

**OPTIMASI PERENCANAAN PENGEMBANGAN LAPANGAN
MINYAK DI FORMASI *HETEROGEN* PADA LAPANGAN
ONSHORE SUMATRA MENGGUNAKAN *SECTOR*
*MODELING***

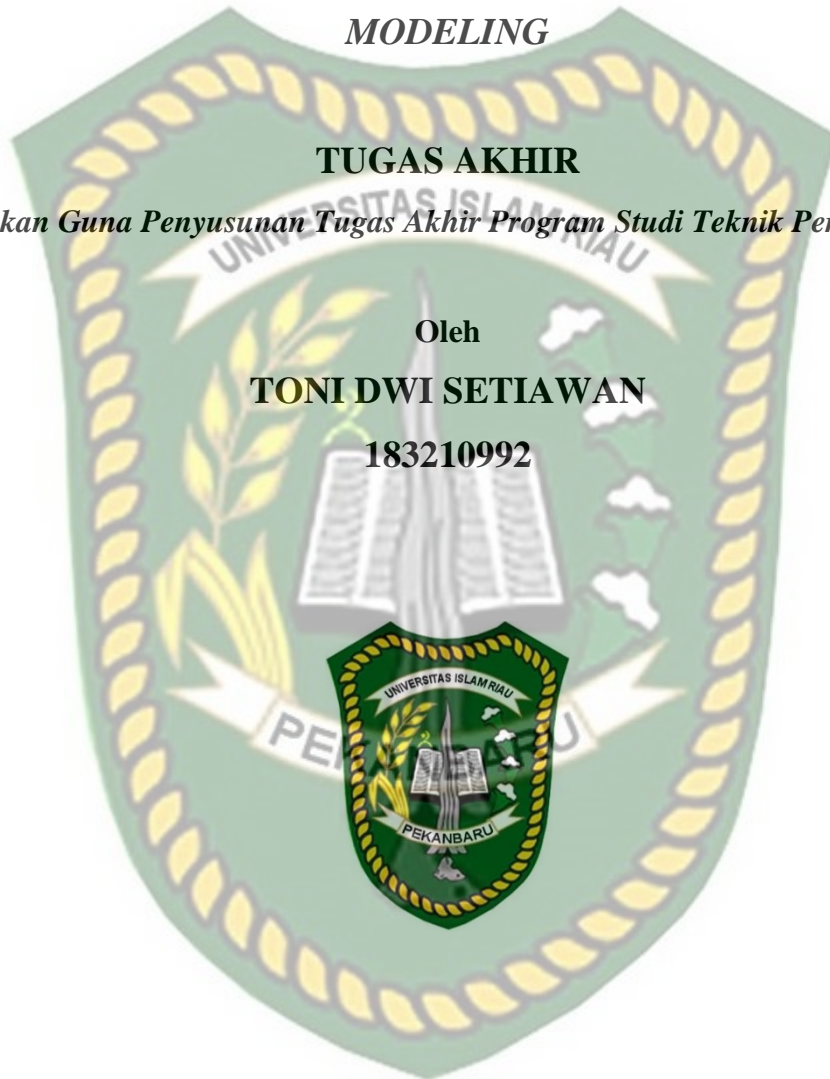
TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

TONI DWI SETIAWAN

183210992



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

2022

**OPTIMASI PERENCANAAN PENGEMBANGAN LAPANGAN
MINYAK DI FORMASI *HETEROGEN* PADA LAPANGAN
ONSHORE SUMATRA MENGGUNAKAN *SECTOR*
*MODELING***

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

TONI DWI SETIAWAN

183210992



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




2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Toni Dwi Setiawan
NPM : 183210992
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Optimasi Perencanaan Pengembangan Lapangan Minyak di Formasi *Heterogen* pada Lapangan *Onshore* Sumatra Menggunakan *Sector Modeling*.

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 : Dike F. Putra, S.T., M.Sc. MBA ()
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng ()
Penguji II : Novrianti, S.T., M.T ()

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

DIVERIFIKAS

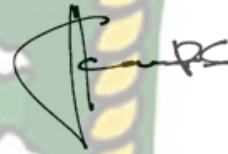
By noviarita at 13:57:57, 09/03/2022


Noviarita, S.T.,M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 29 Januari 2022



Toni Dwi Setiawan

NPM 183210992



KATA PENGANTAR

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

1. Bapak H. Dike F. Putra, S.T., M.Sc. MBA selaku dosen pembimbing 1 yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Orang tua Kadiran dan Sutiyem serta Kakak Lutfyana Syahrianto dan Maya Seka yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan do'a yang senantiasa mengiringi.
3. Teman-teman dari Akamigas Balongan maupun dari Universitas Islam Riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 29 Januari 2022



Toni Dwi Setiawan

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR GRAFIK.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
RINGKASAN.....	xi
ABSTRACT.....	xii
BAB I.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	4
1.4 Batasan Masalah.....	4
BAB II.....	5
TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Reservoir Simulation.....	5
2.2 Full Field Modeling.....	6
2.3 Sector Modeling Method.....	7
2.4 Maximizing Opportunities In the <i>Oil Recovery</i>	8
2.5 Reservoir <i>Modeling</i>	10
2.6 Skenario Prediksi dan Hasil produksi.....	11
2.7 <i>State Of The Art</i>	12
BAB III.....	15
3.1 Data-Data yang Diperlukan Dalam Penelitian.....	16
3.1.1 Model Reservoir.....	16
3.1.2 Skenario Pengembangan Lapangan.....	20
3.2 Tempat Penelitian/Pengambilan Data.....	20
3.3 Rencana Kegiatan.....	21
4.1 Reservoir description.....	22

4.2	<i>Sector model method</i>	25
4.3	Pemilihan Titik Lokasi Sumur	26
4.3	Skenario Prediksi dan hasil Produksi	30
4.3.1	Base Case Sector Model	31
4.3.2	Skenario 1 (Base Case + Infill Well)	33
4.3.3	Skenario 2 (Base case + Infill Well + Waterflooding)	35
4.3.3.1	Skenario 2a (Injection Rate Sensitivity)	36
4.3.3.2	Skenario 2b Injection Well Location (Pattern) Sensitivity	39
4.4	Rekomendasi Pengembangan	41
BAB V	44
5.1	Kesimpulan	44
5.2	Saran	45
References	46

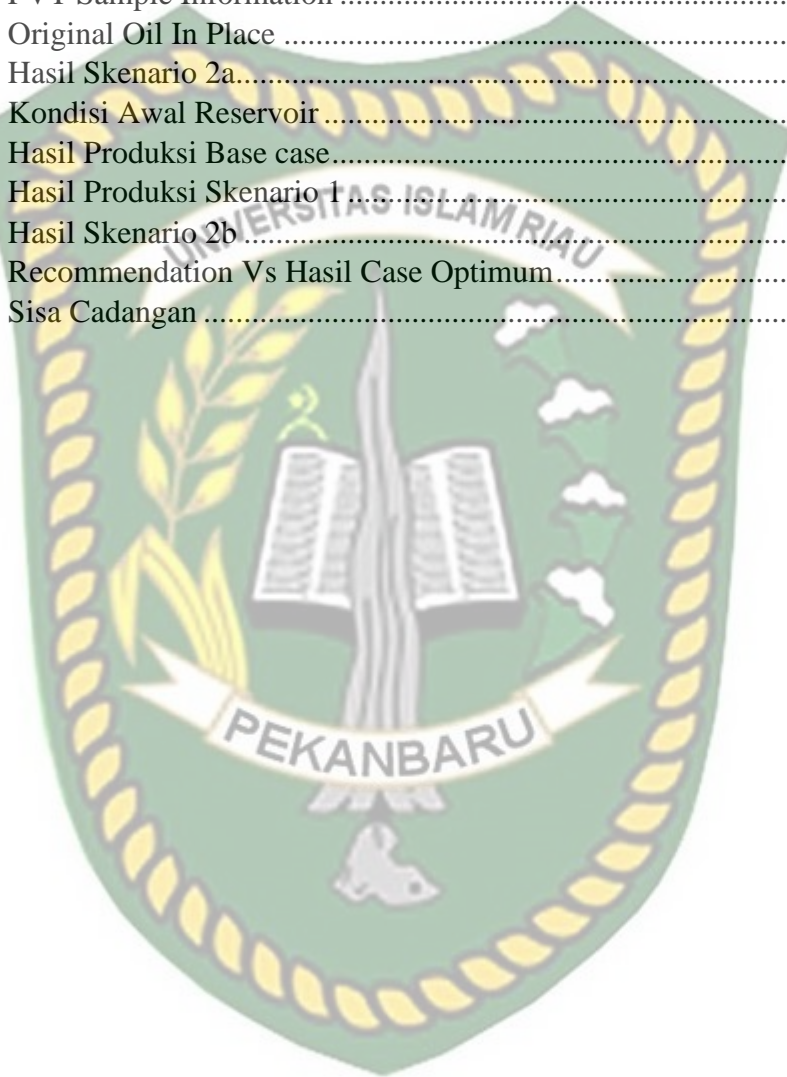


DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Overview of Sector Modeling (Marquez et al., 2003).....	9
Gambar 2.2 Reservoir Model (Whittaker et al., 2004).....	11
Gambar 3.1 Diagram Alir Tuguas Akhir.....	15
Gambar 3.2 Lokasi Lapangan LT.....	16
Gambar 3.3 Volumetric (Deterministic dan Probabilistic case).....	19
Gambar 3.4 Zona Sector Model pada Fullfield.....	20
Gambar 4.1 Sector model Lapangan LT.....	25
Gambar 4.2 wellcorelation section.....	26
Gambar 4.3 Average Map Potential.....	27
Gambar 4.4 Target Lokasi Sumur Infill.....	28
Gambar 4.5 Target lokasi sumur injeksi.....	29
Gambar 4.6 Letak Sumur Base case.....	31
Gambar 4.7 Letak Sumur Skenario 1.....	34
Gambar 4.8 Letak Sumur Skenario 2.....	35

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Reservoir Initial Condition Lapangan LT	18
Tabel 3.2 PVT Sample Information	18
Tabel 3.3 Original Oil In Place	19
Tabel 3.4 Hasil Skenario 2a.....	39
Tabel 4.1 Kondisi Awal Reservoir	23
Tabel 4.2 Hasil Produksi Base case.....	32
Tabel 4.3 Hasil Produksi Skenario 1.....	34
Tabel 4.4 Hasil Skenario 2b	40
Tabel 4.5 Recommendation Vs Hasil Case Optimum.....	42
Tabel 4.6 Sisa Cadangan	43



DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Kumulatif Produksi Minyak Sebelum Optimasi	x
Grafik 4.2 Tekanan Reservoir Sebelum Optimasi	24
Grafik 4.3 Rock Wettability	24
Grafik 4.4 History Matching DST Field	30
Grafik 4.5 Hasil dari Base case	32
Grafik 4.6 Hasil Produksi Skenario 1	35
Grafik 4.7 Hasil Skenario 2a	37
Grafik 4.8 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 2800 STB/day	37
Grafik 4.9 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 1400 STB/day	38
Grafik 4.10 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 700 STB/day	38
Grafik 4.11 Hasil Skenario 2b	40
Grafik 4.12 Oil production cumulative Recommendation Vs Hasil Case Optimum	41
Grafik 4.13 Water production cumulative Recommendation Vs Hasil Case Optimum	42

DAFTAR SINGKATAN

BC	<i>Base Case</i>
FDP	<i>Field Development</i>
K	Permeabilitas
MMSTB	<i>Million Stock Tank Barrel</i>
N _p	<i>Production Cumulative</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
S _g	Saturasi Gas
S _o	Saturasi Oil
S _w	Saturasi Air
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
STW	<i>Surface Water Rate</i>
VRR	<i>Voidage Replacement Ratio</i>



OPTIMASI PERENCANAAN PENGEMBANGAN LAPANGAN MINYAK DI FORMASI *HETEROGEN* PADA LAPANGAN *ONSHORE* SUMATRA MENGUNAKAN *SECTOR MODELING*

TONI DWI SETIAWAN

183210992

RINGKASAN

Penggunaan dua sumur produksi pada lapangan LT mengakibatkan perolehan produksi minyak pada lapangan LT yang kurang optimal, maka dari itu dilakukan pengelolaan lapangan minyak yang bertujuan untuk menguras hidrokarbon yang terkandung di dalamnya. Sehingga perlu dilakukan penelitian terlebih dahulu untuk mengetahui kinerja reservoir selama proses produksi dan untuk menentukan strategi pengurusan hidrokarbon yang terbaik pada lapangan tersebut, hal ini diharapkan akan memberikan peningkatan perolehan hidrokarbon dalam produksi. Pada lapangan LT dengan reservoir minyak dilakukan optimasi pengembangan lapangan dengan menyelaraskan *performance* model dengan data reservoir, sehingga model dapat dianggap mewakili kondisi reservoir yang sebenarnya dan memperhatikan parameter sifat fisik reservoirnya. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui cadangan minyak, menentukan skenario pengembangan yang tepat guna memperoleh *recovery factor* yang optimum. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah simulasi reservoir menggunakan *sector modeling* dan kolektif data meliputi (*geology, geophysic, petrophysic, reservoir, produksi* dan lainnya), guna mendukung proses memodelkan kondisi reservoir secara matematis dengan konsep mengintegrasikan atau penggabungan data. Dengan skenario 2 *existing well* dan 2 *infill well* pada titik sumur satu dan dua ditambah 1 *injection well* pada titik B dengan STW 1400 STB/hari di sumur injeksi memberikan hasil produksi N_p sebesar 8.57 MMSTB, ΔN_p to BC 4.17, *Recovery factor* 30.6%, ΔRF to BC 14.9, dan *Cumulative water production* sebesar 5.4 MMSTB. Skenario tersebut merupakan skenario terbaik dari lapangan LT dibandingkan skenario yang lainnya.

Kata Kunci: Pengembangan, *sector modeling*, *infill well*, *injection well*, *recovery factor*.

**OPTIMIZATION OF OIL FIELD DEVELOPMENT PLAN IN
HETEROGENE FORMATION ON SUMATRA ONSHORE FIELD USING
SECTOR MODELING**

TONI DWI SETIAWAN

183210992

ABSTRACT

The use of two production wells in the LT field resulted in the acquisition of oil production in the LT field which was less than optimal, therefore the management of the oil field was carried out with the aim of draining the hydrocarbons contained therein. Therefore, it is necessary to conduct research first to determine the performance of the reservoir during the production process and to determine the best hydrocarbon drainage strategy in the field, this is expected to provide an increase in hydrocarbon recovery in production. In the LT field with an oil reservoir, optimization of field development is carried out by aligning the performance model with reservoir data, so that the model can be considered to represent the actual reservoir conditions and calculated to the parameters of the physical properties of the reservoir. This study aims to determine oil reserves, determine the appropriate development scenario in order to obtain the optimum recovery factor. The method used in this research is reservoir simulation using sector modeling and data collection including (geology, geophysics, petrophysics, reservoir, production and others), to support the process of mathematically modeling reservoir conditions with the concept of integrating or merging data. With scenarios of 2 existing wells and 2 infill wells at wells one and two plus 1 injection well at point B with STW 1400 STB/day in injection wells, it gives an N_p production of 8.57 MMSTB, N_p to BC 4.17, Recovery factor 30.6%, RF to BC 14.9, and Cumulative water production of 5.4 MMSTB. This scenario is the best scenario from the LT field compared to other scenarios

Keyword: *Development, sector modeling, infill well, injection well, recovery factor.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Meskipun pada saat ini energi alternatif sebagai pengganti minyak dan gas bumi semakin berkembang, namun kehidupan manusia masih akan tetap bergantung pada kebutuhan minyak dan gas bumi. Sejalan dengan perkembangan industri yang semakin pesat kebutuhan konsumsi *hydrocarbon* minyak dan gas menunjukkan peningkatan yang signifikan setiap tahunnya, sehingga menyebabkan cadangan yang ada pada suatu lapangan produksi semakin berkurang. Hal tersebut mengindikasikan bahwa perlu dilakukannya pengembangan terhadap suatu lapangan supaya tetap dapat bertahan beroperasi dan memproduksi secara maksimal. Peneliti akan melakukan penelitian ini pada Lapangan “LT” di cekungan Sumatra tengah. Cekungan Sumatra tengah terletak di belakang busur gunung berapi yang berkembang di sepanjang tepi beting sunda di barat daya Asia tenggara dan memiliki hampir semua jalur antilikin di daratan yang tersesarkan maupun yang tidak, yang menjadi sebuah lapangan minyak dan gas. Untuk melakukan pengembangan lapangan diperlukan sumur yang telah ada untuk mendapatkan beberapa informasi yang akan dibutuhkan. Menurut data yang telah diperoleh, lapangan “LT” merupakan suatu lapangan yang akan dieksploitasi untuk beberapa waktu kedepan. Dengan Penggunaan dua sumur produksi pada lapangan ini mengakibatkan perolehan produksi minyak di lapangan kurang optimal, maka dari itu perlu dilakukan pengelolaan lapangan minyak yang bertujuan untuk menguras hidrokarbon yang terkandung di dalamnya.

Kegiatan pengembangan suatu reservoir atau pengembangan lapangan membutuhkan adanya perencanaan secara matang supaya tercapai hasil yang maksimal. Salah satu sebagai contoh pengembangannya yaitu dengan melakukan simulasi reservoir. *Reservoir simulation* (pemodelan reservoir) didefinisikan sebagai proses rekayasa (pemodelan) kondisi reservoir secara matematis dengan

cara mengintegrasikan beberapa data yang ada (*geology, geophysic, petrophysic, reservoir, productions* dan sebagainya) atau pemanfaatan model batuan yang menggambarkan kelakuan reservoir yang sebenarnya untuk menghasilkan suatu kinerja reservoir dengan teliti terhadap berbagai kondisi sumur yang ada dan *scenario* produksi supaya diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana atau tahapan dan kegiatan pengembangan suatu lapangan selanjutnya (Yunita, 2017; Pamungkas, 2011). Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan (Rita, 2012) bahwa metode simulasi reservoir merupakan salah satu upaya untuk memperhitungkan cadangan di dalam reservoir, yang memiliki kelebihan yaitu dapat menjelaskan dan menggambarkan secara rinci suatu keadaan reservoir meskipun membutuhkan pendanaan yang mahal dan membutuhkan waktu yang *relative* cukup lama. Prinsip pemodelan reservoir ini menggunakan perhitungan secara numerik, sehingga teknik yang digunakan dalam studi reservoir dapat dilakukan secara teliti dan rinci karena model reservoir terbagi atas beberapa blok dan kemudian perhitungan tersebut akan dilakukan pada setiap blok, upaya perhitungan secara matematis perlu dilakukan perubahan ke dalam bentuk numerik yang pendekatannya dapat menggunakan metoda *finite difference*, dikarenakan adanya media computer maka dengan suatu pemograman dapat memberikan solusi terhadap permasalahan yang ada, sehingga dapat diselesaikan dengan cepat dan mudah seperti evaluasi performa proyek, estimasi proyek dan yang lainnya (Taufiq, 2017; Fanchi, 2001)

Terdapat berbagai macam jenis simulasi reservoir yang digunakan. Namun, pada penelitian yang akan dilakukan ini jenis metode simulasi yang digunakan yaitu *Black Oil*. Yang mana istilah *Black Oil* menunjukkan bahwa suatu fasa hidrokarbon dianggap sebagai satu jenis cairan *homogen* dan tidak dipertimbangkan dari komposisi kimianya. Komposisi dari fasa fluidanya dianggap konstan meskipun kelarutan gas dalam minyak dan air tetap diperhitungkan (Yunita, 2017). Penggunaan terhadap metode *black oil* didasarkan bahwa metode tersebut adalah salah satu metode atau konsep dasar yang biasanya digunakan untuk menentukan

jumlah dari fluida minyak. Sama halnya dengan penelitian yang telah dilakukan (Makinde & Lee, 2016) yang menyatakan bahwa pemilihan dari jenis simulasi tergantung pada sifat dan tipe asli dari fluida reservoir dan proses utama yang mengendalikan produksi reservoir dan *recovery* hidrokarbon. Untuk sebuah reservoir dengan fluida minyak hal tersebut dapat menggunakan *black oil simulation* dan *compositional simulation*. Beda halnya dibandingkan dengan metode lain, penggunaan metode *black oil* akan lebih mudah dan memberikan waktu yang efisien dalam pengerjaannya. Hal tersebut juga didukung dengan penelitian (Hassanzadeh et al., 2008) yang menyatakan bahwa dalam penggunaan metode *black oil* dapat mendekati hasil yang sebenarnya meskipun hal tersebut tidak akurat, dan juga komputasi simulasi aliran dapat berkurang secara signifikan.

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 pembuatan *infill well*. Pembuatan *infill well* merupakan suatu teknik mengoptimalkan pengurusan reservoir yang bertujuan untuk dapat meningkatkan *recovery factor* pada akhirnya (Suranto, 2010). *Recovery factor* merupakan suatu nilai perbandingan antara *hydrocarbon* yang terproduksi (*recovery factor*) dengan jumlah minyak awal yang ada di dalam suatu reservoir (Ahmed, 2010).

Dari pemodelan simulasi tersebut, dapat dipertimbangkan prediksi skenario pengembangan reservoir atau lapangan melalui pengolahan cadangan *hydrocarbon* (*recovery factor*). Sehingga melalui penelitian ini menggunakan simulasi reservoir *black oil simulation* guna memperoleh dan meningkatkan *recovery factor* menggunakan beberapa skenario yang akan dikembangkan.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah, untuk menentukan strategi pengembangan dan penambahan sumur yang optimal pada lapangan LT

menggunakan model simulasi reservoir di *software* petrel menggunakan metode *sector modeling*.

1. Mengetahui cadangan hidrokarbon pada lapangan LT.
2. Menentukan skenario pengembangan pada lapangan LT.
3. Membandingkan skenario tersebut dan memilih *recovery factor* minyak yang optimum.

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 studi kasus untuk mata kuliah perencanaan pengembangan lapangan (PPL).
2. Sebagai referensi perusahaan untuk menentukan metode pengembangan lapangan.
3. Penelitian ini diharapkan dapat dipublikasikan menjadi paper baik konferensi nasional maupun internasional.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah penelitian ini adalah dilakukan dengan pemodelan simulasi yang diharapkan untuk mendapatkan hasil penelitian yang efektif dengan beberapa batasan lain yang dilakukan:

1. Tidak memperhitungkan keekonomian
2. Penelitian ini menggunakan reservoir simulator PETREL
3. Hasil produksi fluida reservoir dari kepala sumur menggunakan simulasi reservoir.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan kandungan kekayaan alam beserta isinya untuk dimanfaatkan dan dikembangkan sebagai sumber daya alam yang akan membawa suatu manfaat bagi kelangsungan hidup umat manusia. Sebagaimana telah dijelaskan dalam Al-Qur'an surah Al-An'am /6 : 165:

QS. Al-An'am /6 : 165:

Dan Dia-Lah yang menjadikan kamu penguasa-penguasa di bumi dan Dia meninggikan sebahagian kamu atas sebahagian (yang lain) beberapa derajat, untuk mengujimu tentang apa yang diberikan-Nya kepadamu, sesungguhnya Tuhanmu Amat cepat siksaan-Nya dan Sesungguhnya Dia Maha Pengampun lagi Maha Penyayang”.

Dinyatakan dalam Al-Qur'an bahwa sumber daya alam di bumi ditujukan untuk kemakmuran makhluk hidup (Manusia), manusia yang menjadi khalifah untuk menjaga dan memanfaatkannya tanpa merusak tatanan yang telah ada.

2.1 Reservoir Simulation

Pada penelitian ini akan menggunakan simulasi reservoir yang mana hal tersebut merupakan suatu proses memodelkan kondisi reservoir secara matematis dengan konsep mengintegrasikan atau penggabungan berbagai data yang ada seperti (*geology, geophysics, petrophysics, reservoir*, produksi dan lainnya), 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 (Pamungkas, 2011; Timothy & Trisakti, 2015).

Dan juga simulasi reservoir merupakan suatu bidang rekayasa reservoir yang mana model di dalam komputer digunakan untuk memprediksi aliran fluida melalui media berpori. Proses simulasi atau rekayasa reservoir tersebut dimulai dengan beberapa tahapan diantaranya (persiapan data, model dan konstruksi *grid*,

inisialisasi, *history matching* dan *prediction*). Proses kegiatan inisialisasi dilakukan untuk mencocokkan OOIP (total *initial hydrocarbon*) yang mengisi sebuah reservoir dengan control *hydrocarbon* dengan metode volumetrik (Widyastuti et al., 2016).

2.2 Full Field Modeling

Model *full field* dihasilkan dari update model geologi yang mana model tersebut dihasilkan dari tingkatan model reservoir minor dan major. Beberapa simulasi dilakukan untuk mencari ukuran-ukuran *grid* yang optimal yang mana nantinya akan digunakan pada sector Modeling dan juga *full field Modeling* untuk memberikan hasil *grid* yang tidak sensitive (*insensitive*), dan hasil *grid* yang optimum akan digunakan pada semua simulasi berikutnya (Khan et al., 2016)

Full field Modeling biasanya digunakan untuk mencocokkan performa dari seluruh lapangan di area tersebut. Pemodelan *full field* juga sebagai cara untuk memperhitungkan interaksi antara sumur dan lapisan. Hasil dari model *full field* ini telah disesuaikan dengan skala lapangan yang ada dan tidak memerlukan penskalaan lebih lanjut. Namun ada kekurangan dalam pemodelan *full field* ini yaitu bahwa jumlah *grid block* yang diperlukan sangat banyak atau ukuran *grid* yang diperlukan harus relative lebih kasar (*coarse*) untuk mencakup semua bidang. *Full field Modeling* juga memerlukan *layering* yang cukup untuk mengetahui aliran kontak fluida atau informasi lainnya yang bergantung pada kedalaman yang diperlukan untuk mencapai tujuan penelitian (Fanchi, 2001)

Pada penelitian (King et al., 1991) melakukan pemodelan *full field* untuk mensimulasikan reservoir dengan kandungan air yang banyak pada dasar reservoir, penelitian tersebut menggunakan beberapa skenario, yaitu menggunakan skenario sumur vertikal dan juga sumur horizontal, hal tersebut bertujuan untuk mengatasi masalah produksi air pada reservoir. Pada simulasi tersebut memberikan hasil yang optimal pada kedua skenario, namun pada sumur horizontal harus mempertimbangkan beberapa hal seperti pemilihan ukuran *grid*, pemilihan orientasi *grid*, dan penambahan *single-well Modeling* (King et al., 1991).

Pada penelitian Hampton et al., 2001 perencanaan pengembangan lapangan dan mengoptimalkan pengelolaan reservoir juga menggunakan *full field Modeling*, yang mana penelitian tersebut bertujuan untuk mengevaluasi pengeboran *infill* dan *recompletion* dari sumur, mengevaluasi pola *waterflood* di area terpilih, memperkirakan volume produksi dan injeksi untuk ukuran dan desain fasilitas, dan mengidentifikasi penambahan *artificial lift* yang dibutuhkan. Hasilnya penelitian tersebut menunjukkan adanya peningkatan produksi sebesar 10 MMSTB minyak dengan menggunakan pola *waterflood* (Hampton et al., 2001)

2.3 Sector Modeling Method

Field development (FDP) di lapangan *giant offshore middle east* pada penelitian Khan et al., 2016 dilakukan penambahan sumur baru *dual lateral* menggunakan metode *sector Modeling*. Penelitian tersebut memberikan hasil yang optimal dalam penghematan biaya modal yang signifikan dengan mempertahankan hasil produksi yang lebih lama dan memperoleh *oil recovery* yang optimum (Khan et al., 2016).

Pengembangan lapangan pada penelitian (Elmabrouk & Mahmud, 2016) dilakukan dengan metode *sector Modeling* dimana penelitiannya melakukan penambahan sumur injeksi baru yang bertujuan untuk menjaga tekanan reservoir. Pengembangan tersebut memperoleh hasil *oil recovery* yang meningkat (Elmabrouk & Mahmud, 2016).

Pada penelitiannya dilakukan simulasi dengan *sector Modeling* yang menerapkan peramalan *probabilistic* dari *multi well*. Hasilnya memberikan kinerja sumur dan perolehan *oil recovery factor* yang optimum. Hal tersebut dilakukan dengan tujuan analisa keekonomian lapangan untuk tahun berikutnya (Almasoodi et al., 2017).

Pada penelitian (Lubis, Indah Tris. Arief, Taufik. 2014) perencanaan pengembangan lapangan menggunakan *waterflood* dengan dua metode prediksi yaitu *Buckley leverett* dan *Craig Geffen morse* yang mana akan menginjeksikan

pada lapisan W3 struktur niru. Dengan metode yang diimplementasikan menunjukkan adanya kenaikan produksi minyak, namun ada perbedaan hasil pada metode-metode yang digunakan tersebut. Sehingga peneliti menyimpulkan bahwa metode *Craig Geffen morse* lah yang efektif pada lapangan tersebut (Lubis, Indah Tris. Arief, Taufik. 2014).

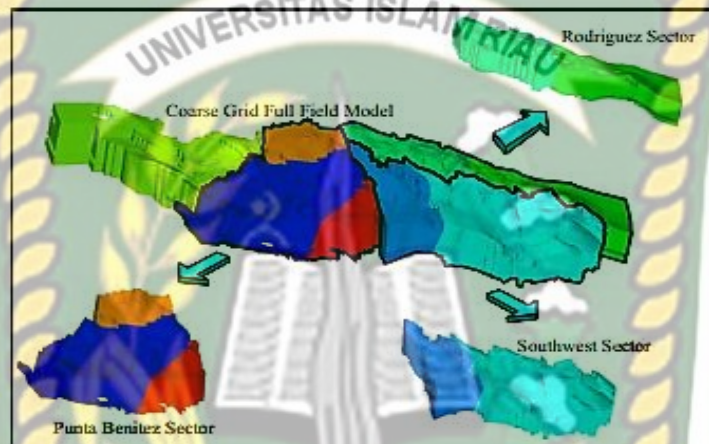
Banyak dari beberapa perusahaan telah menggunakan *sector Modeling method* untuk melakukan pengembangan lapangan minyak maupun gas, beberapa perusahaan tersebut diantaranya *schlumberger* dan *Hurricane* mengkonfirmasi bahwa dengan menerapkan *sector Modeling* dalam jangka waktu 20 menit menggunakan simulasi reservoir dapat memperoleh hasil yang hampir mendekati dengan waktu yang dibutuhkan 65 jam menggunakan *fullfield method*, namun hal tersebut mempunyai beberapa kelemahan yaitu tidak dapat secara akurat memodelkan aliran di luar *sector Modeling*, terbatasnya tekanan dari tepi *boundary* yang mendukung dampak terhadap prediksi profil produksi (Elbaloula et al., 2016; Fanchi, 2001)

2.4 Maximizing Opportunities In the Oil Recovery

Proyek optimasi *oil recovery* di lapangan ini mengusulkan pengembangan secara teknis, dimana pengembangannya secara *sectoring* yang akan fokus pada penggunaan sumur yang tersedia pada lapangan tersebut, dan hanya akan menargetkan fokus pada perolehan minyak secara teknis. Dimana hal ini memberikan dampak yang positif pada optimasi *oil recovery* di lapangan (Al-Fadhli et al., 2019).

Proyek ini memberikan evaluasi teknis kelayakan dan potensi uji coba sumur injeksi untuk optimasi *oil recovery*, dimana proyek tersebut dilakukan secara empat tahap pengembangan yaitu, konsep uji coba dengan pola, tipe sumur, orientasi relative dari sumur injeksi dan produksi, dan type fluida injeksi (Rawahi et al., 2012).

Maka untuk memaksimalkan perolehan *oil recovery* akan dilakukan pengembangan *oilfield* dengan *sector Modeling* yang mewakili bagian reservoir, dimana model akan diekstraksi dari model *full-field* dengan melakukan operasi tata letak yang baik, opsi desain dan dampak ketidakpastian sifat geologis. Model *full-field* diperoleh setelah kinerja *history matching* yang dilakukan pada reservoir tersebut (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007).



Gambar 2.1 *Overview of Sector Modeling* (Marquez et al., 2003)

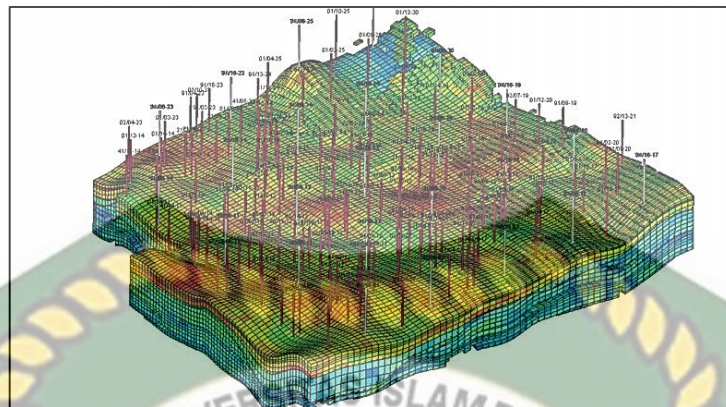
Pada pengembangan sebuah lapangan terdapat beberapa proses memaksimalkan peluang untuk menilai dan mengoptimalkan rencana dari pengembangan lapangan tersebut. Dimana dari sebuah proses tersebut akan menentukan suatu dampak dari parameter sumur yang kisaran hasilnya sesuai dengan perkiraan. Kemudian setelah itu, mengumpulkan data untuk mengatur dan mempersempit suatu model sehingga dapat mengurangi resiko investasi dan kesalahan (Alyan et al., 2015).

- a. Langkah pertama dalam penelitian ini mempertimbangkan orientasi sumur yang telah dibor dengan memperhatikan subjek reservoir. Hal tersebut diperlukan dalam pengembangan suatu lapangan dengan tujuan untuk mempertimbangkan pemilihan desain sumur.

- b. Langkah kedua dengan mempertimbangkan jarak sumur yang optimal dimana untuk memperoleh suatu produksi yang efisien dengan adanya dukungan tekanan reservoir tersebut.
- c. Langkah ketiga dengan mempertimbangkan semua pemilihan opsi penempatan sumur di dalam reservoir yang kemungkinan memberikan dampak positif pada lapangan tersebut dengan berbagai metode penentuan reservoir. Apabila pada pengembangan tersebut tidak diperlukannya evaluasi terhadap semua skenario yang sesuai dengan *full field* dimana untuk mendapatkan zona-zona yang prospek maka akan sangat lebih efisien jika hal tersebut dilakukan dengan *sector Modeling*. Metode tersebut telah teruji dapat mengurangi waktu perhitungan simulasi dan juga mempermudah dalam melakukan sebuah penelitian (Yuen et al., 2011). Proses perencanaan jumlah dan juga desain sumur tersebut yang akan melibatkan analisa keekonomian terhadap pengembangan lapangan. Setelah hal tersebut dipertimbangkan kemudian pemilihan dari berbagai rencana yang telah ditentukan untuk dianalisis sebagai penentuan rencana yang paling optimal yang memenuhi dengan kriteria desain. Dimana hal tersebut dilakukan untuk program pengumpulan data yang secara khusus dibangun sebagai mengatasi sebuah ketidakpastian utama dalam rencana pengembangan, ini dilakukan untuk mempersempit kemungkinan hasil dan mengurangi resiko investasi modal.

2.5 Reservoir Modeling

Untuk pengembangan lapangan ini model simulasi sementara dibangun secara (*fullfield*) 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).



Gambar 2.2 *Reservoir Model* (Whittaker et al., 2004)

Suatu tingkat *heterogenitas* reservoir sangat perlu digunakan sebagai memprediksi kinerja dan mengkarakterisasi formasi reservoir dalam sebuah pemodelan (Temizel et al., 2017). Untuk simulasi secara keseluruhan model telah diisi oleh berbagai *properties* dan dimensi dari input data ahli geologi dan petrofisika. Kemudian untuk model yang memiliki suatu nilai yang lebih pada NTG, porositas, *permeable*, saturasi di setiap zona reservoir akan dijadikan sebagai perkiraan produksi (Azubike et al., 2017; Pamungkas, 2011)

2.6 Skenario Prediksi dan Hasil produksi

Pengembangan lapangan pada penelitian ini akan melakukan beberapa skenario yang bertujuan untuk optimasi *oil recovery*, ada beberapa skenario yang digunakan yaitu skenario pertama *base case* dilakukan dengan penambahan 1 sumur baru, skenario kedua *base case* dan penambahan 1 sumur baru, skenario ketiga *base case* dan penambahan 2 sumur baru (Furqan & Ridaliani, 2015), dari penelitian lainnya skenario juga dilakukan dengan menggunakan *well work*, *infill well* dan juga *pattern injection well* hal tersebut dilakukan agar diperolehnya *recovery factor* yang optimum (Rantan et al., 2020; Lubis & Djumantar, 2017). Dengan mempertimbangkan beberapa *property* reservoir akan memberikan hasil yang optimal pada penelitian seperti, permeabilitas, porositas, tekanan dan *temperature* (Annan Boah et al., 2019; Azhari & Djumantara, 2016).

Dari beberapa hasil skenario tersebut akan mendapatkan hasil kumulatif produksi minyak yang optimum. Dimana akan dipilih salah satu skenario prediksi yang optimal guna untuk optimasi produksi reservoir minyak pada masa yang akan datang dengan mengaplikasikannya strategi dan skenario terbaik. Skenario sumur yang didapat akan dilakukan perhitungan secara ekonomis (Seah et al., 2014).

2.7 *State Of The Art*

Dari penelitian yang terdahulu menjadikan hal tersebut sebagai referensi untuk dilakukannya sebuah penelitian, yang secara garis besar sejalan dengan penelitian ini guna untuk menghindari sebuah pengulangan penelitian yang sama dapat dilihat pada tabel 2.1 berikut ini.

Tabel 2.1 *State of The Art*

No	Judul Penelitian	Skala pengujian	Metode	Hasil
1.	Rabi <i>Multi sector reservoir simulation model</i> (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007)	Laboratorium	Pada penelitian ini menggunakan metode <i>sector modeling</i> yang mana model <i>fullfield</i> lapangan tersebut dibagi menjadi lima <i>sector</i> dengan masing-masing <i>sector</i> menggunakan tiga skenario	Metode ini berhasil diterapkan pada lapangan Rabi di Gabon, yang mana lapangan tersebut dibagi menjadi lima <i>sector</i> yang berbeda dengan tiga skenario di setiap <i>sector</i> nya. Dan hal tersebut sepenuhnya cocok dengan sejarah lapangan yang ada.

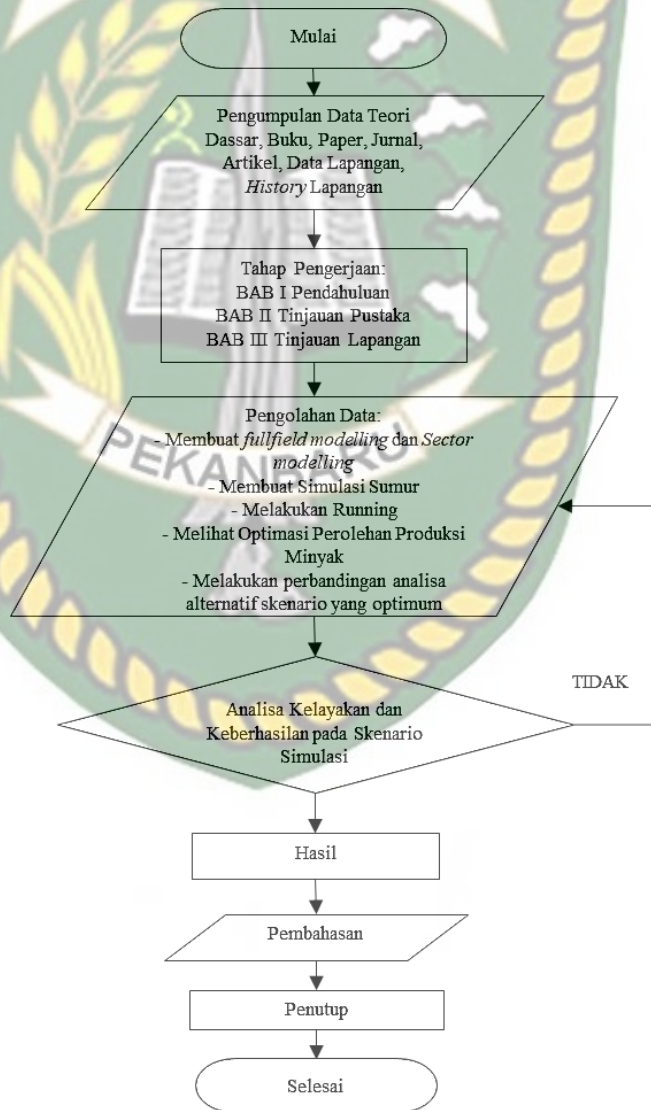
			pembangunan yang berbeda.
2.	<i>Designing and Implementation of first steam flooding pilot test in Sudanese oil field and Africa</i> (Elbaloula et al., 2016)	Laboratorium dan implementasi lapangan	Menggunakan <i>sector modeling</i> dengan enam <i>scenario</i> pengembangan lapangan, diantaranya dengan penambahan beberapa sumur produksi dan juga beberapa sumur injeksi dengan metode injeksi kimia dan juga <i>thermal</i> maupun kombinasi dari metode keduanya.
			Dengan empat <i>existing well</i> , empat <i>injectors well</i> , tujuh belas produksi wells dan lima <i>patterns</i> di Sembilan tempat yang berbeda memberikan dampak yang positif terhadap pengembangan tersebut, sehingga <i>scenario</i> tersebut direkomendasikan untuk diimplementasikan pada lapangan Sudanese, yang mana <i>scenario</i> tersebut dapat memberikan <i>recovery faktor</i> sebesar 32.5-34.2 %.
3.	<i>Stochastic-based coupling of static and dynamic</i>	Laboratorim	<i>Sector modeling</i> dengan
			Dengan peramalan tersebut memberikan dampak yang positif

model: An menggunakan pada pemodelan
example from the Bayesian yang dilakukan, yang
Meramec workflow ditunjukkan pada total
formation in the untuk produksi P10 lebih
STACK play peramalan tinggi daripada P50
 (Almasoodi et probabilistic dan P90, hal tersebut
 al., 2017). dari *multiwall*, terjadi dikarenakan
 yang mana jarak konfigurasi
 model ini sumur yang berbeda.
 untuk
 peramalan P10,
 P50 dan P50.

4. *Reservoir* Laboratorium *Sector* *Sector* *modeling*
management modeling terdapat dua belas
strategies for dengan sumur produksi dan
development of menggunakan tujuh sumur injeksi,
water injection *black oil* yang mana model
planning project *simulation* tersebut memberikan
 (Elmabrouk & pada reservoir *Recovery factor*
 Mahmud, 2016). carbonat. terbaik sebesar
 Dengan *grid* 32.08% pada nilai
 simulasi VRR sama dengan
 reservoirnya 0.75 dan
 menggunakan menghasilkan
coarse model peningkatan Np
 dan sebesar 1.90
 dimodelkan MMSTB.
 oleh *Eclipse*.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Peneliti melakukan penelitian dengan menggunakan metodologi simulasi pemodelan dengan *software* petrel dan akan melakukan analisis dengan data lapangan mulai dari melakukan analisa pada model maupun melakukan pengumpulan data yang akan diperlukan guna untuk mendukung kelancaran penelitian yang akan dilakukan.



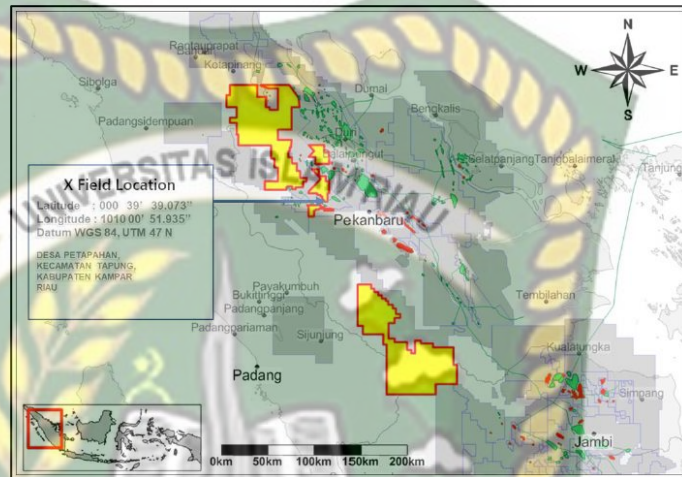
Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir

3.1 Data-Data yang Diperlukan Dalam Penelitian

3.1.1 Model Reservoir

A. Pemodelan Simulasi

1. Lokasi Lapangan LT



Gambar 3. 2 Lokasi Lapangan LT

Pemodelan simulasi lapangan LT ini merupakan model reservoir yang memiliki 2 *existing well* dan hanya *dilakukan Drill steam test* pada tanggal 18 januari 2020 sampai dengan 21 januari 2020. Model reservoir ini telah diselaraskan dengan reservoir sebenarnya sehingga hal tersebut sesuai dengan kondisi yang ada.

2. Permeabilitas

Keberhasilan simulasi sangat didukung dengan kondisi *properties* batuan formasi seperti distribusi permeabilitas di dalam reservoir tersebut dan juga permeabilitas (K) merupakan suatu nilai yang menyatakan keefektifan (kemudahan) fluida untuk dapat mengalir melalui suatu batuan formasi (Lubis & Djumantra, 2017) (Pamungkas, 2011). Dimana pada reservoir lapangan ini memiliki permeabilitas rata-rata sebesar 100 md dan nilai tersebut akan digunakan pada pemodelan simulasi reservoir.

3. Porositas

Porositas merupakan suatu perbandingan antara volume pori (*pore volume*) terhadap volume total batuan formasi (*bulk volume*). Porositas ini dapat mempengaruhi besarnya suatu akumulasi minyak pada batuan reservoir dan porositas ini diberi satuan persen (%) (Lubis & Djumantra, 2017).

4. Saturasi

Saturasi fluida merupakan suatu nilai (ukuran) yang menyatakan bahwa besarnya volume pori-pori batuan formasi yang terisi oleh fluida *hydrocarbon* (*oil, gas, water*). Dimana saturasi fluida terdiri dari:

- a. *Water saturation* (S_w), yaitu perbandingan antara volume pori yang terisi oleh air terhadap total volume pori batuan formasi.
- b. *Oil saturation* (S_o), yaitu perbandingan antara volume pori yang terisi minyak terhadap volume total pori batuan formasi.
- c. *Gas saturation* (S_g), yaitu perbandingan antara volume pori yang terisi oleh gas terhadap volume total pori batuan formasi (Lubis & Djumantra, 2017).

B. Data Reservoir

Berikut merupakan tabel dari data *Reservoir Initial Condition* Lapangan LT sebagai berikut:

Tabel 3.1 *Reservoir Initial Condition Lapangan LT*

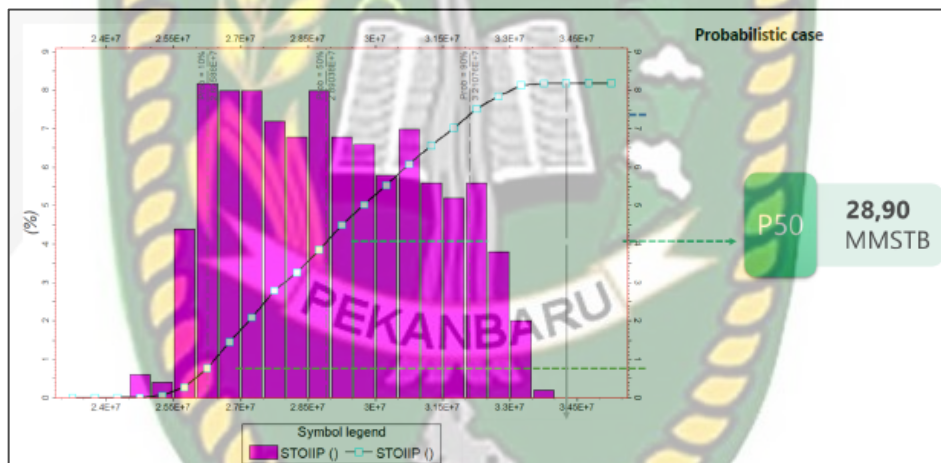
Data Reservoir		
Jenis Fluida		
Temperatur reservoir	245	F
Tekanan Reservoir	1415	Psig
<i>Bubble Point Pressure</i>	308	Psig
<i>Oil Formation Volume Fraction</i>	1.03	Rb/STB
<i>Solution GOR</i>	30	Scf/STB
<i>Datum Depth</i>	5323	Ft
<i>FWL/OWC</i>	5285.05	Ft
<i>Oil Pressure Gradient</i>	0.269	Psi/ft

Tabel 3.2 *PVT Sample Information*

Parameter	Nilai	
Nama sumur	X-01	
Number of Sample	01	
Sampling Formation/Reservoir	Bekasap B	
Relative Oil Volume (Boi)	1.03	Rb/STB
<i>Density</i>	0.8558	Gr/cc
<i>Viscosity</i>	2.822	cp

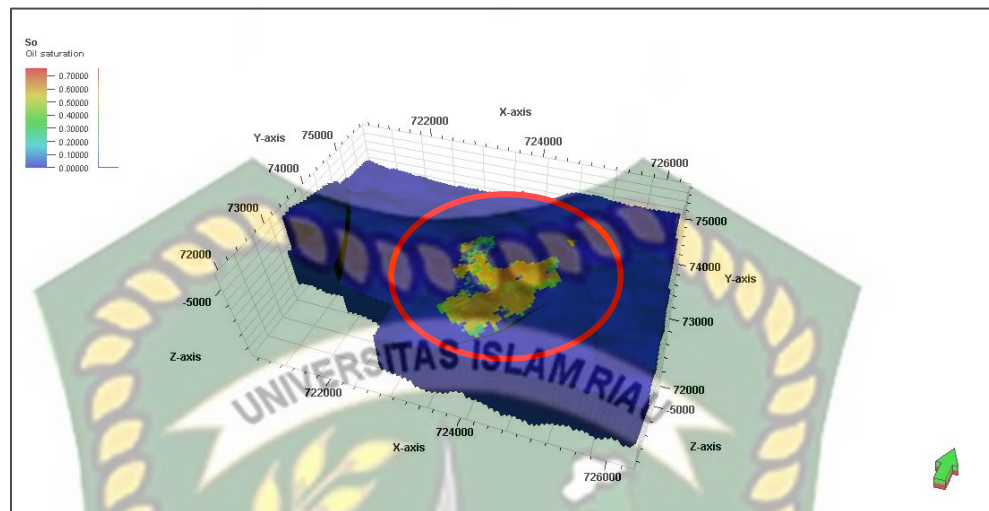
Tabel 3.3 *Original Oil In Place*

Segment	OOIP (MMSTB)
Lower Telisa – Bekasap A	2.477
Bekasap A – Bekasap B	3.178
Bekasap B – Bekasap C	14.025
Bekasap C – Basement	8.627
Net OOIP (MMSTB)	28.307

Gambar 3.3 *Volumetric (Deterministic dan Probabilistic case)*

C. Sector Modeling zone

Pada pengembangan ini dilakukan metode *sector* model hal tersebut ditinjau berdasarkan property (Tekanan, Porositas, Permeabilitas, Saturasi) dan letak *existing well* sehingga ada suatu wilayah yang akan dipilih untuk dilakukannya pengembangan lapangan.



Gambar 3.4 Zona Sector Model pada Fullfield

3.1.2 Skenario Pengembangan Lapangan

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 penambahan sumur sebagai berikut:

1. 2 *existing well* dan penambahan 1 sumur baru
2. 2 *existing well* dan penambahan 2 sumur baru
3. 2 *existing well* dan penambahan 3 sumur baru
4. 2 *existing well* dan penambahan sumur baru dan *waterflood*

3.2 Tempat Penelitian/Pengambilan Data

Pada studi ini penulis akan melakukan penelitian di **Laboratorium Komputer Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Pekanbaru.**

3.3 Rencana Kegiatan

Dalam penelitian ini dilakukan selama 4 bulan yang dimulai dari bulan September 2021 sampai dengan Desember 2021, dimana penelitian ini dilakukan di **Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.**

Tabel 3. 4 Rencana Kegiatan

No	Kegiatan	September				Oktober				November				Desember			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi literatur																
2	Pengenalan Model																
3	Penentuan Zona Prospek																
4	Pembuatan Skenario																
5	Analisa Skenario																
6	Pembuatan Laporan																

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hadits riwayat tirmidzi menjelaskan “bahwa barang siapa yang menghendaki kehidupan dunia maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa yang menghendaki kehidupan akhirat, maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu” (HR. Tirmidzi). Maka dari itu, penelitian ini oleh ilmu pengetahuan yang berkembang dan didukung oleh teknologi yang pesat. Sama halnya dengan dunia perminyakan khususnya dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan yang telah mengalami penurunan produksi atau tidak optimal di lapangan minyak. Salah satu teknologi dan ilmu pengetahuan dalam teknik perminyakan untuk melakukan pengembangan lapangan dengan pemodelan lapangan LT dilakukan menggunakan bantuan software simulasi reservoir, yang mana model *dynamic* reservoir lapangan tersebut didapat dari data perusahaan. Kemudian data tersebut selanjutnya diinput kedalam simulator pemodelan lapangan LT. Proses *history matching* perlu dilakukan jika dalam model *dynamic* belum menunjukkan keselarasan data. Selanjutnya dilakukan tahap prediksi untuk memperoleh hasil produksi pada skenario yang optimum.

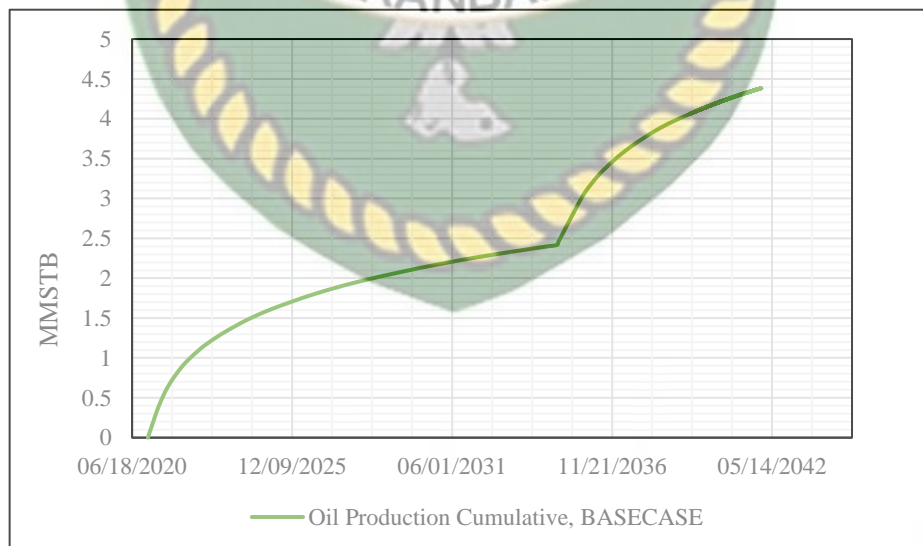
4.1 Reservoir description

Data *dynamic* simulasi reservoir ini menunjukkan bahwa cadangan minyak pada lapangan LT ini sebesar 28.31 MMSTB, yang mana reservoir tersebut memiliki beberapa formasi produktif diantaranya adalah, formasi Telisa bawah, Bekasap A, Bekasap A - Bekasap B, Bekasap B – Bekasap C, dan Bekasap C – Basement. Lapangan LT juga memiliki beberapa karakteristik reservoir seperti rock properties dan juga fluid properties, yang mana data tersebut yang nantinya akan digunakan dalam menunjang pengembangan lapangan ini. Selain data diatas ada beberapa yang dibutuhkan seperti data produksi sumur dan kompleksi sumur tersebut. Kondisi awal reservoir ini sebelum dilakukan simulasi lebih lanjut

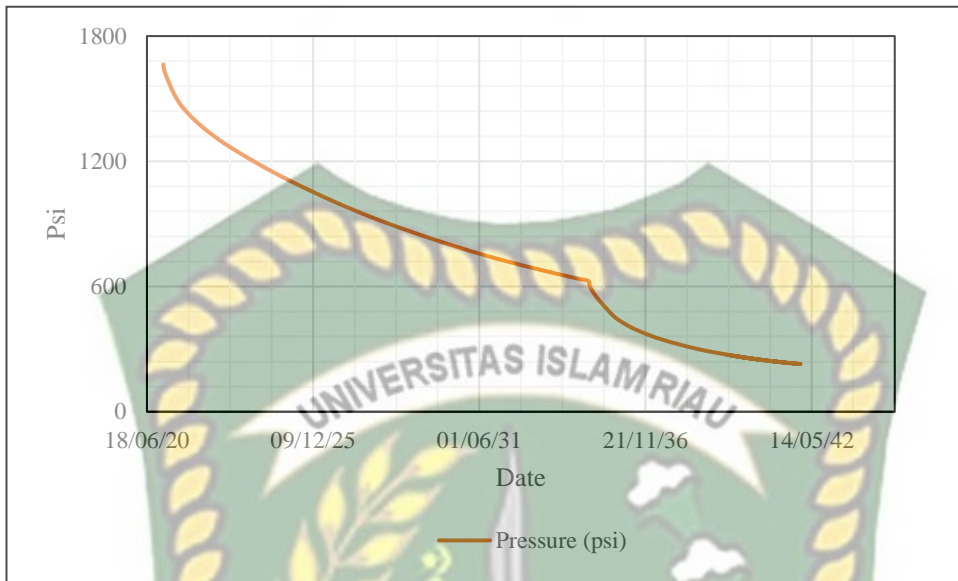
merupakan informasi penting dalam pengembangan model reservoir kedepannya. Dan dibawah ini merupakan data kondisi awal reservoir dari lapangan LT.

Tabel 4.1 Kondisi Awal Reservoir

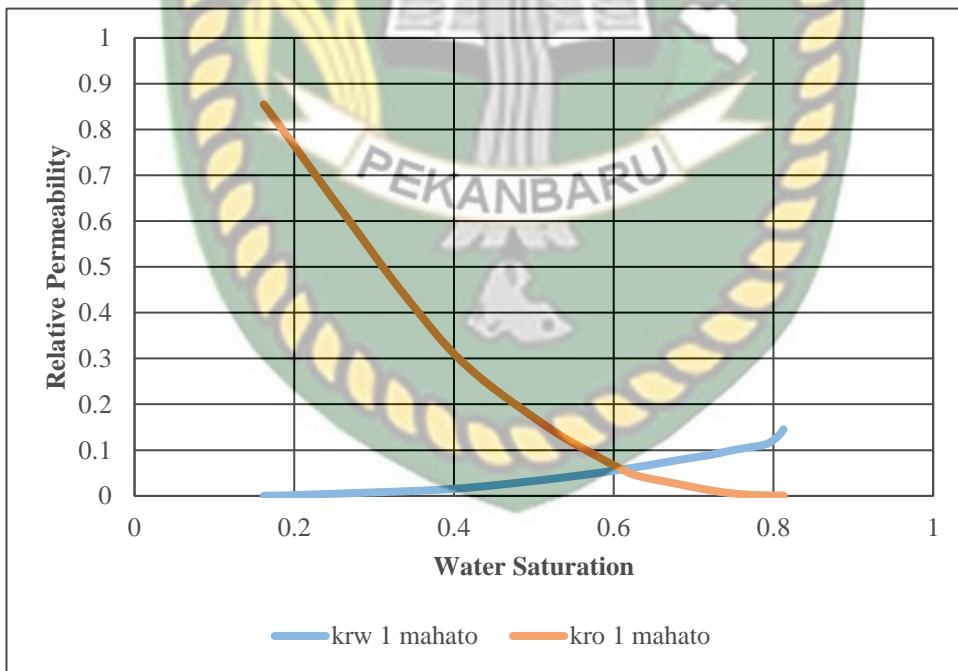
Data Reservoir		
Jenis Fluida	Oil	
Temperatur reservoir	245	F
Tekanan Reservoir	1415	Psig
<i>Bubble Point Pressure</i>	308	Psig
<i>Oil Formation Volume Fraction</i>	1.03	Rb/STB
<i>Solution GOR</i>	30	Scf/STB
<i>Datum Depth</i>	5323	Ft
<i>FWL/OWC</i>	5285.05	Ft
<i>Oil Pressure Gradient</i>	0.269	Psi/ft



Grafik 4.1 Kumulatif Produksi Minyak Sebelum Optimasi



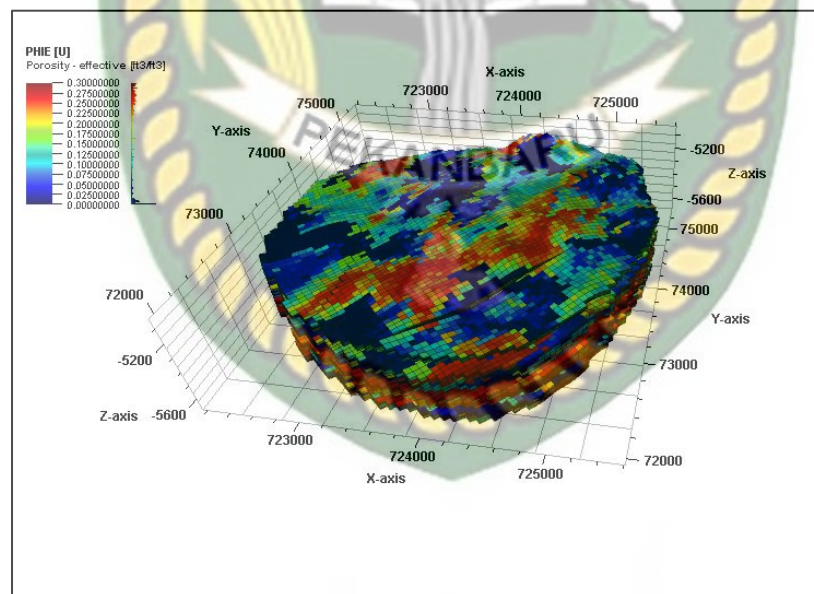
Grafik 4.2 Tekanan Reservoir Sebelum Optimasi



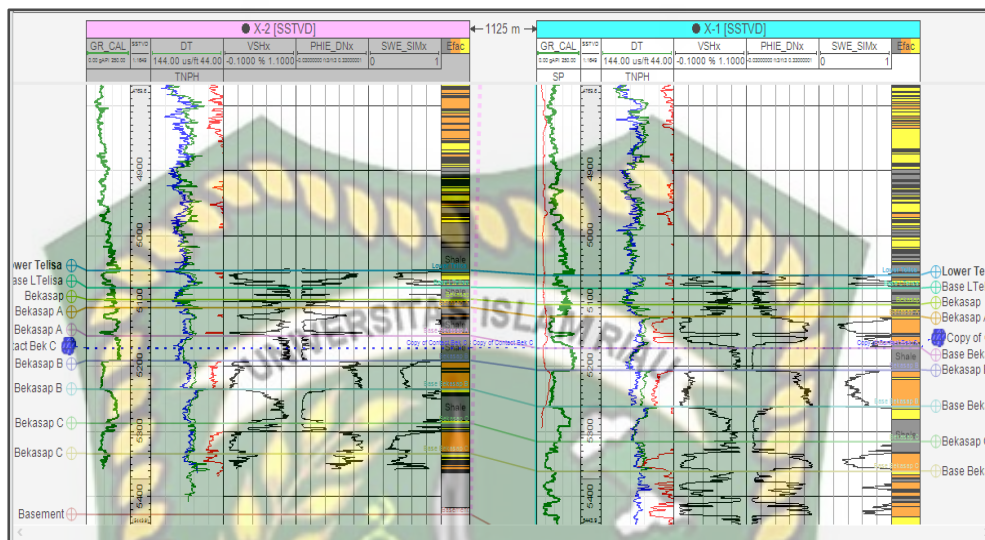
Grafik 4.3 Rock Wettability

4.2 Sector model method

Metode *sector modeling* yang dilakukan pada lapangan LT dimana model *fullfield* akan dipotong *gridnya* secara *irregular* yang menunjukkan zona prospek ditinjau dari *property reservoir* yang ada (porositas, saturasi minyak dan permeabilitas) yang masih baik (Manestar et al., 2014) *property* tersebut dapat dilihat pada lampiran I. Dari pertimbangan hal diatas maka pengembangan lapangan akan dilakukan di beberapa zona untuk dilakukannya *infill drilling* dibandingkan dengan zona yang lain dilihat berdasarkan *property reservoir* yang ditinjau dan penentuan kedalaman *infill drilling* dapat ditinjau dari *existing well* yang ada, hal tersebut untuk mempermudah dalam menentukan kedalaman reservoir. Digunakannya metode ini untuk mempermudah dalam meninjau dan memilih *property*, mempermudah dalam melakukan penerapan beberapa skenario pengembangan lapangan dan untuk mengurangi waktu perhitungan simulasi pada saat *running* model simulasi (Yuen et al., 2011).



Gambar 4.1 Sector model Lapangan LT



Gambar 4.2 wellcorelation section

Pada lapangan ini terdapat beberapa zona prospek dan terdapat 2 existing well yang telah dilakukan korelasi sumur. Dimana kedalaman reservoir pada lapangan LT ini berada di range 4000 ft sampai dengan 5500ft.

4.3 Pemilihan Titik Lokasi Sumur

Pada penelitian ini penulis melakukan langkah-langkah dalam memprediksikan keadaan lapangan LT dengan dua tahapan yaitu:

1. Average Map Potential

Pada simulasi sector model ini pemilihan titik lokasi sumur baru akan ditinjau dari adjust property seperti permeability, oil saturation dan property lainnya seperti permeabilitas formasi (Furqan & Ridaliani, 2015). Dimana pemilihan titik lokasi strategis akan dilakukan skenario infill drilling untuk mendapatkan suatu hasil yang terbaik dan mempertimbangkan bentuk dari injection pattern yang dapat digunakan pada optimasi pengembangan lapangan dengan injeksi air ataupun chemical dimasa yang akan datang (Rambaran et al., 2018).

Dibawah ini merupakan hasil analisa *average map potential oil saturation* untuk wilayah Lapangan LT yang mana mempertimbangkan *property* (Saturasi minyak dan Permeabilitas), sedangkan untuk *property* permeabilitas dapat dilihat di lampiran I. Disini dijelaskan dalam skala bahwa warna biru mewakilkan rendahnya tingkat keberadaan adanya potensi cadangan minyak, sedangkan warna merah mewakilkan tingginya tingkat keberadaan adanya potensi cadangan minyak, maka dari itu *map* tersebut sekaligus memberikan sebuah panduan target yang akan dilakukan untuk penempatan *infill well*.

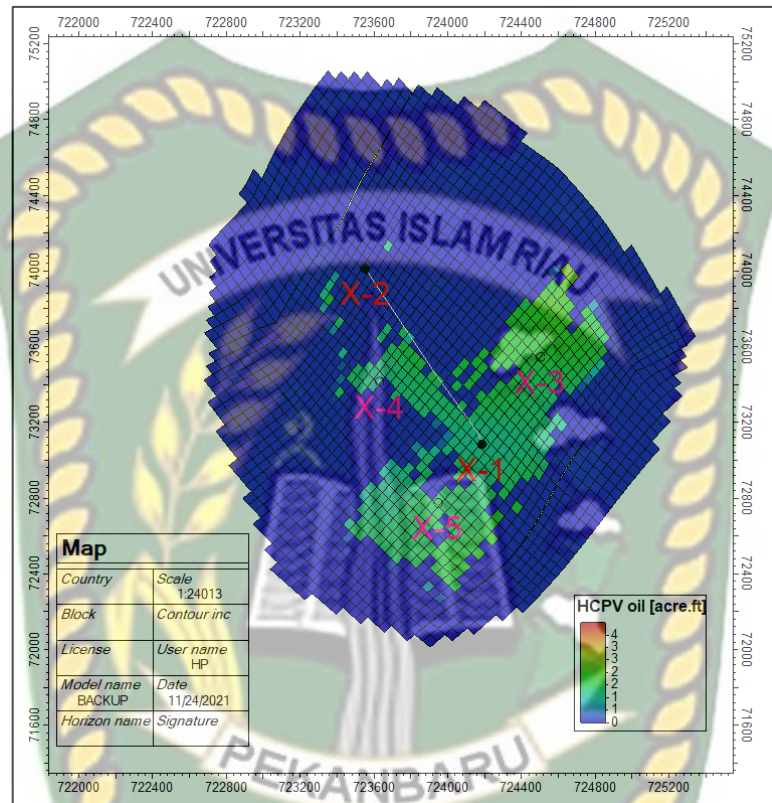


Gambar 4.3 *Average Map Potential*

2. Target Lokasi Sumur *Infill*

Berdasarkan analisa dari *average map potential* yang telah dilakukan, penulis telah menetapkan lokasi target yang optimum yang akan ditetapkan untuk menempatkan lokasi sumur *infill*. Berikut merupakan target lokasi sumur *infill* pada *average map potential* untuk wilayah lapangan LT pada pemilihan titik lokasi sumur baru, dimana warna merah pada map mengindikasikan *oil potential* yang besar sedangkan warna biru pada map

mengindikasikan *oil potential* yang kecil. Pada penelitian ini *Production infill well* dilakukan hanya 2 titik sesuai dengan skenario yang akan dilakukan pada *sector model* ini.

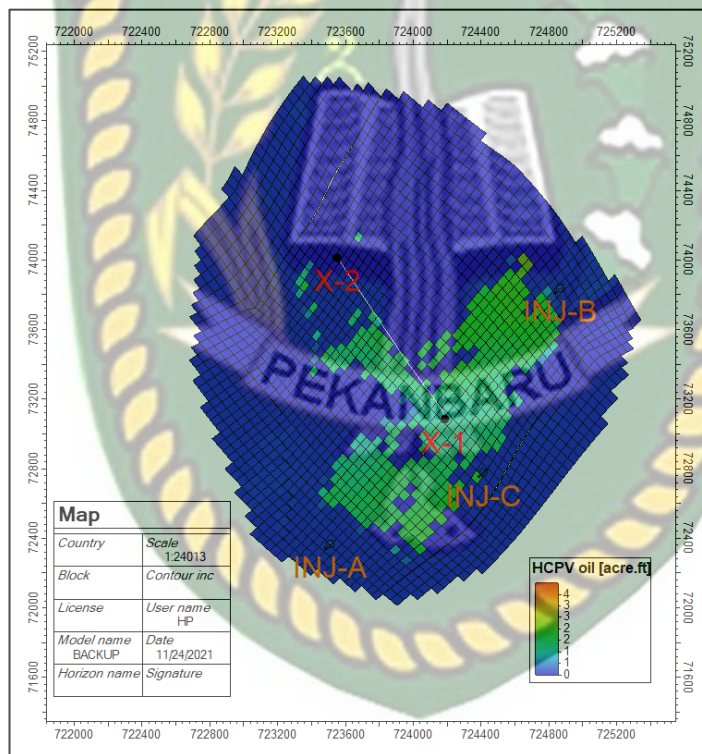


Gambar 4.4 Target Lokasi Sumur *Infill*

3. Target Lokasi Sumur Injeksi

Kemudian berdasarkan analisa dari *average map potential* yang telah dilakukan penempatan sumur injeksi yang optimum berdasarkan persebaran permeabilitas pada lapangan LT tersebut, semakin baik penyebaran permeabilitas pada batuan reservoir tersebut maka akan baik juga fluida injeksi menyapu sisa-sisa cadangan minyak yang ada. Berikut adalah target lokasi sumur injeksi pada *Average Map Potential* untuk wilayah lapangan LT, pada pemilihan titik lokasi sumur injeksi dimana warna merah mengindikasikan *oil potential* yang besar, sedangkan warna biru mengindikasikan *oil potential* yang kecil. Pada penelitian ini hanya

menentukan 3 titik sesuai dengan skenario yang akan digunakan pada *sector* model ini. *Pattern* atau titik injeksi yang digunakan pada skenario ini menggunakan *peripheral flooding method*, dimana metode ini mempertimbangkan karakteristik reservoir seperti permeabilitas, porositas dan juga saturasi minyak yang berada di area tersebut, sehingga dapat diperoleh *recovery factor* yang optimum (Ahmed, 2010). Sumur injeksi ini selain sebagai untuk membantu mendorong minyak ke sumur produksi juga berperan sebagai media untuk *pressure maintenance*, dikarenakan reservoir ini tidak memiliki koneksi di luar *boundary* reservoir. Injeksi ini akan dimulai dari awal tahun produksi yaitu dari tahun 2021.



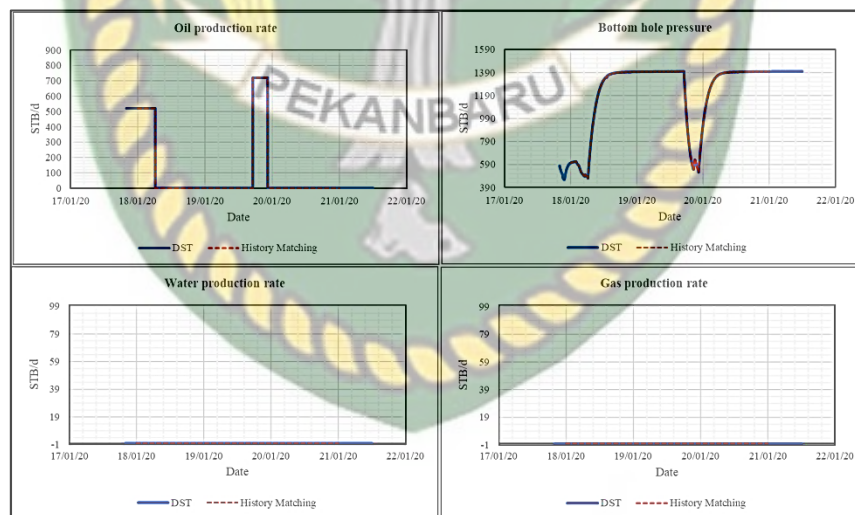
Gambar 4.5 Target lokasi sumur injeksi

Pemilihan sumur *infill* dan injeksi ini menggunakan metode *vertical well*, dikarenakan lapangan ini mempunyai reservoir yang tebal di setiap layernya, diantaranya pada layer *lower* telisa mempunyai ketebalan sekitar 33 meter, Bekasap A 125 meter, Bekasap B 55 meter dan Bekasap C 24 meter *property* ketebalan layer

reservoir lapangan LT dapat dilihat pada lampiran I. Sehingga tidak memungkinkan jika menggunakan metode *horizontal well*, hal ini akan berpengaruh terhadap pengurusan maupun penyapuan sisa cadangan yang ada di dalam reservoir tersebut.

4.3 Skenario Prediksi dan hasil Produksi

Dari data *Drill stem test* (DST) sumur X1 didapatkan rate produksi minyak sebesar 510.1 BOPD pada tanggal 18 Januari 2020, 717 BOPD pada tanggal 21 Januari 2020 dan didapatkan rate produksi air sebesar 11.8 BWPD pada tanggal 18 Januari 2020 dan 0 BWPD pada tanggal 21 Januari 2020. *Drillstem test* (DST) dilakukan bertujuan untuk mengetahui kandungan *hydrocarbon* di setiap lapisan, untuk menentukan *static pressure* dan untuk mengetahui karakteristik reservoir seperti permeabilitas *skin factor*, *damage ratio* dan lainnya (Kumar, 1987). Data *well test* yang dinyatakan *matching* atau sesuai dengan simulasi yang dilakukan pada simulator petrel sehingga hal tersebut memberikan dampak yang positif untuk dilakukannya pengembangan lapangan LT ini. Data *well test* dan simulasi yang telah *match* dapat dilihat sebagai gambar berikut



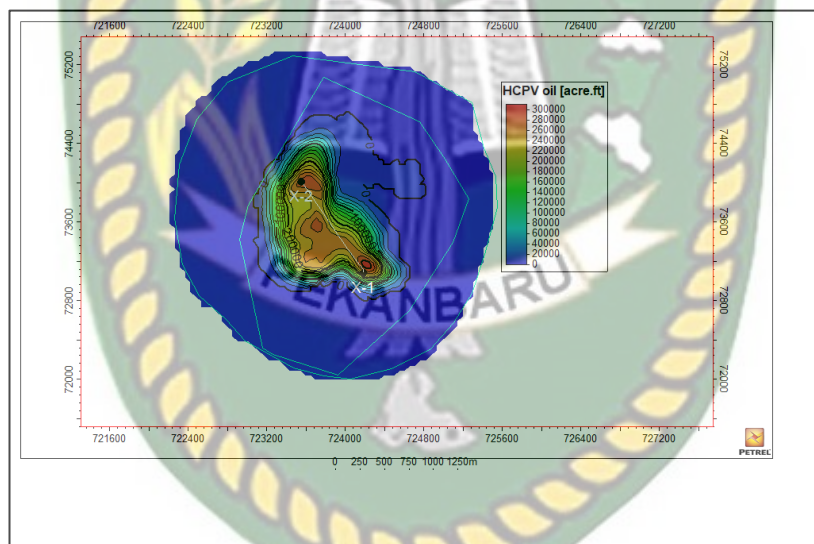
Grafik 4.4 History Matching DST Field

Dalam kondisi asli, saat ini hanya ada dua sumur yang memproduksi X-1 & X-2 (*Base Case*) jika tidak dilakukannya metode apapun dan membiarkan reservoir menurun secara alami, reservoir diperkirakan akan mengalami penurunan produksi selama beberapa bulan kedepan. Hal tersebut memberikan dampak yang signifikan terhadap perolehan produksi minyak di lapangan LT.

Pada simulasi ini dilakukan 4 skenario untuk pengembangan Lapangan LT pada beberapa titik lokasi yang berbeda untuk meningkatkan produksi, lokasi sumur dan penjelasan masing-masing skenario adalah sebagai berikut:

4.3.1 Base Case Sector Model

Base Case dilakukan dengan memproduksi 2 *existing well* selama 20 tahun masa eksploitasi.



Gambar 4.6 Letak Sumur *Base case*

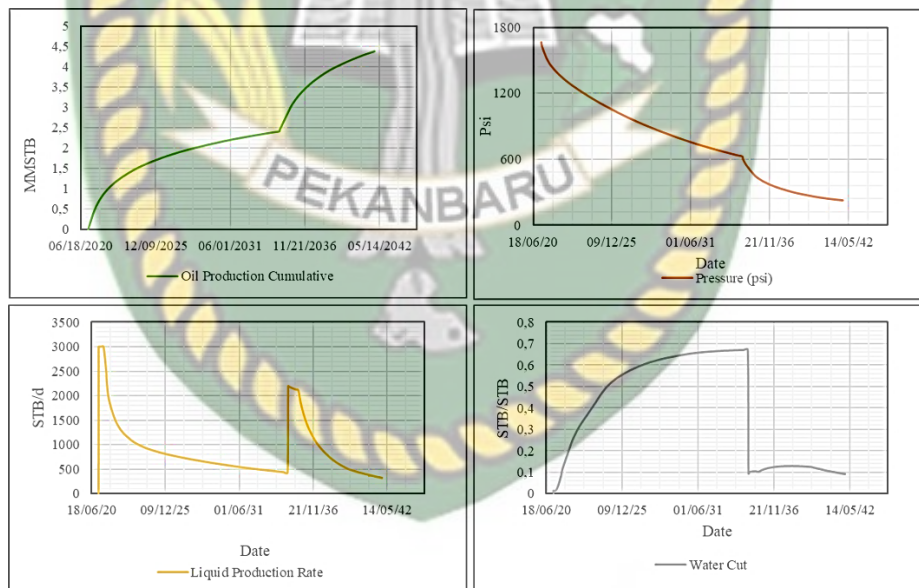
Base case merupakan tahap awal memproduksi *hydrocarbon* dimana dalam tahap ini masih menggunakan *natural flow* (*natural reservoir energy*), seperti tenaga pendorong *hydrocarbon* dari reservoir menuju *wellbore* dan naik sampai ke permukaan sumur. Awalnya tekanan reservoir jauh lebih tinggi daripada tekanan lubang sumur (*bottom hole pressure*).

Perbedaan tekanan ini yang mengakibatkan terdorongnya *hydrocarbon* menuju sumur (*wellbore*) dan naik menuju atas permukaan.

Tabel 4.2 Hasil Produksi *Base case*

Case	Np (MMSTB)	RF (%)
<i>Base case: existing condition (Natural Flow)</i>	4.4	15.22

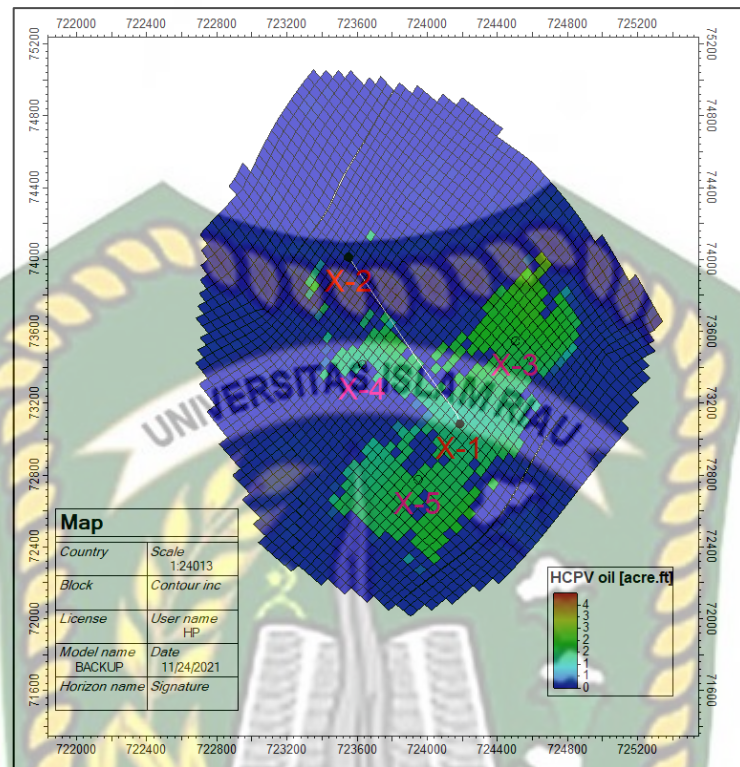
Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario *Base case* selama 20 tahun yang terdiri dari 2 sumur produksi mendapatkan *cumulative* oil sebesar 4.4 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 15.22 %, perolehan *water cut* yang menurun drastis pada tahun 2034 diakibatkan karena adanya pembukaan perforasi (*open perforation*) baru pada sumur X2 di kedalaman sekitar 5200 dan di kedalaman 5290, *well completion* dapat dilihat pada lampiran I.



Grafik 4.5 Hasil dari *Base case*

4.3.2 Skenario 1 (Base Case + Infill Well)

Dalam skenario 1 dilakukan penambahan 3 sumur vertikal (X3, X4, dan X5) di daerah *prospect* dengan 2 *existing well* selama 20 tahun masa eksploitasi. Dimana case ini penambahan sumur di lapangan yang mengurangi jarak rata-rata sumur, sumur X3 dengan koordina sumur x: 724503 m dan y: 73550 m , dilakukan perforasi pada kedalaman 5150 ft dengan Panjang perforasi 50 ft, sumur X4 dengan koordina sumur x: 7235631 m dan y: 73420 m , dilakukan perforasi pada kedalaman 5190 ft dengan Panjang perforasi 60 ft, sumur X5 dengan koordina sumur x: 723939 m dan y: 72768 m , dilakukan perforasi pada kedalaman 5320 ft dengan Panjang perforasi 30 ft, untuk *well completion* dapat dilihat pada lampiran I *scenario 1*. Hal tersebut dapat mempercepat *recovery* yang diharapkan dan meningkatkan *estimated ultimate recovery* (EUR) di reservoir *heterogen* dengan meningkatkan kontinuitas *existing well* dan *infill well*. *Well spacing* yang berkurang, pola sumur yang berubah setelah jalur aliran fluida formasi dan meningkatkan penyapuan ke area dimana terdapat saturasi *hydrocarbon* yang lebih besar.



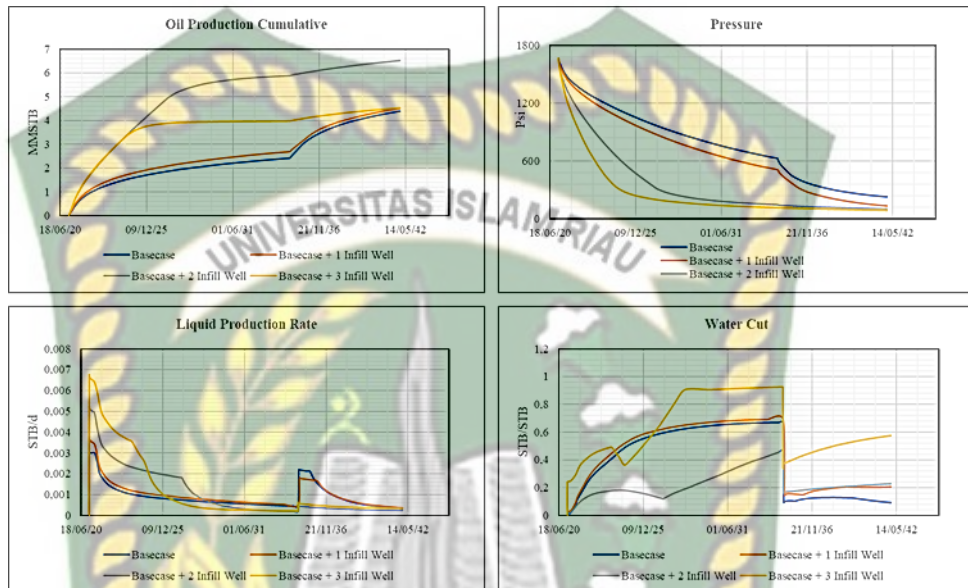
Gambar 4.7 Letak Sumur Skenario 1

Tabel 4.3 Hasil Produksi Skenario 1

Skenario	Np (MMSTB)	Δ NP to BC	RF (%)	Δ RF to BC
Base Case: Existing Condition	4.4		15.22	
Case 1a: Base case + Infill 1	4.5	0.10	15.57	0.34
Case 1b: Base case + Infill 1+2	6.54	2.14	22.63	7.40
Case 1c: Base case + Infill 1+2+3	4.54	0.14	15.71	0.48

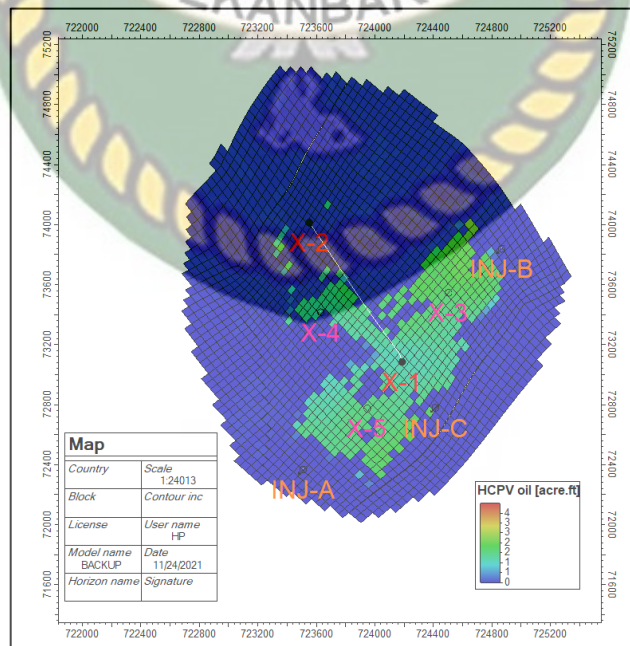
Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario 1 selama 20 tahun yang terdiri dari 5 sumur produksi dengan beberapa *cumulative* oil sebesar 4.4 MMSTB pada *base case*, 4.5 pada *case 1a*, 6.54 pada *case 1b*, 4.54 MMSTB

pada case 1c dan *Recovery factor* sebesar 15.22% pada *base case*, 15.57% pada case 1a, 22.63% pada case 1b dan 15.71% pada case 1c.



Grafik 4.6 Hasil Produksi Skenario 1

4.3.3 Skenario 2 (Base case + Infill Well + Waterflooding)

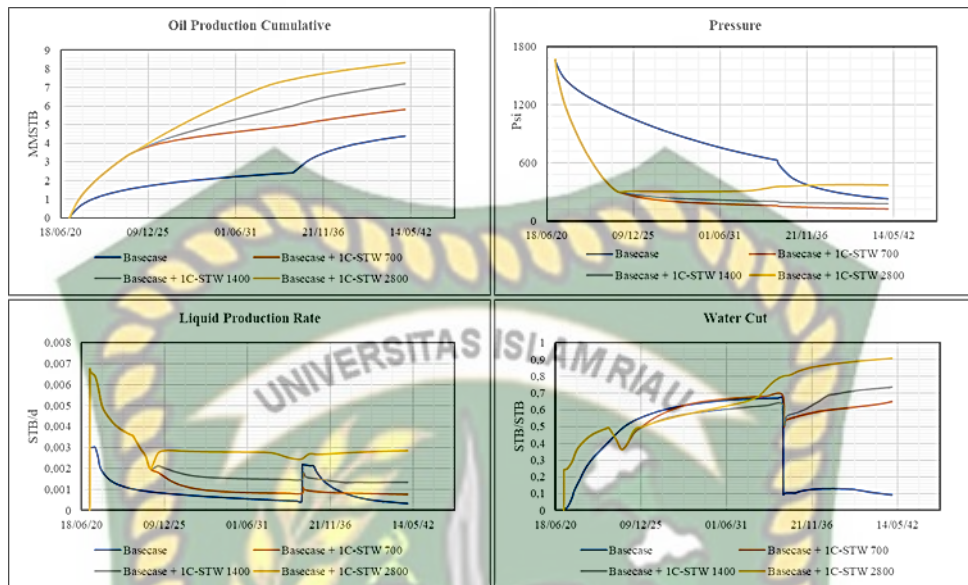


Gambar 4.8 Letak Sumur Skenario 2

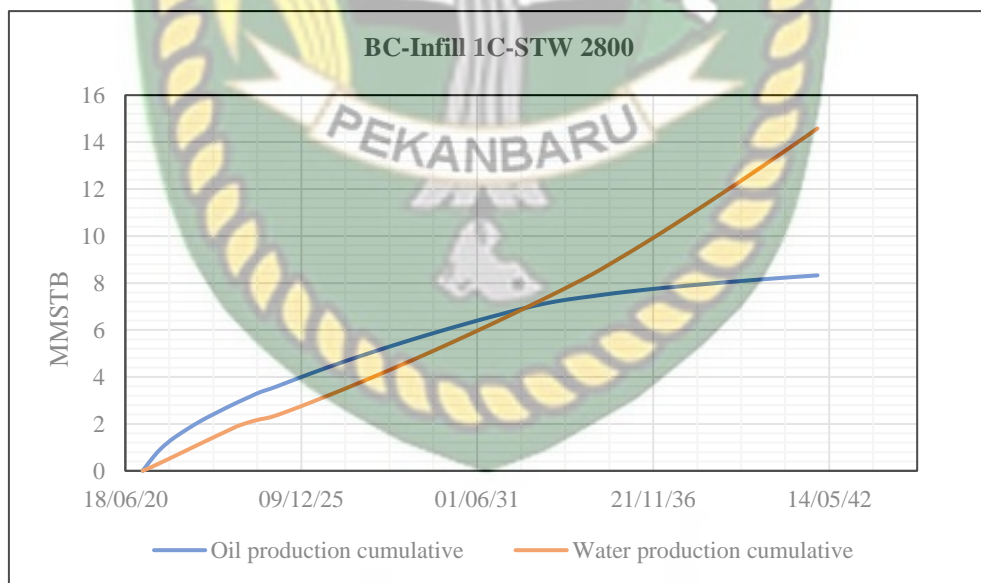
Skenario 2 termasuk skenario 1 dengan penambahan metode *waterflooding*. *Waterflooding* merupakan suatu metode *secondary recovery* yang menginjeksikan air kedalam reservoir dengan tujuan untuk mendorong sisa-sisa minyak menuju sumur produksi. Air dari sumur injeksi secara kontak fluida menyapu minyak menuju sumur produksi yang berdekatan. Potensi permasalahan yang terjadi pada teknik *waterflood* ini salah satunya yaitu *recovery* minyak yang tidak efisien, dikarenakan permeabilitas atau kondisi serupa yang mempengaruhi transportasi fluida didalam reservoir, dan menyebabkan *breakthrough* diawal yang menyebabkan permasalahan produksi dan pemrosesan di *surface*.

4.3.3.1 Skenario 2a (Injection Rate Sensitivity)

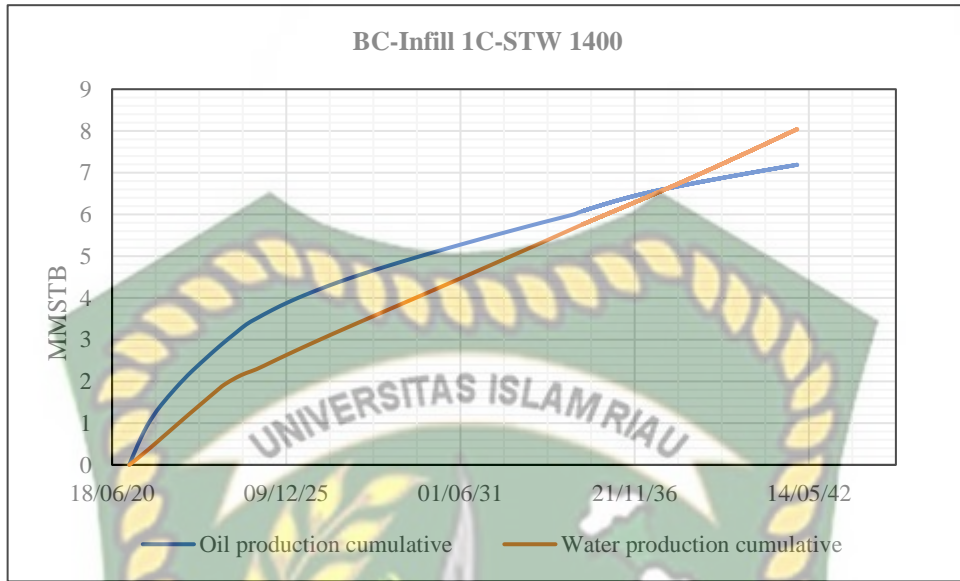
Dalam skenario ini ada tiga skenario percobaan untuk menentukan laju injeksi air optimum dalam *waterflood* diantaranya yaitu 2800 STB/hari, 1400 STB/hari dan 700 STB/hari. Hasilnya pada kasus ini dengan STW 1400 STB/hari merupakan rate paling optimal, karena grafik *cumulative* produksi minyak dan yang masih menunjukkan peningkatan. Jika dibandingkan dengan STW 2800 STB/hari, nilai *cumulative* minyak jauh lebih besar dengan STW 1400 STB/hari, perubahan grafik produksi minyaknya tidak sebaik produksi airnya, yang mana pada STW 2800 STB/hari telah mengalami *water breakthrough* pada tahun 2031, sedangkan untuk STW 1400 STB/hari mengalami *breakthrough* pada tahun 2038 dan produksi airnya dua kali lipat dari produksi minyaknya, sehingga hal tersebut 6 tahun lebih lama akan terjadinya *breakthrough* pada STW 1400 STB/hari.



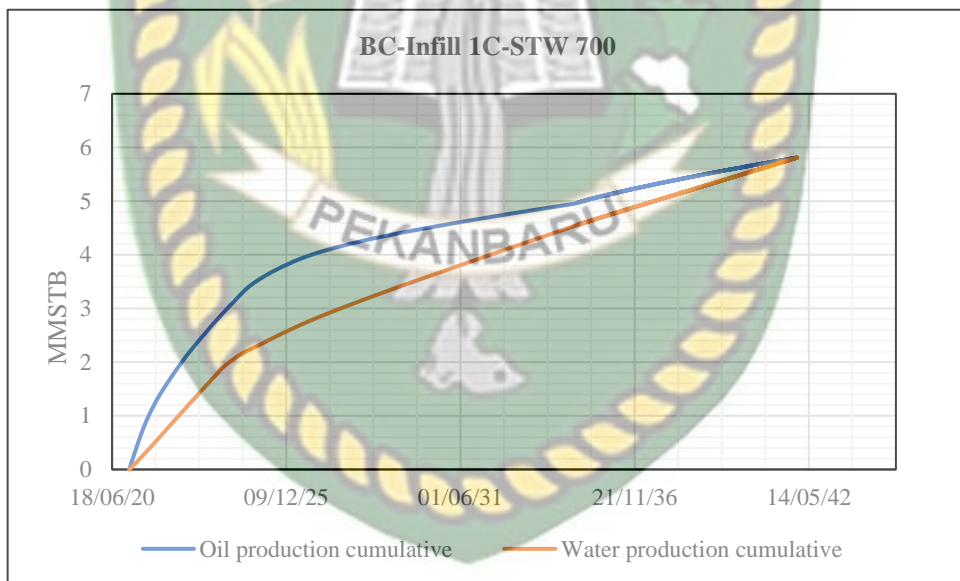
Grafik 4.7 Hasil Skenario 2a



Grafik 4.8 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 2800 STB/day



Grafik 4.9 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 1400 STB/day



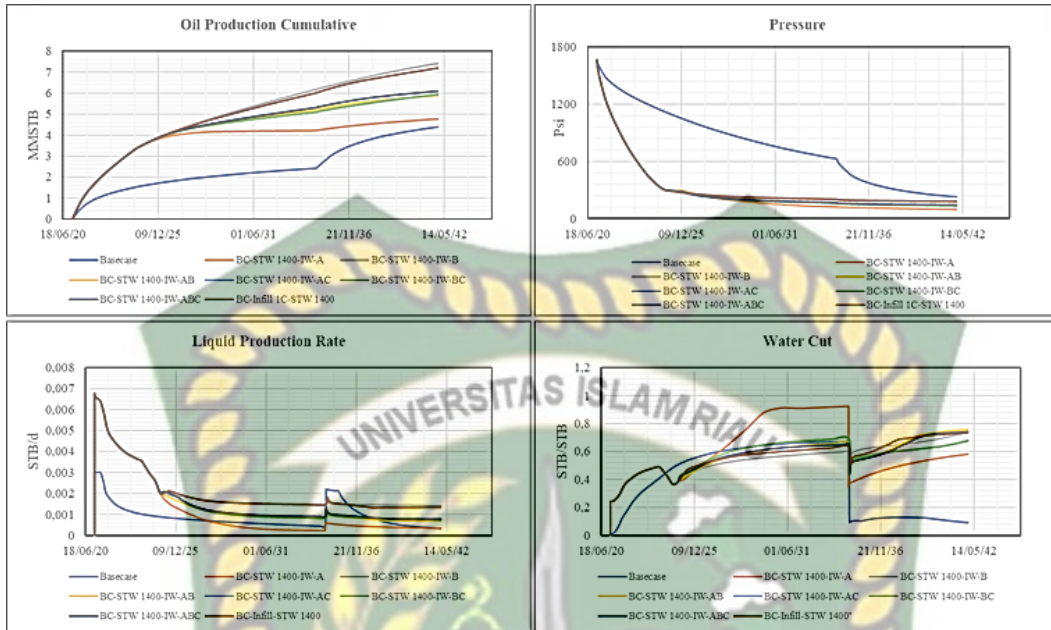
Grafik 4.10 Cumulative Water Prod Vs Cumulative Oil Prod di STW 700 STB/day

Tabel 3.4 Hasil Skenario 2a

Skenario	Np (MMSTB)	Δ NP to BC	RF (%)	Δ RF to BC
Base Case: Existing Condition	4.4		15.22	
Skenario 2ai: STW 2800 STB/d	8.32	3.92	28.79	13.56
Skenario 2aii: STW 1400 STB/d	7.18	2.78	24.84	9.62
Skenario 2aiii: STW 700 STB/d	5.81	1.41	20.10	4.88

4.3.3.2 Skenario 2b Injection Well Location (Pattern) Sensitivity

Pada skenario ini terdapat tujuh skenario dengan tiga sumur injeksi diantaranya yaitu, sumur injeksi (IW)-A, sumur injeksi (IW)-B dan sumur injeksi (IW)-C. Ketiga sumur tersebut memiliki tujuh konfigurasi *running* yaitu, IW-A, IW-B, IW-C, IW-AB, IW-AC, IW-BC, dan IW-ABC. Sebagai hasilnya dalam konfigurasi tersebut terdapat dua konfigurasi sumur yang paling optimal, yaitu konfigurasi sumur injeksi IW-B dan konfigurasi sumur injeksi IW-BC, kedua konfigurasi sumur tersebut dapat memperoleh *cumulative oil production* sebesar 7.40 MMSTB pada injeksi IW-BC dan 7.41 MMSTB pada injeksi IW-B. Dikarenakan *oil recovery* yang mendekati sama, secara ekonomis IW-B lebih terjangkau dibandingkan dengan IW-BC, karena hanya membutuhkan satu konfigurasi sumur injeksi. Sehingga dengan kasus ini dapat disimpulkan bahwa pentingnya titik injeksi melebihi dari jumlah sumur injeksi ke *Oil recovery*.



Grafik 4.11 Hasil Skenario 2b

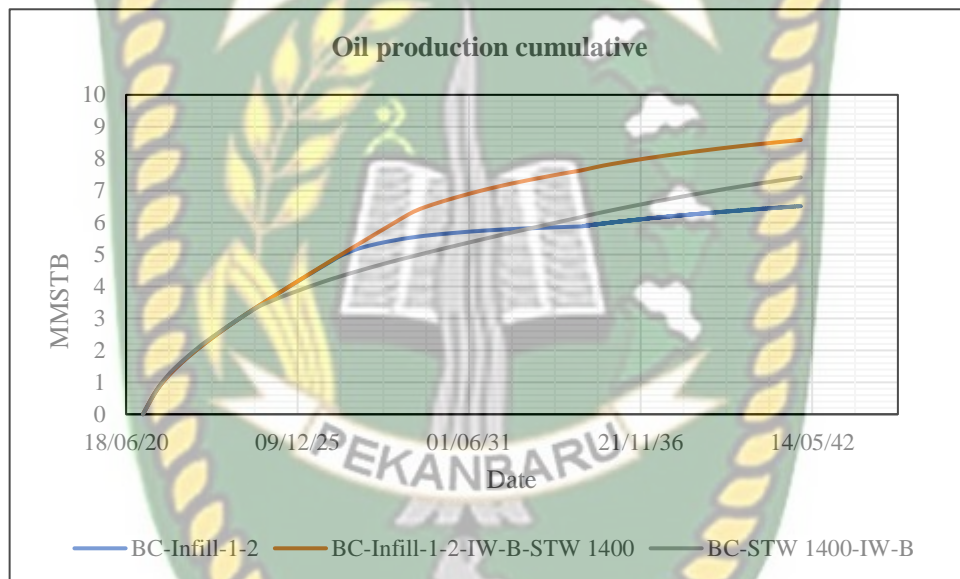
Tabel 4.4 Hasil Skenario 2b

Skenario	Np (MMSTB)	ΔNP to BC	RF (%)	ΔRF to BC
Base case: Existing condition	4.4		15.22	
Case 2bi: Injeksi sumur-A	4.78	0.38	16.53	1.31
Case 2bii: Injeksi sumur-B	7.41	3.01	25.64	10.41
Case 2biii: Injeksi sumur-C	7.19	2.79	24.88	9.65
Case 2biv: Injeksi sumur-AB	5.88	1.48	20.35	5.12
Case 2bv: Injeksi sumur-AC	5.93	1.53	20.52	5.29
Case 2bvi: Injeksi sumur-BC	7.40	3.00	25.60	10.38
Case 2bvii: Injeksi sumur-ABC	6.10	1.70	21.11	5.88

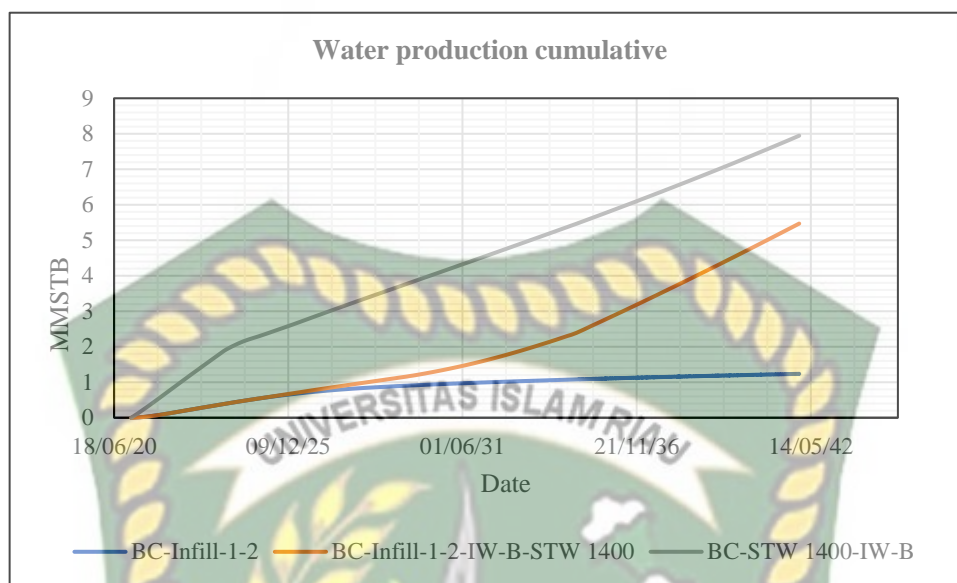
4.4 Rekomendasi Pengembangan

Berdasarkan hasil simulasi dari beberapa *case* di atas, untuk memperoleh *oil recovery* yang paling optimal untuk *case* ini untuk pengembangan beberapa tahun kedepan sangat disarankan untuk mengimplementasikan *project* dengan konfigurasi sebagai berikut:

2 *existing well* + 2 *infill well* pada titik sumur satu dan dua + 1 *injection well* pada titik B dengan STW 1400 STB/hari di sumur injeksi.



Grafik 4.12 Oil production cumulative Recommendation Vs Hasil Case Optimum



Grafik 4.13 *Water production cumulative Recommendation Vs Hasil Case Optimum*

Tabel 4.5 *Recommendation Vs Hasil Case Optimum*

Skenario	NP (MMSTB)	Δ NP to BC	RF (%)	Δ RF to BC	Cumulative water prod (MMSTB)
Base Case: Existing Condition	4.4		15.22		2.14
Case 1b: Base case + Infill 1+2 (non-WF)	6.54	2.14	22.63	7.40	1.2
Case 2bii: Injection Well-B	7.41	3.01	25.64	10.41	7.9
Recommendation Scenario	8.57	4.00	29.06	13.84	5.4

Hasil skenario rekomendasi menunjukkan bahwa skenario tersebut merupakan hasil yang terbaik dari yang optimum dari beberapa skenario diatas, karena jika dibandingkan dengan skenario lainnya mempunyai produksi minyak kumulatif paling besar dan produksi air kumulatif yang *relative* sedang (tidak

terlalu besar). Selain itu, pada skenario rekomendasi hanya dibutuhkan dua dari tiga *infill well* dan satu dari tiga *injection well* yang tentu hal tersebut berpengaruh terhadap pengurangan biaya dan peningkatan ekonomis. Hasilnya, skenario rekomendasi adalah yang aplikatif dan layak diterapkan pada lapangan LT.

Dengan hasil skenario rekomendasi diatas dan dilakukan kegiatan Analisa *decline curve* untuk beberapa tahun kedepan dengan nilai *economic limit* sebesar 5 bbl, maka diperoleh sisa cadangan minyak disetiap layer (*segment*) sebagai berikut:

Tabel 4.6 Sisa Cadangan

Segment	Sisa Cadangan (MMSTB)
Lower Telisa – Bekasap A	2.247
Bekasap A – Bekasap B	2.645
Bekasap B – Bekasap C	8.413
Bekasap C – Basement	5.647

BAB V KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

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

1. Cadangan yang tersisa pada lapangan LT sebesar 28.90 MMSTB nilai tersebut didapatkan dari data perhitungan volumetric perusahaan, namun pada perhitungan volumetric simulasi sebesar 28.307 MMSTB dan jumlah OOIP yang ada tersebut terdapat dari beberapa lapisan diantaranya adalah Lower telisa – Bekasap A sebesar 2.477, Bekasap A – Bekasap B sebesar 3.178, Bekasap B – Bekasap C sebesar 14.025, dan Bekasap C – Basement sebesar 8.627 MMSTB.
2. Pada pengembangan lapangan ini ada beberapa skenario yang digunakan diantaranya yaitu:
 - Base Case (*2 Existing well*)
 - Case 1: *Base Case + Infill well*
 - a. *Base case + Infill well 1*
 - b. *Base case + Infill well 1+2*
 - c. *Base case + Infill well 1+2+3*
 - Case 2: *Base Case + Infill well + Waterflood*
 - a. *Injection Rate Sensitivity*
 - b. *Injection Location (Pattern) Sensitivity*
3. Dari beberapa skenario tersebut didapat skenario yang optimum yaitu *2 existing well + 2 infill well* pada titik sumur satu dan dua + *1 injection well* pada titik B dengan STW 1400 STB/hari di sumur injeksi. Hasil tersebut merupakan hasil yang terbaik dari yang optimum dari beberapa skenario diatas, karena jika dibandingkan dengan skenario lainnya mempunyai produksi minyak kumulatif paling besar dan produksi air kumulatif yang relative sedang (tidak terlalu besar).

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang diperoleh maka peneliti menyarankan kepada peneliti selanjutnya untuk mengkaji permasalahan berikut Diperlukan kelengkapan data lapangan agar *history matching* pada model yang dihasilkan lebih representative terhadap pemodelan reservoir dan juga memperkuat keakuratan sejarah lapangan yang ada.



References

- Ahmed, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook. In T. Ahmed (Ed.), *Gulf Professional of Elsevier*. Gulf Professional. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4160-5009-4.50004-2>
- Al-Fadhli, W., Kurma, R., & Company, K. oil. (2019). Modeling and Simulation to Produce Thin Layers of Remaining Oil Using Downhole Water Sink Technique for Improve *Oil Recovery*. A case Study in Greater Burgan Field. *Society of Petroleum Engi.*
- Almasoodi, M., Esmaili, S., Ingle, T., & Energy, D. (2017). Stochastic-based Coupling of Static and Dynamic Model an example from the Meramec Formation in the STACK play. *Unconventional Resources Technology Conference*, 2427–2445.
- Alyan, M., Martin, J., & Irwin, D. (2015). Field development plan optimization for tight carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2015, November*, 9–12. <https://doi.org/10.2118/177695-ms>
- Annan Boah, E., Kwami Senyo Kondo, O., Aidoo Borsah, A., & Brantson, E. T. (2019). Critical evaluation of infill well placement and optimization of well spacing using the particle swarm algorithm. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 3113–3133. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>
- Azhari, M., & Djumantara, M. (2016). Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal Petro 2016*, V(April 2016).
- Azubike, O., Wood, M., & Benyeogor, O. (2017). Maximizing Opportunities in The Gas Sector by Using Existing Wells and a Fast-Track Development Approach The Zeta Field Case Study. *Society of Petroleum Engineers*.
- Bruijnzeels, C., & O'Halloran, C. (2007). Rabi Multi-Sector Reservoir Simulation Model. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2523/29117-ms>
- Elbaloula, H., Pengxiang, H., Elammas, T., Alwad, F., Rdwan, M., Abdelsalam, M., & Musa, T. (2016). Designing and implementation of the first steam flooding pilot test in sudanese oil field and Africa. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, September 2018*. <https://doi.org/10.2118/182790-ms>
- Elmabrouk, S. K., & Mahmud, W. M. (2016). Reservoir management strategies for development of water injection planning projects. *Proceedings of the*

International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 1020–1028.

Fanchi, J. R. (2001). *Principles of Applied Reservoir Simulation* (2nd Edition). Gulf Professional of Elsevier.

Furqan, M. B., & Ridaliani, O. (2015). Optimasi Produksi Lapangan “ X ” dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 576–581.

Hampton, J. T., Technologies, S. H. R., & Danielli, C. (2001). Fullfield Numerical Simulation Using Geostatistical Reservoir Model of Upper Mian Body B REservoir, Monterey Formation, Elk Hills Field, California. *Society of Petroleum Engineers Western Regional Meeting*.

Hassanzadeh, H., Pooladi-Darvish, M., Elsharkawy, A. M., Keith, D. W., & Leonenko, Y. (2008). Predicting PVT data for CO₂-brine mixtures for black-oil simulation of CO₂ geological storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(1), 65–77. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00010-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00010-2)

Khan, M. Y., Tiwari, A., Ikeda, S., Syed, F. I., Sowaidi, A. K. A., & Martin, J. (2016). Co-development plan optimization of complex multiple reservoirs for giant offshore middle east oil field. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016, 2016-January*. <https://doi.org/10.2118/183221-ms>

King, G. R., Snyder, D. E., Obut, T. S., & Perkins, R. L. (1991). A Case study of the full-field simulation of a reservoir containing bottom water. *Proceedings of the SPE Symposium on Reservoir Simulation*, 7–17. <https://doi.org/10.2523/21203-ms>

Kumar, S. (1987). Well Testing. *Springer Tracts in Civil Engineering*, 113–125. https://doi.org/10.1007/978-3-030-20516-4_5

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.

Lubis, I., Arief, A., & Prabu, U. (2014). Perencanaan Injeksi Waterflooding Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. In *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya* (Vol. 2, Issue 4, p. 103357).

Makinde, B. I., & Lee, W. J. (2016). Reservoir Simulation Models – Impact on Production Forecasts and Performance of Shale Volatile Oil Reservoirs. *Global Journal of Researchers in Engineering*, 16(4).

Manestar, G., Thompson, A., & SPE. (2014). Reservoir Characterization and Estimating EOR Potential with a Sector model Simulation of Senal Picada, a

- large Mature Field in Argentina. *SPE International*, 21-23 May.
- Marquez, L., Hurtado, J., Wang, J., Iwere, F., Gomez, E., Hudgens, P., Ponce, E., Bashbush, J. L., Gurpinar, O., & Aly, A. (2003). Application of Large Thermal Sector Models in a Field Performance Optimization Study of a Mature, Heavy Oil Field. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 57–67. <https://doi.org/10.2118/84030-ms>
- Pamungkas, J. (2011). *Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir. UPN "Veteran" Yogyakarta.*
- Rambaran, K. D., Chin Chee Fat, S. T., & Layne, L. E. (2018). Exploiting water injection techniques for increasing gas recovery in conventional gas reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference 2018*. <https://doi.org/10.2118/191206-ms>
- Rantan, R., Djumantara, M., & Samsol, S. (2020). Pemilihan Pola Injeksi Air Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk Optimasi Produksi Lapangan 'R.' *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 81. <https://doi.org/10.25105/petro.v9i2.6554>
- Rawahi, A., Hafez, H. H., Al-Yafei, A., Al-Hammadi, K., Ghori, S. G., Putney, K. L., Matthews, T. R., & Harb, R. (2012). Maximize the ultimate recovery by designing and optimizing a CO₂ miscible gas injection pilot in a giant carbonate oil reservoir, Abu Dhabi. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, 5, 3356–3369. <https://doi.org/10.2118/162277-ms>
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapas Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 22–36. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>
- 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).
- Taufiq, M. (2017). Preparasi Data dalam Simulasi Perilaku Reservoir Lapangan Minyak Ikan Pari di Natuna. *Jurnal Produktif*, 1, 25–34.
- Temizel, C. T., Yegin, C. Y., Putra, D. P., Balaji, K. B., Suhag, A. S., Ranjith, R. R., Peksaglam, Z. P., Zhang, M. Z., Saracoglu, O. S., Anggraini, H. A., & Dhannoon, D. D. (2017). Optimization of recovery under injection of

biopolymer, synthetic polymer and gels in a heterogeneous reservoir. *IOR NORWAY 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery: Sustainable IOR in a Low Oil Price World*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700355>

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

Whittaker, S., White, D., Wilson, M., & Monea, M. (2004). IEA GHG Weyburn CO2 monitoring & storage project. Summary report 2000-2004. In *proceeding of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Petroleum Technology Research Center. <http://www.citeulike.org/group/5855/article/2982561>

Widyastuti, M., Suarsana, P., & Djumantara, M. (2016). Peningkatan Produksi Lapangan M Dengan Pendekatan Simulasi Untuk Menentukan Skenario Pengembangan Menggunakan Metode Waterflooding. *Jurnal Petro 2016*, V(April), 1–6.

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: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(1), 31. <https://doi.org/10.30588/jo.v1i1.240>