

**ANALISIS SKENARIO OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X DAN Y
UNTUK MENINGKATKAN LAJU ALIR PRODUKSI
DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
GERY ANDRO MARCHSEL SURYA DEVAKHY
NPM 173210036



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**ANALISIS SKENARIO OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X DAN Y
UNTUK MENINGKATKAN LAJU ALIR PRODUKSI
DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

GERY ANDRO MARCHSEL SURYA DEVAKHY

173210036



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Gery Andro Marchsel Surya Devakhy
NPM : 173210036
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisa Skenario Optimasi Produksi SumurX dan Y Untuk Meningkatkan Laju Alir Produksi Dengan 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 : Novrianti, S.T., M.T (.....)

Penguji I : Richa Melyssa, S.T., M.T (.....)

Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 18 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

(Novia Rita, 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, 18 Agustus 2022



Gery Andro Marchsel Surya
Devakhy NPM 173210036



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan Karunianya serta Taufik dan limpahan ilmu dari -Nya saya dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan maupun di perusahaan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Orang tua saya Suryadi dan Lilik Iswati serta adik saya Gellen Aquitha Surya De gathy keluarga besar yang telah memberikan dukungan material maupun moral.
2. Ibu Novrianti., S.T., M.T selaku dosen pembimbing Seminar Proposal dan Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Norahmansyah, S.T., M.T dan Ibu Helga Meilany selaku Pembimbing lapangan yang telah membimbing saya dan masukan dalam menyelesaikan Tugas Akhir saya. Serta seluruh tim Exploitation BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu yang membantu saya dalam mendapatkan data di perusahaan.
4. Bapak Tomi Erfando., ST., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, dan masukan selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
5. Ketua serta sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, dan ilmu pengetahuan.
6. Deswantri Ramadhani dan Teman-teman Universitas Islam Riau yang sudah membantu dan mendukung saya secara moral.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 18 Agustus 2022



Gery Andro Marchsel Surya D

DAFTAR ISI

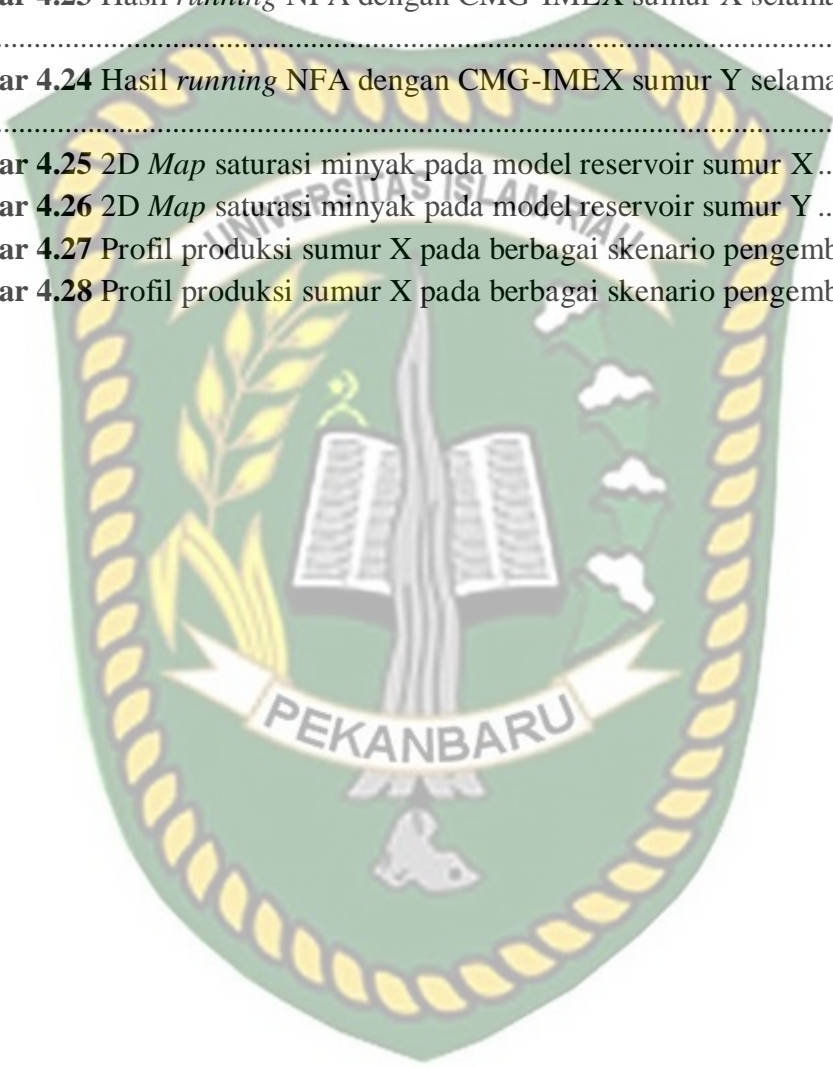
HALAMAN PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR GRAFIK	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
DAFTAR SIMBOL	xiii
ABSTRAK	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 OPTIMASI PEROLEHAN MINYAK.....	4
2.2 PERHITUNGAN VOLUME HIDROKARBON	5
2.2.1 <i>Decline Curve Analysis</i>	5
2.2.2 Perhitungan Remaining Reserve (RR).....	7
2.2.3 Faktor Perolehan atau <i>Recovery Factor</i> (RF)	7
2.3 SIMULASI RESERVOIR.....	7
2.3.1 Simulator Reservoir	9
2.3.2 Langkah-langkah Pengerjaan Simulasi Reservoir	10
2.4 STATE OF THE ART	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	15
3.1 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN	15
3.2 TEKNIK PENGUMPULAN DATA.	15
3.3 DIAGRAM PENELITIAN	16
3.4 PROSEDUR PENELITIAN	17

3.3.1	Persiapan Data	17
3.3.2	Pembuatan Model Simulasi	19
3.3.3	Inisialisasi.....	19
3.3.4	Penyelarasan (History Matching)	19
3.3.5	Perencanaan Pengembangan Sumur.....	20
3.4	OPTIMASI PENINGKATAN LAJU ALIR SUMUR.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		21
4.1	Inisialisasi	21
4.2	<i>history matching</i>	25
4.2.1	<i>Parameter Adjustment</i>	25
4.2.2	Kesimpulan <i>History Match</i>	35
4.3	reamaining reserve.....	36
4.4	skenario OPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI sumur.....	39
4.4.1	Analisis Performa Produksi.....	42
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		49
5.1	kesimpulan	49
5.2	saran	49
DAFTAR PUSTAKA		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Decline curve–rate/time (exponential, harmonic, hyperbolic)	6
Gambar 2.2 Tekanan Saturasi	11
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	16
Gambar 3.2 Model Lapangan GR.....	19
Gambar 4.1 Perbandingan perolehan kumulatif minyak antara data histori sumur dan simulasi (sumur X)	22
Gambar 4.2 Perbandingan perolehan kumulatif air antara data histori sumur dan simulasi (sumur X)	22
Gambar 4.3 Perbandingan perolehan kumulatif minyak antara data histori sumur dan simulasi (sumur Y)	23
Gambar 4.4 Perbandingan perolehan kumulatif air antara data histori sumur dan simulasi (sumur Y)	24
Gambar 4.5 Data eksperimen penyesuaian model reservoir sumur X terhadap tingkat penyimpangan (<i>error</i>)	25
Gambar 4.6 Histogram perbandingan tingkat penyimpangan produksi minyak dan air terhadap data eksperimen (sumur X).....	26
Gambar 4.7 Korelasi paralel sensitivitas data <i>history matching</i> pada berbagai <i>experiment ID</i>	27
Gambar 4.8 Perbandingan data histori kumulatif minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	28
Gambar 4.9 Perbandingan data histori kumulatif air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	28
Gambar 4.10 Perbandingan data histori laju alir minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	29
Gambar 4.11 Perbandingan data histori laju alir air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	29
Gambar 4.12 Data eksperimen penyesuaian model reservoir sumur Y terhadap tingkat penyimpangan (<i>error</i>)	30
Gambar 4.13 Histogram perbandingan tingkat penyimpangan produksi minyak dan air terhadap data eksperimen (sumur X).....	30
Gambar 4.14 Korelasi paralel sensitivitas data <i>history matching</i> pada berbagai <i>experiment ID</i>	31
Gambar 4.15 Perbandingan data histori kumulatif produksi minyak di sumur Y terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI	32
Gambar 4.16 Perbandingan data histori kumulatif produksi air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI	32
Gambar 4.17 Perbandingan data histori laju alir minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	33
Gambar 4.18 Perbandingan data histori laju alir air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI.....	33

Gambar 4.19 2D <i>Map</i> saturasi air pada model reservoir sumur X.....	35
Gambar 4.20 2D <i>Map</i> saturasi air pada model reservoir sumur Y	36
Gambar 4.21 Hasil perhitungan cadangan minyak dengan metode DCA pada sumur X.....	37
Gambar 4.22 Hasil perhitungan cadangan minyak dengan metode DCA pada sumur Y.....	37
Gambar 4.23 Hasil <i>running</i> NFA dengan CMG-IMEX sumur X selama 20 tahun.	38
Gambar 4.24 Hasil <i>running</i> NFA dengan CMG-IMEX sumur Y selama 20 tahun	38
Gambar 4.25 2D <i>Map</i> saturasi minyak pada model reservoir sumur X.....	40
Gambar 4.26 2D <i>Map</i> saturasi minyak pada model reservoir sumur Y	41
Gambar 4.27 Profil produksi sumur X pada berbagai skenario pengembangan. 43	
Gambar 4.28 Profil produksi sumur X pada berbagai skenario pengembangan..	44



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Studi Kasus Persamaan <i>Decline Curve Analysis</i>	6
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian	15
Tabel 3.2 Tabel Data Sumur	18
Tabel 3.3 Data PVT	18
Tabel 3.4 <i>Rock Properties</i>	19
Tabel 4.1 Data Sumur	21
Tabel 4.2 Data PVT	21
Tabel 4.3 <i>Rock Properties</i>	21
Tabel 4.4 Perbandingan Perolehan Kumulatif Produksi Antara Data Histori Sumur Dan Simulasi Pada Sumur X	23
Tabel 4.5 Perbandingan Perolehan Kumulatif Produksi Antara Data Histori Sumur Dan Simulasi Pada Sumur Y	24
Tabel 4.6 Perbandingan Data Observasi dan Data Optimal Hasil <i>Running</i> CMG-CMOST AI (Model Sumur X)	27
Tabel 4.7 Perbandingan Data Observasi dan Data Optimal Hasil <i>Running</i> CMG-CMOST AI (Model Sumur Y)	31
Tabel 4.8 Data Aquifer Model Reservoir sumur X dan Y	34
Tabel 4.9 Hasil <i>History Matching</i> Model Reservoir Sumur X dan Y	34
Tabel 4. 10 Komparasi Hasil Perhitungan Cadangan Minyak Antara Metode Simulasi Reservoir (CMG-IMEX) dan OFM	39
Tabel 4.11 Justifikasi Skenario Pengempangan Sumur X	40
Tabel 4. 12 Justifikasi Skenario Pengempangan Sumur Y	41
Tabel 4.13 Skenario Pengembangan Sumur X	42
Tabel 4.14 Skenario Pengembangan Sumur Y	42
Tabel 4.15 Hasil Pengembangan Sumur X Pada Berbagai Skenario	43
Tabel 4.16 Hasil Pengembangan Sumur Y Pada Berbagai Skenario	45
Tabel 4.17 Ringkasan Hasil Simulasi Pengembangan Sumur X dan Y Pada Lapangan GR	46

DAFTAR GRAFIK

Grafik 3.1 <i>Liquid production rate</i> pada sumur XY1 dan XY2	17
Grafik 3.2 Profil laju produksi minyak, dan air serta <i>water cut</i> pada sumur XY1	17
Grafik 3.3 Profil laju produksi minyak, dan air serta <i>water cut</i> pada sumur XY2	18



DAFTAR SINGKATAN

BHP	: <i>Bottom hole pressure</i>
BOPD	: <i>Barel oil per day</i>
CMG	: <i>Computer modeling group</i>
Di	: <i>Initial decline rate</i>
EUR	: <i>Estimate ultimate recovery</i>
GOC	: <i>Gas oil contact</i>
GOR	: <i>Gas oil ratio</i>
KUPL	: <i>Kerja ulang pindah lapisan</i>
MMbbl	: <i>Million barel</i>
MMcfd	: <i>Million cubic feet</i>
NP	: <i>Volume minyak kumulatif</i>
OOIP	: <i>Original oil in place</i>
PI	: <i>Production indeks</i>
Qg	: <i>Laju alir gas</i>
Qi	: <i>Laju alir minyak mula-mula</i>
Qt	: <i>Laju alir minyak</i>
RF	: <i>Recovery factor</i>
RR	: <i>Remaining reserve</i>
STB	: <i>Stock tank Barel</i>
t	: <i>Waktu</i>
WOC	: <i>Water oil contact</i>

DAFTAR SIMBOL

ft : *Feet*
% : *Persentase*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISA SKENARIO OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X DAN Y UNTUK MENINGKATKAN LAJU ALIR PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Gery Andro Marchsel Surya Devakhy
NPM 173210036

ABSTRAK

Lapangan GR merupakan lapangan tua yang sudah mengalami beberapa kendala, kendala operasi khas lapangan tua (*mature field*) yaitu seperti problem kepasiran, peningkatan kadar air, *casing* yang korosif, kerusakan pompa, dan lain-lain mulai terjadi. Kerja ulang pindah lapisan (KUPL) merupakan suatu program kegiatan perbaikan sumur migas dengan menambahkan atau membuka zona baru pada salah satu sumur yang bertujuan untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi sehingga dapat tercapai target produksi dan meningkatkan *recovery factor*. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan peningkatan laju alir produksi dan *recovery factor* sumur x dan y. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah simulasi reservoir menggunakan *software* CMG dengan skenario optimisasi laju produksi Penambahan interval perforasi pada lapisan A'sd (skenario A) dapat memberikan sinergi produksi sumur yang sangat baik dengan peningkatan produksi minyak sumur X mencapai 0.451 MMSTBO, sumur Y 0.381 MMSTBO dan peningkatan RF yang diperoleh mencapai 9.18%. Interval perforasi yang baru di lapisan B'sd dapat diperoleh peningkatan kumulatif minyak pada sumur X 0.444 MMSTBO, sumur Y 0.376 MMSTBO dengan peningkatan RF pada sumur X sebesar 9.05%, sumur Y sebesar 9.23%. Dan interval perforasi di lapisan A'sd dan B'sd secara bersamaan maka dapat diperoleh peningkatan kumulatif minyak pada sumur X sebesar 0.443 MMSTBO, sumur Y sebesar 0.375 MMSTBO dengan peningkatan RF sumur X 9.03% dan sumur Y 9.20%.

Kata kunci: *Mature field, KUPL, Recovery factor, Software, kumulatif*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Sejalan dengan perkembangan industri yang semakin pesat kebutuhan konsumsi *hydrocarbon* minyak dan gas menunjukkan peningkatan yang signifikan setiap tahunnya, sehingga berdampak pada laju alir produksi suatu sumur migas. Terdapat beberapa cara yang dapat dilakukan untuk meningkatkan laju alir produksi antara lain workover, kerja ulang pindah lapisan, perforasi lapisan baru yang masih berpotensi adanya hidrokarbon.

Kerja ulang pindah lapisan merupakan suatu program kegiatan perbaikan sumur migas dengan menambahkan atau membuka zona baru pada salah satu sumur yang bertujuan untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi sehingga dapat tercapai target produksi dan meningkatkan *recovery factor* (Kaesti, 2011).

Sebelum mengaplikasikan perforasi pada lapisan baru suatu sumur minyak maka sumur tersebut perlu dianalisis terlebih dahulu untuk mengetahui lapisan yang ekonomis. Selanjutnya untuk mengetahui keberhasilan perforasi pada lapisan tersebut serta mengetahui peningkatan laju alir produksi dilakukan pemodelan sumur menggunakan bantuan simulator.

Peneliti akan melakukan studi penelitian pada lapangan minyak GR yang terletak di 130 km bagian Timur laut Kota Pekanbaru. Lapangan GR ini sudah beroperasi sejak bulan November 1995 dengan kapasitas produksi 2152 STB dengan sumur X dan sumur Y. Sumur X mulai dioperasikan pada bulan November 1995 dengan kapasitas produksi 1451 Bopd. Sementara untuk sumur Y mulai dioperasikan pada bulan Mei 1997 dengan kapasitas produksi 701 Bopd dengan permasalahan meningkatnya produksi air, sumur X dan Y merupakan salah satu *sandstone* reservoir (batu pasir) diformasi Bekasap, pada cekungan Sumatra Tengah. Reservoir ini memiliki sisa cadangan minyak sebesar 6.2 MMbbl dan 6.1 MMbbl disetiap model sumurnya yang dapat dioptimalkan. Kendala operasi khas lapangan tua (*mature field*) yaitu seperti problem kepasiran, peningkatan kadar air, *casing* yang korosif, kerusakan pompa, dan lain-lain mulai

terjadi. Kendala-kendala tersebut mengakibatkan penurunan produksi dan laju produksi, sehingga hal tersebut perlu adanya tindakan atau pengembangan terhadap Lapangan agar dapat menjaga sumur tetap berproduksi dengan optimum (Novrianti, Rita, 2017). *Reservoir simulation* (pemodelan reservoir) merupakan bentuk rekayasa (pemodelan) kondisi reservoir secara matematis dengan cara menggabungkan beberapa data yang ada (*geology, geophysical, petrophysic, reservoir, productions* dan lainnya) atau dengan pemanfaatan model batuan reservoir yang mendiskripsikan kelakuan reservoir secara aktual untuk menghasilkan suatu kelakuan reservoir dengan teliti terhadap berbagai kondisi *well* (sumur) yang ada dan *scenario* produksi supaya tercapai perkiraan yang optimal terhadap rencana dan tahapan kegiatan pengembangan suatu lapangan dimasa yang akan datang (Pamungkas, 2011; Yunita, 2017). Prinsip pemodelan reservoir ini menggunakan suatu perhitungan secara numerik, sehingga teknik yang digunakan dalam studi reservoir dapat dikerjakan secara teliti dan detail, sehingga dapat memberikan solusi dengan cepat dan mudah seperti evaluasi performa proyek, estimasi proyek dan yang lainnya (Fanchi, 2001; Taufiq, 2017).

Berdasarkan keterangan di atas maka penelitian ini akan menentukan peningkatan laju alir pada sumur X dan sumur Y dengan melakukan perforasi pada lapisan ekonomis. Penentuan lapisan ekonomis akan dilakukan menggunakan data log kedua sumur tersebut. Selanjutnya model sumur akan di bangun dengan bantuan software untuk selanjutnya di running untuk mengetahui keberhasilan perforasi yang dilakukan. Penelitian ini diharapkan berhasil menaikkan laju alir produksi minyak pada sumur X dan Y.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun beberapa tujuan peneliti yang ingin dicapai pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan peningkatan laju alir produksi sumur X dengan menambahkan perforasi lapisan baru
2. Menentukan peningkatan laju alir produksi sumur Y dengan menambahkan perforasi lapisan baru

3. Menentukan *recovery factor* minyak pada sumur X dan sumur Y setelah perforasi.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Agar penelitian ini dapat bermanfaat bagi penulis maupun pembaca di kemudian hari, maka penulis memfokuskan beberapa parameter diantaranya adalah:

1. Sebagai Referensi dalam memperkaya materi mata kuliah teknik reservoir pada program studi teknik Perminyakan.
2. Sebagai karya ilmiah yang diharapkan dapat di publikasi sebagai jurnal baik nasional ataupun internasional.

1.4 BATASAN MASALAH

Penelitian ini merupakan studi penelitian yang dilakukan dengan menggunakan simulasi reservoir *software* CMG. Tahapan simulasi yang akan dilakukan dengan menggunakan dua sumur aktif yaitu sumur X dan sumur Y serta menggunakan model berdasarkan data sumur yang telah ada pada produksi suatu sumur migas dan skenario optimasi yang akan diterapkan hanya dengan membuka zona produktif pada setiap lapisan yang masih berpotensi adanya hidrokarbon.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Al-Qur'an merupakan pedoman serta dasar hukum umat Islam, secara langsung menjadi pedoman dan aturan dalam menjalankan urusan kehidupan di dunia. Allah SWT yang maha mengetahui mencatat segala sesuatu yang kamu kerjakan di dunia. Didalam Al-Quran surah Al-Jathiyah ayat 29 yang berbunyi "Inilah Kitab (catatan) kami yang menuturkan terhadap mu dengan benar, Sesungguhnya kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan. Minyak Bumi memiliki nilai yang penting terhadap kebutuhan manusia sehari-hari baik dalam bidang transportasi maupun bidang industri. Dalam hal ini diperlukan eksplorasi serta Evaluasi terhadap reservoir untuk upaya Memperoleh dan meningkatkan sumber minyak bumi yang sudah tersedia dialam. Hal ini sebagai tujuan dalam menentukan skenario yang terbaik untuk kegiatan pengembangan lapangan migas sehingga pengurusan hidrokarbon reservoir dapat dilakukan secara optimal (Salusu et al., 2020).

2.1 OPTIMASI PEROLEHAN MINYAK

Terdapat berbagai cara yang digunakan untuk kegiatan optimasi sumur produksi terhadap pengurusan setiap masing-masing sumur tersebut, diantaranya adalah mengoptimalkan sumur yang ada, perbaikan *well* kompleksi dan juga kerja ulang (*workover*). atau kerja ulang merupakan kegiatan mempertahankan, memperbaiki atau menambah zona produksi dengan cara mengubah atau mengolah atau bahkan mengganti zona produksi. Salah satu kegiatan *workover* yang dapat dilakukan untuk meningkatkan laju produksi di suatu lapangan yaitu reoperasi. Reparasi merupakan suatu program kegiatan perbaikan sumur migas dengan menambahkan atau membuka zona baru pada salah satu sumur yang bertujuan untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi sehingga dapat tercapai target produksi dan meningkatkan *recovery factor* (Kaesti, 2011; Mandala, 2018; (Suranto, 2010), Dalam penentuan zona produktif atau zona baru dapat dilakukan dengan menggunakan penelian formasi atau interpretasi log yang diharapkan dari kegiatan ini dapat menentukan nilai – nilai petrofisika yang nantinya akan menentukan karakteristik sumur seperti lithologi, saturasi, porositas dan juga besarnya cadangan hidrokarbon, penilaian formasi ini dapat dilakukan

menggunakan penggabungan dari beberapa log diantaranya yaitu, log *permeable*, porositas dan juga resistivitas (Rasyid et al., 2021). *Recovery factor* merupakan suatu nilai perbandingan antara hydrocarbon yang terproduksi (*recovery factor*) dengan jumlah minyak awal yang ada di dalam suatu reservoir (Ahmed, 2010).

Perforasi adalah pembuatan lubang komunikasi dari casing atau liner dengan reservoir, yang dimana terproduksi minyak atau gas (King, 1998). Permasalahan dan tantangan utama yang dihadapi dalam industri migas adalah lapangan minyak yang memiliki nilai *water cut* diatas 95% dimana masalah tersebut sering terjadi pada lapangan minyak tua. keadaan ini disebabkan naiknya zona *water oil contact* (WOC) sehingga, Interval Perforasi hampir seluruhnya masuk pada zona air. selain itu kerusakan sumur akibat *water coning* dikarenakan laju produksi yang terlalu besar diatas maksimum efisiensi rig. serta penggunaan pompa yang dipaksakan dan keinginan meningkatkan laju produksi merupakan masalah awal problem ini (Herianto, 2020).

2.2 PERHITUNGAN VOLUME HIDROKARBON

2.2.1 Decline Curve Analysis

Pada tahun 1954 Arp melakukan eksperimen dan menemukan hubungan antara penurunan laju produksi terhadap waktu yang digambarkan pada persamaan (1) berikut.

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana:

q_t = Laju alir minyak pada waktu t, MMbbl/day

q_i = Laju alir minyak mula-mula, MMbbl/day

b = Arps' *decline-curve exponent*

D_i = Initial decline rate, day⁻¹

t = Waktu, days

Menurut Ikoku, (1984) secara komprehensif penurunan kurva produksi dapat memberikan informasi kondisi reservoir yaitu sebagai berikut:

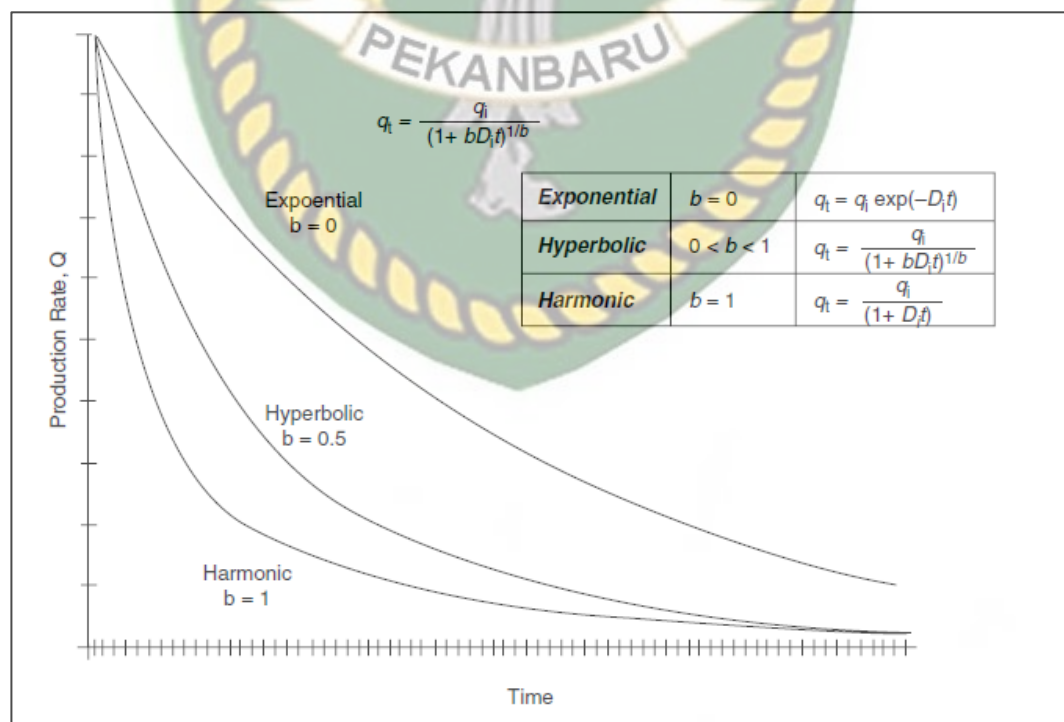
1. Konstan *decline rate*: kondisi ini terjadi apabila sumur memiliki tekanan yang stabil dan diasumsikan tidak ada perubahan kondisi seperti terjadinya kerusakan formasi dan kerusakan peralatan.
2. Kondisi reservoir stabil: Dimana reservoir di suport oleh tenaga pendorong seperti *water drive*, *gas drive* dan lain – lain.
3. Penurunan laju produksi juga dapat disebabkan oleh peralatan *subsurface* dan *surface facility*.

Menurut (JJ. Arps, 1944) terdapat tiga karakter penurunan laju produksi yaitu *exponential*, *hyperbolic* dan *harmonic*. Secara rinci dapat dilihat pada tabel 2.1 berikut.

Tabel 2. 1 Studi Kasus Persamaan *Decline Curve Analysis*

Case	b	Rate-Time Relationship
<i>Exponential</i>	b = 0	$q_t = q_i \exp(-D_i t)$(2)
<i>Hyperbolic</i>	0 < b < 1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}}$(3)
<i>Harmonic</i>	b = 1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$(4)

Sumber: Ahmed, (2006)



Gambar 2.1 Decline curve–rate/time (exponential, harmonic, hyperbolic) (Ahmed, 2006).

Pada gambar 2.1 merupakan skema penurunan laju produksi terhadap waktu. Apabila semakin besar b (*decline curve exponential*) maka penurunan laju produksi akan semakin cepat (Ahmed, 2006).

2.2.2 Perhitungan Remaining Reserve (RR)

Remaining Reserve merupakan sisa cadangan yang ada dalam reservoir atau total cadangan yang masih dapat diproduksi, namun masih berada di reservoir dan belum diproduksi (Widiyaningsih & Aprillie, 2019).

$$RR = UER - NP \dots\dots\dots(5)$$

Dimana:

RR = Volume minyak Tersisa.

UER = Volume minyak kumulatif yang diproduksi sampai batas ekonomisnya

NP = (NP actual) volume minyak kumulatif yang telah diperoleh.

2.2.3 Faktor Perolehan atau *Recovery Factor* (RF)

Recovery Factor merupakan suatu perbandingan antara perkiraan jumlah keseluruhan hidrokarbon (minyak atau gas) secara kumulatif yang mampu diproduksi sampai batas ekonomisnya (EUR) terhadap *original oil in place* (OOIP).

$$RF = \frac{EUR}{OOIP} \times 100\% \dots\dots\dots(6)$$

2.3 SIMULASI RESERVOIR

Simulasi reservoir adalah model atau gambaran dari suatu reservoir yang sebenarnya. Sehingga dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui, dan memperkirakan produksi fluida pada sistem reservoir tersebut. Pengoperasian model simulasi reservoir adalah suatu proses dengan mengintegrasikan beberapa parameter seperti petrofisika batuan, fluida hingga produksi. Simulasi reservoir merupakan hal penting dalam kegiatan pengembangan lapangan. Simulasi reservoir digunakan untuk merencanakan serta mengevaluasi kondisi reservoir

dalam perencanaan pengembangan lapangan (Islam, M. R. Mousavizadegan, S. H. Mustafiz & Abou-Kassem, 2010).

Proses simulasi reservoir memiliki berbagai tahapan mencakup proses pembuatan model sampai dengan prediksi kinerja produksi sumur berdasarkan dari skenario yang akan ditentukan kedepannya, dengan adanya simulasi reservoir ini dapat mengurangi waktu perhitungan pengerjaan dan juga mempermudah dalam melakukan sebuah penelitian (Widyastuti et al., 2016; Yuen et al., 2011).

Pemilihan suatu model simulasi akan didasarkan kepada kebutuhan serta hasil yang diperlukan karena untuk mendapatkan hasil yang maksimal diperlukan kejelian membaca situasi agar simulasi menjadi efektif dan efisien. Pada penelitian (Furqan & Ridaliani, 2015) Simulasi reservoir dibagi ke dalam tiga bagian diantaranya:

A. *Black Oil Simulation.*

Merupakan jenis simulasi reservoir yang digunakan untuk kondisi, aliran simultan dari minyak, gas dan air yang berhubungan terhadap viskositas, gaya gravitasi dan gaya kapiler, isothermal. *Black oil* disini digunakan sebagai fungsi bahwa jenis cairan hidrokarbon merupakan homogen, yang tidak focus terhadap komposisi kimianya walaupun kelarutan kandungan gas dalam air dan minyak diperhitungkan (Yunita, 2017).

B. *Compositional Simulation*

Merupakan jenis simulasi reservoir yang digunakan untuk memperhitungkan komponen penyusun hidrokarbon dan perubahan setiap komponenen fasanya.

C. *Thermal Simulation*

Merupakan jenis simulasi reservoir yang digunakan untuk studi aliran suatu fluida, reaksi kimia ataupun perpindahan panas. Program ini banyak digunakan dalam projek atau studi EOR.

2.3.1 Simulator Reservoir

Aliran fluida yang berasal dari reservoir serta yang mengalir pada pipa produksi saling terintegrasi dan sangat kompleks. Dimana memerlukan pemahaman terhadap mengolah fluida yang berkaitan dengan sistem matematik yang berpengaruh terhadap kelakuan fluida. Untuk pengembangan lapangan ini model simulasi sementara dibangun secara konseptual dengan menggunakan *properties* atau parameter sifat fisik reservoir, sehingga dapat memfasilitasi bagian dari studi geologis dan petrofisika untuk menyelidiki pengaruh ukuran dan *grid geometry* (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007).

Serangkaian persamaan di atas merupakan bagian dari persamaan diferensial yang menjadi fungsi dari perubahan saturasi dan tekanan pada waktu tertentu. Kompleksnya persamaan sistem tersebut, sehingga untuk memperoleh suatu solusinya secara analitis diperlukan batas kondisi yang khusus dan harus diselesaikan secara numerik dari persamaan diferensial menggunakan persamaan *finite difference*, kegiatan ini sebagai upaya untuk menghasilkan kinerja reservoir dengan *selective* pada berbagai kondisi sumur yang ada dan *scenario* produksi sehingga akan diperolehnya perkiraan yang optimal terhadap kegiatan rencana pengembangan suatu lapangan dimasa yang akan datang (Timothy & Trisakti, 2015; Yunita, 2017).

Dalam penelitian ini peneliti akan memanfaatkan simulator CMG. CMG (*Computer Modelling Group*) 2018 merupakan *software* pemodelan reservoir yang dikembangkan oleh perusahaan *Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada*. *software* ini dapat dipergunakan dalam reservoir satu fase, dua atau multi fase serta dapat digunakan untuk simulasi dua dimensi atau tiga dimensi. *Software* CMG terdiri dari tiga jenis simulator diantaranya:

A. Simulator IMEX.

Simulator yang bertujuan untuk mensimulasikan kondisi isothermal, aliran fluida yang tergantung pada viskositas, gravitasi dan gaya kapiler. Istilah *balck oil model* melambangkan bahwa fasa hidrokarbon dianggap sebagai cairan yang

homogen daripada berdasarkan komposisi kimianya. kelarutan gas dalam minyak dan air diperhitungkan akan tetapi komposisi fasa tetap konstan.

B. Simulator GEM

Simulator GEM merupakan metode yang digunakan untuk simulasi reservoir tipe *compositional* yang mana komposisi cairan atau gas menjelaskan perubahan tekanan. Jenis simulasi ini sering digunakan untuk mempelajari perilaku reservoir yang mengandung *volatile* dan kondensat minyak bumi.

C. Simulator STAR

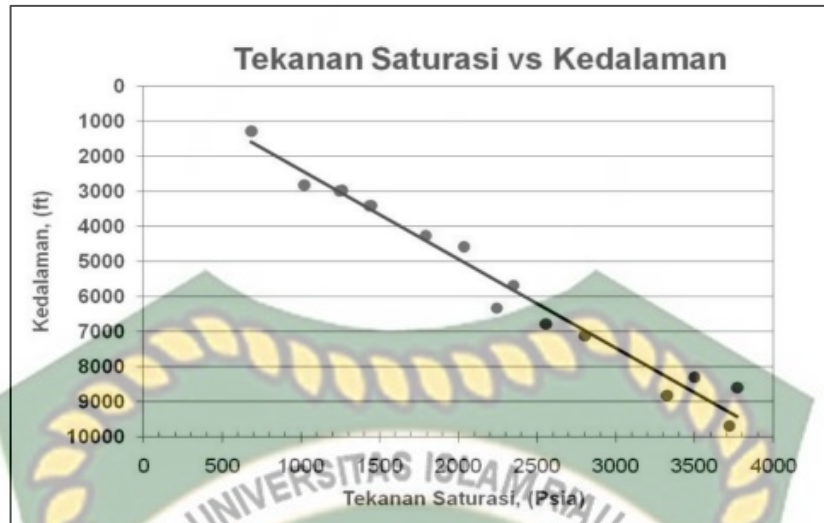
Simulator STAR merupakan metode yang digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan kalor dan reaksi kimia. Jenis simulasi ini sangat umum digunakan dalam studi *steam flooding* (injeksi uap panas) dan proses perolehan minyak menggunakan metode pembakaran in-situ (*in-situ combustion*).

2.3.2 Langkah-langkah Pengerjaan Simulasi Reservoir

Dalam melakukan kegiatan simulasi pada dasarnya memerlukan langkah-langkah sebagai berikut:

2.3.2.1 Persiapan Data

Persiapan data bertujuan untuk mendapatkan data yang valid dan sesuai kebutuhan didasarkan pada tujuan simulasi. Data yang digunakan tidak dapat digunakan secara langsung, namun memerlukan beberapa pemrosesan untuk menghasilkan data yang siap digunakan. Tujuan dari pengolahan data reservoir erat kaitannya dengan integritas data dan format laporan studi pengembangan lapangan (POD) yang harus disiapkan, analisis data dan pelaksanaan proses perhitungan (Azhari & Djumantara, 2016). Data properties fluida diperoleh dari uji PVT sampel diambil dari DST. Hasil setiap uji sampel DST berdasarkan kedalaman menunjukkan apakah *bubble point pressure* merupakan fungsi dari kedalaman.



Gambar 2.2 Tekanan Saturasi

Kemudian mempersiapkan data-data produksi untuk dilakukannya pengolahan data yang meliputi:

- Data Sumur : Jumlah total dan status keadaan sumur.
- Riwayat Kompleksi : Kedalaman dan waktu perforasi.
- Data Laju Produksi: Q_o , Q_g , Q_w , *Water Cut*, GOR.
- Data *Well Test* : Tekanan, PI, Kh, skin.

Selain pengolahan laju produksi sumur, juga perlu menentukan suatu *Key Well* dengan kriteria sebagai berikut:

- Perolehan total *production cumulative* minimal 75% dari produksi lapangan.
- Mempunyai data yang lengkap (*well test*, *coring*, dan *logging*)
- Tidak pernah mengalami problem pada sumur (Kepasiran, kebocoran packer atau tubing).

2.3.2.2 Input Data

Data input yang diperlukan dalam kegiatan simulasi reservoir mencakup data sebagai berikut:

- Simulation Model: Black Oil Model*
- Hasil permodelan statis property 3D: Dimensi Grid, *Active Cell*, Porositas, NTG, dan Permeabilitas.
- Karakteristik Batuan: *Relative Permeability*, *Rock Compressibility*, dan Tekanan Kapiler.

4. Luas batuan berdasarkan distribusi permeabilitas.
5. Karakteristik Fluida: Reservoir Pressure, Temperatur, P_b , Viskositas, Densitas, Kelarutan Gas dan Faktor Volume Formasi.
6. Data Produksi: Lokasi Sumur, Kedalaman *Perfo*, Laju minyak, Laju gas, Laju air, dan *Tubing Head Pressure*.

2.3.2.3 History Matching

History matching adalah suatu proses mengubah parameter yang digunakan dalam pembuatan model untuk menciptakan keselarasan antara model dengan kondisi sebenarnya berdasarkan data parameter yang diukur selama periode waktu tertentu. Proses ini dilakukan agar kondisi dan performansi model reservoir yang disimulasikan sama dengan kondisi performansi reservoir sebenarnya. Data lapangan menunjukkan keadaan dan kinerja sebenarnya. Keselarasan ditampilkan pada grafik tekanan terhadap waktu dan produksi terhadap waktu. Model dinyatakan selaras jika memenuhi kriteria berikut:

- a) Selisih kumulatif antara produksi liquid model dan aktual $<1\%$
- b) Selisih kumulatif antara produksi minyak model dan aktual $<5\%$
- c) Selisih kumulatif antara produksi air model dan aktual $<10\%$
- d) Selisih kumulatif antara produksi gas model dan aktual $<20\%$

Jika ada kendala dalam penyelarasan data, maka dapat mengubah parameter sebagai berikut:

- a) Membuat Aquifer dimana air dan minyak saling kontak.
- b) *Transmissibility*
- c) Bentuk kurva *relative permeability*.
- d) Rock region
- e) PVT
- f) Data-data sumur (PI, BHP, Skin, DII)
- g) Batas fluida (WOC, GOC).

2.4 STATE OF THE ART

Pembahasan dalam penelitian ini terinspirasi dari beberapa referensi diantaranya adalah oleh Yunita, (2017) yang berjudul “Pengembangan Lapangan

“Y” Menggunakan Simulasi Reservoir”. Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak pada lapangan Y dengan melakukan Perkiraan perilaku produksi reservoir dapat dilakukan dengan membuat beberapa skenario produksi dimana dengan membuka zona-zona perforasi yang dianggap ekonomis (Seah et al., 2014). Oleh karena itu, diperlukan melakukan pemodelan pada simulasi reservoir CMG.

Pada penelitian terdahulu, didapat kesimpulan bahwa, Pada Skenario A, reservoir diproduksi dengan satu sumur, yaitu *existing well* PMS 01 (*base case*), saat diproduksi menghasilkan *recovery* sebesar 38.14 % atau *cumulative production* sebesar 8.8 Bscf. Pada skenario A, zona 12 memiliki *recovery factor* sebesar 90.09%, zona 15 sebesar 87.19 % dan zona 16 sebesar 6.49 %. Skenario B dengan perforasi pada zona 16 pada *existing well* PMS 01. Sumur diproduksi dengan tiga perforasi, yaitu zona 12, zona 15 dan zona 16. Dari skenario B menghasilkan *recovery factor* sebesar 54.18 % atau dengan *cumulative production* sebesar 12.5 Bscf. *Recovery factor* zona 12 sebesar 90.09 %, zona 15 sebesar 87.19 % dan zona 16 sebesar 32.60 %. Skenario C, reservoir diproduksi oleh dua sumur, yaitu *existing well* PMS 01 (Skenario B) dan sumur sisipan PMS 03. Pada skenario C ditambahkan satu buah sumur sisipan PMS 03 pada tanggal 4 Juni 2008 pada zona 15 dan zona 16 dan memperoleh *recovery factor* sebesar 70.22 % atau dengan *cumulative production* sebesar 16.2 Bscf.

Pada penelitian yang dilakukan oleh Yunita, (2017) memiliki persamaan dan perbedaan dengan penelitian yang akan dilakukan. Persamaan pada penelitian yang akan dilakukan yakni sama-sama menggunakan metode dengan pemodelan reservoir (CMG) dalam Optimasi sumur tua dan juga sama-sama melakukan peningkatan *recovery factor* untuk peningkatan perolehan minyak akan tetapi yang menjadi pembeda pada penelitian ini terletak pada fluida yang diproduksi. Peneliti sebelumnya melakukan uji coba dengan menggunakan reservoir yang menghasilkan Gas. maka penelitian berikutnya yang akan dilakukan dengan meningkatkan *recovery factor* pada reservoir *Oil*, serta dapat perbedaan lokasi penelitian dimana pada penelitian terdahulu lokasi penelitian

berada di Lapangan Y, sedangkan untuk penelitian yang akan dilakukan ini berada di lapangan GR, berada di Lapangan BOB PT. Bumi Siak Pusako.

Penelitian yang dilakukan (Rasyid et al., 2021) kerja ulang pindah lapisan diimplementasikan pada lapangan X tersebut dikarenakan produksi air yang semakin meningkat. Pada penelitiannya penentuan zona prospek dilakukan dengan interpretasi secara kualitatif dan kuantitatif yang didapat nilai V_{shale} sebesar 0.28, porositas 0.19 dan nilai S_w sebesar 0.65. Dengan penelitiannya ini metode KUPL berhasil untuk dikembangkan dan memperoleh NPV sebesar 24,464,776 USD dalam kurun produksi 15 tahun.

Penelitian yang dilakukan (Kaesti, 2011) kerja ulang pindah lapisan (KUPL) dilakukan di sumur EYK-02 pada formasi cibulakan atas lapisan L bertujuan untuk mengoptimalisasi produksi hidrokarbon gas. Dengan metode ini diperoleh kenaikan produksi sebesar 781% dengan produksi sebelumnya sebesar 0.078 MMcfd dan setelah optimalisasi sebesar 0.687 MMcfd.

Penelitian yang dilakukan (Susilo et al., 2021) evaluasi kinerja sumur produksi bertujuan untuk mendeskripsikan kondisi cadangan minyak dan gas bumi pada sumur produksi MBR hal ini berguna sebagai gambaran keekonomian setelah masa pemulihan. Metode *oil recovery* yang digunakan pada evaluasi ini adalah dengan melakukan perforasi ulang pada lapisan yang lain diperoleh hasil sebesar 25% dan nilai NPV setelah pekerjaan perforasi sebesar 15%.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Peneliti melakukan penelitian dengan menggunakan metodologi simulation research dengan *software* CMG dan akan melakukan analisis dengan data lapangan mulai dari melakukan analisis pada model maupun melakukan pengumpulan data yang akan diperlukan guna untuk mendukung kelancaran penelitian yang akan dilakukan.

3.1 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di Universitas Islam Riau dengan menggunakan Metode *simulation research* dengan menggunakan data sekunder yang diperoleh dari Lapangan BOB PT. Bumi Siak Pusako.

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

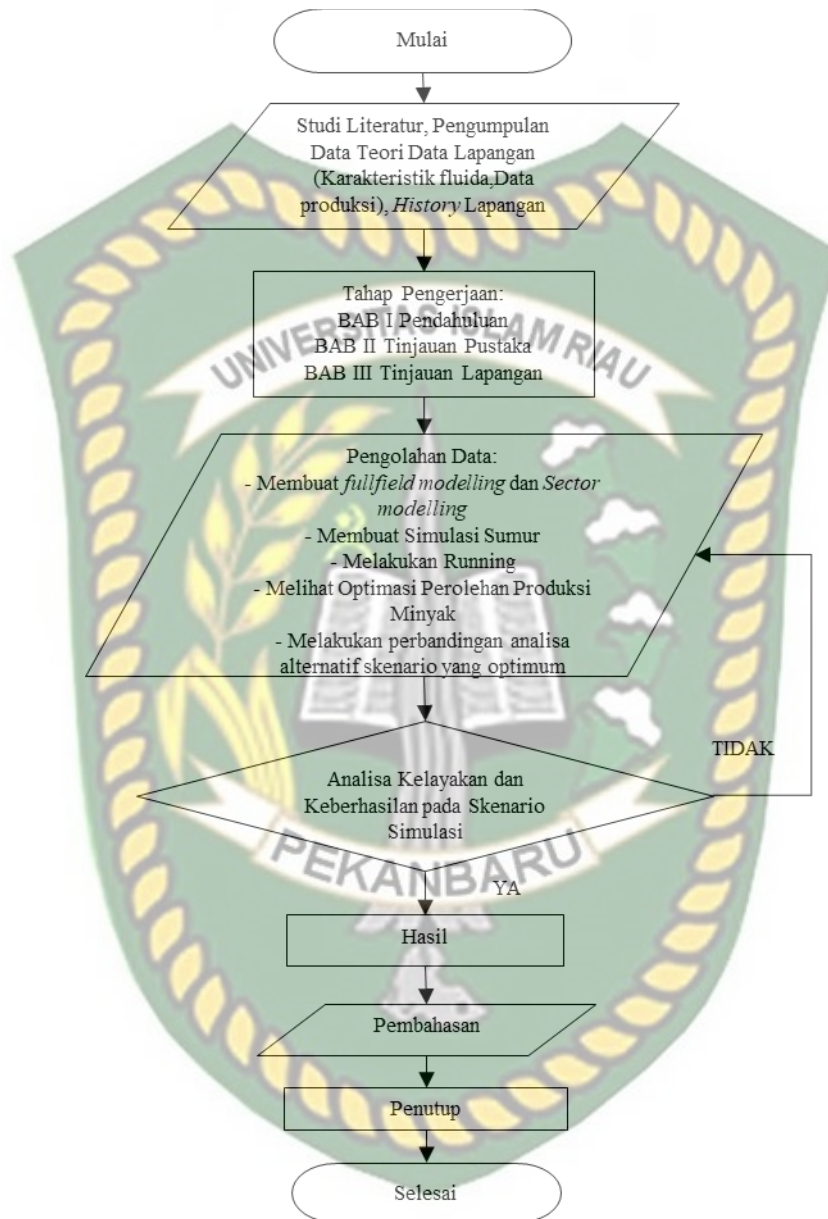
Kegiatan	2022											
	Juni				Juli				Agustus			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Literature Review												
Konsultasi Dosen pembimbing												
Pengumpulan Data												
Inisialisasi Model												
Skenario Optimasi Produksi												
Analisis Hasil dan Pembahasan												
Laporan Sidang Tugas Akhir												

3.2 TEKNIK PENGUMPULAN DATA.

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sekunder yang diperoleh dari PT. BOB BSP Pertamina Hulu kemudian diolah ke dalam software CMG 2018 Black Oil (IMEX) serta ditambahkan dengan referensi dari buku pegangan pelajaran teknik perminyakan, paper, jurnal, dan diskusi dengan dosen pembimbing.

3.3 DIAGRAM PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan alur sebagai berikut:



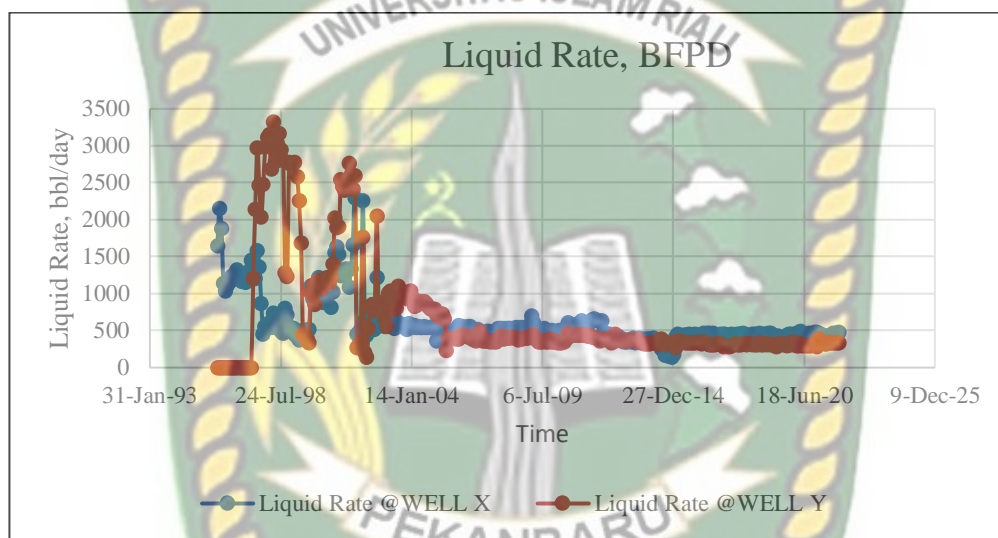
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.4 PROSEDUR PENELITIAN

3.3.1 Persiapan Data

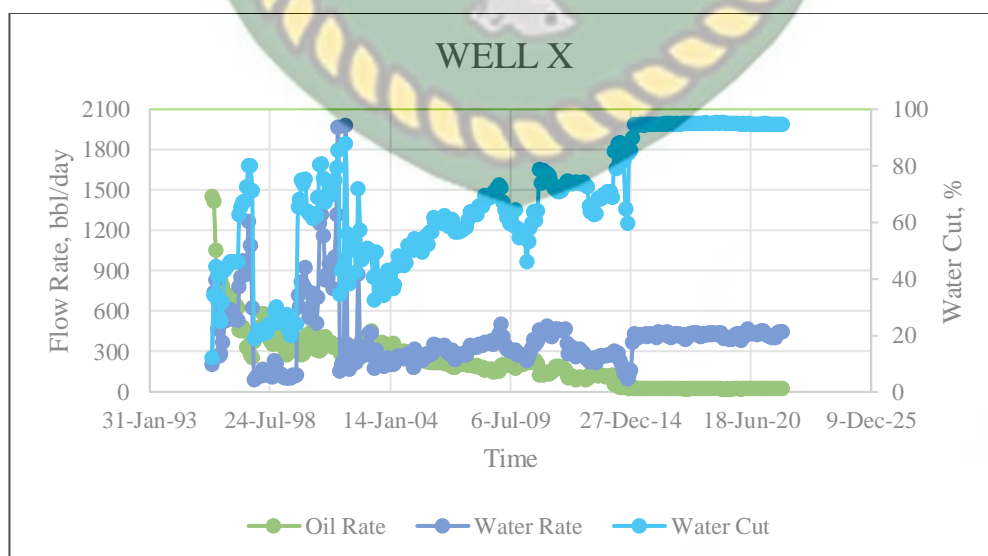
Adapun tahapan utama dalam penelitian ini melakukan pengumpulan data seperti, data produksi, data reservoir, data PVT, dan data *logging*.

Berdasarkan data yang diperoleh diketahui sumur X dan Y diproduksi pada 30 November 1995. Berikut pada gambar 3.1 histori produksi sumur X dan Y.



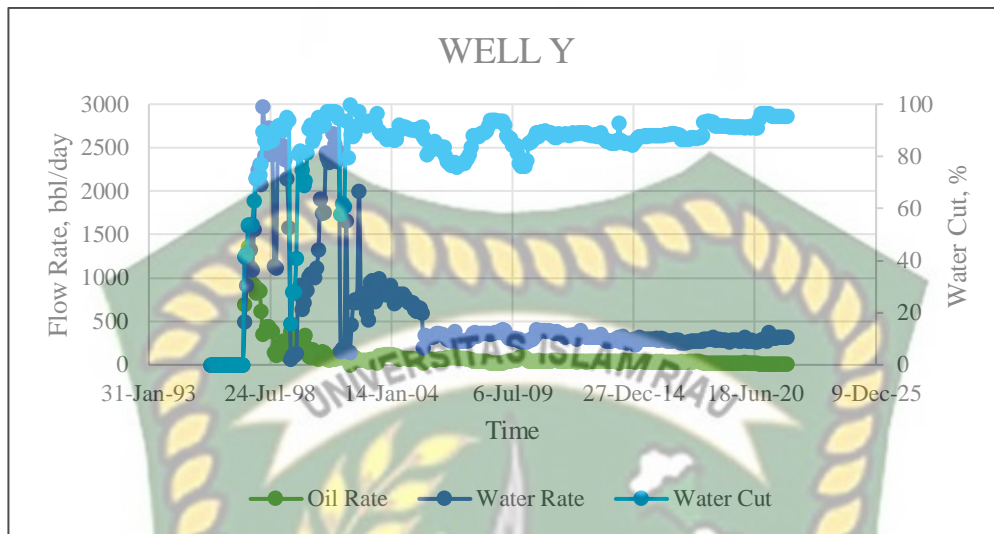
Grafik 3.1 *Liquid production rate* pada sumur X dan Y

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)



Grafik 3.2 Profil laju produksi minyak, dan air serta *water cut* pada sumur X

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)



Grafik 3.3 Profil laju produksi minyak, dan air serta *water cut* pada sumur Y

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

Tabel 3.2 Tabel Data Sumur

Data Sumur	Satuan
Kedalaman	ft
Produksi Sumur	STB
Water cut	%

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

Tabel 3.3 Data PVT

Reservoir Data	Satuan
Bubble Pressure	Psi
Temperature	degF
Oil Density	lb/ft ³
Water Density	lb/ft ³
Faktor Volume Formasi	bbl/STB

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

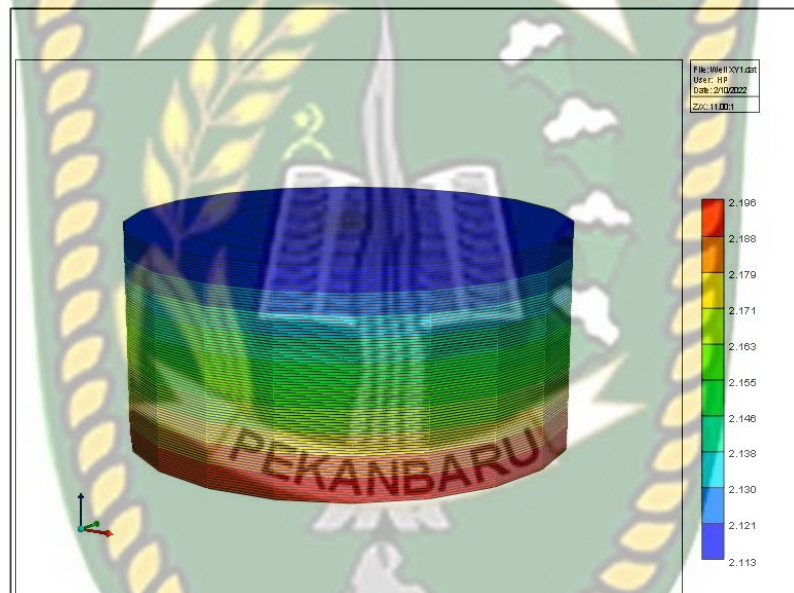
Tabel 3.4 *Rock Properties*

Reservoir Data	Satuan
Porositas	%
Permeabilitas	md
Saturasi	%

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

3.3.2 Pembuatan Model Simulasi

Pemodelan reservoir didasarkan pada peta struktur permukaan, *isoporous*, *isopermeable* dan *isopach* yang diperoleh dari hasil studi geofisika dan geologi.



Gambar 3.2 Model Lapangan GR

3.3.3 Inisialisasi

Inisialisasi diperlukan untuk mengetahui kondisi tekanan dan cadangan awal pada model yang dibuat sama dengan kondisi awal reservoir. Hal ini dapat diketahui melalui cara membandingkan hasil perhitungan OGIP dari simulator dengan hasil volumetrik.

3.3.4 Penyelarasan (History Matching)

Penyelarasan dilakukan dengan mengubah parameter dinamis tanpa mengubah hasil dari proses inisialisasi sehingga tercapai keselarasan tekanan dan *production rate* antara model dengan data produksi lapangan yang ada.

3.3.5 Perencanaan Pengembangan Sumur

Model simulasi yang telah dilakukan ini akan dijadikan salah satu dasar pengambilan keputusan untuk rencana pengembangan reservoir “GR” ditinjau dari aspek reservoirnya.

3.4 OPTIMASI PENINGKATAN LAJU ALIR SUMUR

Pada penelitian ini akan dilakukan beberapa *scenario* yang bertujuan untuk pengembangan lapangan dimana hal ini didasari dengan jumlah cadangan yang ada. Beberapa strategi pengembangannya yang akan dilakukan dengan menambahkan atau membuka layer baru di setiap sumur yang dianggap masih produktif dengan parameter keberhasilan berdasarkan peningkatan laju alir produksi, perolehan minyak (*oil recovery*) dan juga sisa cadangan (*remaining reserve*) yang ada pada reservoir tersebut.

1. Membuka lapisan A pada sumur X
2. Membuka lapisan B pada sumur Y
3. Membuka semua lapisan pada sumur X dan Y

BAB IV PEMBAHASAN

4.1 INISIALISASI

Tahapan awal pada penelitian ini yaitu melakukan inisialisasi model reservoir dengan menggunakan data yang diperoleh dari hasil observasi. Pada penelitian ini pemodelan reservoir dibuat pada skala sumur. Maka oleh sebab itu model reservoir pada sumur X dan Y dibuat secara terpisah. Berikut data yang dipergunakan untuk inisialisasi sumur X dan sumur Y

Tabel 4.1 Data Sumur

Data Sumur	Satuan	Nilai
Kedalaman	ft	2000 - 3000
Produksi Sumur	STB	313
Water cut	%	95

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

Tabel 4.2 Data PVT

Reservoir Data	Satuan	Nilai
Bubble Pressure	Psi	236
Temperature	degF	190
Oil Density	lb/ft ³	52.45
Water Density	lb/ft ³	62.43
Faktor Volume Formasi	bbl/STB	1.08

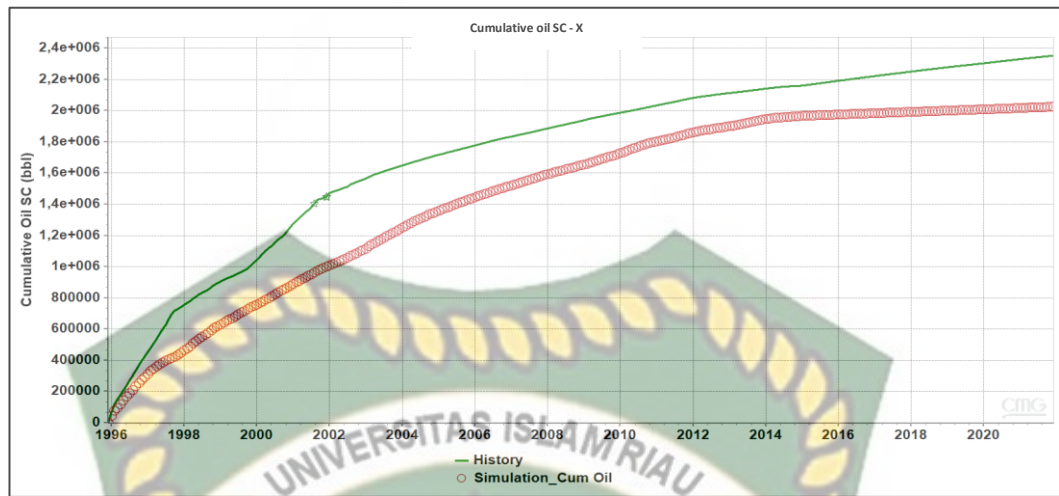
Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

Tabel 4.3 Rock Properties

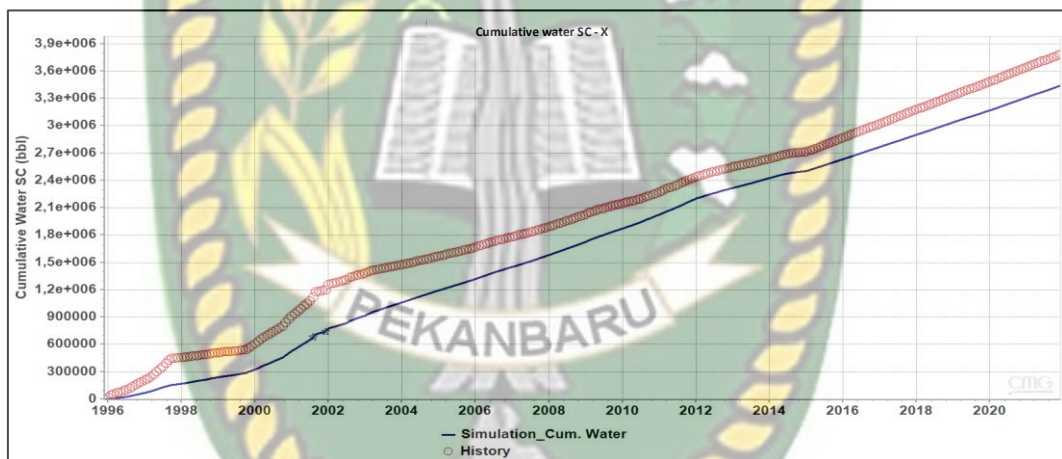
Reservoir Data	Satuan	Nilai
Porositas	%	0.242
Permeabilitas	md	360.512
Saturasi	%	0.628

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako, (2022)

Adapun hasil inisialisasi software CMG untuk sumur X dan sumur Y berdasarkan data di atas adalah sebagai berikut:



Gambar 4.1 Perbandingan perolehan kumulatif minyak antara data histori sumur dan simulasi (sumur X)



Gambar 4.2 Perbandingan perolehan kumulatif air antara data histori sumur dan simulasi (sumur X)

Gambar 4.1 merupakan perbandingan kumulatif minyak antara hasil simulasi software dengan history sumur. Berdasarkan gambar tersebut terlihat terdapat penyimpangan yang sangat signifikan antara data histori dan simulasi. Perolehan hasil simulasi menunjukkan hasil yang lebih besar dibandingkan data histori sumur. Adapun kumulatif minyak yang diperoleh dari data histori sebesar 2.025 MMSTBO sedangkan hasil simulasi 2.353 MMSTBO dimana terjadi penyimpangan sebesar 13.906 % yang artinya konstruksi properti model reservoir yang dibangun harus dilakukan penyesuaian.

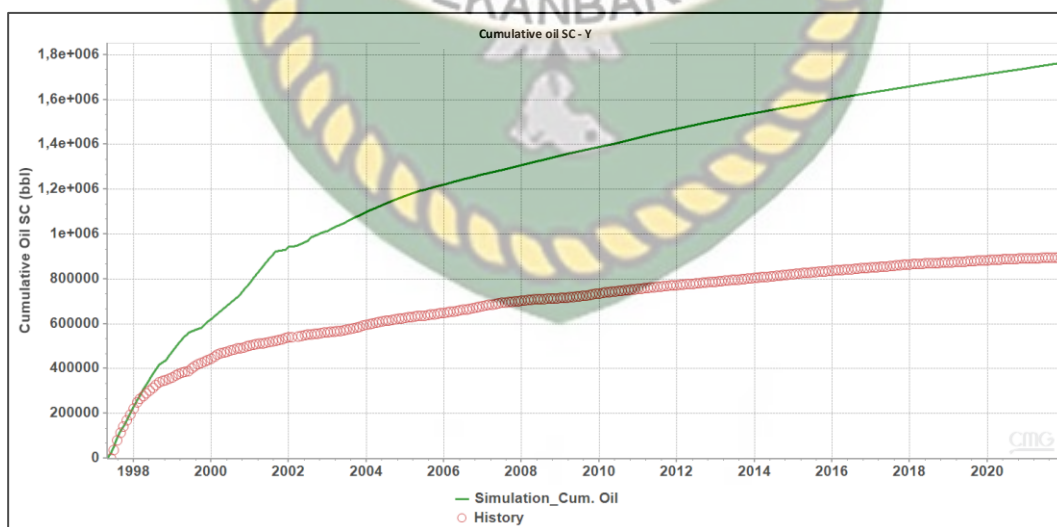
Gambar 4.2 merupakan produksi kumulatif air di sumur X. Berdasarkan hasil yang diperoleh menunjukkan perbedaan dimana hasil simulasi lebih kecil dibandingkan data histori sumur. Adapun kumulatif produksi air hasil simulasi diperoleh sebesar 3.44 MMBBL sedangkan data histori sebesar 3.788 MMBBL dengan persentase penyimpangan sebesar 10.105 %.

Pada tabel 4.4 dapat dilihat ringkasan perbandingan produksi kumulatif sumur X dan selisih penyimpangan data

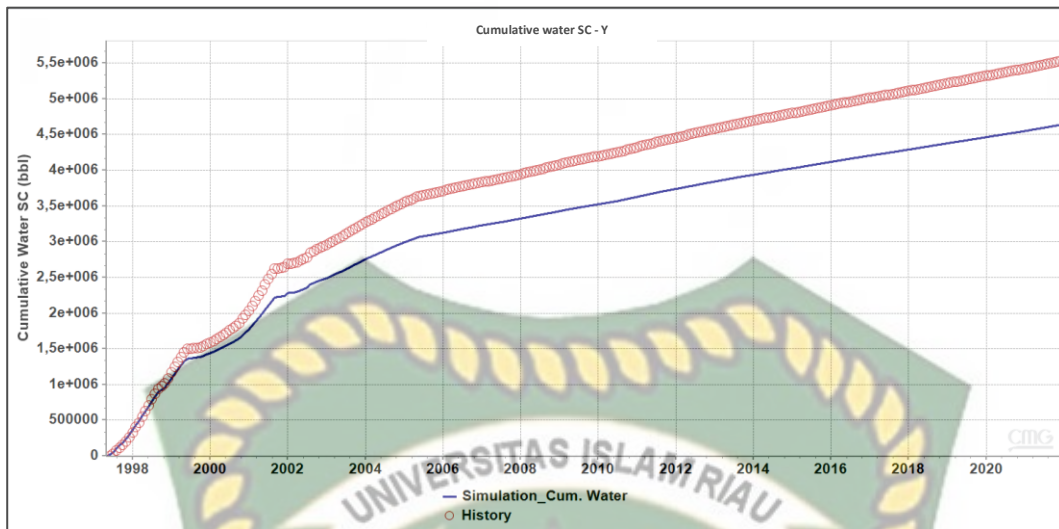
Tabel 4.4 Perbandingan Perolehan Kumulatif Produksi Antara Data Histori Sumur Dan Simulasi Pada Sumur X

	Cum. Liquid, MMBBL	Cum. Oil, MMSTBO	Cum. Water, MMBBL
History	5.813	2.025	3.788
Run Initial	5.793	2.353	3.440
%Error	0.353	13.906	10.105

Gambar 4.3 dan 4.4 merupakan hasil *run* inialisasi sumur Y yaitu sebagai berikut.



Gambar 4.3 Perbandingan perolehan kumulatif minyak antara data histori sumur dan simulasi (sumur Y)



Gambar 4.4 Perbandingan perolehan kumulatif air antara data histori sumur dan simulasi (sumur Y)

Adapun kumulatif minyak yang diperoleh dari hasil simulasi pada gambar 4.3 yaitu sebesar 1.764 MMSTBO sedangkan data histori sebesar 0.896 MMSTBO dengan penyimpangan sebesar 49.18 %. Perolehan hasil simulasi reservoir yang diperoleh lebih besar dibandingkan data produksi minyak aktual.

Pada gambar 4.4 memperlihatkan hasil simulasi yang diperoleh berada dibawah data aktual. Dimana kumulatif produksi air di sumur Y sebesar 4.636 MMBBL (simulasi) sedangkan data aktual sebesar 5.536 MMBBL dengan penyimpangan sebesar 19.411 %. Berikut pada tabel 4.5 hasil ringkasan *run* inialisasi sumur Y.

Tabel 4.5 Perbandingan Perolehan Kumulatif Produksi Antara Data Histori Sumur Dan Simulasi Pada Sumur Y

	Cum. Liquid, MMBBL	Cum. Oil, MMSTBO	Cum. Water, MMBBL
History	6.432	0.896	5.536
Run Initial	6.400	1.764	4.636
%Error	0.507	49.180	19.411

Berdasarkan pada tabel 4.4 dan 4.5 jika dilihat dari kumulatif produksi yang diperoleh tidak menunjukkan hasil penyimpangan yang besar. Menurut *rule of thumb* PT BSP BOB PT Pertamina Hulu, (2022) nilai maksimum penyimpangan antara simulasi dan data aktual harus lebih kecil dari 5 %.

4.2 HISTORY MATCHING

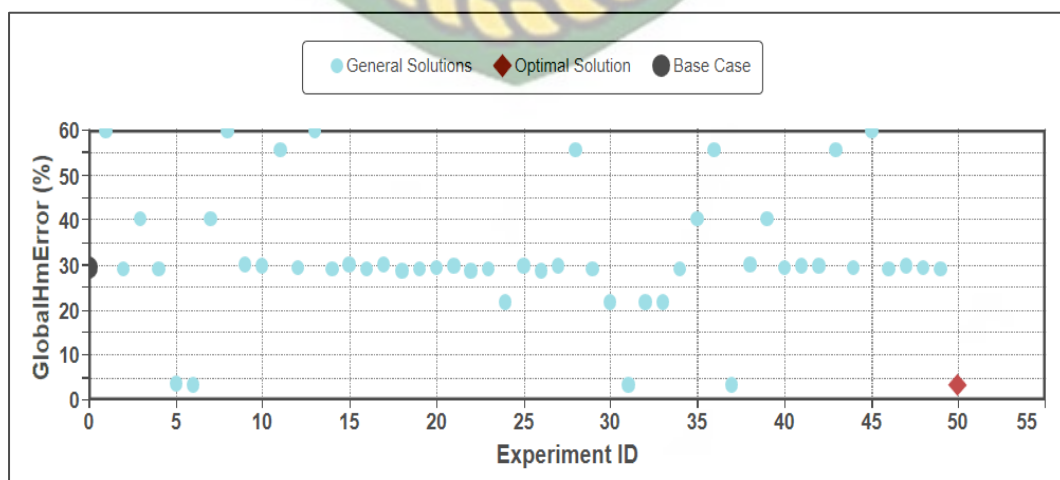
Untuk mengetahui karakteristik reservoir maka dilakukan penyelarasan agar model yang diperoleh lebih representatif dan terintegrasi oleh data produksi dan data properti reservoir. Menurut (Lubis & Djumantar, 2017) untuk melakukan pengembangan sebuah lapangan model reservoir yang dibangun harus sudah terintegrasi oleh data aktual seperti data produksi, RCA, SCAL, *logging* dan *well testing*. Model yang terintegrasi dapat memetakan saturasi air, tekanan sumur dan tekanan reservoir.

4.2.1 Parameter Adjustment

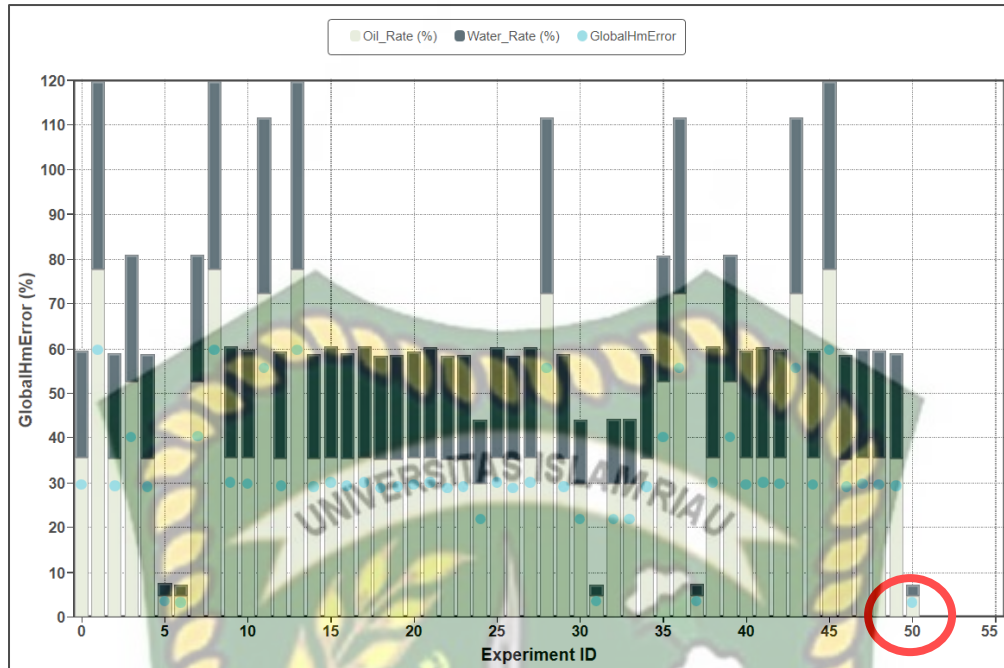
Untuk meminimalisir repetisi *running* model reservoir maka peneliti menggunakan CMG – CMOST AI dalam melakukan *history matching*. Adapun parameter yang dilakukan *adjustment* mengacu pada PTK POD SKK Migas yang meliputi: (Lubis & Djumantar, 2017)

1. *Water oil contact*
2. *Ketebalan aquifer*

Adapun hasil *running* sumur X dengan CMG-CMOST AI dapat dilihat pada gambar 4.5 sampai 4.14 berikut dengan jumlah total data eksperimen yang dilakukan sebanyak 50 kali iterasi data.

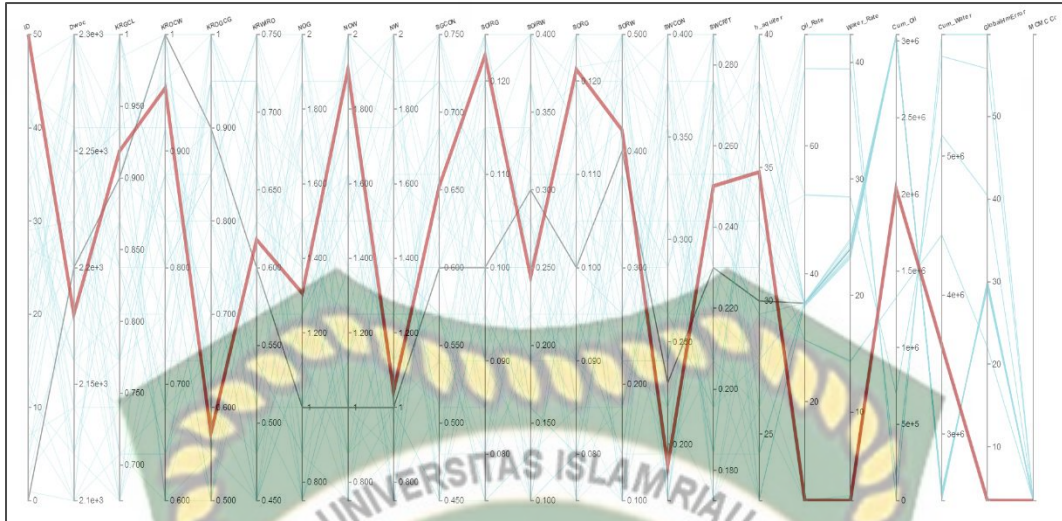


Gambar 4.5 Data eksperimen penyelarasan model reservoir sumur X terhadap tingkat penyimpangan (*error*)



Gambar 4.6 Histogram perbandingan tingkat penyimpangan produksi minyak dan air terhadap data eksperimen (sumur X)

Berdasarkan eksperimen yang dilakukan seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.6 dimana pada *experiment ID* ke-50 (lingkaran berwarna merah) merupakan data properti reservoir yang sesuai dengan keadaan reservoir. Hal ini dikarenakan tingkat penyimpangan data yang diperoleh dibawah 5%. Apabila dilihat dari persentase *error* data produksi yang dihasilkan dari proses *running* yaitu pada data laju produksi minyak 4.55%, laju produksi air 2.4%, kumulatif minyak 0.34%, kumulatif air 4.4%, *liquid rate* 2.8%, kumulatif *liquid* 0.353% dan PI selama 6 bulan 4.77%. Berikut pada gambar 4.7 dapat dilihat hubungan keseluruhan parameter reservoir yang dilakukan *adjustment* sehingga menghasilkan model yang dapat meniru karakteristik reservoir yang sebenarnya dengan kecocokan data produksi yang dimiliki. Pada penelitian ini parameter sensitivitas *history matching* yang digunakan menggunakan metode *trial and error*.



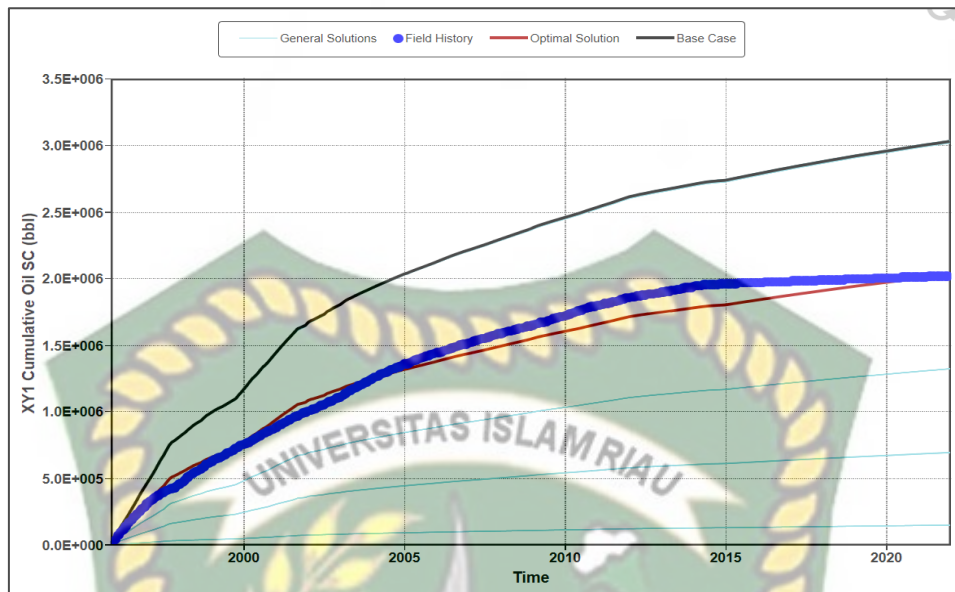
Gambar 4.7 Korelasi paralel sensitivitas data *history matching* pada berbagai *experiment ID*

Pada gambar 4.7 diatas garis yang berwarna merah merupakan parameter yang optimal dengan nomor *experiment ID* 50. Berdasarkan parameter tersebut diperoleh WOC dan ketebalan *aquifer* seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.6 berikut.

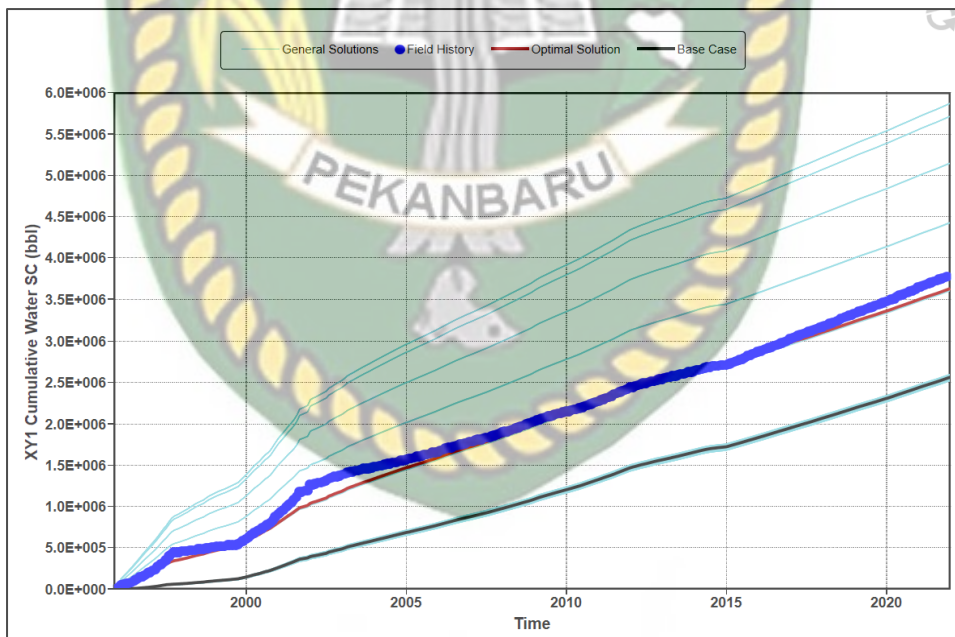
Tabel 4.6 Perbandingan Data Observasi dan Data Optimal Hasil *Running* CMG-CMOST AI (Model Sumur X)

Parameter	Nilai	
	Observasi	Optimal
ID	0	50
WOC, ft	2200	2180
h_aquifer, ft	30	34.838

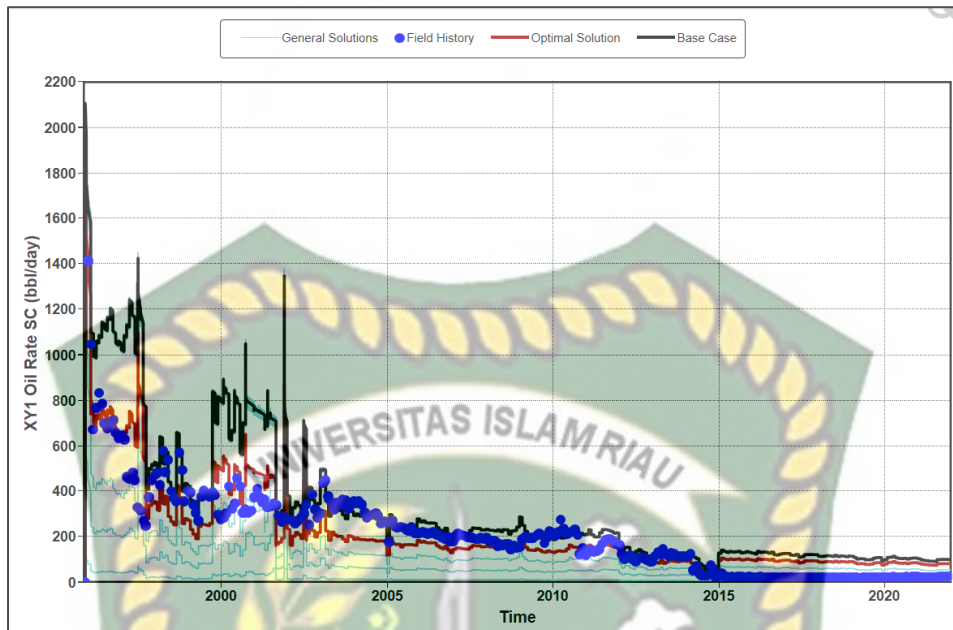
Dengan menggunakan data yang diperoleh dari CIMOS dapat disimpulkan bahwasanya *basecase* pada sumur X dan Y sudah dapat dipergunakan karena sudah *match* sebagaimana yang terlihat pada gambar berikut:



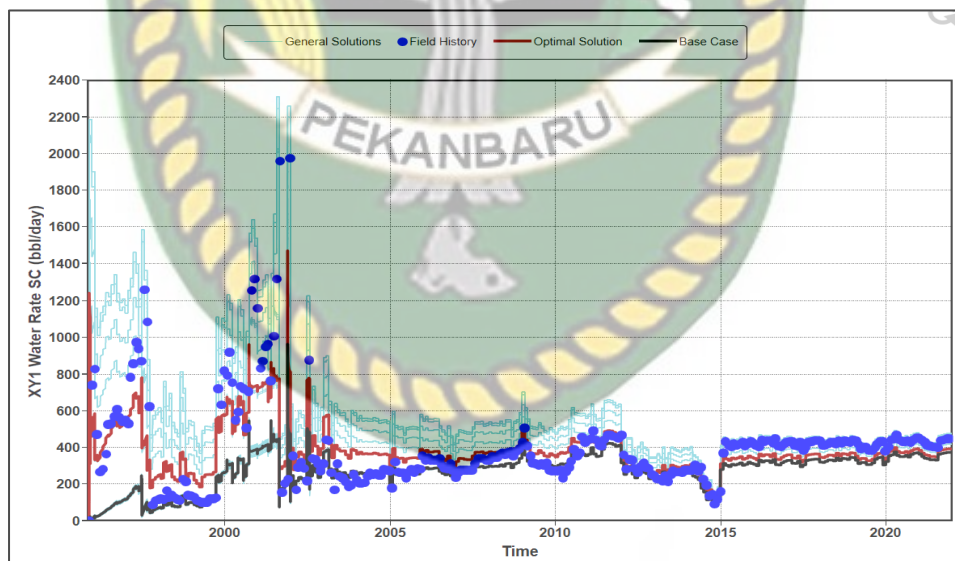
Gambar 4.8 Perbandingan data histori kumulatif minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



Gambar 4.9 Perbandingan data histori kumulatif air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



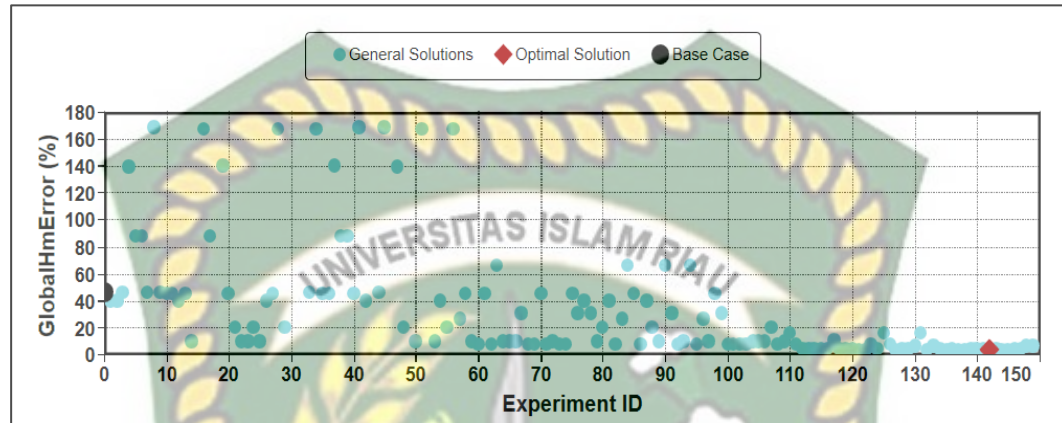
Gambar 4.10 Perbandingan data histori laju alir minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



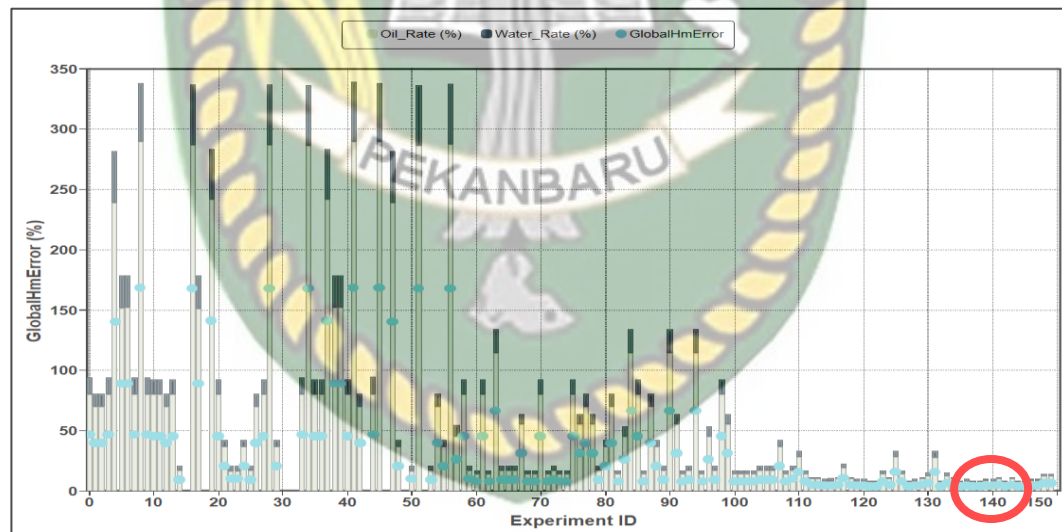
Gambar 4.11 Perbandingan data histori laju alir air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI

Adapun hasil *running* CMG-CMOST AI pada model reservoir sumur Y memiliki jumlah iterasi yang lebih banyak dibandingkan sumur X. Jumlah data *set* yang dibutuhkan untuk memperoleh model reservoir yang sesuai dengan sumur Y

yaitu sebanyak 150 data *experiment*. Berikut hasil *running* CMG-CMOST AI yang dapat dilihat pada gambar 4.12 sampai 4.13. Berdasarkan data *experiment ID* yang direkomendasikan dengan tingkat penyimpangan paling kecil yaitu sebesar 4.05% (data yang optimal) terdapat pada *experiment ID* ke-142.

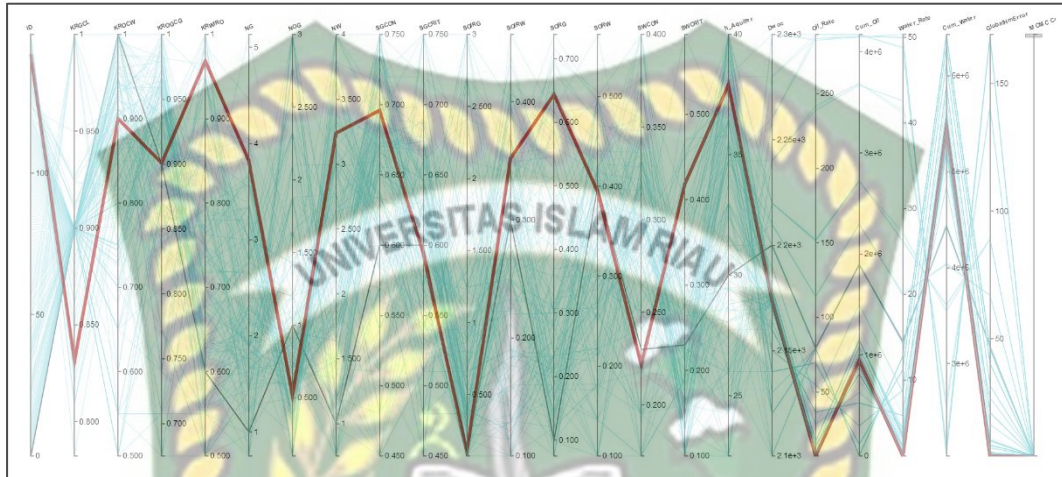


Gambar 4.12 Data eksperimen penyalarsan model reservoir sumur Y terhadap tingkat penyimpangan (*error*)



Gambar 4.13 Histogram perbandingan tingkat penyimpangan produksi minyak dan air terhadap data eksperimen (sumur X)

Adapun tingkat penyimpangan data yang paling kecil diperoleh pada *experiment ID* ke-142 dengan persentase *error* untuk kumulatif minyak 4.40%, kumulatif air 1.5%, laju alir minyak 4.09% dan laju alir air 1.5%. Data *set* yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.14 berikut.



Gambar 4.14 Korelasi paralel sensitivitas data *history matching* pada berbagai *experiment ID*

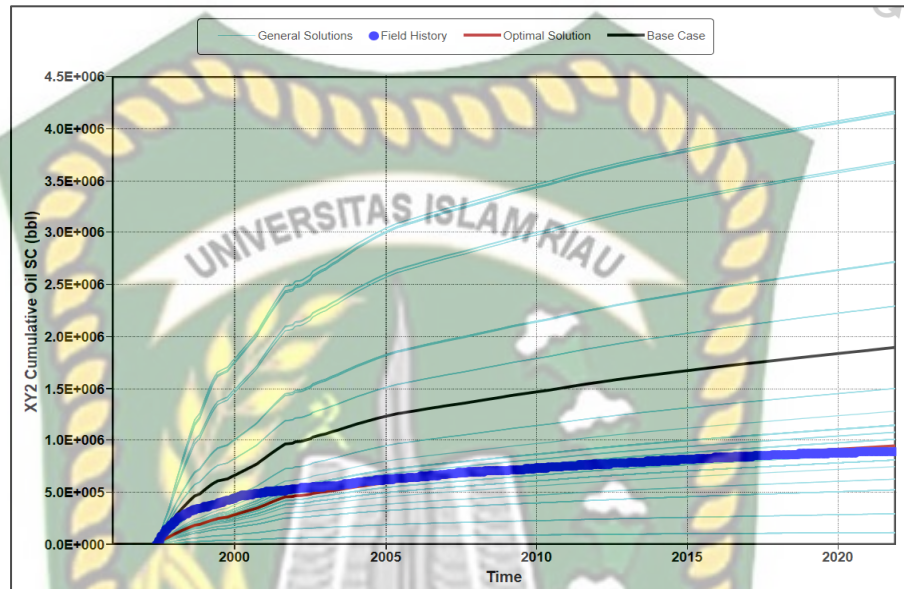
Berdasarkan korelasi paralel parameter yang optimal pada gambar 4.14 dapat diperoleh bentuk data properti model reservoir sebagai berikut yang dapat dilihat pada tabel 4.7. Sedangkan kurva permeabilitas yang dihasilkan dapat dilihat pada gambar 4.15.

Tabel 4.7 Perbandingan Data Observasi dan Data Optimal Hasil *Running* CMG-CMOST AI (Model Sumur Y)

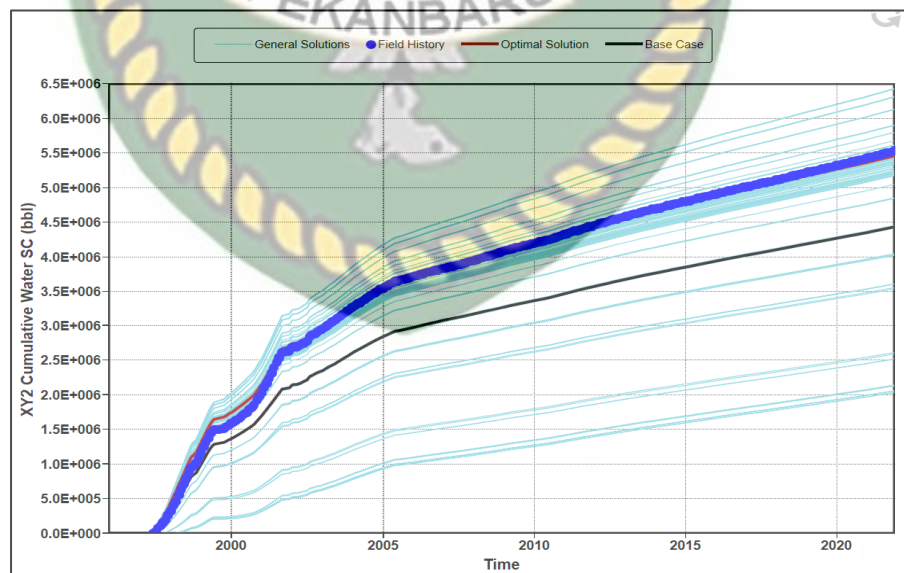
Parameter	Nilai	
	Observasi	Optimal
ID	0	142
h_Aquifer, ft	30	37.9
WOC, ft	2200	2174

Berdasarkan data *history matching* yang diperoleh menunjukkan bahwa data WOC sumur Y yang diperoleh melalui observasi lebih besar dibandingkan dengan data model hasil *running* simulasi. Namun jika dilihat dari sejarah kompleks dimana penutupan lapisan C'sd memberikan dampak penurunan *water*

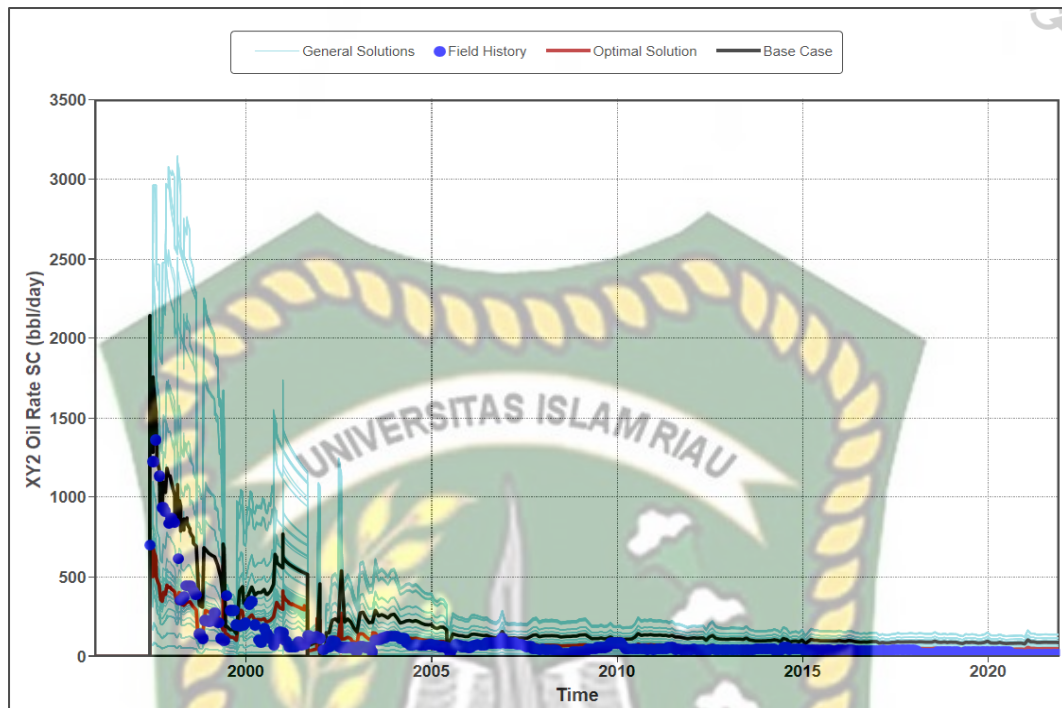
cut dengan kata lain lapisan C'sd merupakan zona transisi, sehingga dengan hal ini program kerja ulang pindah lapisan (KUPL) pada lapisan A'sd dan B'sd sangat di rekomendasikan. Berikut dapat dilihat variasi hasil simulasi reservoir sumur Y yang terdapat pada gambar 4.15 sampai 4.18.



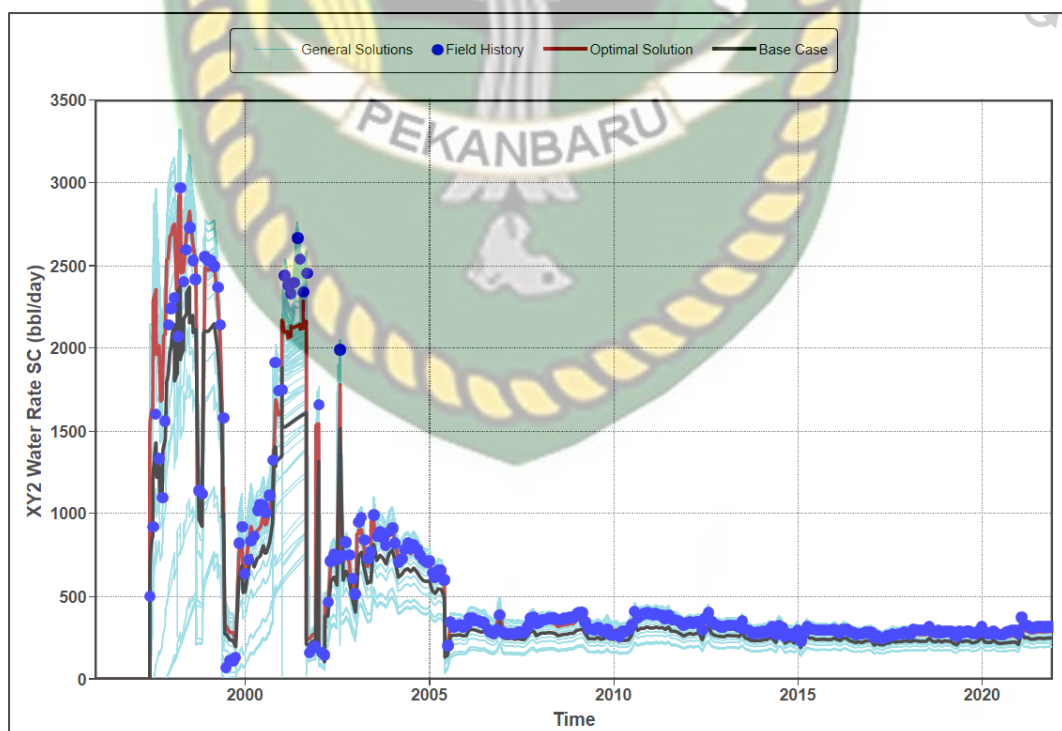
Gambar 4.15 Perbandingan data histori kumulatif produksi minyak di sumur Y terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



Gambar 4.16 Perbandingan data histori kumulatif produksi air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



Gambar 4.17 Perbandingan data histori laju alir minyak di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI



Gambar 4.18 Perbandingan data histori laju alir air di sumur X terhadap hasil iterasi data eksperimen menggunakan CMG-CMOST AI

Observasi data lapangan yang peneliti kumpulkan terdapat limitasi terutama pada data *aquifer* maka dengan melakukan pendekatan penggunaan data *aquifer* diasumsikan berdasarkan lapisan C'sd, lokasi *aquifer* berada dibawah reservoir bentuk dari *aquifer* tersebut berupa *grid edge*. Secara detail data *aquifer* dapat dilihat pada tabel 4.8.

Tabel 4.8 Data Aquifer Model Reservoir sumur X dan Y

Parameter	Model Aquifer	
	Well X	Well Y
<i>Porosity</i> , fraction	0.25	0.25
<i>Permeability</i> , mD	160	400
Radius, ft	1000	300
<i>Angle</i> , fraction	0.45	0.35
<i>Initial Pressure</i> , Psi	850	800
<i>Datum Depth</i> , ft	2200	2200
<i>Location</i>	<i>Bottom</i>	<i>Bottom</i>

Berdasarkan *experiment ID* yang optimal maka dapat dibuat tabulasi penyimpangan *history matching* pada masing-masing model reservoir sumur X dan Y yang diperlihatkan tabel 4.9 berikut.

Tabel 4.9 Hasil *History Matching* Model Reservoir Sumur X dan Y

HM Quality, %error								
Res. Model	Experiment ID	Liquid Rate	Liquid Cum	Oil Rate	Oil Cum	Water Rate	Water Cum.	PI
X	50	2.8	0.353	4.55	0.34	2.4	4.4	4.77
Y	142	0.344	0.343	4.09	3.40	1.5	5.4	0

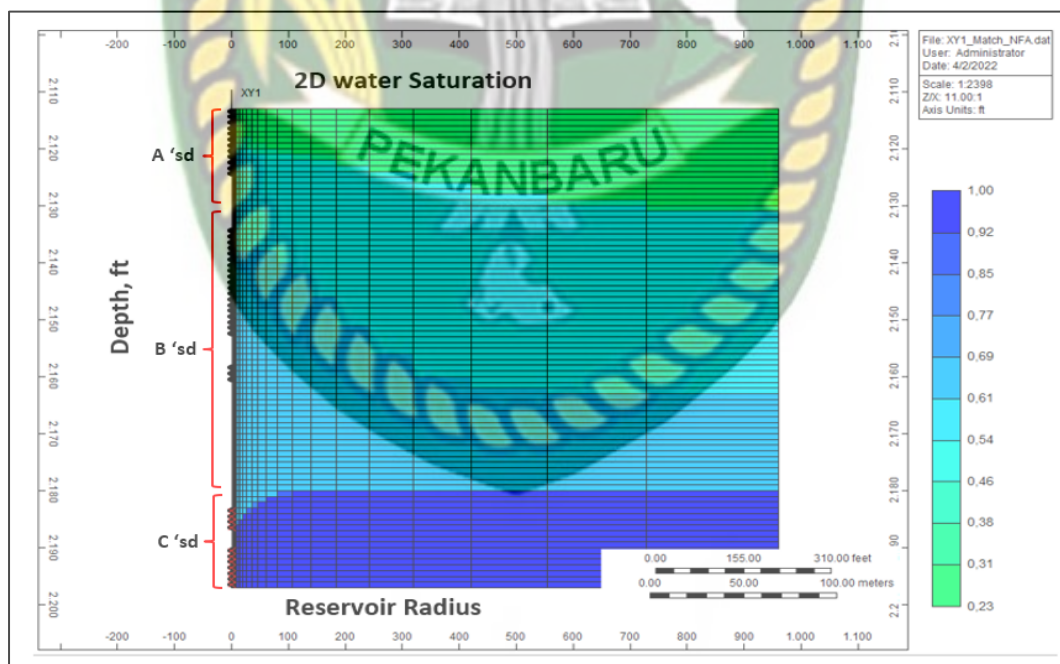
Adapun PI yang diperoleh dari sumur X dan Y diambil berdasarkan pada laju alir selama 6 bulan. Mengacu pada *rule of thumb* PTK POD SKK Migas maka model hasil penyesuaian sudah memenuhi syarat dengan tingkat penyimpangan <5%.

4.2.2 Kesimpulan *History Match*

Setelah dilakukan *history matching* terdapat beberapa informasi yang diperoleh yaitu sebagai berikut:

1. Pada sumur X dan Y terdapat *aquifer* yang berada di bagian bawah reservoir dan sangat baik untuk men-support performa reservoir, namun pada 6 bulan produksi terjadi fluid *influx* yang berasal dari *aquifer* yang mengakibatkan adanya *by-pass oil* terutama pada lapisan C'sd.
2. Penutupan lapisan C'sd memberikan dampak yang positif terhadap kenaikan laju produksi, dan penurunan WC.
3. Berdasarkan pada kenaikan level WOC yang sudah menembus lapisan C'sd, maka untuk mengoptimalkan performa sumur X dan Y perlu dilakukan penambahan perforasi pada lapisan A'sd dan B'sd.

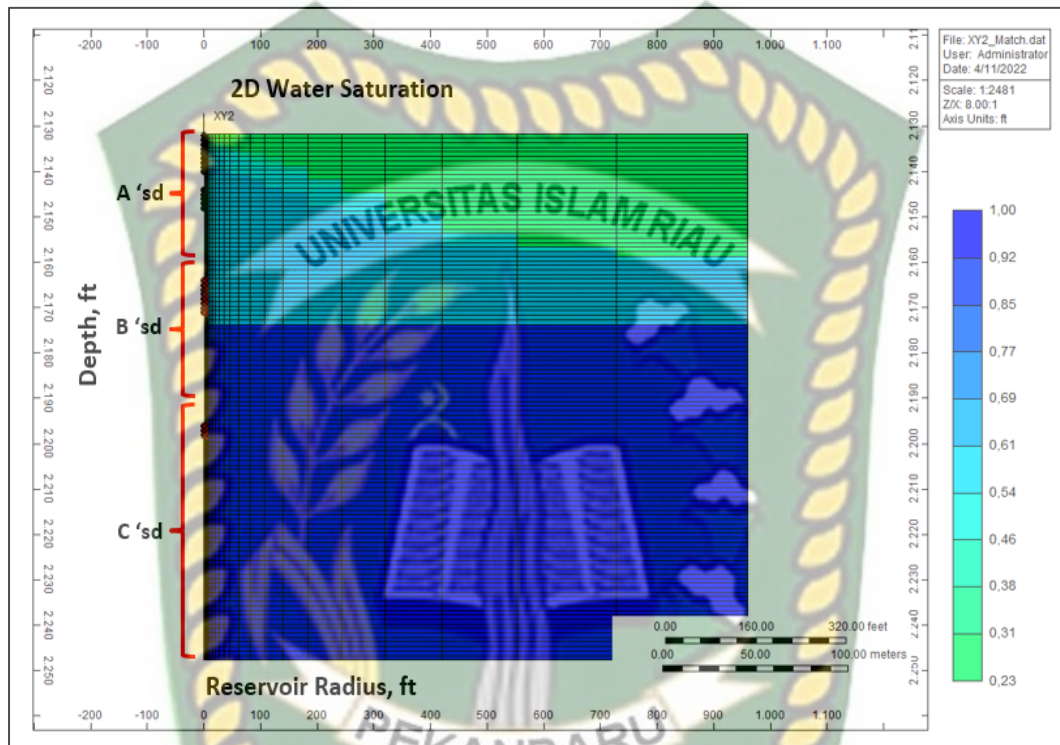
Berikut pada gambar 4.19 dan 4.20 merupakan peta 2D saturasi air pada tanggal 30 November 2021 (data akhir produksi sumur).



Gambar 4.19 2D Map saturasi air pada model reservoir sumur X

Berdasarkan peta saturasi air pada sumur X dapat diketahui bahwa *influx* yang berasal dari *aquifer* sudah menembus sampai lapisan B'sd dengan S_w mencapai 0.6 sedangkan *influx* di lapisan A'sd terjadi hanya di bagian lapisan

bawah reservoir yaitu pada interval kedalaman 2130 ft - 2120 ft. Adapun S_{wc} model reservoir sumur X sebesar 0.23. Pada lapisan C'sd sudah jenuh oleh saturasi air. Oleh karena itu hanya terdapat dua zona yang masih memiliki potensi untuk dilakukan pengembangan yaitu lapisan A'sd dan B'sd.



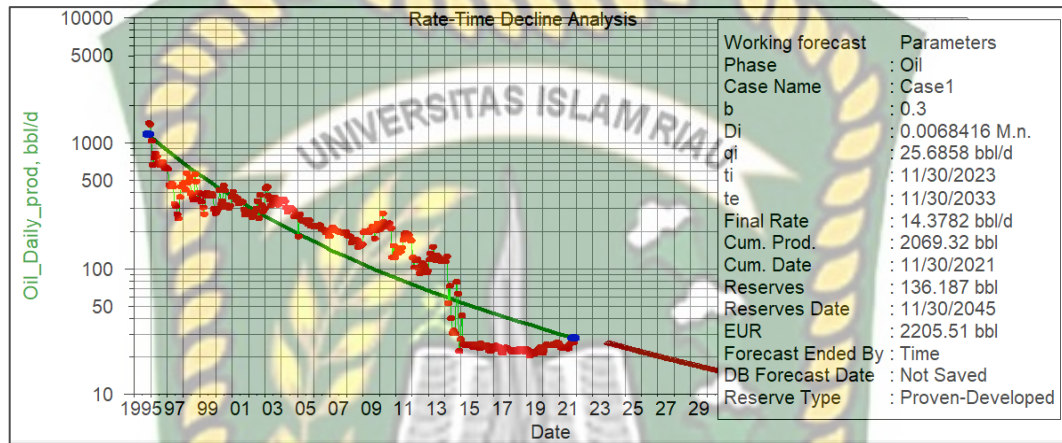
Gambar 4.20 2D Map saturasi air pada model reservoir sumur Y

Seperti yang diperlihatkan pada gambar 4.20 dimana saturasi air di sumur Y sudah menembus sebagian lapisan A'sd hal dapat dilihat dari peningkatan $S_w > S_{wc}$. Adapun nilai S_{wc} model reservoir sumur Y sebesar 0.23. Sedangkan setengah dari lapisan B'sd juga sudah jenuh oleh saturasi air dan lapisan C'sd semuanya sudah dijenuhi oleh air. Ini berarti lapisan yang masih berpotensi untuk dikembangkan hanya terdapat pada dua lapisan yaitu A'sd dan B'sd.

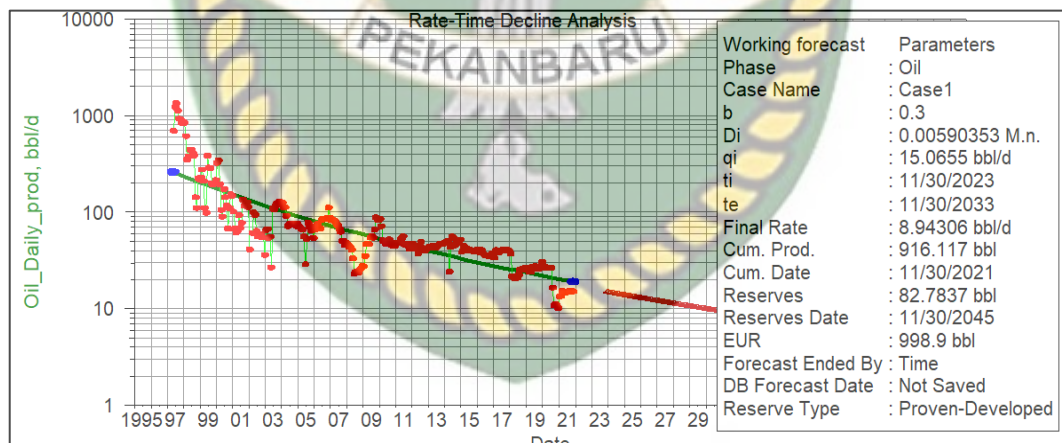
4.3 REAMAINING RESERVE

Sebelum melakukan pengembangan sisa cadangan yang tertinggal ekonomis untuk dikembangkan. Perhitungan sisa cadangan pada penelitian ini dilakukan komparasi dua metode antara DCA dan simulasi reservoir.

Perhitungan sisa cadangan minyak metode DCA peneliti menggunakan *software* OFM dengan *reserve type* berupa *proven-developed*, dikarenakan *drive mechanism* reservoir berupa *bottom-water drive* maka kurva jenis kurva yang dipilih berupa *hyperbolic* dengan nilai $b = 0.3$ (Ahmed, 2006). Berikut pada gambar 4.21 dan 4.22 dapat dilihat hasil perhitungan cadangan dengan *software* OFM.



Gambar 4.21 Hasil perhitungan cadangan minyak dengan metode DCA pada sumur X

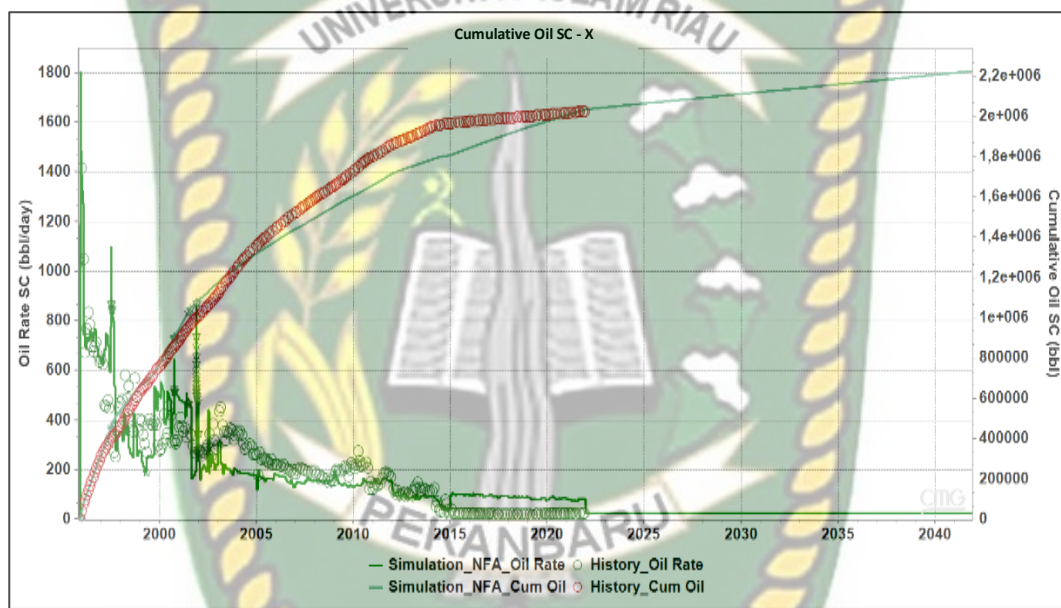


Gambar 4.22 Hasil perhitungan cadangan minyak dengan metode DCA pada sumur Y

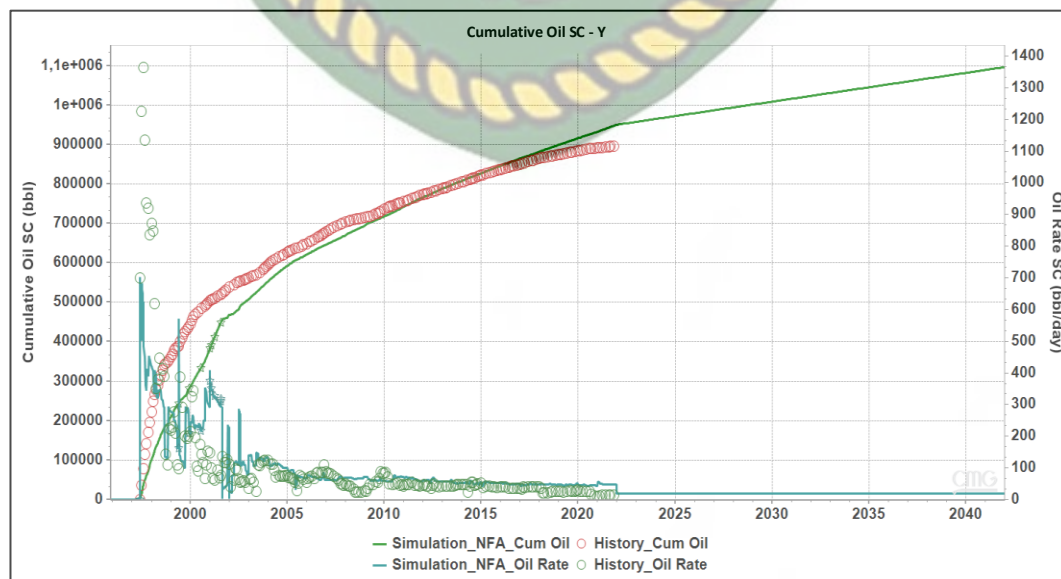
Adanya keterbatasan data yang diperoleh terutama data alokasi produksi tiap lapisan maka peneliti hanya menghitung cadangan berupa skala sumur dan tidak dapat melakukan perhitungan pada tiap lapisan. Hasil DCA pada sumur X diperoleh *estimate ultimate recovery* (EUR) sebesar 2205.5 MSTBO jika dikurangi dengan kumulatif produksi minyak yang diperoleh maka didapatkan

remaining reserve (RR) sebesar 136.2 MSTBO. EUR pada sumur Y 998.9 MSTBO dengan RR 82.8 MSTBO. Jika dilihat dari *life time* sumur dimana produksi sumur X dan Y akan bertahan selama 12 tahun ke depan. Batasan prediksi DCA yang digunakan dengan *economic limit* 5 bbl/d.

Hasil perhitungan OOIP dengan metode simulasi reservoir menggunakan CMG-IMEX dapat dilihat pada gambar 4.23 dan 4.24 berikut. Untuk memperoleh komparasi dengan metode DCA maka dilakukan *running NFA (no future activity)* selama 20 tahun.



Gambar 4.23 Hasil *running NFA* dengan CMG-IMEX sumur X selama 20 tahun.



Gambar 4.24 Hasil *running NFA* dengan CMG-IMEX sumur Y selama 20 tahun

OOIP hasil *running* CMG-IMEX pada model reservoir sumur X dapat diperoleh 5.283 MMSTBO dengan EUR 2.224 MSTBO, sedangkan pada model reservoir sumur Y sebesar 4.075 MSTBO dengan EUR 1.096 MMSTBO.

4.4 SKENARIO OPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR

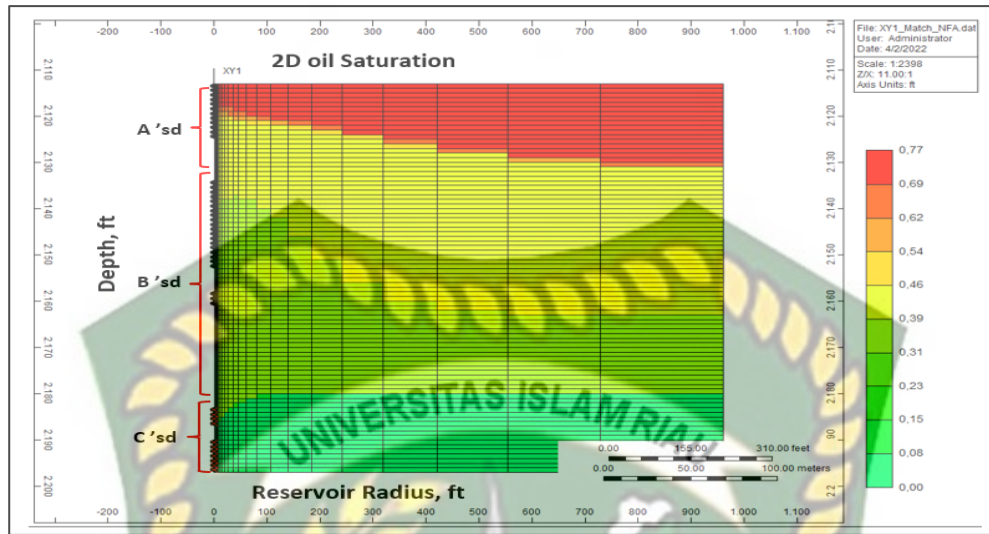
Sebelum melakukan pengembangan sumur X dan Y maka perlu dianalisis *remaining reserve* kedua sumur tersebut. Berdasarkan data yang diperoleh di lapangan maka berikut adalah *remaining reserve* kedua sumur tersebut:

Tabel 4.10 merupakan komparasi hasil perhitungan cadangan minyak dengan metode simulasi reservoir (CMG-IMEX) dan OFM.

Tabel 4.10 Komparasi Hasil Perhitungan Cadangan Minyak Antara Metode Simulasi Reservoir (CMG-IMEX) dan OFM.

Well Name	Np, MMSTBO	EUR,	RR,
		MMSTBO	MMSTBO
X	2,069	2,205	0,136
Y	0,916	0,998	0,082

Berdasarkan peta 2D saturasi minyak yang diperoleh dapat dijadikan parameter acuan (Furqan & Ridaliani, 2015) untuk melakukan pengembangan lapangan terutama menambah interval perforasi yang baru. Dari data produksi sumur jika dikorelasikan dengan peta saturasi minyak maka terdapat beberapa interval lapisan A'sd dan B'sd yang masih memiliki potensi dan belum dilakukan perforasi.



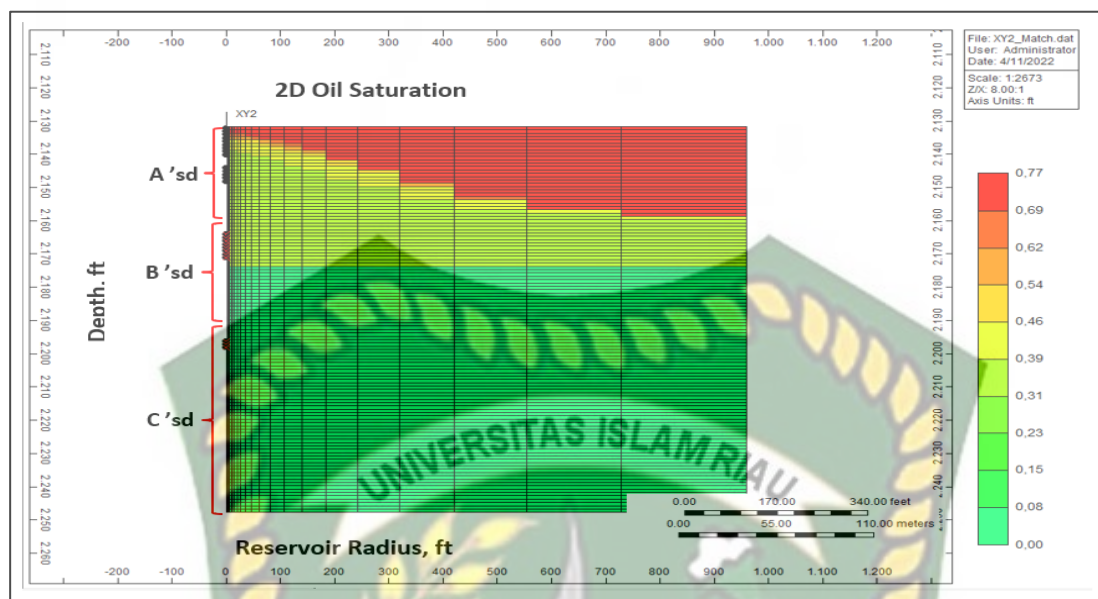
Gambar 4.25 2D Map saturasi minyak pada model reservoir sumur X

Berikut pada tabel 4.11 dapat dilihat ringkasan interval lapisan yang berpotensi untuk dikembangkan.

Tabel 4.11 Justifikasi Skenario Pengempangan Sumur X

Well Name	Perf. Interval	Status	Zone	h	So	Sw	Ø	k	
X	2113 - 2124	Open	A'sd	11	0.575	0.425	0.212	165.136	
	2134 - 2152	Open	B'sd	18	0.38	0.62	0.21	86.062	
	2158 - 2160	Open	B'sd	2					
	2161 - 2182	-	P1	B'sd	21	0.38	0.62	0.21	86.062
	2125 - 2133	-	UD	A'sd	8	0.575	0.425	0.212	165.136

P1 D pada tabel 4.11 merupakan interval perforasi pada suatu lapisan yang sedang berproduksi sedangkan P1 UD merupakan panjang interval lapisan yang belum dilakukan perforasi.



Gambar 4.26 2D Map saturasi minyak pada model reservoir sumur Y

Peta 2D saturasi minyak pada gambar 4.26 diatas dapat dijadikan justifikasi dalam melakukan pengembangan lapangan. Berdasarkan penyebaran saturasi minyak dan air pada tiap lapisan dapat dikorelasikan dengan sejarah

Well Name	Perf. Interval	Status	Zone	h	So	Sw	Ø	k	
Y	2876 - 2888	Open	A'sd	12	0.58	0.42	0.253	351.851	
	2894 - 2900	Open	A'sd	6					
	2919 - 2943	Open	B'sd	24	0.37	0.63	0.279	280.634	
	2944 - 2972	-	P1 UD	B'sd	28	0.37	0.63	0.279	280.634
	2901 - 2923	-		A'sd	22	0.58	0.42	0.253	351.851

kompleksi sumur seperti yang diperlihatkan pada tabel 4.12 berikut.

Tabel 4. 12 Justifikasi Skenario Pengempangan Sumur Y

Dari hasil simulasi reservoir untuk menambah interval perforasi yang baru sangat direkomendasikan pada potensial sand (P1 UD) dengan harapan dapat meningkatkan laju produksi minyak. Penambahan titik perforasi yang baru diambil berdasarkan pada map saturasi minyak dan air, porositas dan permeabilitas. Sedangkan tekanan reservoir pada tiap lapisan masih sangat bagus yang di-support oleh *aquifer*.

Pada zona A'sd sumur X terdapat interval lapisan yang belum dilakukan perforasi dengan ketebalan 8 ft, dan zona B'sd 21 ft. Pada zona A'sd sumur Y terdapat interval lapisan yang belum dilakukan perforasi dengan ketebalan 28 ft, dan zona B'sd 22 ft. Skenario pengembangan ini disimulasikan selama 20 tahun dengan asumsi selama proses produksi tidak terjadi kerusakan formasi. Terdapat 3 Skenario pengembangan lapangan, pertama skenario A dengan menambahkan interval perforasi pada lapisan A'sd, kemudian skenario B dengan menambahkan perforasi di lapisan B'sd. Untuk skenario C yaitu dengan menambahkan interval perforasi yang baru di lapisan A'sd dan B'sd secara bersamaan. Adapun skenario pengembangan yang dilakukan dapat dilihat pada tabel 4.13 dan 4.14 berikut.

Tabel 4.13 Skenario Pengembangan Sumur X

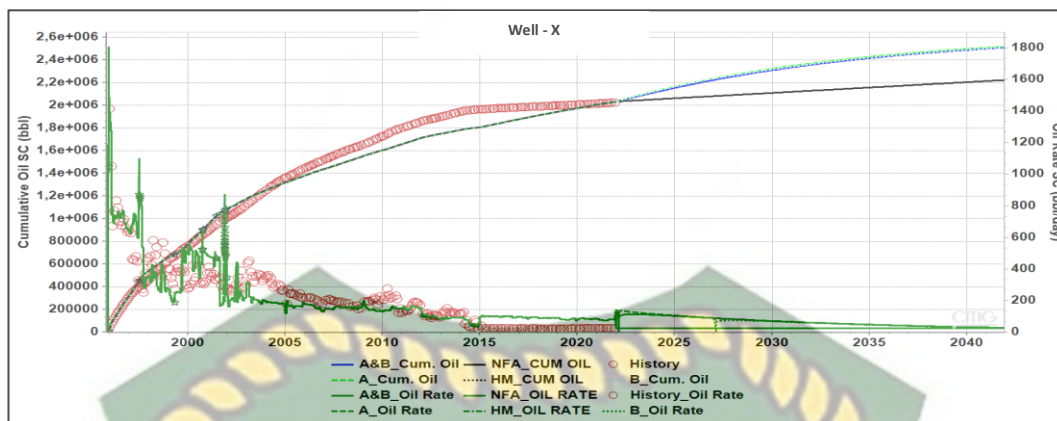
Well Name	Zona	Interval	Panjang Perforasi	Skenario		
				A	B	A&B
X	Asd	2126 - 2131	6	Open	-	Open All Zone
	Bsd	2162 - 2180	19	-	Open	

Tabel 4.14 Skenario Pengembangan Sumur Y

Well Name	Zona	Interval	Panjang Perforasi	Skenario		
				A	B	A&B
Y	Asd	2904 - 2915	8	Open	-	Open All Zone
	Bsd	2924 - 2929	4	-	Open	

4.4.1 Analisis Performa Produksi

Berikut hasil pengembangan sumur X yang dapat dilihat pada gambar 4.27 dimana hasil yang diperoleh dari model *base case* merupakan model *history matching* (HM), kemudian selanjutnya dilakukan *run* NFA. Pengembangan sumur X dilakukan dengan 3 skenario yang dapat dilihat pada tabel 4.11.



Gambar 4.27 Profil produksi sumur X pada berbagai skenario pengembangan.

Pada gambar 4.27 dapat diperoleh perbandingan kumulatif minyak pada berbagai skenario secara detail dapat dilihat pada tabel 4.15 berikut.

Tabel 4.15 Hasil Pengembangan Sumur X Pada Berbagai Skenario

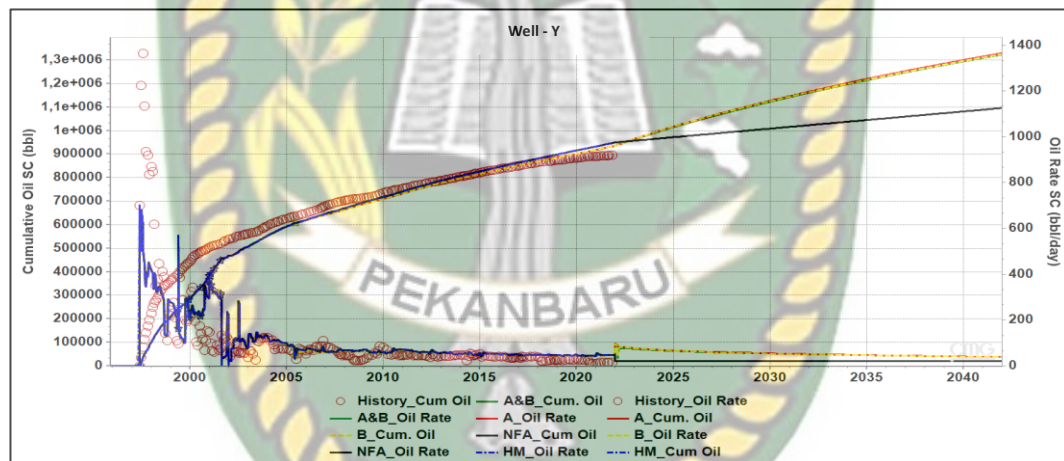
Hasil Skenario Pengembangan X						
Skenario	Cum Liquid, MBBL	Cum Oil, MMSTBO	Cum Water, MMBBL	EUR, bbl	RF, %	
					Devolep	Incremental
A	11.496	2.520	8.976	450,948	47.70	9.18
B	11.496	2.513	8.982	444,344	47.57	9.05
A&B	11.496	2.512	8.984	443,034	47.55	9.03
NFA	6,903	2.224	4.679	155,368	42.10	3.58
Base Case (HM)	5.672	2.069	3.603	-	-	-

Hasil *running* simulasi reservoir tabel 4.15 dapat dijadikan sebagai justifikasi bahan pertimbangan dalam pemilihan skenario yang akan diterapkan untuk melakukan pengembangan. Berikut beberapa intisari hasil pengembangan sumur X:

1. Secara rata-rata dari ketiga skenario pengembangan yang dilakukan selama 20 tahun maka dapat diperoleh $\pm 446,109$ STBO. Perolehan kenaikan RF sebesar ± 9.09 %.

2. Adanya *influx* dari *aquifer* membuat minyak terdesak secara alami dan mengalir secara vertical dari lapisan B'sd ke A'sd, sehingga skenario A lebih baik dibandingkan Skenario B dan A&B.
3. Dari ke-3 skenario pengembangan skenario A menjadi opsi yang terbaik untuk diterapkan. Penambahan interval perforasi yang baru dapat meningkatkan RF sebesar 5.6% (selisih RF antara NFA dan skenario A).
4. Penelitian ini hanya melakukan sensitivitas penambahan interval perforasi yang baru, dari hasil yang diperoleh terdapat *bypass oil* akibat adanya *water coning* peneliti menyarankan untuk melakukan perbandingan dengan skenario pengembangan pengeboran *side track*.

Adapun hasil pengembangan sumur Y dapat dilihat pada gambar 4.29 berikut ini.



Gambar 4.28 Profil produksi sumur X pada berbagai skenario pengembangan

Berdasarkan hasil pengembangan sumur Y gambar 4.28 diatas memperlihatkan perbendaan kumulatif minyak yang tidak signifikan secara spesifik dapat dilihat pada tabel 4.13 berikut.

Tabel 4.16 Hasil Pengembangan Sumur Y Pada Berbagai Skenario

Hasil Skenario Pengembangan Y						
Skenario	Cum Liquid, MMBL	Cum Oil, MMSTBO	Cum Water, MMBL	EUR, bbl	RF, %	
					Devolep	Incremental
A	11.532	1.329	10.204	380,609	32.61	9.34
B	11.532	1.324	10.208	376,001	32.50	9.23
A&B	11.532	1.323	10.209	374,804	32.47	9.20
NFA	7.107	1.096	6.011	147,787	26.90	3.63
Base Case (HM)	6.410	0.948	5.461	-	-	-

Berdasarkan hasil yang diperoleh pada tabel 4.16 maka dapat dijadikan justifikasi pertimbangan pemilihan skenario yang akan diterapkan dengan acuan besaran perolehan kumulatif minyak.

1. Secara keseluruhan sumur X dan sumur Y memiliki karakteristik permasalahan yang sama yaitu *water influx*, akan tetapi sumur Y memiliki produksi yang lebih kecil dibandingkan sumur X dengan keterbatasan data peneliti mengalami kesulitan dalam mendeskripsikan reservoir sumur Y. Jika dilihat dari kv dimana asumsi yang digunakan oleh peneliti yaitu sebesar 10% dari kh. Maka sangat memungkinkan terjadi *cross flow* secara vertikal dari *aquifer* – sumur yang sangat baik.
2. Secara rata-rata dari ketiga skenario pengembangan selama 20 tahun maka dapat diperoleh $\pm 377,138$ STBO. Perolehan kenaikan RF sebesar ± 9.25 %.
3. Dari ke-3 skenario pengembangan skenario A menjadi opsi yang terbaik untuk diterapkan. Penambahan interval perforasi yang baru dapat meningkatkan RF sebesar 5.7% (selisih RF antara NFA dan skenario A).

Setelah dilakukan serangkaian analisis pada tiap skenario yang diuji, jika dilihat dari perolehan kumulatif minyak maka skenario A pada masing-masing sumur menjadi pilihan terbaik. Berikut secara detail dapat dilihat pada tabel 4.17.

Tabel 4.17 Ringkasan Hasil Simulasi Pengembangan Sumur X dan Y Pada Lapangan GR.

Well Name	Skenario	Cum. Oil, MMSTBO		RF, %		Incremental,	
		Before	After	Before	After	Cum. Oil, MMSTBO	RF, %
X	A	2.069	2.520	38.52	47.70	0.451	9.18
Y	A	0.948	1.329	23.27	32.61	0.381	9.34



BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Setelah dilakukan serangkaian analisis karakteristik reservoir, serta menentukan titik penambahan interval perforasi yang baru dengan 3 skenario pengembangan maka dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut.

1. Penambahan interval perforasi pada lapisan A'sd (skenario A) dapat peningkatan produksi minyak sumur X mencapai 0.451 MMSTBO, sumur Y 0.381 MMSTBO.
2. Adapun hasil yang diperoleh pada lapisan B'sd (skenario B) dengan menambahkan interval perforasi yang baru di lapisan B'sd dapat diperoleh peningkatan kumulatif minyak pada sumur X 0.444 MMSTBO, sumur Y 0.376 MMSTBO.
3. Adapun dilakukan penambahan interval perforasi di lapisan A'sd untuk sumur X memberi peningkatan RF yang diperoleh mencapai 9.18% dan untuk sumur Y memberi peningkatan RF yang diperoleh mencapai 9.34%. serta pada lapisan B'sd untuk sumur X memberi peningkatan RF yang diperoleh mencapai 9.05%, dan untuk sumur Y memberi peningkatan RF yang diperoleh mencapai 9.23%.

5.2 SARAN

Dari kesimpulan yang diperoleh maka terdapat beberapa saran yaitu sebagai berikut:

1. Adanya *by-pass oil* yang diakibatkan oleh *water coning* maka peneliti menyarankan untuk melakukan perbandingan pengembangan dengan pengeboran *side track*.
2. Melakukan studi untuk menurunkan *water cut* dengan menggunakan *intelligent well* seperti penerapan *water shut-off* dan lain-lain.
3. Berdasarkan RF yang diperoleh untuk mempertahankan laju produksi peneliti menyarankan untuk melakukan studi kelayakan EOR mengingat sisa minyak lapangan GR berkisar 53%.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook - Third Edition*. Jordan Hill, USA: Elsevier Inc.
- Azhari, M. T., & Djumantara, M. (2016). Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal Petro 2016*, V, APRIL 2(1907–0438).
- Bruijnzeels, C., & O'Halloran, C. (2007). Rabi Multi-Sector Reservoir Simulation Model. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2523/29117-ms>
- Fanchi, J. R. (2001). *Principles of Applied Reservoir Simulation* (2nd Editio). Gulf Professional of Elsevier.
- Furqan, M. B., & Ridaliani, O. (2015). Optimasi Produksi Lapangan “ X ” dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 576–581.
- Herianto. (2020). Perencanaan Re Perforasi dan Side tracking Untuk peningkatan Produksi Pada Sumur-sumur Lapangan Minyak Tua. *Seminar Nasional Kebumian*.
- Islam, M. R. Mousavizadegan, S. H. Mustafiz, S., & Abou-Kassem, J. H. (2010). *Advanced Petroleum Reservoir Simulation. In Advanced Petroleum Reservoir Simulation. Second Edi*.
- JJ. Arps. (1944). Analysis of Declie Curves. *Spe-945228-G*, 228–247.
- Kaesti, E. Y. (2011). Keberhasilan optimasi kerja ulang pindah lapisan (kupl). *Jurnal Ilmiah*, 4(2), 2–7.
- King, G. E. (1998). *An Introduction to the Basics of Well Completion, Stimulations, and Workovers. 2nd Editio*.
- Lubis, G. A., & Djumantar, M. (2017). Evaluasi Reservoir Baturaja Pada Lapangan Falcon Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk

Memaksimalkan Produksi. *Journal Petro 2017*, 53(9), 1689–1699.

Novrianti, Rita, N. (2017). Analisa pengaruh stimulasi KOH terhadap peningkatan laju alir produksi sumur SIB1 SIB2 SIB3. *Jurnal Petro 2016*.

Pamungkas, J. (2011). Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir. *UPN "Veteran" Yogyakarta*.

Rasyid, A., Nasution, M. M., Soesanto, E., & Afindera, H. (2021). Penentuan Zona Prospek Pada Kerja Ulang Pindah Lapisan Dengan Analisis Log Pada Lapangan X Sumur T. *Jurnal Kajian Ilmiah*, 21(3), 307–316.
<https://doi.org/10.31599/jki.v21i3.586>

Salusu, J. A., Djumantara, M., & Rahmawan, S. (2020). Analisis Skenario Pengembangan Lapangan P Lapisan S dengan Simulasi Reservoir. *Jurnal Petro 2020, VOLUME IX(2614–7297)*, 99–104.

Seah, Y. H., Gringarten, A. C., Giddins, M. A., & Burton, K. (2014). Optimizing recovery in gas condensate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2014 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and Solutions*, 2(Bp), 1072–1090. <https://doi.org/10.2118/171519-ms>

Suranto. (2010). Perencanaan Sumur Sisipan Dengan Simulasi Reservoir. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 23(Agustus).

Susilo, A. C., Afifah, R. S., Randanan, E. C., Willard, K., & Sulardi, S. (2021). Evaluasi Keekonomian Kerja Ulang Pindah Lapisan Dengan Metode Perforasi Sumur Produksi. *Info-Teknik*, 21(2), 173.
<https://doi.org/10.20527/infotek.v21i2.10052>

Taufiq, M. (2017). Preparasi Data dalam Simulasi Perilaku Reservoir Lapangan Minyak Ikan Pari di Natuna. *Jurnal Produktif*, 1, 25–34.

Timothy, K. W., & Trisakti, U. (2015). Pengembangan Lapangan K Blok 2 Menggunakan Studi Simulasi Reservoir Dengan Black Oil Simulator. *Seminar Cendekiawan 2015*, 212–215.

Widiyaningsih, I., & Aprillie. (2019). Penentuan Current Recovery Factor dan Cadangan Sisa Sumur “Alpha” Pada Lapisan “A” Dan Lapisan “B.” *Jurnal Offshore*, Volume 3 N(2549–8681).

Widyastuti, M. I., Putu, S., & Djumantara, M. (2016). Peningkatan Produksi Lapangan “M” Dengan Pendekatan Simulasi Untuk Meningkatkan Skenario Pengembangan Menggunakan Metode Waterflooding. *Jurnal Petro 2016*, VOLUME V,(1907–0438).

Yuen, B., Rashid, O., Al-Shammari, M., Al-Ajmi, F., Pham, T., Rabah, M., & Moreno, J. C. (2011). Optimizing development well placements within geological uncertainty utilizing sector models. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2011, RCSC 2011*, 423–432. <https://doi.org/10.2118/148017-ms>

Yunita, L. (2017). Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal Offshore*, 1 No. 1 Ju(2549–8681), 31–35.