dengan judul peneliti. Reservoir Lapangan “BU” memiliki OOIP sebesar 26448,8 MMSTB setelah di produksi dengan primary recovery selama 20 tahun dan didapatkan cumulative production oil sebesar 214,2 MMSTB. Skenario pertama menghasilkan produksi 172,8 MSTB/d dengan recovery factor yaitu 4%, Skenario kedua menghasilkan produksi 306,9 MSTB/d dengan recovery factor yaitu 6,7%, Skenario ketiga menghasilkan produksi 281,8 MSTB/d dengan recovery factor yaitu 7,3%. Dari ketiga skenario, didapatkan recovery factor terbesar pada skenario ketiga karena dengan adanya 6 tenaga pendorong atau injector maka hasilnya akan lebih baik dalam melakukan pressure maintenance maupun untuk mendorong minyak yang ada pada batuan.

PRAKATA

Puji syukur kehadirat Tuhan Yang Maha Esa atas berkat, rahmat dan hidayah-Nya sehingga penyusunan skripsi ini dapat terselesaikan dengan tepat waktu. Penyusunan skripsi ini didasarkan untuk penyelesaian masa perkuliahan Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember. Penyusunan laporan skripsi ini dapat terselesaikan dikarenakan adanya bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena hal tersebut peneliti ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Dr. Ir. Triwahju Hardianto, S.T., M.T selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Jember;
2. Hari Arbiantara Basuki, ST, MT selaku Ketua Jurusan Teknik Mesin;
3. Dr. Ir. Agus Triono S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi S1 Teknik Perminyakan;
4. Hadziqul Abror, S.Si., M.T. dan Ir. Welayaturromadhona, S.Si.,M.Sc. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membimbing dalam penyusunan tugas akhir;
5. Dr. Ir. Agus Triono S.T., M.T. dan Ir. Eriska Eklezia Dwi Saputri, S.T., M.T. selaku dosen penguji yang telah memberikan koreksi dan masukan dalam ujian sidang akhir;
6. Ir. Welayaturromadhona, S.Si.,M.Sc selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan waktu, tenaga, dan pikiran untuk membimbing dalam penyusunan tugas akhir;
7. Seluruh dosen pengajar dan Civitas Akademik Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Jember yang telah memberikan ilmu, dukungan, serta membantu selama masa perkuliahan.

DAFTAR ISI

PERSEMBAHAN.....	ii
MOTTO	iii
PERNYATAAN ORISINALITAS.....	iv
HALAMAN PERSETUJUAN	v
ABSTRACT	vi
RINGKASAN	vii
PRAKATA.....	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat Penelitian.....	3
BAB 2. TINJAUAN TEORI.....	4
2.1 Reservoir Lapangan “BU”	4
2.1.1 Reservoir Karbonat	5
2.2 Injeksi Air.....	6
2.2.1 Mekanisme Kerja Injeksi Air	7
2.2.2 Tujuan Injeksi Air	7
2.2.3 Faktor-Faktor Injeksi Air	8
2.2.4 Pola Injeksi Air.....	9
2.3 Simulasi Reservoir	10

BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN	12
3.1 Tempat dan Waktu Penelitian	12
3.2 Alat dan Bahan	12
3.3 Metode Penelitian.....	12
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	16
4.1 Deskripsi Reservoir Lapangan “BU”	16
4.3.1 Model Geologi.....	17
4.3.2 Model Reservoir	18
4.2 Analisis <i>Base Case</i>	20
4.3 Analisis Injeksi Air.....	22
4.3.1 Skenario Pengembangan Pertama	22
4.3.2 Skenario Pengembangan Kedua.....	27
4.3.3 Skenario Pengembangan Ketiga.....	31
BAB 5. KESIMPULAN, DAN SARAN	36
5.1 Kesimpulan.....	36
5.2 Saran.....	36
DAFTAR PUSTAKA	37
LAMPIRAN-LAMPIRAN	39

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Data Kondisi Reservoir & *Initial Condition* 16

Tabel 4.2 Data *Surface* dan *Layer* pada Model Geologi 18



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Lokasi Lapangan “BU”	4
Gambar 2.2 Skema Injeksi Air.....	7
Gambar 2.3 Pola Injeksi Air.....	10
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	13
Gambar 4.1 Grafik <i>Oil-Water Relative Permeability</i>	17
Gambar 4.2 Peta <i>countur</i> Lapangan “BU”	17
Gambar 4.3 Permodelan Porositas	18
Gambar 4.4 Permodelan Saturasi Air	19
Gambar 4.5 Permodelan Saturasi Minyak	19
Gambar 4.6 <i>Well Path</i> dari setiap sumur dengan penampang nilai <i>oil saturation</i>	20
Gambar 4.7 Kompleksi Sumur yang Digunakan	20
Gambar 4.8 Grafik Produksi Lapangan “BU”	21
Gambar 4.9 Grafik Laju Alir Produksi Tiap Sumur	22
Gambar 4.10 Peta Persebaran Sumur Injeksi	23
Gambar 4.11 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Pertama	23
Gambar 4.12 Sebelum Injeksi Air.....	24
Gambar 4.13 Setelah Injeksi Air.....	24
Gambar 4.14 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak.....	25
Gambar 4.15 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping	25
Gambar 4.16 Persebaran Permeabilitas dari Penampang Samping	26
Gambar 4.17 Hasil WOR Plot.....	27
Gambar 4.18 Kompleksi Sumur Injeksi BU INJ 1, 2, 3 dan 4.....	27

Gambar 4.19 Peta Persebaran Sumur Injeksi.....	28
Gambar 4.20 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Kedua	28
Gambar 4.21 Sebelum Injeksi Air.....	29
Gambar 4.22 Setelah Injeksi Air.....	29
Gambar 4.23 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak.....	30
Gambar 4.24 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping	30
Gambar 4.25 Hasil WOR Plot.....	31
Gambar 4.26 Kompleksi Sumur Injeksi BU INJ 1, 2 ,3 ,4, 5, dan 6.....	32
Gambar 4.27 Peta Persebaran Sumur Injeksi.....	32
Gambar 4.28 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Ketiga.....	32
Gambar 4.29 Sebelum Injeksi Air.....	33
Gambar 4.30 Setelah Injeksi Air.....	33
Gambar 4.31 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak.....	34
Gambar 4.32 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping	34
Gambar 4.33 Hasil WOR Plot.....	35

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan “BU” mulai berproduksi pada tahun 1976 dan puncak produksinya tercapai pada bulan Februari tahun 1980. Namun produksi dihentikan pada bulan Oktober tahun 1980 dan dilanjutkan kembali pada bulan Juni tahun 1998. Dan sampai produksi pada tahun 2011 telah terproduksi sebesar 8% dari OOIP (CNOOC, 2012). Lapangan ini merupakan lapangan yang masih menggunakan *primary recovery* yaitu *natural flow*. Jenis reservoir lapangan ini adalah *carbonate*.

Penelitian ini membahas tentang peningkatan produksi dengan melakukan *secondary recovery*. Metode yang digunakan adalah injeksi air. Pemilihan metode jenis injeksi air pada reservoir *carbonate*, karena jenis reservoir ini memiliki tingkat heterogenitas tinggi, sehingga persebaran porositas dan permeabilitas tinggi (bisa tiba-tiba besar/kecil dan juga karena yang paling sering sukses dan ekonomis dibandingkan dengan metode injeksi lainnya. Faktor lain pemilihan injeksi air adalah ketersediaan air secara umum biaya relatif rendah jika dibandingkan fluida injeksi lain, kemudahan dalam menginjeksikan air ke dalam formasi, dan memiliki efisiensi tinggi dalam mendesak minyak (Smith, 1997). Pola sumur dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola normal. Sedangkan sebaliknya, apabila sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut dengan pola *inverted* (Smith & Cobb, 1997). Pola titik untuk hasil *recovery factor* terbaik menggunakan pola lima titik (Maman Djumantara, 2020). *Recovery factor* terbaik di Lapangan “BU” maka menggunakan skenario penambahan sumur injeksi air dengan metode simulasi reservoir (Falah, 2022). Untuk *drive mechanism* lapangan ini berdasarkan literatur dari (Muneef M. M., 2021) yang menyebutkan bahwa lapangan ini mengandung saturasi air yang tinggi dengan nilai 70% sehingga untuk *drive mechanism* termasuk dalam *water drive*.

Metode injeksi air dilakukan dengan studi simulasi reservoir untuk menentukan perencanaan terhadap lapangan yang disimulasikan agar dapat mengetahui perencanaan pengembangan yang terbaik. Peramalan perilaku produksi reservoir dilakukan dengan membuat beberapa skenario produksi. Skenario pengembangan pada lapangan “BU” akan berfokus untuk upaya-upaya peningkatan produksi, dengan metode injeksi air (perencanaan dan penentuan titik sumur *infill* baru, menentukan pola dan titik sumur *waterflood* dan penentuan laju *waterflood* yang optimal). Pemilihan sumur injeksi akan mempertimbangkan status sumur tersebut dan *pattern* sumur injeksi dan produksi. Sebelum dilakukan skenario pengembangan, maka dilakukan simulasi reservoir dari *Base Case* dengan *primary recovery* menggunakan *natural flow*. Skenario pengembangan pada Lapangan “BU” antara lain: Melakukan injeksi air dengan mengganti sumur produksi menjadi injeksi (Skenario 1), Melakukan injeksi air dengan menambah sumur injeksi dengan membentuk pola *five spot* (Skenario 2) dan injeksi air dengan menambah sumur injeksi dengan membentuk pola *seven spot* (Skenario 3). Parameter yang digunakan untuk menentukan skenario terbaik dari simulasi reservoir adalah *Recovery Factor*.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang dan permasalahan. Adapun rumusan masalah dalam penelitian ini meliputi :

1. Bagaimana kondisi produksi Lapangan “BU” menggunakan *primary recovery*?
2. Bagaimana skenario injeksi air pengembangan lapangan “BU” serta *recovery factor* yang diperoleh?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan uraian rumusan masalah. Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian yaitu :

1. Mengetahui kondisi produksi Lapangan “BU” menggunakan *primary recovery*.
2. Mengetahui skenario injeksi air pengembangan lapangan “BU” serta *recovery factor* yang diperoleh.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini yaitu hanya membahas tentang hasil dari permodelan reservoir menggunakan simulasi reservoir untuk metode injeksi air sesuai skenario yang direncanakan, parameter yang diperhitungkan dari hasil pemodelan adalah OOIP dan *recovery factor*, dan tidak membahas dari analisis kelayakan ekonomi proyek serta tidak membahas tentang skenario terbaik untuk model reservoir ini. Dan untuk sumur diasumsikan memiliki nilai yang sama untuk data *rock physic* dengan *payzone* yang sama.

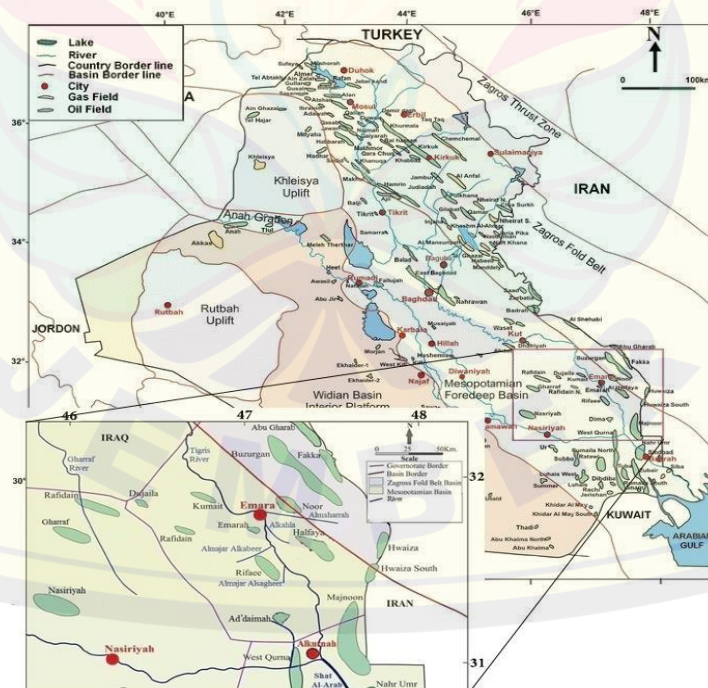
1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dari penelitian ini adalah dapat mengetahui kondisi produksi Lapangan “BU” menggunakan *primary recovery* dan skenario injeksi air pengembangan lapangan “BU” serta *recovery factor* yang diperoleh.

BAB 2. TINJAUAN TEORI

2.1 Reservoir Lapangan “BU”

Lapangan “BU” terletak di Kota Amara dengan jarak sekitar 40 km di timur laut, bagian tenggara Irak. Lapangan ini telah ditemukan pada tahun 1970, dan tahapan pengembangan lapangan dilakukan mulai tahun 1976. Luas area dari lapangan ini adalah sebesar 354,54 km². Secara tektonik, lapangan ini terletak pada zona Cekungan Mesopotamia dan bagian dari *unstable platform*. Adapun struktur lapangan ini mewakili antiklin asimetris yang memiliki bentuk memanjang ke arah barat laut-tenggara dengan panjang 40 km dan lebar 7 km serta memiliki 2 *domes* (utara dan selatan) yang dipisahkan oleh *saddle*. Formasi Mishrif dianggap sebagai salah satu reservoir karbonat minyak utama di Cekungan Mesopotamia, dan mengandung sekitar 30% cadangan minyak terbukti (*proven*) di Irak (Al-Sakini, 1992). Formasi Mishrif terdiri oleh batu gamping detrital organik dengan ganggang, dan batu gamping terumbu karang (Al-Sakini, 1992). Jenis reservoir pada lapangan ini adalah *carbonate*.



Gambar 2. 1 Peta Lokasi Lapangan “BU”

2.1.1 Reservoir Karbonat

Reservoir karbonat adalah reservoir yang mempunyai ciri porositas dan permeabilitas sangat heterogen, hal ini disebabkan karena lingkungan pengendapan dan proses diagenesis. Pada sistem pori reservoir karbonat meliputi *fracture*, matriks dan rongga-rongga yang terdapat pada reservoir (Jardine & Wilshart, 1982).

Teori reservoir dan akuifer karbonat digunakan untuk mengetahui bagaimana cara menemukan, mengekstrak, dan mengelola minyak, gas, air. Sekitar setengah dari minyak dan gas dunia ditampung oleh reservoir karbonat (Ahr, 2008).

Berdasarkan waktu dan proses terjadinya, porositas memiliki dua kategori meliputi porositas primer dan porositas sekunder (Rukmana, 2012). Adanya hal tersebut reservoir karbonat terbentuk akibat karena adanya *vuggy* ataupun *fracture* biasanya reservoir karbonat memiliki porositas sekunder.

Hubungan permeabilitas relatif dan saturasi pada batuan karbonat dengan porositas intergranular karakteristik permeabilitas relatif menyerupai formasi batu pasir. *Wettability* memiliki hubungan langsung dengan distribusi fluida dalam batuan dan aliran fluida di seluruh *path* pada reservoir. Karbonat biasanya memiliki tingkat heterogenitas dan preferensia *oil-wet*. Studi tentang *wettability* menggunakan air formasi, akuifer sintetis dan air laut dengan konsentrasi yang berbeda. Hasilnya menunjukkan bahwa air laut dan air formasi membuat substrat dari kalsium karbonat yang awalnya *oil-wet* berubah menjadi *water-wet*. *Wettability Alteration* merupakan suatu proses untuk memperbaiki suatu *wettability* reservoir, dimana diharapkan menjadi ke *water-wet*. Pada reservoir karbonat, gugus hidrofil dari minyak (gugus karboksilat, $-COO^-$) yang memiliki muatan negatif akan teradsorpsi ke permukaan batuan karbonat yang bermuatan positif. Hal ini menyebabkan permukaan batuan menjadi *oil-wet*. Pada saat *LSW* dilakukan, ada dua mekanisme yang dapat terjadi, yaitu *multicomponent ion exchange* yang mengakibatkan perubahan wettabilitas batuan, serta penurunan tegangan permukaan (*interfacial tension/IFT*). Kondisi ini dapat mengubah *oil-wet* menjadi *water-wet*.

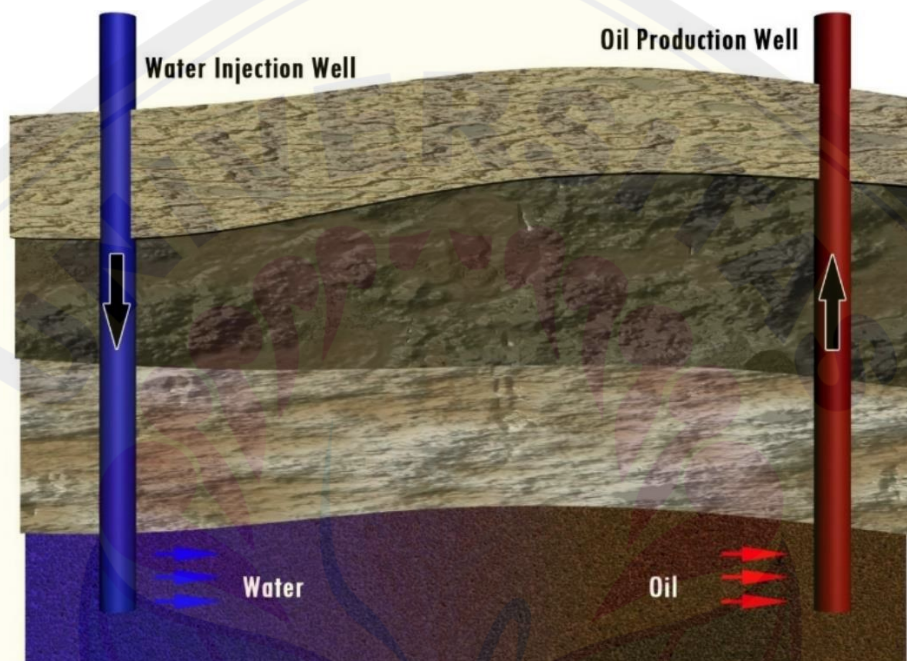
2.2 Injeksi Air

Injeksi air merupakan suatu metode untuk meningkatkan ultimate recovery dari reservoir minyak konvensional yang sudah terbukti (Tetegan et al., 2015). *Waterflooding* atau injeksi air adalah metode yang menggunakan cara menginjeksikan air ke dalam reservoir sehingga kolom air akan mengisi pori-pori batuan reservoir dan menekan minyak yang ada sehingga tekanan reservoir dapat dipertahankan dan produksi dapat ditingkatkan (Andalucia & Al Hafidz, 2016). Injeksi air sangat sering digunakan karena memiliki efektivitas yang relatif lebih baik untuk mendorong minyak pada berbagai kondisi dan karakteristik reservoir, jenis batuan, dan sifat fluida. Harga air yang murah juga menjadi faktor penentu jika dibandingkan dengan cairan injeksi lainnya seperti thermal, gas atau *chemical injection*. Sejauh ini injeksi air merupakan metode yang paling banyak digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak.

Dari penelitian (Novia, 2017) tentang *Waterflooding Development Prediction in Carbonate Reservoir at Field X Using Reservoir Simulation* menjelaskan mengenai injeksi air di reservoir karbonat. Injeksi air yang dilakukan terdapat beberapa skenario, yaitu: Skenario I (*base case*) menghasilkan *recovery* sebesar 7,67%, skenario II (*infill* 18 sumur) adalah 37,81%, skenario III (*infill* 26 sumur) adalah 39,20%, skenario IV (*infill* 18 sumur vertikal + 2 sumur horizontal) adalah 38,40%, skenario V (konversi sumur non-produksi menjadi *injector*) adalah 37,8%, skenario VI (pola perifer) adalah 38,17%, lalu skenario VII (normal 5-spot) adalah 38,07% dan skenario VIII (*inverted* 5-Spot) memiliki perolehan sebesar 37,76%. Reservoir lapangan X tersusun atas batuan karbonat. Ketika injeksi air dilakukan pada reservoir karbonat, harus dipertimbangkan aspek-aspek yang mempengaruhi jenis perolehan, yang dapat menentukan keberhasilan perolehan (*recovery*) minyak. Aspek yang mempengaruhi *waterflood* pada reservoir karbonat yaitu: *drive mechanism*, reservoir *rock type*, *rock characteristics*, reservoir *properties*, salinitas air garam, *wettability* dan litologi batuan.

2.2.1 Mekanisme Kerja Injeksi Air

Mekanisme kerja *water injection* adalah menginjeksikan air ke dalam formasi produktif melalui sumur injeksi (*injector*) yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi (*producer*) dan mengisi kolom pori menggantikan minyak yang diproduksi sehingga dapat menambah tekanan reservoir dengan demikian minyak yang tersisa di dalam reservoir dapat diproduksi sehingga produksi minyak itu sendiri meningkat (Asadollahi, 2012).



Gambar 2.2 Skema Injeksi Air

Keuntungan *waterflooding*, adalah tersedia dalam jumlah yang melimpah, relatif mudah diinjeksikan dan mampu menyebar melalui formasi bearing minyak, lebih efisien dalam mendesak minyak (Alhuthali et al., 2006).

2.2.2 Tujuan Injeksi Air

Menurut (Burdakov et al., 2015) Penerapan *water injection* bertujuan untuk menyeimbangkan tekanan reservoir dan memberikan efek *sweeping* pada minyak dan gas. Tujuan dari injeksi air ada 2, yaitu:

1. Injeksi air *pressure maintenance*.

Pressure maintenance pada lapangan migas yang sudah tua sangat penting,

effisiensi pengembangan lapangan migas tidak mungkin bagus tanpa peningkatan efisiensi injeksi air (Ilyasov, 2014).

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*). Pada operasi pemulihan tahap kedua ini, fluida diinjeksikan ke reservoir minyak residu bukan untuk menjaga energi reservoir, tetapi secara fisik mendorong sisa minyak keluar dari reservoir. *Waterflood* dikatakan *secondary recovery* karena *waterflood* dilakukan setelah tahap produksi primer, air akan menyebar secara perlahan ke seluruh area yang terdapat minyak (Willhite, 1986).

2.2.3 Faktor-Faktor Injeksi Air

Menurut (Tetegan et al., 2015) ada beberapa faktor yang perlu diperhatikan dalam injeksi air, antara lain:

1. Sifat fluida.

Analisis sifat *fluid properties* sangat penting dalam perencanaan waterflooding ini dikarenakan kandungan minyak seperti *oil gravity*, *oil viscosity* yang berkaitan langsung dengan kualitas minyak atau *API crude oil*. Pentingnya mengetahui kandungan minyak dikarenakan akan membuat perhitungan tentang *sweep efficiency* yang salah satunya adalah penentuan rasio mobilitas.

2. Kedalaman reservoir.

Kedalaman reservoir merupakan faktor penting dalam menentukan keberhasilan suatu proyek injeksi air baik dari segi teknik maupun ekonomi. Dari segi teknik, jika kedalaman kecil maka tekanan injeksi yang dikenakan terhadap reservoir juga kecil karena tekanan dibatasi oleh tekanan rekah formasinya.

3. Litologi dan sifat batuan.

Litologi memiliki peran besar dalam keberhasilan dari injeksi air pada reservoir tertentu. Parameter litologi dan karakteristik batuan yang mempengaruhi keberhasilan penyapuan adalah permeabilitas, porositas,

konten *clay* dan *net thickness* (Pratama et al., 2017). Pada umumnya beberapa reservoir yang kompleks, sangat jarang ditemukan porositas rekah yang memiliki *effective permeability* dari total porositas. Permasalahan dalam tekanan dan laju injeksi air akan sangat mudah ditemukan pada *low permeability* atau reservoir dengan ketebalan *net pay* yang tipis.

4. Saturasi fluida.

Dalam perencanaan *waterflooding*, jika dalam suatu reservoir terdapat saturasi minyak yang tinggi maka tingkat keberhasilan *waterflood* juga akan tinggi. ini disebabkan karena saturasi minyak yang tinggi pada saat awal penginjeksian akan membuat meningkatnya mobilitas minyak. Situasi ini akan membuat perolehan minyak juga cukup besar.

5. *Reservoir uniformity* dan *pay continuity*.

Keseragaman reservoir merupakan salah satu faktor utama untuk keberhasilan proyek *waterflooding*, pengaruh Permeabilitas sangat penting untuk menentukan besarnya cadangan minyak yang dapat diperoleh (Nurdwiyanto et al., 2006).

6. *Drive mechanism* dari reservoir primer.

Drive mechanism dari reservoir primer memiliki peran sebagai penentu apakah *waterflooding* cocok dilakukan pada suatu reservoir.

Terdapat beberapa faktor yang mengontrol *recovery* dari injeksi air adalah OOIP saat memulai injeksi air, efisiensi penyapuan area, efisiensi penyapuan vertikal, dan efisiensi penyapuan penggantian (Yosif & Ahmed, 2022).

2.2.4 Pola Injeksi Air

Pemilihan pola injeksi sangat penting agar fluida yang diinjeksikan tidak hilang, tepat sasaran ke sumur produksi, dan memperoleh pola sapuan yang seefisien mungkin. Berikut adalah pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi, antara lain:

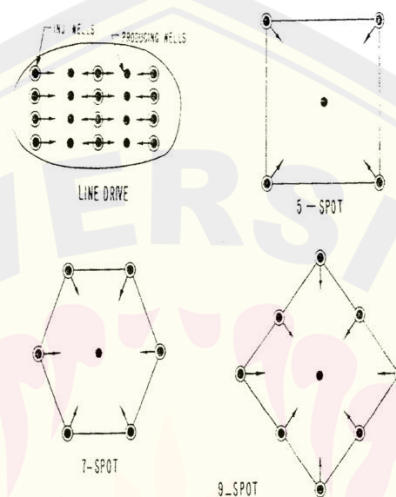
1. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun vertikal
2. Struktur batuan reservoir, meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran.

3. Sumur - sumur yang telah ada (lokasi serta penyebarannya)

4. Topografi

5. Ekonomi

Pola injeksi terdapat beberapa jenis seperti *Four Spot*, *Five Spot*, *Seven Spot*, *Nine Spot*, *Line Drive*, *Irregular Pattern*.



Gambar 2.3 Pola Injeksi Air (Annisa Arisyi M., 2015)

2.3 Simulasi Reservoir

Pada penelitian ini akan menggunakan simulasi reservoir yang merupakan proses pemodelan kondisi reservoir secara matematis dengan konsep mengintegrasikan atau menggabungkan berbagai data yang ada seperti (geologi, geofisika, petrofisika, reservoir, produksi dan lain-lain), dalam upaya menghasilkan kinerja reservoir yang selektif dalam berbagai kondisi sumur eksisting dan skenario produksi untuk mendapatkan perkiraan kegiatan optimal dari rencana pengembangan lapangan di masa mendatang (Annisa Arisyi M., 2015). Proses simulasi atau rekayasa reservoir dimulai dengan beberapa tahapan diantaranya persiapan data, model dan konstruksi *grid*, inialisasi, dan *prediction*.

Awalnya untuk pengembangan lapangan dibangun model simulasi reservoir dengan menggunakan properti atau parameter sifat fisik reservoir, sehingga dapat memudahkan bagian dari studi geologi dan petrofisika untuk menyelidiki pengaruh ukuran grid dan geometri. Tingkat heterogenitas reservoir sangat perlu digunakan

untuk memprediksi kinerja dan karakterisasi formasi reservoir dalam suatu permodelan (Bruijnzeels & O'Halloran, 1995). Untuk keseluruhan simulasi, model telah diisi dengan berbagai properti dan dimensi dari *input* data ahli geologi dan petrofisika. Kemudian untuk model yang memiliki nilai lebih besar dari *NTG*, akan digunakan porositas, permeabilitas, saturasi pada masing-masing zona reservoir sebagai estimasi produksi (Annisa Arisyi M., 2015). Berikutnya dilakukan inialisasi dari model yang telah dibuat. Berikutnya dilakukan *prediction* menggunakan beberapa skenario pengembangan untuk kedepannya.

Dalam penelitian ini *recovery factor* digunakan sebagai parameter keberhasilan dari skenario pengembangan. *Recovery factor* sendiri adalah fraksi dari nilai OOIP yang dapat di *recovery*. Hal ini menandakan semakin tinggi nilai *RF* maka semakin banyak minyak dan gas yang diproduksi dari reservoir (Afar et. Al., 2015).

BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Jember. Adapun waktu penelitian berlangsung selama 18 minggu yaitu mulai minggu pertama bulan Maret 2023 sampai dengan minggu kedua bulan Juli 2023.

3.2 Alat dan Bahan

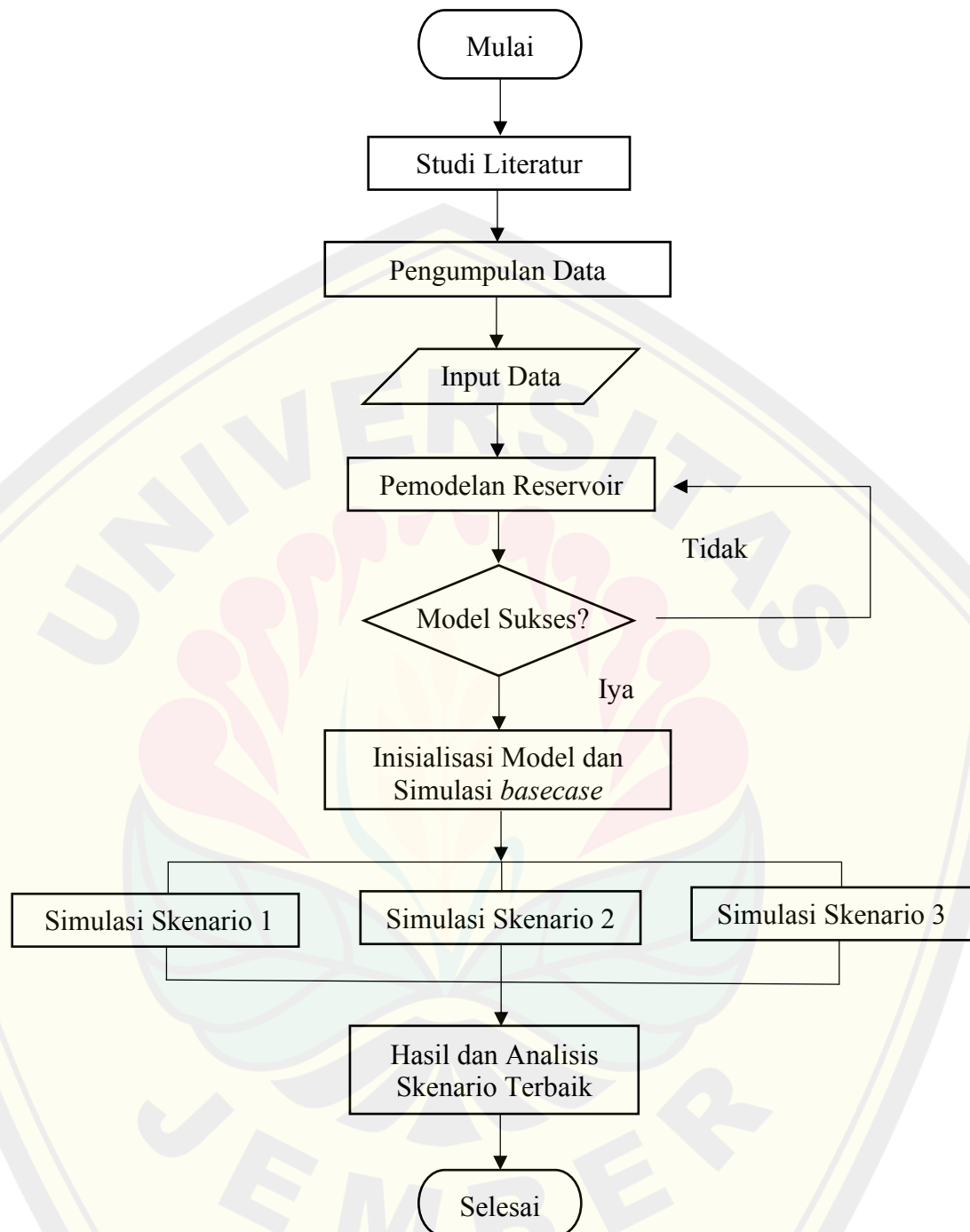
Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah *Personal Computer (PC)*, dan *software* simulator reservoir. *Personal Computer (PC)* digunakan untuk melakukan pengolahan data dan *running software* simulator reservoir. Software ini digunakan untuk mengolah data dan membuat suatu bentuk simulasi reservoir untuk menentukan skenario *case* yang diperoleh.

3.3 Metode Penelitian

Metode ini dilakukan dengan studi literatur yang berhubungan dengan simulasi reservoir pada Lapangan “BU”, yaitu dengan mengumpulkan informasi data sekunder mengenai data – data untuk simulasi reservoir dalam bentuk buku – buku literatur, jurnal, dan tugas akhir yang berkaitan dengan judul peneliti. Rancangan yang disusun pada penelitian ini yaitu:

1. Penentuan skenario untuk pengembangan reservoir dilakukan secara simulasi dengan menggunakan simulasi *software* untuk memperoleh prediksi skenario terbaik.
2. Analisis parameter yang mempengaruhi simulasi reservoir. Adapun parameter – parameter yang akan dianalisis adalah nilai dari *recovery factor* dari setiap skenario yang dilakukan.

Adapun penelitian dilaksanakan sesuai diagram alir pada Gambar 3.1 berikut.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

- a. Penelitian diawali dengan melakukan studi literatur untuk memperoleh informasi literatur sesuai teori yang diteliti.
- b. Identifikasi permasalahan untuk mengidentifikasi dari permasalahan

penelitian dengan berlandaskan dari studi pustaka.

- c. Berikutnya *input data* untuk mengumpulkan data yang akan dianalisis. Adapun data yang diperlukan adalah data properti reservoir dan data *countur map* dari *paper* (Aldarraji, 2019), kemudian data *well log*, data *petrophysic*, dan data *PVTp* dari *paper* (Muneef M. M., 2021).
- d. Melakukan pemodelan reservoir dari *input data* yang telah dilakukan. Pemodelan reservoir terbagi atas beberapa tahap, yaitu:
 1. *Input* nilai *Properties*.
 2. Permodelan.
 3. *Loading* dari setiap model (Inisialisasi).
 4. *Running* Simulasi.
 5. Mendapatkan *output* berupa hasil simulasi.Untuk penjelasan dan gambar ada pada lampiran.
- e. Model ini akan dievaluasi apakah sukses atau tidak. Dan jika tidak sukses maka dilakukan *looping* dari *input data* dan dievaluasi mulai dari *input data*. Tidak sukses dipengaruhi oleh beberapa faktor, seperti: *error* saat *input data*, *error* saat membuat model *properties*, dan *error* saat melakukan *running* dari simulasi yang direncanakan.
- f. Selanjutnya dari model, maka dilakukan inisialisasi model. Dari inisialisasi model dikembangkan menjadi beberapa skenario simulasi, antara lain:
 1. Injeksi air dengan mengganti sumur produksi (Simulasi Skenario 1)
Skenario ini dilakukan dengan penambahan sumur injeksi air melalui skenario mengganti sumur produksi menjadi sumur injeksi pada Lapangan “BU”. Pada *base case* terdapat 12 sumur produksi, maka selanjutnya akan diubah menjadi 8 sumur produksi dan 4 sumur injeksi.
 2. Injeksi air dengan pola *five spot* (Simulasi Skenario 2)
Skenario ini dilakukan dengan penambahan sumur injeksi air yang membentuk pola *five spot* pada Lapangan “BU”. Jadi jika pada *base case* yang awalnya terdapat 12 sumur produksi saja, maka pada skenario ini akan ditambah 4 sumur injeksi.
 3. Injeksi injeksi air dengan pola *seven spot* (Simulasi Skenario 3)

Skenario ini dilakukan dengan penambahan sumur injeksi air yang membentuk pola *five spot* pada Lapangan “BU”. Jadi jika pada *base case* yang awalnya terdapat 12 sumur produksi saja, maka pada skenario ini akan ditambah 6 sumur injeksi.

- g. Melakukan analisis dari setiap skenario yang dilakukan untuk menentukan hasil yang paling baik dan optimal sebagai pengembangan dari simulasi reservoir. Parameter yang digunakan yaitu kumulatif produksi dan *recovery factor*.



BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

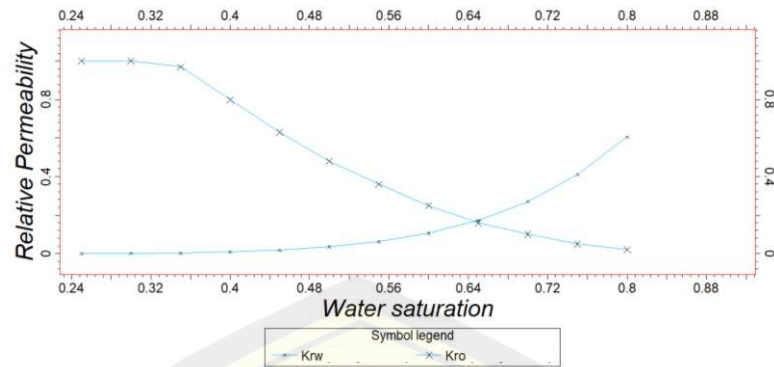
4.1 Deskripsi Reservoir Lapangan “BU”

Formasi Mishrif mencakup beting bantalan rudist (stratigrafi tumpukan lumpur) dan reservoir karbonat biostromal dengan ketebalan dapat mencapai 400 m dan area paling tebal berada di dekat Missan. Properti reservoir Mishrif cukup baik dengan porositas hingga 30% dan permeabilitas lebih dari 1.000 mD. Jenis fluida reservoir lapangan ini adalah *medium oil* dengan API sebesar 21,6 °API. Nilai viskositasnya antara 0,5 sampai 2,5 cp. Model fluida pada lapangan ini adalah *medium oil* dengan data kondisi reservoir dan *initial condition* sebagaimana Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Data Kondisi Reservoir dan *Initial Condition*

Jenis Data	Nilai	Satuan
<i>Minimum Pressure</i>	1972	Psi
<i>Reference Pressure</i>	6258	Psi
<i>Maximum Pressure</i>	6272	Psi
<i>Temperature</i>	233,6	degF
<i>Oil Gravity</i>	21,60	°API
<i>Bubble Point Pressure</i>	1593	Psi
<i>Pressure</i>	6258	Psi
<i>Datum Depth</i>	-9842,5	ft
<i>Water Contact</i>	-13090	ft

Berikutnya dianalisis data grafik *Oil-Water Relative Permeabilty* dari data *Relative Permeabilty (krw dan kro)* berbanding dengan *Water Saturation*. Grafik ini digunakan untuk menentukan nilai kebasahan/*wettabilty*, nilai kebasahan sendiri ada 3, yaitu *water-wet*, *mixed wet*, dan *oil-wet*. Grafik dapat dilihat pada Gambar 4.1.

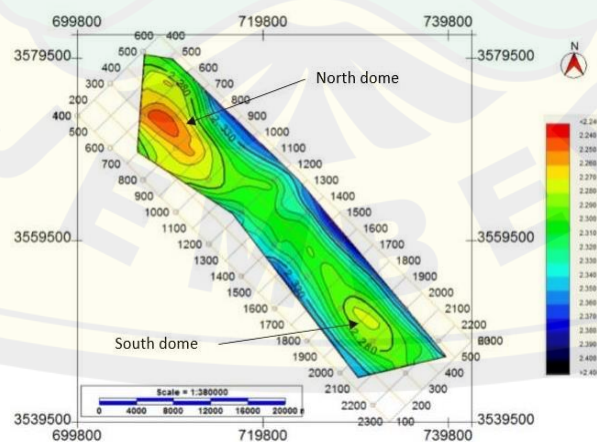


Gambar 4.1 Grafik *Oil-Water Relative Permeability*

Jika dilihat dari nilai *water saturation* diatas yaitu 0,65, maka nilai kebahasahannya termasuk dalam *water-wet*. Pada kurva hubungan permeabilitas relatif saturasi air (S_w) dapat dilihat langsung bahwa dikatakan *oil-wet* jika perpotongan kurva permeabilitas relative minyak (K_{ro}) dan permeabilitas air (K_{rw}) berada pada saturasi air (S_w) kurang dari 0,5. Sedangkan dikatakan *water-wet* jika perpotongan kurva permeabilitas relative minyak (K_{ro}) dan permeabilitas air (K_{rw}) berada pada saturasi air (S_w) lebih dari 0,5. Pada reservoir karbonat ini termasuk dalam *water-wet* karena pada reservoir ini memiliki *low salinity*, sehingga dalam reservoir ini muncul *water-wet*.

4.3.1 Model Geologi

Dalam membuat model geologi untuk Formasi Mishrif dibuat model 3D geologi menggunakan *software* PETREL 2017.



Gambar 4.2 Peta *countur* Lapangan “BU”

Dalam pembuatan modelnya terdapat beberapa hal yang dipersiapkan seperti data target kedalaman, *contour maps*, *well tops*, dan *azimuth*.

Berikutnya membuat model geologi dari *contour maps* dan *well tops* untuk membuat batas dari *boundry*. Berikutnya membuat struktur *skeleton/kerangka grid* 3 dimensi dan hasil *grid cells* untuk sumbu nI yaitu 231, *grid cells* untuk nj yaitu 241 dan *grid cells* untuk nK yaitu 10. Total *grid cells* yang dibuat adalah 556710. Berikutnya membuat *surface* dari *horizon* yang dibuat serta *edges* dan *intersections*. Untuk gambar langkah-langkah secara detail terdapat pada lampiran.

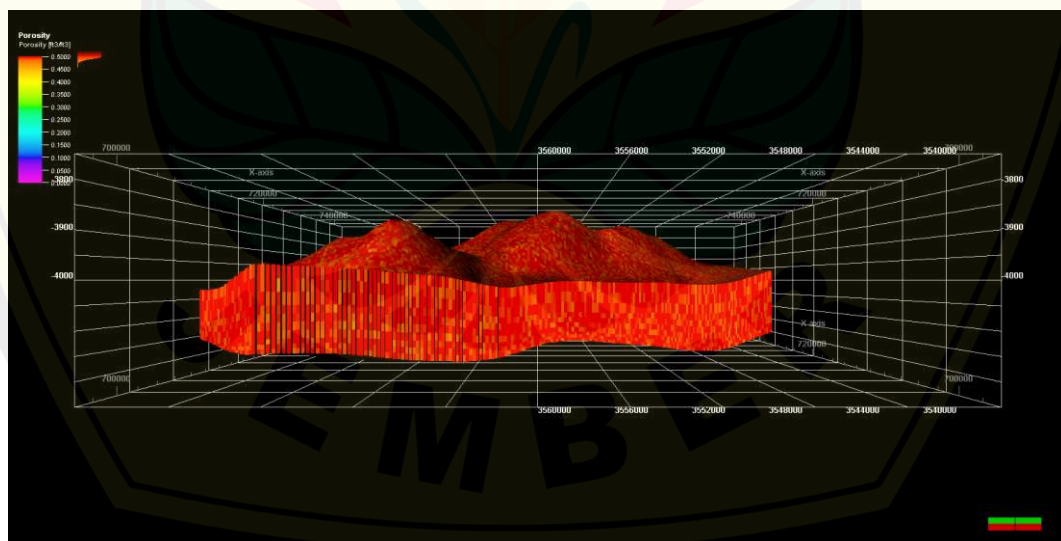
Berikutnya data *Surface* dan *layer* yang digunakan untuk model geologi ini.

Tabel 4.2 Data *Surface* dan *Layer* pada Model Geologi

<i>Surface</i>	Jumlah <i>Layer</i>
MB21- MC1	4
MC1-MC2	3
MC2-RUMAILA	3

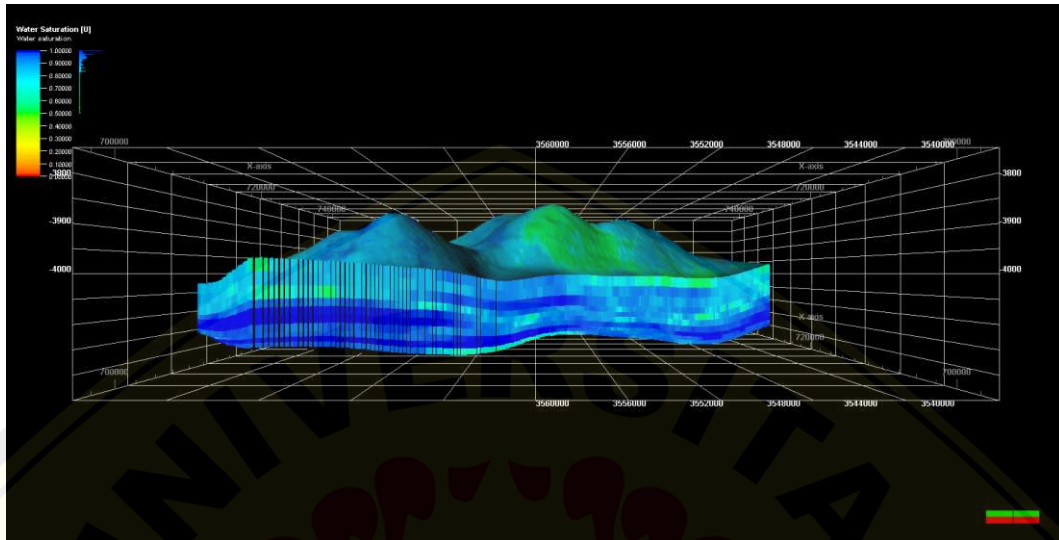
4.3.2 Model Reservoir

Dalam permodelan petrofisik menggunakan *software* yang sama dengan permodelan geologi. Data yang diperlukan yaitu: data hasil petrofisik dari data log dan properti reservoir.



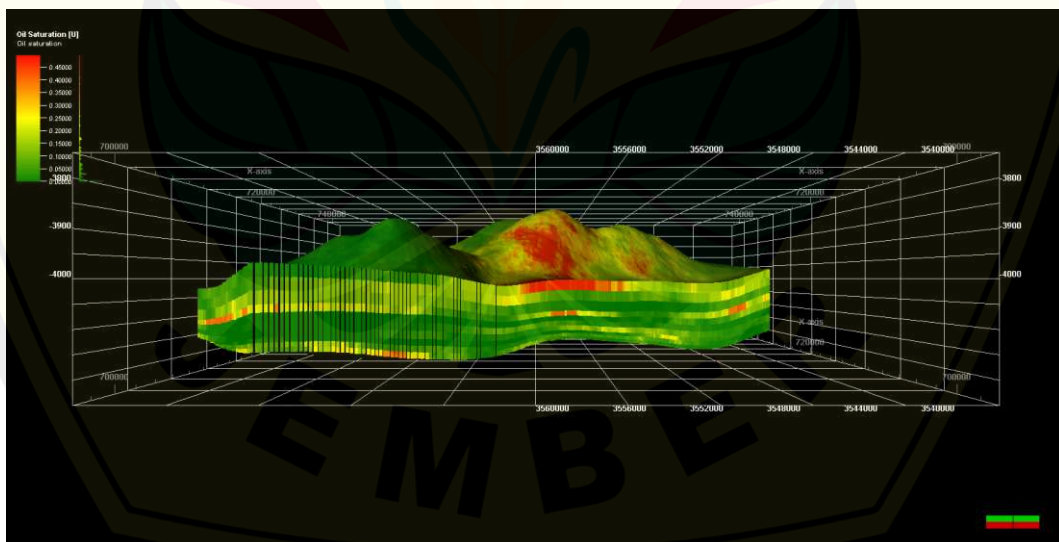
Gambar 4.3 Permodelan Porositas

Kedua untuk model saturasi air dapat dilihat pada gambar dibawah. Model tersebut dimodelkan berdasarkan data *well log* yang di *upscaled log*. Persebarannya dapat dilihat dari *auto legend*.



Gambar 4.4 Permodelan Saturasi Air

Terakhir untuk model saturasi minyak dapat dilihat pada gambar dibawah. Model tersebut dimodelkan berdasarkan data *well log* yang di *upscaled log*. Persebarannya dapat dilihat dari *auto legend*.

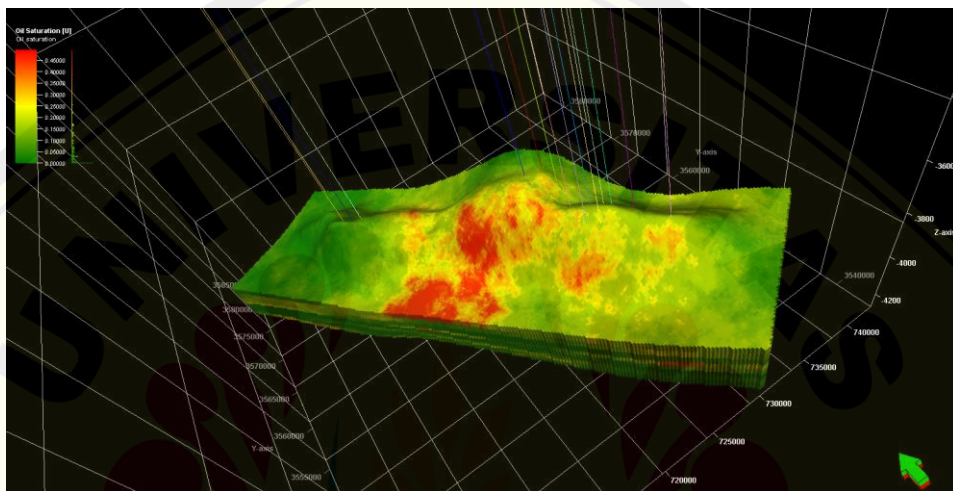


Gambar 4.5 Permodelan Saturasi Minyak

4.2 Analisis Base Case

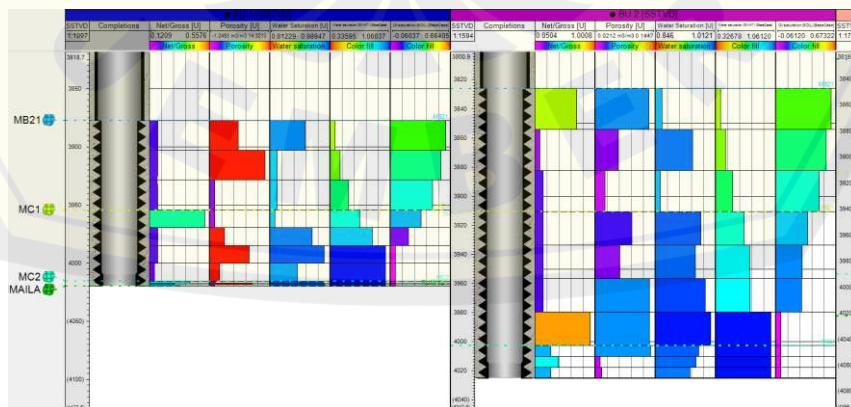
Pada model *base case* lapangan ini, terdapat 12 sumur yang diproduksi. Sebelum melakukan skenario produksi, dilakukan penentuan nilai *IOIP* dari model lapangan ini dan diketahui bahwa *IOIP* dari hasil simulasi yaitu 26448,8 MMSTB. Untuk nilai *water in place* sebesar 105760 MMSTB atau sekitar 4 kali nilai *IOIP*.

Berikutnya untuk tampilan 3D dari posisi sumur akan ditampilkan pada Gambar 4.6.



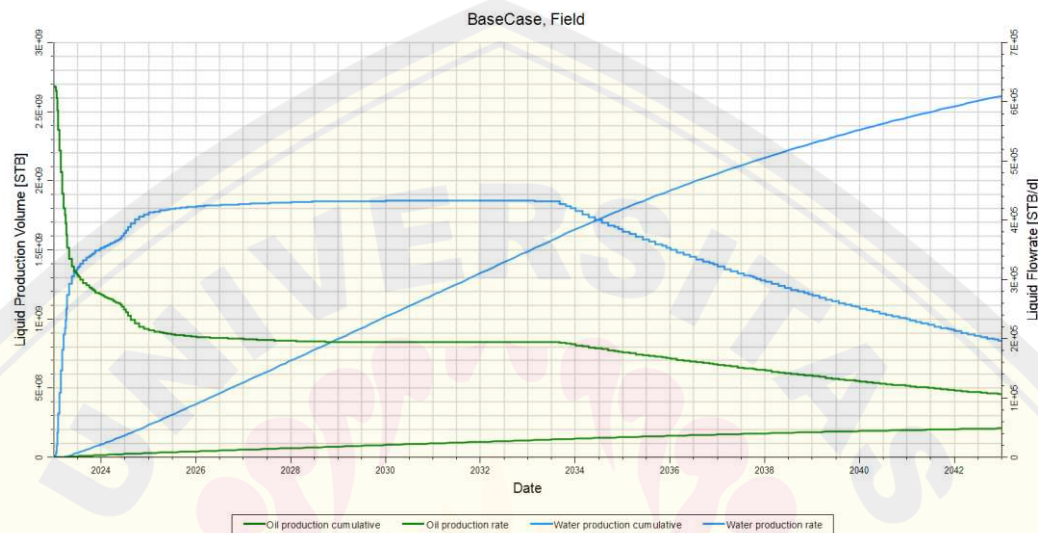
Gambar 4.6 *Well Path* dari setiap sumur dengan penampang nilai *oil saturation*

Sebelum di diproduksi harus dilakukan operasi kompleksi untuk ke 12 sumur yang akan berproduksi. Dari kompleksi dapat dianalisis bahwa data *depth* yang digunakan adalah *Sub Sea True Vertical Depth* yang berarti bahwa data log disetiap sumur manapun sama. Hasil kompleksi untuk perforasi dan *casing* akan ditampilkan pada Gambar 4.7.



Gambar 4.7 Kompleksi Sumur yang Digunakan

Setelah itu dilakukan skenario *base case* dengan memproduksi satu lapangan tersebut selama 20 tahun yaitu dari tahun 2023 sampai 2043. Konstrains yang digunakan adalah laju alir *liquid*. Laju alir *liquid* untuk konstrain yaitu 600 MSTB/d. Konstrains dengan nilai yang cukup tinggi tersebut ditinjau dari nilai *pressure* dan *saturation* yang masih tinggi dari reservoir ini.



Gambar 4.8 Grafik Produksi Lapangan “BU”

Dari grafik diatas dapat dianalisis untuk nilai laju alir awal sebesar 628 MSTB/d, laju alir setelah 10 tahun sebesar 195 MSTB/d, dan laju alir akhir tertinggi atau *peak production* terjadi pada awal produksi. Kelakuan pada awal produksi mengalami perubahan yang signifikan selama tahun awal produksi, hal ini dikarenakan jumlah *water in place* yang lebih besar sehingga setelah minyak yang *lifting* pada beberapa titik sumur berkurang maka air akan *lifting*. Berikutnya dapat dilihat nilai kumulatif produksi *oil* sebesar 214,2 MMSTB dan untuk kumulatif produksi *water* sebesar 2620 MMSTB.

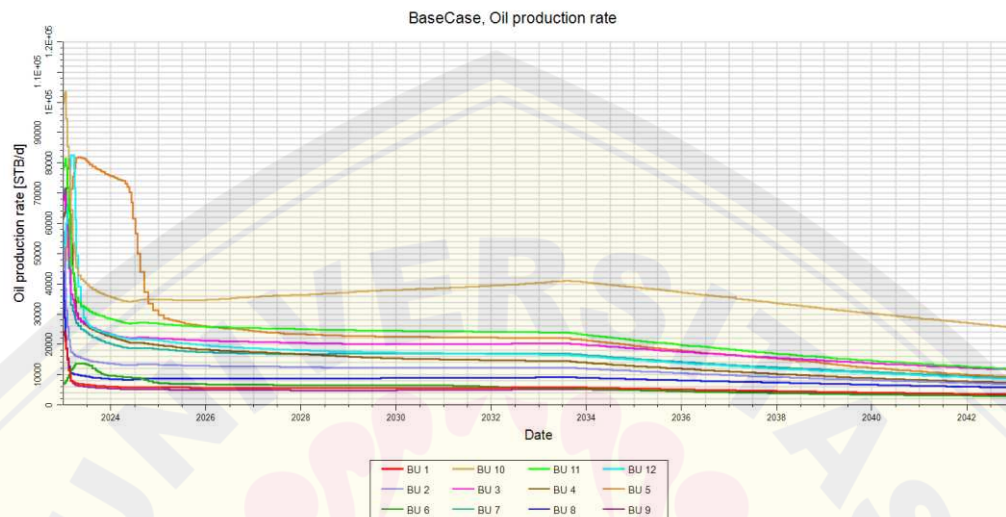
Untuk menentukan jumlah cadangan yang dapat diperoleh dipermukaan, maka terlebih dahulu perlu diketahui nilai *recovery factor (RF)* yaitu perbandingan antara *recoverable reserve* dengan *initial oil in place*, atau dapat ditulis dengan persamaan sebagai berikut:

$$RF = \text{Recoverable reserve} / \text{initial oil in place}$$

$$RF = 214,2 \text{ MMSTB} / 26448,8 \text{ MMSTB}$$

$$RF = 5\%$$

Jadi pada simulasi *basecase* dengan memproduksi semua sumur tanpa melakukan injeksi apapun mendapatkan nilai RF sebesar 5%. Penurunan *pressure* yang terjadi sebesar 4562 psi.



Gambar 4.9 Grafik Laju Alir Produksi Tiap Sumur

Dari Gambar 4.9 *production rate* paling tinggi pada sumur BU10, dapat dilihat pada grafik gambar dibawah. Pada sumur BU 10 *production rate*-nya tertinggi karena jika ditinjau dari lokasi sumur, sumur ini tidak saling berdekatan dengan sumur lain dan jika dilihat dari aspek petrofisika, sumur BU 10 memiliki nilai saturasi serta permeabilitas yang baik.

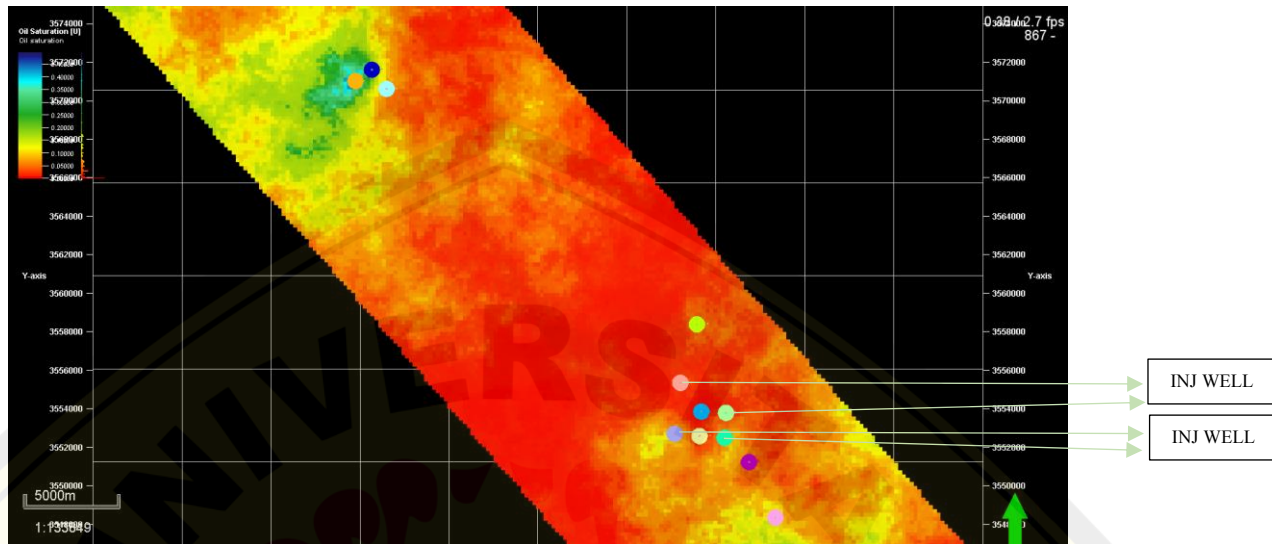
4.3 Analisis Injeksi Air

Injeksi air adalah salah satu metode untuk memproduksi minyak dengan bantuan fluida air sebagai pendorong tambahan dan *pressure maintenance* agar dapat menguras minyak yang tersisa setelah melalui *primary recovery*. Pada metode ini akan dilakukan beberapa skenario yaitu skenario pengembangan pertama, kedua dan ketiga.

4.3.1 Skenario Pengembangan Pertama

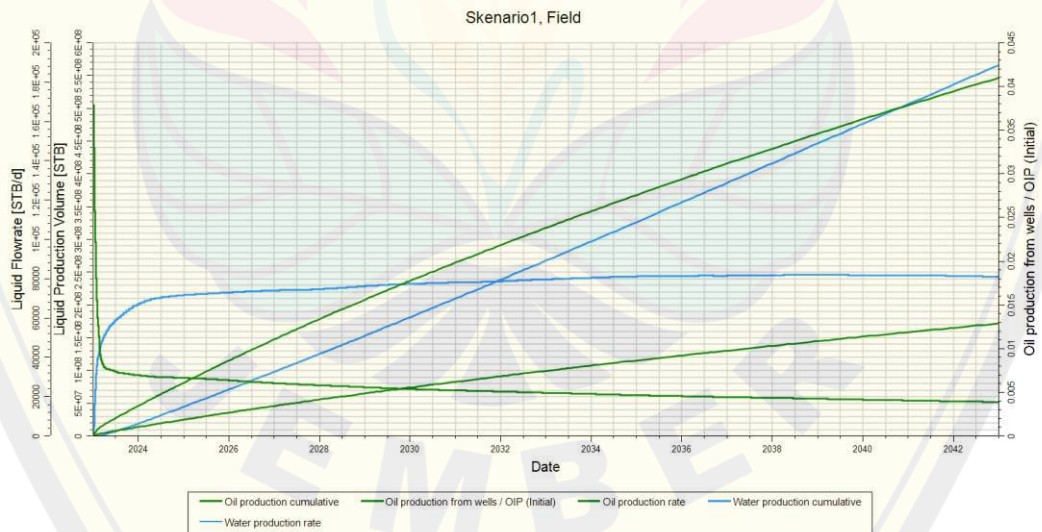
Skenario pengembangan pertama pada penelitian ini adalah merubah 4 sumur produksi menjadi sumur injeksi. Persebaran sumur produksi serta perforasinya

sama seperti pada *basecase*. Skema injeksi yang dilakukan adalah dengan menginjeksikan 376,4 MSTB/d air melalui 4 sumur injeksi selama 20 tahun. Peta persebaran sumur produksi dan injeksi dapat dilihat dibawah.



Gambar 4.10 Peta Persebaran Sumur Injeksi

Target dari sumur untuk injeksi adalah pada BU12 yang berada diantara sumur injeksi. Untuk hasil skenario pengembangan pertama dapat dilihat pada Gambar 4.11.



Gambar 4.11 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Pertama

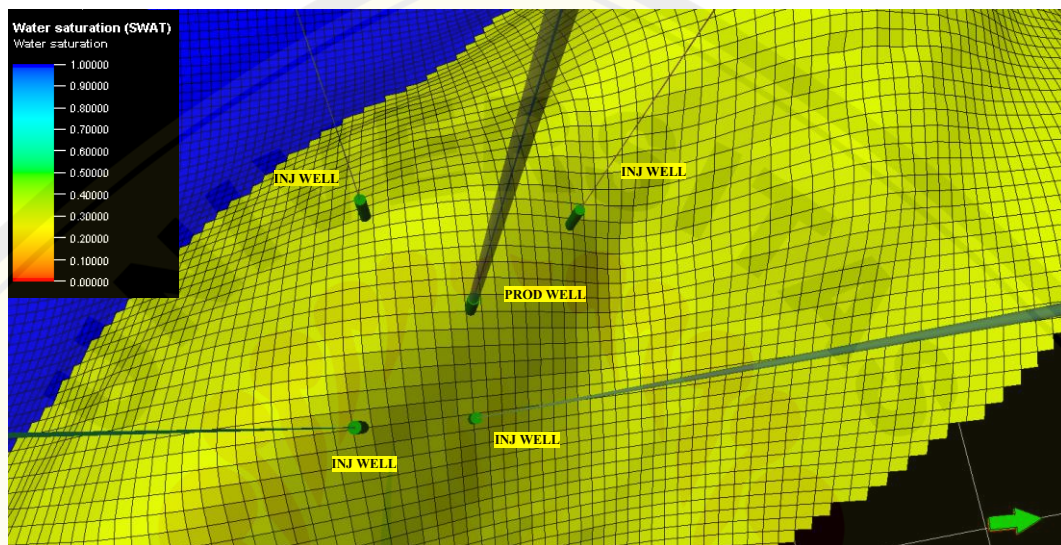
Produksi minyak kumulatif setelah diproduksi selama 20 tahun sebesar 172,8 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar:

$$RF = \text{Recoverable reserve} / \text{initial oil in place}$$

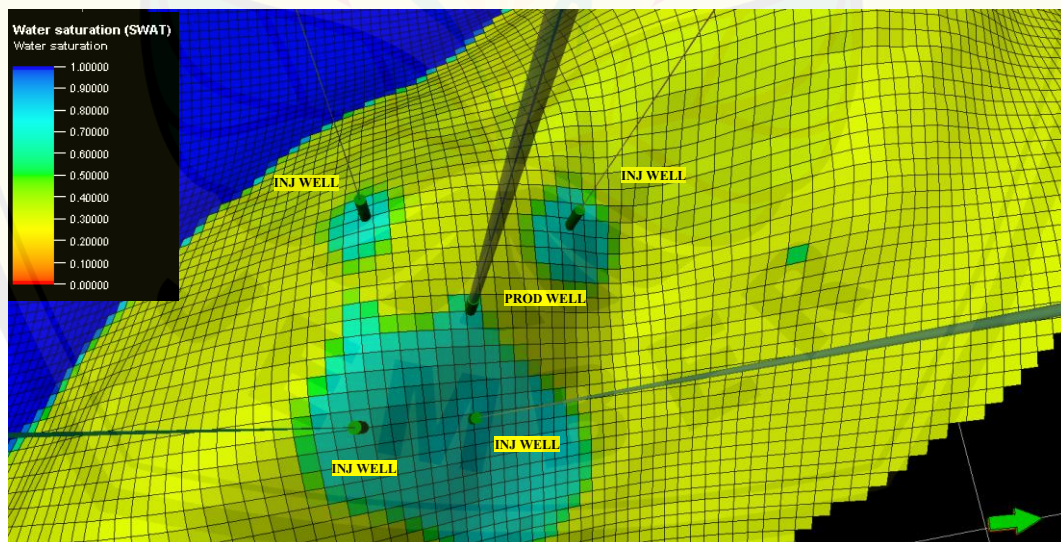
$$RF = 172,8 \text{ MMSTB} / 26448,8 \text{ MMSTB}$$

$$RF = 4 \%$$

Selanjutnya melakukan analisis dengan melihat dari nilai penampang saturasi air untuk melihat hasil dari injeksi air terhadap perolehan minyak sebelum dan sesudah injeksi pada Gambar 4.12 dan 4.13.

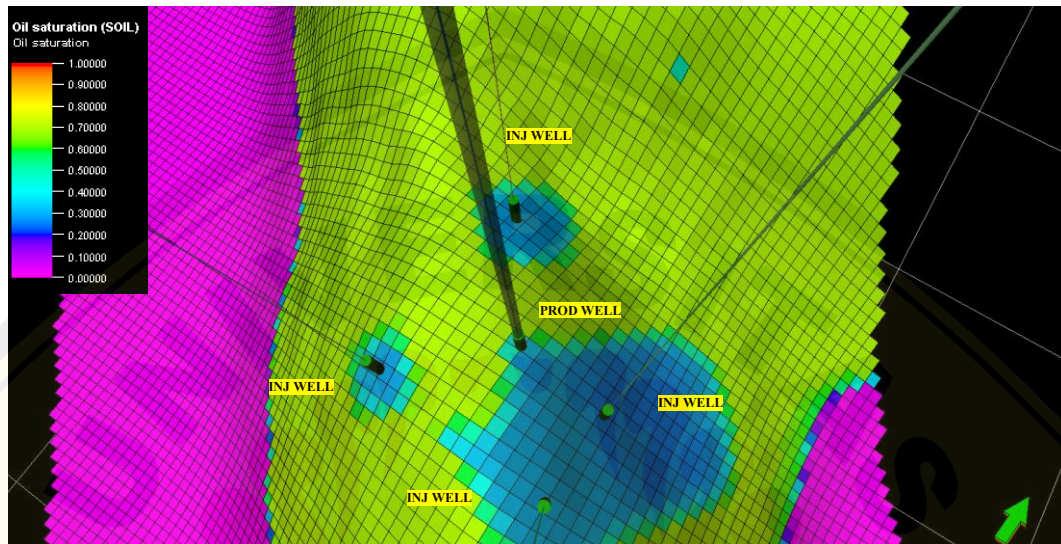


Gambar 4.12 Sebelum Injeksi Air

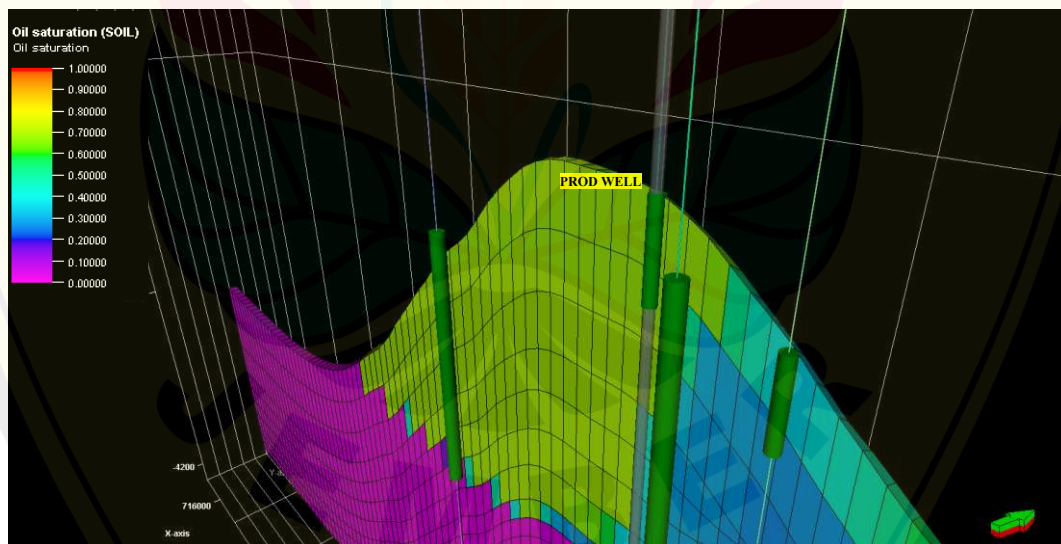


Gambar 4.13 Setelah Injeksi Air

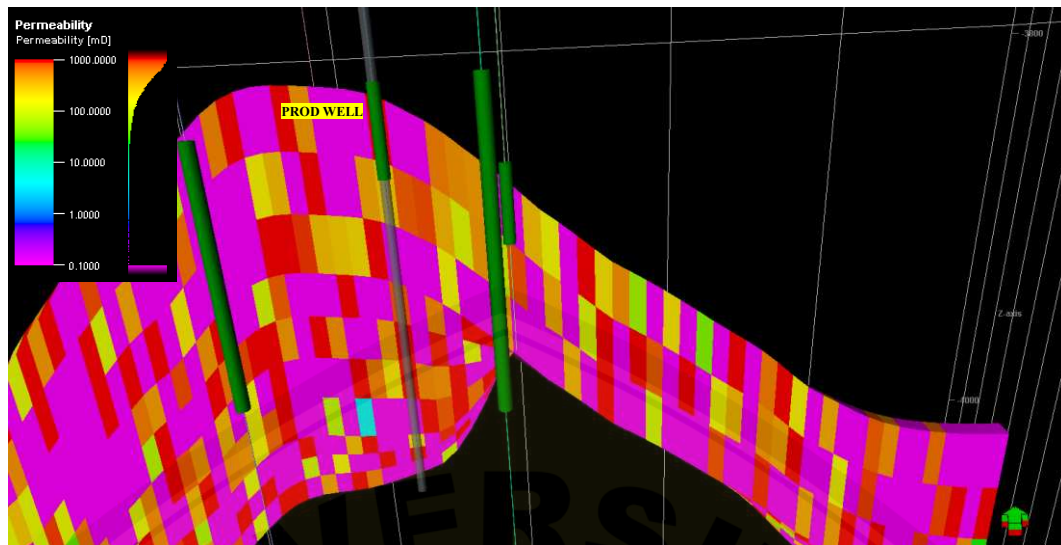
Jika diamati dari penampang atas (k) saat sebelum dilakukan injeksi air maka terlihat bahwa belum ada perubahan warna pada sumur injeksi maupun sumur produksi. Saat setelah dilakukan injeksi baru terlihat perubahan dari saturasi air dari injeksi yang dilakukan. Selanjutnya jika diamati dari penampang atas (k) untuk saturasi minyak, juga terjadi perubahan juga akibat dari injeksi air.



Gambar 4.14 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak



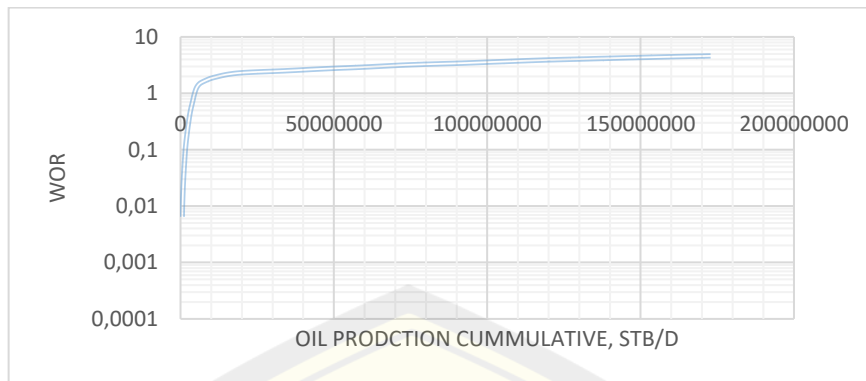
Gambar 4.15 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping



Gambar 4.16 Persebaran Permeabilitas dari Penampang Samping

Dari Gambar 4.14 terlihat bahwa 2 dari sumur injeksi dapat mendorong saturasi minyak hingga sumur produksi. Pada skenario ini mengalami sedikit penurunan karena pendorongan saturasi minyak kurang efektif dan akibat pergantian dari sumur produksi. Penyebab persebaran seperti pada Gambar 4.14 karena faktor topografi dari reservoir tersebut yang cenderung kebawah sehingga pendorongan air ke arah bawah dan juga sifat dari densitas air lebih berat serta kecenderungan penyapuan dari *waterflood* ke arah bawah. Faktor lain yang menyebabkan hal tersebut adalah jarak antar sumur pada skenario ini, jarak dari 2 sumur yang dorongan airnya lebih baik jaraknya lebih dekat dari 2 sumur lainnya. Dan juga jika dilihat dari persebaran permeabilitas dari Gambar 4.16 dapat diamati bahwa pada bagian kiri permeabilitas cenderung kecil daripada bagian kanan. Selanjutnya dari Gambar 4.15 dapat dilihat pendorongan dari penampang samping (j).

Selanjutnya melakukan analisis *Water-Oil Ratio Plot*, pada analisis ini dilakukan plot antara *WOR* dengan *Oil production cummulative*. Hasil plot pada Gambar 4.18. Hasil analisi dari grafik *WOR* diatas bahwa terjadi *gentle slope* yang berarti bahwa efisiensi penyapuan dari injeksi air dan *oil recovery* tinggi. Dari literatur (V.V. Bondar (SPE), 2002) menjelaskan jika *slope* yang terjadi landai, maka menandakan bahwa nilai *cummulative production oil* baik.

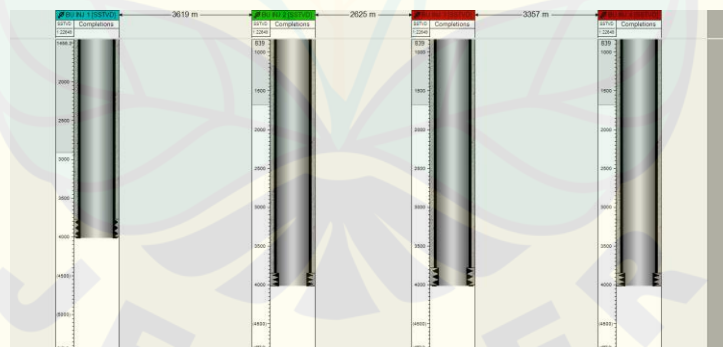


Gambar 4.17 Hasil WOR Plot

4.3.2 Skenario Pengembangan Kedua

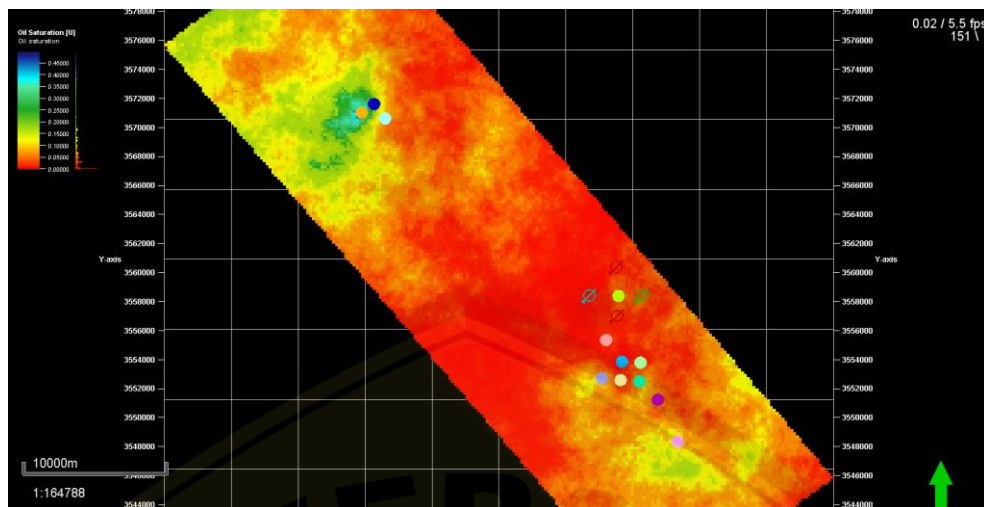
Skenario pengembangan kedua pada penelitian ini adalah melakukan *infill drilling* sejumlah 4 sumur injeksi. Persebaran sumur injeksi ini akan membentuk pola injeksi *5-spot*. Pola ini dipilih karena beberapa faktor, antara lain karena tingkat persebaran permeabilitas yang heterogen, struktur batuan yang ada yaitu *water-wet*, berdasarkan persebaran lokasi sumur dan topografi dinilai dengan pola normal *5-spot* sesuai dengan persebaran sumur *existing*.

Sebelum melakukan injeksi maka dilakukan operasi kompleksi sumur. Kompleksi yang digunakan yaitu *casing* dan *perforation*. Berikut gambar dari kompleksi dari keempat sumur injeksi.



Gambar 4.18 Kompleksi Sumur Injeksi BU INJ 1, 2, 3 dan 4

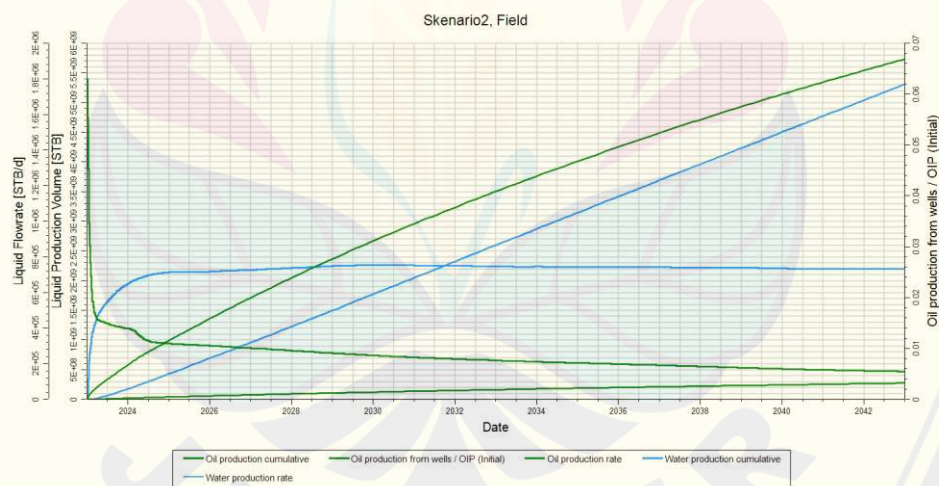
Skema injeksi yang dilakukan adalah dengan menginjeksikan 615,5 MSTB/d air melalui 4 sumur injeksi selama 20 tahun. Peta persebaran sumur produksi dan injeksi dapat dilihat pada Gambar 4.19.



Gambar 4.19 Peta Persebaran Sumur Injeksi

Target dari sumur untuk injeksi adalah pada BU10 yang terletak diantara sumur injeksi dan karena dari hasil *rate production* pada *basecase* sumur ini memiliki *rate production* paling tinggi.

Untuk hasil skenario pengembangan kedua dapat dilihat pada gambar dibawah.



Gambar 4.20 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Kedua

Jika diamati pada grafik diatas mulai dari tahun 2025 *production rate* yang terjadi konstan antara *oil* dan *water*. Hal ini terjadi karena penurunan *pressure* dari reservoir saat diproduksi, tetapi penurunan yang terjadi cukup landai karena adanya injeksi air yang membantu *pressure maintenance*.

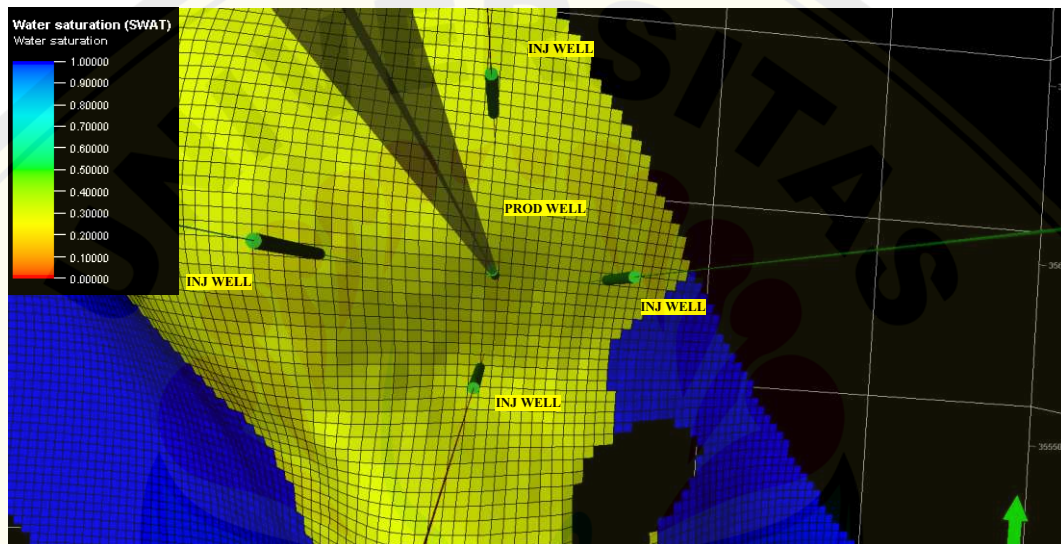
Produksi minyak kumulatif setelah diproduksi selama 20 tahun sebesar 281,8 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar:

$$RF = \text{Recoverable reserve} / \text{initial oil in place}$$

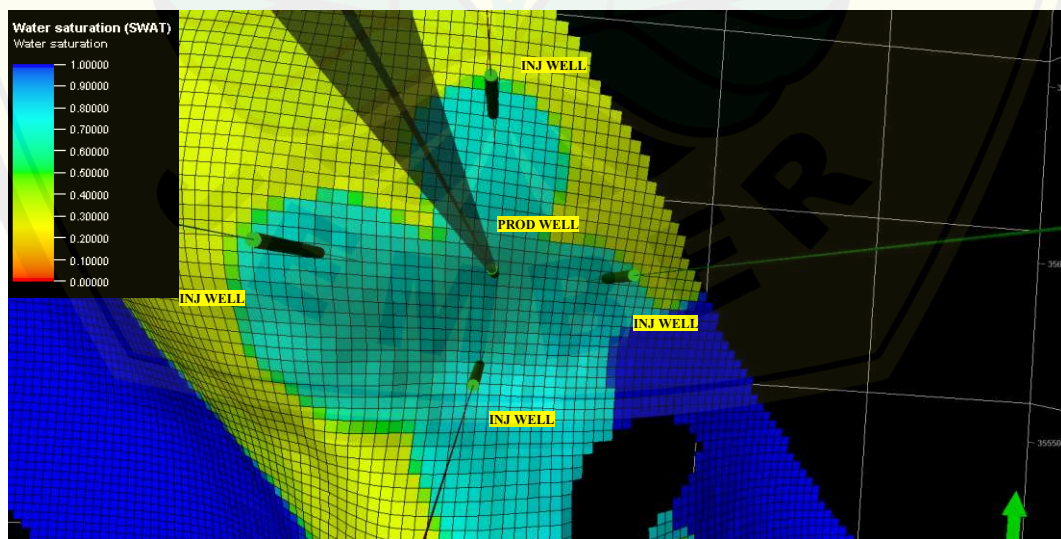
$$RF = 281,8 \text{ MMSTB} / 26448,8 \text{ MMSTB}$$

$$RF = 6,7\%$$

Selanjutnya melakukan analisis dengan melihat dari nilai penampang saturasi air untuk melihat hasil dari injeksi air terhadap perolehan minyak sebelum dan sesudah injeksi pada Gambar 4.21 dan 4.22.

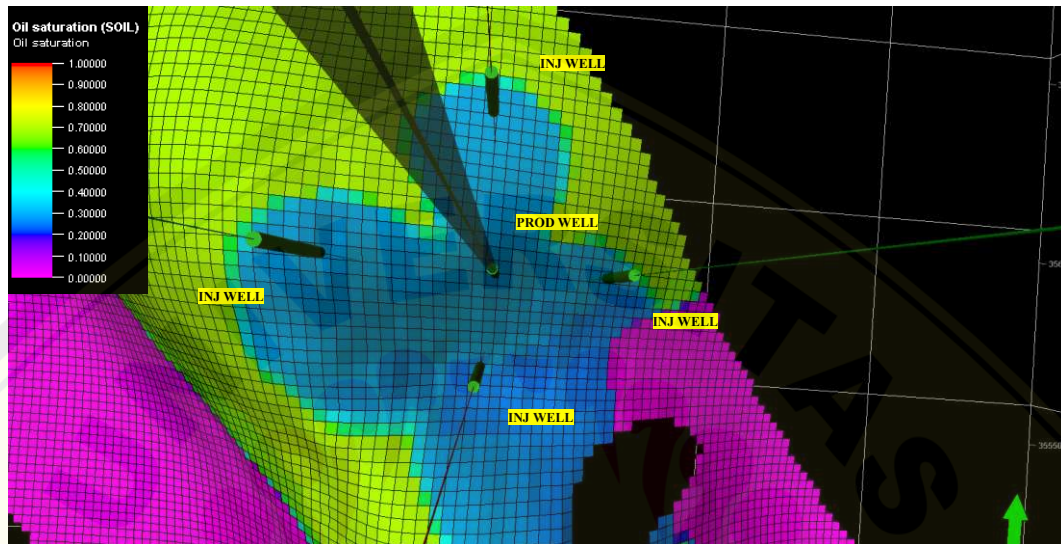


Gambar 4.21 Sebelum Injeksi Air

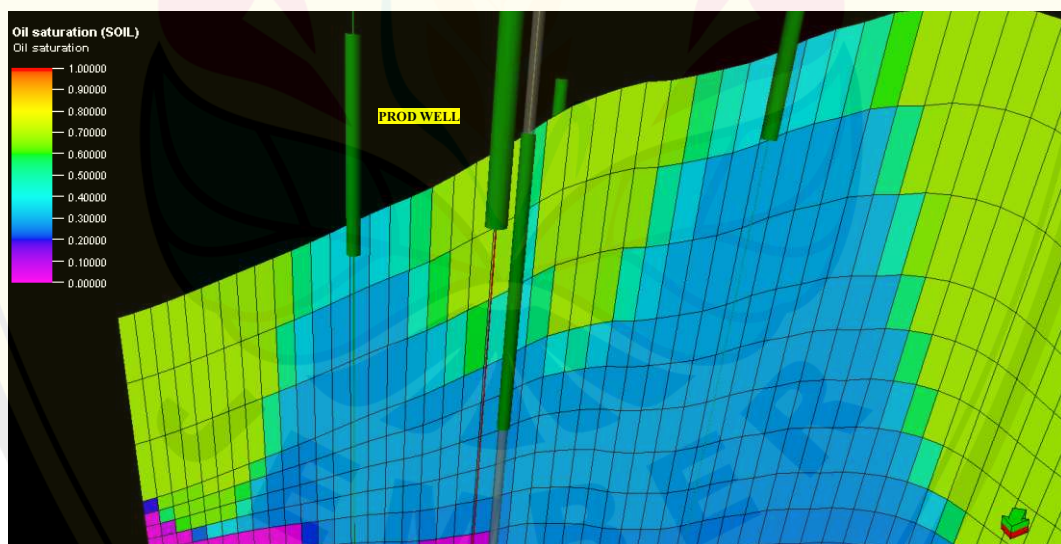


Gambar 4.22 Setelah Injeksi Air

Jika diamati dari penampang atas (k) saat sebelum dilakukan injeksi air maka terlihat bahwa belum ada perubahan warna pada sumur injeksi maupun sumur produksi. Saat setelah dilakukan injeksi baru terlihat perubahan dari saturasi air dari injeksi yang dilakukan. Selanjutnya jika diamati dari penampang atas (k) untuk saturasi minyak, juga terjadi perubahan juga akibat dari injeksi air.



Gambar 4.23 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak

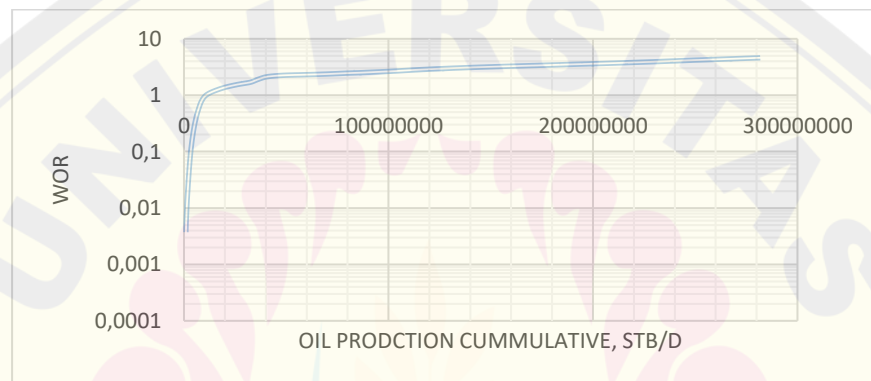


Gambar 4.24 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping

Dari Gambar 4.23 terlihat bahwa 4 dari sumur injeksi dapat mendorong saturasi minyak hingga sumur produksi sehingga dapat meningkatkan produksi dan juga *pressure* dari reservoir ini. Penyebab persebaran lebih cepat dari bawah seperti

pada Gambar 4.24 karena faktor topografi dari reservoir tersebut yang cenderung kebawah sehingga pendorongan air ke arah bawah dan juga sifat dari densitas air lebih berat serta kecenderungan penyapuan dari *waterflood* ke arah bawah. Selanjutnya dari Gambar 4.24 dapat dilihat pendorongan dari penampang samping (j).

Selanjutnya melakukan analisis *Water-Oil Ratio Plot*, pada analisis ini dilakukan plot antara *WOR* dengan *Oil production cummulative*. Hasil plot pada Gambar 4.25. Hasil analisis dari grafik *WOR* diatas bahwa terjadi *gentle slope* yang berarti bahwa efisiensi penyapuan dari injeksi air dan *oil recovery* tinggi.



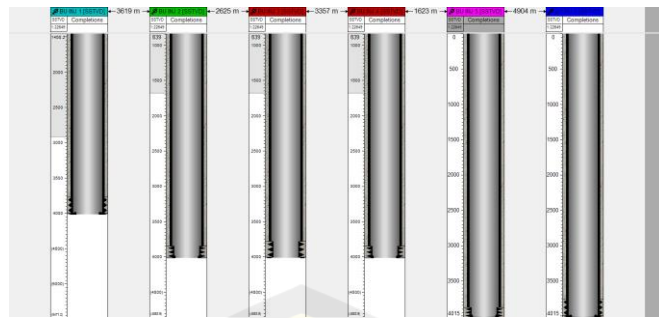
Gambar 4.25 Hasil WOR Plot

Hasil analisis dari grafik *WOR* diatas bahwa terjadi *gentle slope* yang berarti bahwa efisiensi penyapuan dari injeksi air dan *oil recovery* tinggi.

4.3.3 Skenario Pengembangan Ketiga

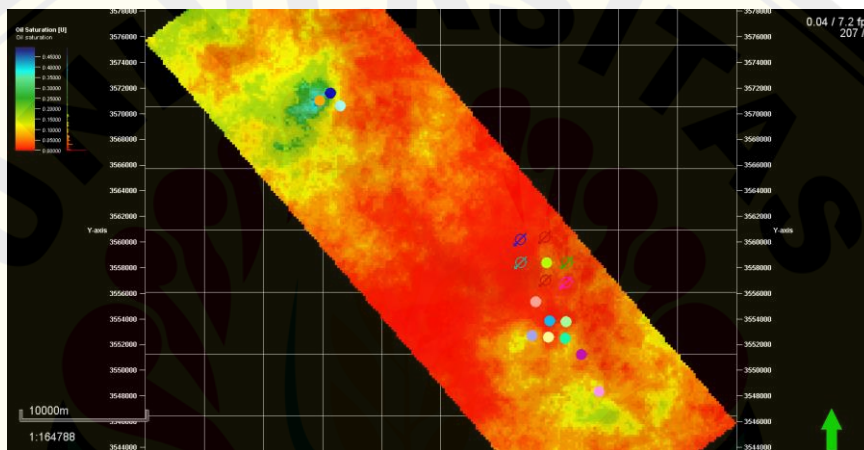
Skenario pengembangan ketiga pada penelitian ini adalah melakukan *infill drilling* sejumlah 6 sumur injeksi. Persebaran sumur injeksi ini akan membentuk pola injeksi *7-spot*. Pola ini dipilih karena beberapa faktor, antara lain karena tingkat persebaran permeabilitas yang heterogen, struktur batuan yang ada yaitu *water-wet*, berdasarkan persebaran lokasi jarak sumur yang masih cukup jauh dan topografi dinilai dengan pola normal *7-spot* sesuai dengan persebaran sumur *existing*.

Sebelum melakukan injeksi maka dilakukan operasi kompleksi sumur. Kompleksi yang digunakan yaitu *casing* dan *perforation*. Berikut gambar dari kompleksi dari keenam sumur injeksi.



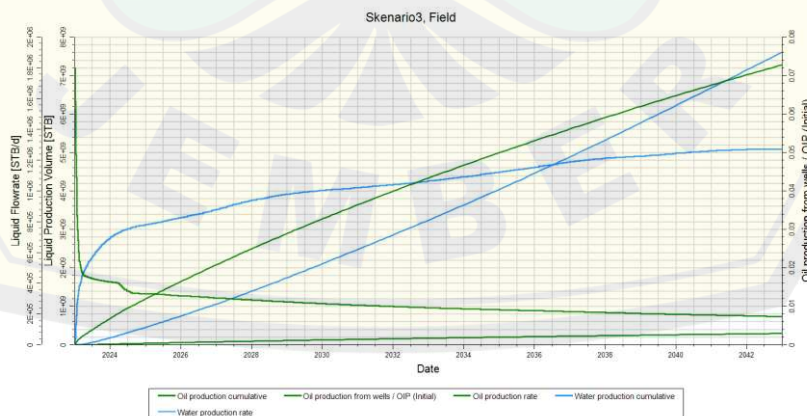
Gambar 4.26 Kompleksi Sumur Injeksi BU INJ 1, 2 ,3 ,4, 5, dan 6

Skema injeksi yang dilakukan adalah dengan menginjeksikan 186,2 MSTB/d air melalui 6 sumur injeksi selama 20 tahun. Peta persebaran sumur produksi dan injeksi dapat pada Gambar 4.27.



Gambar 4.27 Peta Persebaran Sumur Injeksi

Target dari sumur untuk injeksi adalah pada BU10 yang terletak diantara sumur injeksi dan karena dari hasil *rate production* pada *basecase* sumur ini memiliki *rate* paling tinggi. Untuk hasil dapat dilihat pada Gambar 4.28.



Gambar 4.28 Grafik Produksi Skenario Pengembangan Ketiga

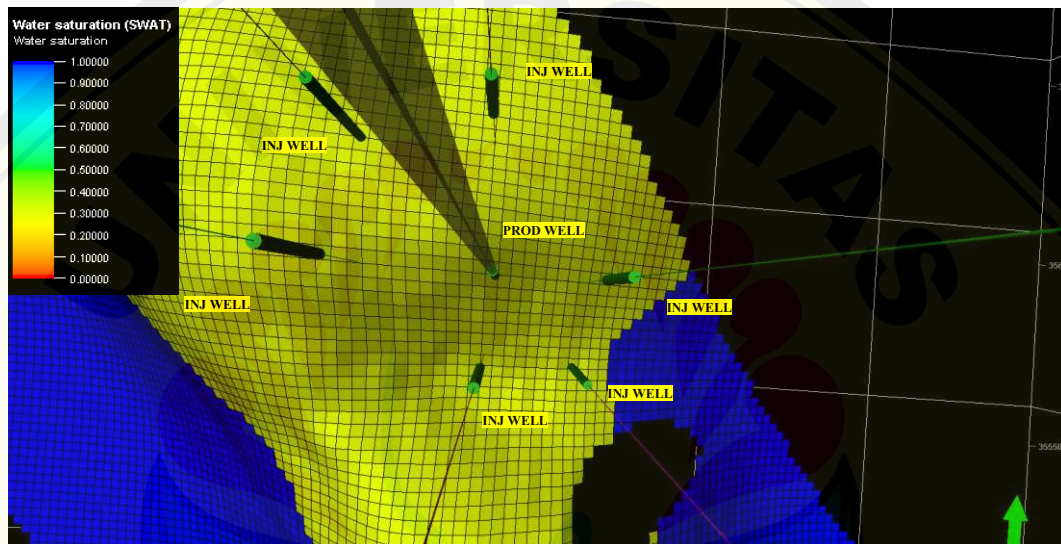
Produksi minyak kumulatif setelah diproduksi selama 20 tahun sebesar 306,9 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar:

$$RF = \text{Recoverable reserve} / \text{initial oil in place}$$

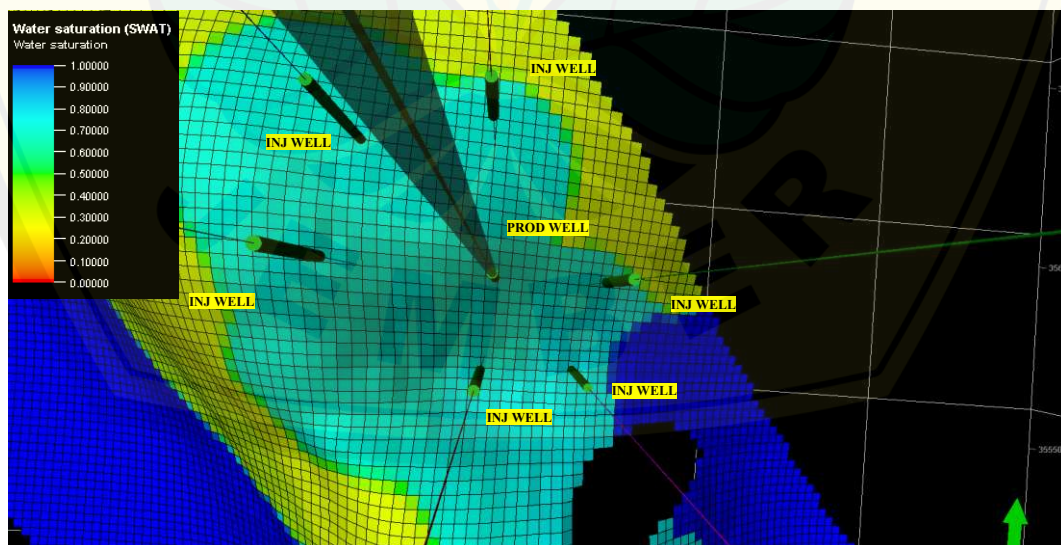
$$RF = 306,9 \text{ MMSTB} / 26448,8 \text{ MMSTB}$$

$$RF = 7,3\%$$

Selanjutnya melakukan analisis dengan melihat dari nilai penampang saturasi air untuk melihat hasil dari injeksi air terhadap perolehan minyak sebelum dan setelah injeksi pada Gambar 4.29 dan 4.30.

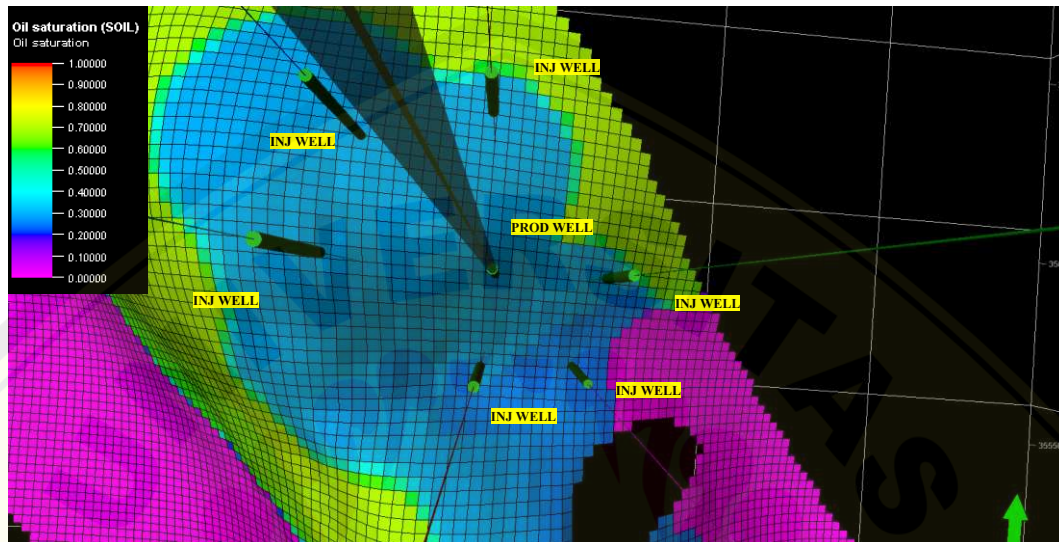


Gambar 4.29 Sebelum Injeksi Air

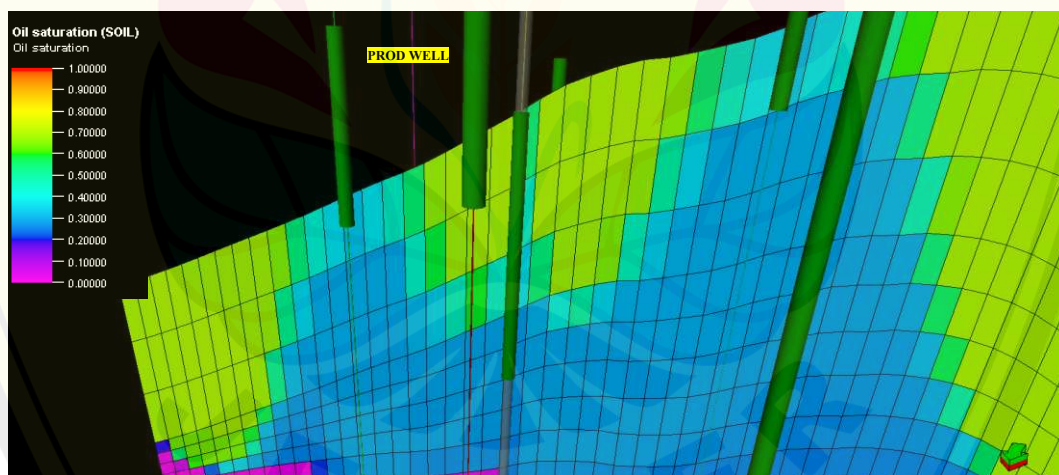


Gambar 4.30 Setelah Injeksi Air

Jika diamati dari penampang atas (k) saat sebelum dilakukan injeksi air maka terlihat bahwa belum ada perubahan warna pada sumur injeksi maupun sumur produksi. Saat setelah dilakukan injeksi baru terlihat perubahan dari saturasi air dari injeksi yang dilakukan. Selanjutnya jika diamati dari penampang atas (k) untuk saturasi minyak, juga terjadi perubahan juga akibat dari injeksi air.



Gambar 4.31 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak

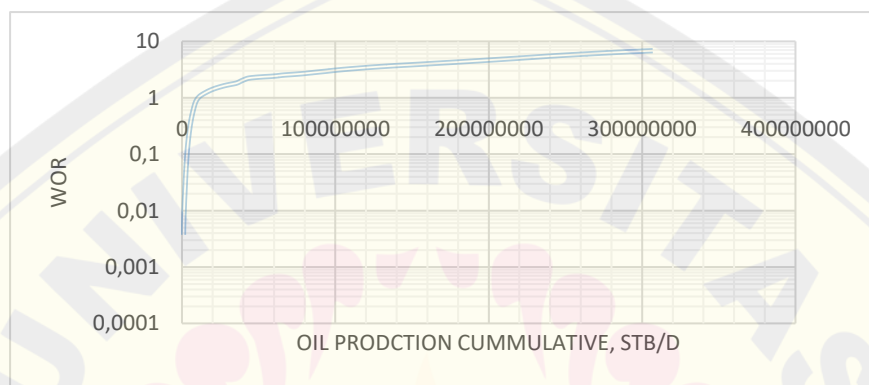


Gambar 4.32 Setelah Injeksi dengan Penampang Saturasi Minyak dari Samping

Dari Gambar 4.31 terlihat bahwa 6 dari sumur injeksi dapat mendorong saturasi minyak hingga sumur produksi sehingga dapat meningkatkan produksi dan juga *pressure* dari reservoir ini. Penyebab persebaran lebih cepat dari bawah seperti pada Gambar 4.32 karena faktor topografi dari reservoir tersebut yang cenderung kebawah sehingga pendorongan air ke arah bawah dan juga sifat dari densitas air

lebih berat serta kecenderungan penyapuan dari *waterflood* ke arah bawah. Selanjutnya dari Gambar 4.32 dapat dilihat pendorongan dari penampang samping (j).

Selanjutnya melakukan analisis *Water-Oil Ratio Plot*, pada analisis ini dilakukan plot antara *WOR* dengan *Oil production cumulative*. Hasil plot pada Gambar 4.33. Hasil analisis dari grafik *WOR* diatas bahwa terjadi *gentle slope* yang berarti bahwa efisiensi penyapuan dari injeksi air dan *oil recovery* tinggi.



Gambar 4.33 Hasil WOR Plot

Jika ditinjau dari semua skenario yang ada, maka skenario pengembangan ketiga dengan *infill drilling* 6 sumur injeksi sehingga membentuk pola *7-spot* merupakan skenario pengembangan paling baik dianalisa dari parameter *recovery factor* yang didapat. Skenario pengembangan ketiga bisa menjadi yang paling baik karena jika dilihat dari Gambar 4.31 pendorongan untuk *oil saturation* terjadi paling baik diantara skenario lainnya dan dengan adanya 6 tenaga pendorong atau *injector* maka hasilnya akan lebih baik dalam melakukan *pressure maintenance* maupun untuk mendorong minyak yang ada pada batuan.

BAB 5. KESIMPULAN, DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan rumusan masalah yang ada. Adapun kesimpulan dalam penelitian ini meliputi :

1. Reservoir Lapangan “BU” memiliki OOIP sebesar 26448,8 MMSTB setelah di produksi dengan *primary recovery* selama 20 tahun dan didapatkan *cummulative production oil* sebesar 214,2 MMSTB.
2. Skenario pertama menghasilkan produksi 172,8 MSTB/d, dengan *recovery factor* yaitu 4%, Skenario kedua menghasilkan produksi 306,9 MSTB/d dengan *recovery factor* yaitu 6,7%, Skenario ketiga menghasilkan produksi 281,8 MSTB/d dengan *recovery factor* yaitu 7,3%. Dari ketiga skenario, didapatkan *recovery factor* terbesar pada skenario ketiga karena dengan adanya 6 tenaga pendorong atau *injector* maka hasilnya akan lebih baik dalam melakukan *pressure maintenance* maupun untuk mendorong minyak yang ada pada batuan.

5.2 Saran

Saran yang bisa disampaikan penulis untuk penelitian selanjutnya, yaitu :

1. Kedepannya harus ada optimasi jumlah sumur terlebih dahulu untuk menentukan jumlah sumur yang efektif.
2. Mengingat *water in place* pada reservoir ini lebih besar dari *oil in place*, maka penelitian selanjutnya bisa mencoba menggunakan *downhole water loop (DWL)*.
3. Membahas tentang skenario pengembangan injeksi air yang lain seperti *pheriperal pattern* untuk mencari skenario paling baik.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahr. (2008). *Geology of Carbonate Reservoirs*. A John Wiley & Sons Inc
- Alhuthali, A. H., Oyerinde, D., & Datta-Gupta, A. (2006, September 24). Optimal Waterflood Management Using Rate Control. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/102478-MS>
- Al-Sakini, J. (1992). *Summary of the petroleum geology of Iraq and the Middle East*.
- Andalucia, S., & Al Hafidz, F. A. (2016). *Analisis Hall Plot Untuk Mengidentifikasi Formation Damage Dan Performance Injeksi Pada Kegiatan Waterflooding di Lapangan North Rifa Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba*.
- Asadollahi, M. (2012). Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management. *Norwegian University of Science and Technology (NTNU)*.
- Bruijnzeels, C., & O'Halloran, C. (1995, February). Rabi Multi-Sector Reservoir Simulation Model. *Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium*.
<https://doi.org/10.2523/29117-MS>
- Burdakov, D. A., Rukavishnikov, A. P., & Tuzovskiy, M. A. (2015, October 26). East Siberian Field Waterflood Management. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/176569-MS>
- CNOOC. (2012). *EXECUTIVE REPORT FOR RESERVES ASSESSMENT OF THE MISSAN OIL FIELDS IN EASTERN IRAQ*.
- Ilyasov, I. (2014, October 14). Complex Waterflood Management in Mature Oil Fields. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/171333-MS>

Jardine, & Wilshart. (1982). Carbonate Reservoir Description. *Esso Resources Canada Limited, SPE 10010.*

Rukmana. (2012). *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*. Percetakan Pohon Cahaya.

Tetegan, G., Lawal, K. A., & Tendo, F. (2015, August 4). A simple aggregate parameter for comparing waterflood reservoirs. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/178355-MS>

Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding* (Vol. 3). SPE.

Yosif, A. B. M., & Ahmed, M. A. M. (2022). *Evaluation of recovery efficiency and injection rate of waterflooding 'five-spot' pattern for a sudanese oil field. Sudan University of Science and Technology College of Petroleum and Mining Engineering Department of Petroleum Engineering.*

LAMPIRAN-LAMPIRAN

Lampiran 1. [Data Hasil Simulasi](#)



Lampiran 2. [Langkah Langkah Permodelan Reservoir](#)

