

**OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN X RESERVOIR  
GAS DENGAN *INFILL DRILLING* MENGGUNAKAN *DETAIL  
SECTOR* MODEL DAN ANALISIS KEEKONOMIAN**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**DYO ZANIRA**

**173210923**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

**OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN X RESERVOIR  
GAS DENGAN *INFILL DRILLING* MENGGUNAKAN *DETAIL  
SECTOR* MODEL DAN ANALISIS KEEKONOMIAN**

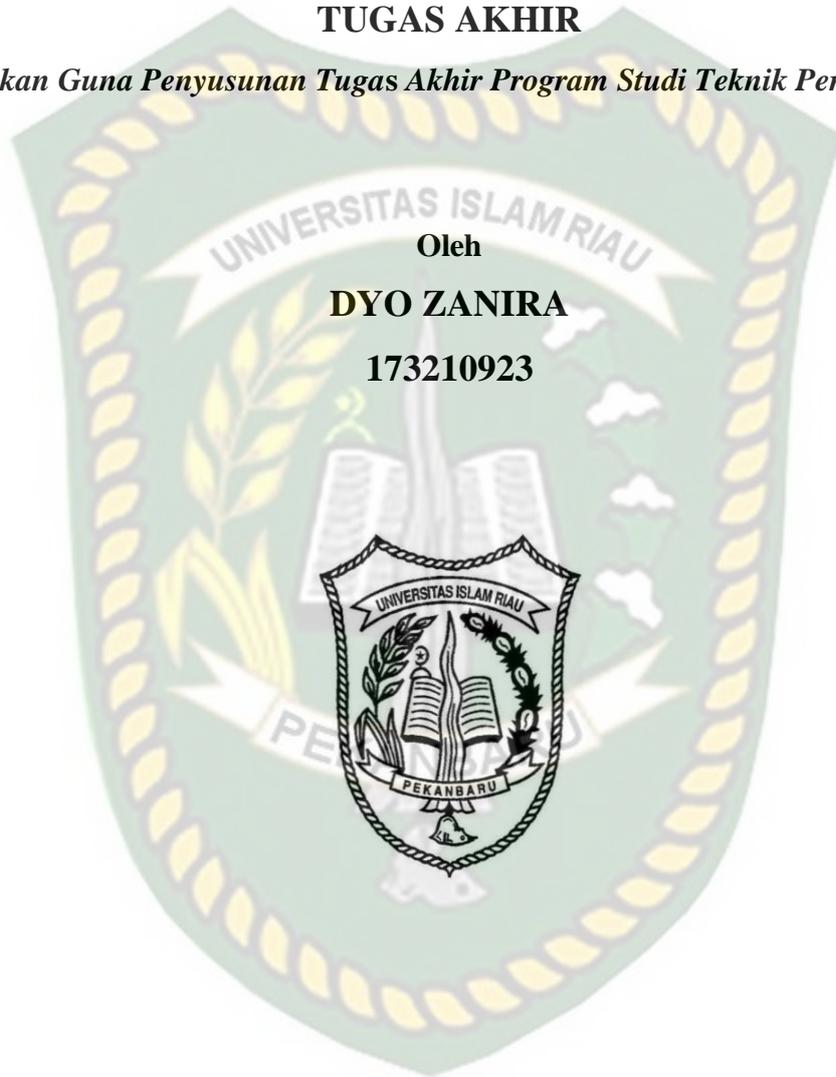
**TUGAS AKHIR**

*Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**DYO ZANIRA**

**173210923**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :  
Nama : Dyo Zanira  
NPM : 173210923  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Optimasi Pengembangan Lapangan x Reservoir Gas Dengan Infill Drilling Menggunakan Detail Sector Model Dan Analisis Keekonomian

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 : Tomi Erfando, S.T., M.T. (.....)  
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng (.....)  
Penguji II : Muhammad Ariyon, S.T., M.T. (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : 19 Maret 2020

Disahkan Oleh:

DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK

SEKRETARIS PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. Eng. Muslim, M.T.

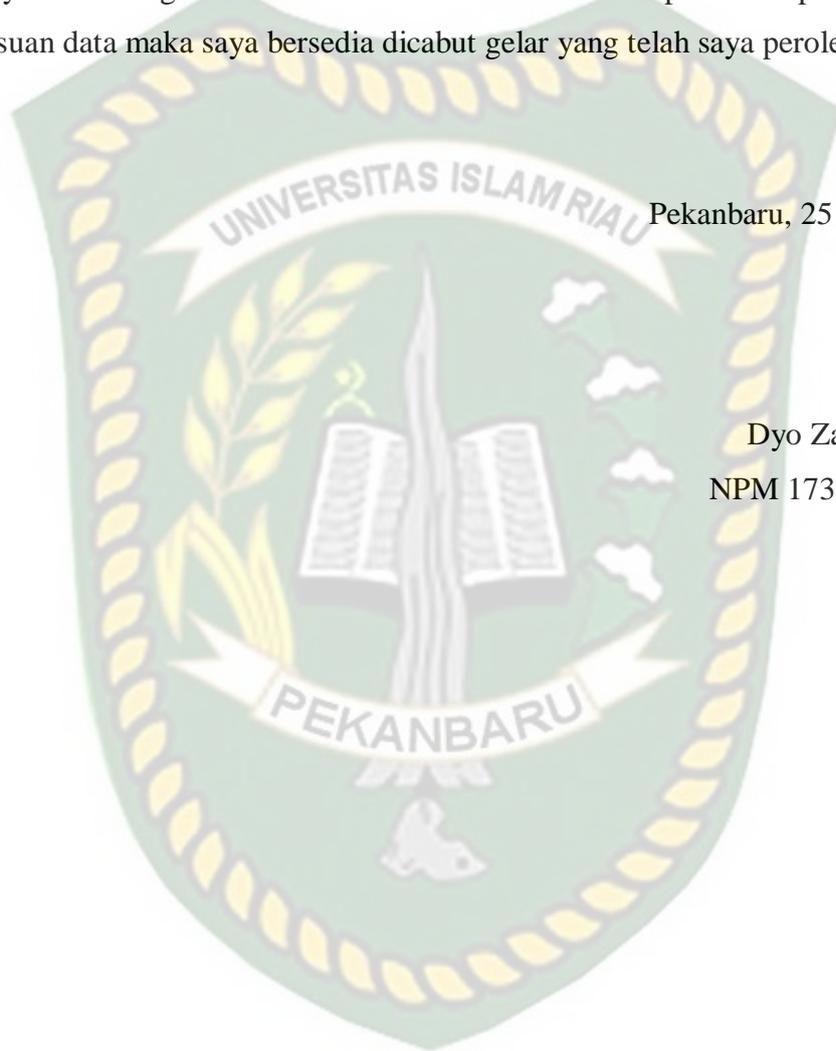
Novrianti, S.T., M.T.

## 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 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, 25 April 2020

Dyo Zanira  
NPM 173210923



## KATA PENGANTAR

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

1. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan pembimbing akademik yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak H. Dike F. Putra, S.T, M.Sc. MBA selaku pembimbing lapangan yang telah membantu, memberikan masukan selama penyusunan tugas akhir ini.
3. Orang tua Yurzamzami dan Yunida, serta Adik Setiandari Zamzami yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
4. Teman- teman dari akamigas balongan maupun dari universitas islam riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 25 April 2020

Dyo Zanira

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>i</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR</b> .....	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>v</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN</b> .....	<b>xi</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>xii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xiii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>4</b>
2.1 <i>Sector Model Method</i> .....	4
2.2 Analisa Keekonomian.....	4
2.3 <i>Maximizing Opportunities In the Gas Sector</i> .....	5
2.4 <i>Reservoir Modelling</i> .....	7
2.5 Skenario Prediksi dan Hasil Produksi .....	7
2.6 Evaluasi Keekonomian untuk Optimasi Produksi.....	8
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>9</b>
3.1 Data-Data yang Dibutuhkan Dalam Penelitian .....	10
3.4.1. Model Reservoir.....	10
3.4.2. Skenario Pengembangan Lapangan .....	12

3.4.3.	Analisa Ekonomi.....	13
3.2	Tempat Penelitian/Pengambilan Data .....	14
3.3	Rencana Kegiatan.....	14
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>		<b>16</b>
4.1	<i>Sector model method</i> .....	16
4.2	Pemilihan Titik Lokasi Sumur .....	17
4.3	Skenario Prediksi dan Hasil Produksi .....	19
4.4	Penentuan Skenario Optimum .....	25
4.5	Evaluasi Keekonomian .....	27
<b>BAB V KESIMPULAN.....</b>		<b>31</b>
5.1	Kesimpulan .....	31
5.2	Saran .....	31
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>		<b>32</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>		<b>34</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Overview of Sector Model .....	5
Gambar 2.2 Reservoir Model .....	7
Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir .....	9
Gambar 3.2 Model Reservoir <i>Fullfield</i> .....	10
Gambar 3.3 Permeabilitas Lapangan x .....	10
Gambar 3.4 Porositas Lapangan x .....	11
Gambar 3.5 Saturasi Lapangan x .....	11
Gambar 3.6 Tekanan Lapangan x .....	11
Gambar 3.7 Zona-Zona <i>Sector Model</i> pada <i>Fullfield</i> .....	12
Gambar 3.8 <i>Cost Recovery</i> .....	14
Gambar 4.1 <i>Sector Model</i> Zona 2 .....	17
Gambar 4.2 <i>Well Correlation Section</i> .....	17
Gambar 4.3 <i>Average Map Potential</i> .....	18
Gambar 4.4 Target Lokasi Sumur <i>Infill</i> .....	19
Gambar 4.5 Letak Sumur <i>Basecase</i> .....	20
Gambar 4.6 Letak Sumur Skenario 1 .....	21
Gambar 4.7 Letak Sumur Skenario 2 .....	22
Gambar 4.8 Letak Sumur Skenario 3 .....	23
Gambar 4.9 Letak Sumur Skenario 4 .....	24
Gambar 4.10 Letak Sumur Skenario 5 .....	25
Gambar 4.11 Hasil Produksi Semua Skenario .....	26
Gambar 4.12 Analisis Sensitivitas Terhadap NPV pada Skenario 2 .....	29
Gambar 4.13 Analisis Sensitivitas Terhadap IRR pada Skenario 2 .....	29

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Karakteristik Reservoir Lapangan x.....	12
Tabel 4.1 Hasil Produksi Basecase.....	20
Tabel 4.2 Hasil Produksi Skenario 1.....	21
Tabel 4.3 Hasil Produksi Skenario 2.....	22
Tabel 4.4 Hasil Produksi Skenario 3.....	23
Tabel 4.5 Hasil Produksi Skenario 4.....	24
Tabel 4.6 Hasil Produksi Skenario 5.....	25
Tabel 4.7 Hasil prediksi Semua Skenario.....	26
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Analisis Keekonomian PSC-Cost Recovery skenario 5 .....	28

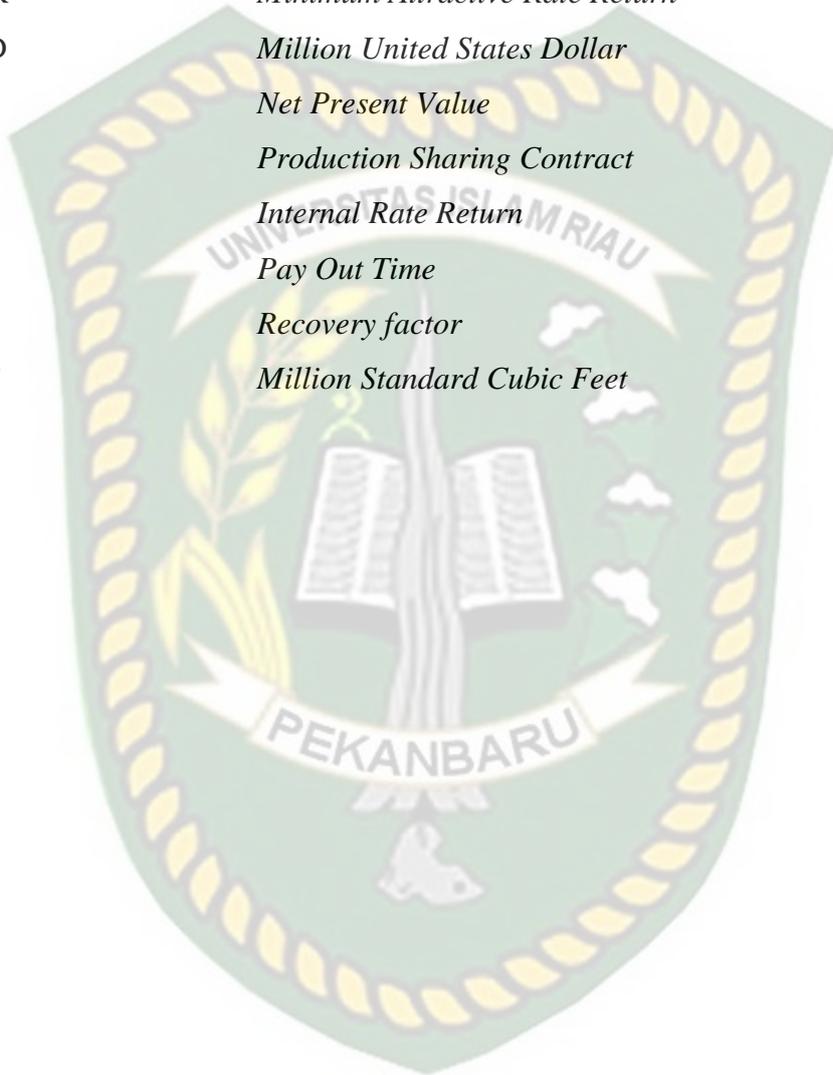
## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Penggabungan 2 <i>Property</i> (Saturasi dan Pressure) .....	34
LAMPIRAN II	<i>Layer property</i> J Sumur Baru.....	34
LAMPIRAN III	<i>Well Completion</i> .....	36
LAMPIRAN IV	Perhitungan PSC <i>Cost Recovery</i> Skenario 5 .....	38
LAMPIRAN V	Hasil Perhitungan PSC <i>Cost Recovery</i> Skenario 2, 3 dan 4.....	41



## DAFTAR SINGKATAN

FGPT	<i>Field Gas Production Total</i>
Ft	<i>Feet</i>
MARR	<i>Minimum Attractive Rate Return</i>
MUSD	<i>Million United States Dollar</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>
IRR	<i>Internal Rate Return</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
RF	<i>Recovery factor</i>
MSCF	<i>Million Standard Cubic Feet</i>



**OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN X RESERVOIR GAS  
DENGAN *INFILL DRILLING* MENGGUNAKAN *DETAIL SECTOR*  
MODEL DAN ANALISIS KEEKONOMIAN**

**DYO ZANIRA  
NPM 173210923**

**ABSTRAK**

Terjadi penurunan produksi pada suatu sumur maka dari itu dilakukan pengelolaan suatu lapangan migas bertujuan untuk menguras cadangan hidrokarbon yang terkandung didalamnya semaksimal mungkin. Oleh karena itu diperlukan penelitian terlebih dahulu mengenai karakter dan perilaku dari reservoirnya. Hal ini bertujuan untuk mengetahui kinerja reservoir selama proses produksi dan untuk menentukan strategi pengurasan hidrokarbon yang terbaik pada lapangan tersebut, sehingga dapat dilakukan peningkatan perolehan hidrokarbon dalam produksi. Pada Lapangan x dengan reservoir gas akan dilakukan optimasi pengembangan lapangan gas dengan menyelaraskan *performance* model dengan data sejarah produksi Lapangan x sehingga model dapat dianggap mewakili dengan kondisi reservoir yang sebenarnya dan memperhatikan parameter sifat fisik batuan reservoir. Tahapan selanjutnya ialah mengembangkan lapangan dengan simulasi reservoir yaitu metode *detail Sector* model pada *fullfield* kemudian akan dilakukan penambahan sumur gas baru dengan perolehan hasil kumulatif produksi yang optimal dan guna untuk optimasi produksi reservoir gas pada masa yang akan datang dengan strategi dan skenario terbaik. Hasil produksi sumur gas yang didapat akan dilakukan perhitungan secara Keekonomian dengan cara membandingkan parameter *Net Present Value* (NPV), *Internal rate of return* (IRR) dan *Pay Out Time* (POT) dari skenario terbaik. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa skenario terbaik yang layak dijalankan dan ekonomis adalah skenario 5 dengan sumur *lateral* dengan *multitarget*. Evaluasi keekonomian skenario 5 dimana biaya investasi pada skenario ini sebesar 2449371 MUSD, nilai IRR sebesar 15%, NPV *Contractor* sebesar 1375 MUS\$ dan POT selama 7.3 Tahun.

**Kata Kunci:** *Detail Sector* Model, Sumur Gas, Pengembangan Lapangan, Ekonomis

**OPTIMIZATION FIELD X DEVELOPMENT RESERVOIR GAS BY  
INFILL DRILLING USING DETAIL SECTOR MODEL AND ECONOMIC  
ANALYSIS**

**DYO ZANIRA  
NPM 173210923**

**ABSTRACT**

*A decline in production in a well is therefore carried out by management of an oil and gas field aimed at draining the hydrocarbon reserves contained there in as much as possible. Therefore, research is needed first about the character and behavior of the reservoir. This aims to determine the performance of the reservoir during the production process and to determine the best hydrocarbon drainage strategy in the field, so that an increase in hydrocarbon acquisition can be carried out in the field. In field X with a gas reservoir, optimization of the development of the gas field will be carried out by aligning the performance model with historical data on field production so that the model can be considered to represent the actual condition of the reservoir and taking into account the parameters of the physical properties of the reservoir rock. The next stage is to develop a field with reservoir simulation, which is a detailed Sector model method at fullfield, then the addition of new gas wells will be carried out with the acquisition of optimal production Cumulative results and for the optimization of gas reservoir production in the future with the best strategies and scenarios. The results of the production gas wells will be calculated economically by comparing the parameters of the Net Present Value (NPV), Internal rate of return (IRR) and Pay Out Time (POT) of the best scenario. The evaluation results show that the best scenario that is feasible and economical is scenario 5 with lateral well with multitarget. Economic evaluation scenario 5 where the investment cost is 24493711 MUSD, IRR value is 15%, NPV Contractor is 1375 MUS \$ and POT is 7.3 years.*

**Keywords :** *Detail Sector Model, Gas Well, Field Development, Economic*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Menurunnya produksi minyak dan gas bumi saat ini sangat mengkhawatirkan seiring dengan bertambahnya masa produksi dan produktivitasnya semakin berkurang pada suatu lapangan. Hal ini disebabkan oleh bertambahnya jumlah minyak dan gas yang diproduksi dari lapangan tersebut yang sangat berpengaruh terhadap berkurangnya tekanan reservoir (Alhaj, 2010). Maka impor minyak dan gas bumi baik dalam bentuk bahan bakar yang telah siap untuk digunakan menjadi pilihan bahkan menjadi suatu keharusan guna untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri yang terus meningkat.

Salah satunya dengan cara meng-eksplorasi dan mengembangkan lapangan untuk meningkatkan produksi. Pada Lapangan X akan dilakukan pengembangan untuk mengetahui daerah-daerah pada reservoir gas yang potensial dikembangkan secara teknis, diperlukan adanya analisis optimasi posisi calon sumur dalam pengembangan lapangan ini (Pratama, 2010). Mencari skenario terbaik dalam memproduksi suatu sumur baru pada suatu Lapangan sehingga akan didapatkan produksi hidrokarbon yang maksimal dan bernilai ekonomis (Yuliananda Gita, Kasmungin Sugiatmo, 2017). Dibutuhkan teknologi-teknologi dalam pengembangan lapangan yang terbaru dan tercanggih guna untuk meningkatkan jumlah produksi yang terus menurun.

Dikarenakan pada Lapangan X ini sudah banyak sumur yang terproduksi cukup lama maka dilakukan optimasi pengembangan lapangan untuk menunjang produksi total lapangan agar dapat memenuhi target (Sarwono, 2016). Dengan cara dilakukan optimasi pengembangan lapangan dengan cara penambahan sumur produksi baru (Alusta et al., 2011). Simulasi reservoir ini terdapat metode dalam mengembangkan lapangan yaitu secara *fullfield model* (menyeluruh) dan *detail Sector model (region)*.

Pada penelitian Elmabrouk melakukan perencanaan pengembangan proyek injeksi air dengan melakukan penambahan sumur baru injeksi untuk menjaga tekanan reservoir menggunakan metode sector model. Hasilnya menunjukkan terjadi peningkatan produksi minyak (Elmabrouk & Mahmud, 2016). Dalam Penelitian ini akan menggunakan metode *detail Sector* model untuk menentukan kriteria yang digunakan dalam penambahan sumur baru dan titik lokasi yang strategis. *Detail Sector* model ini digunakan untuk dapat melakukan beberapa skenario dan mengurangi waktu perhitungan pada saat *running* (Alyan et al., 2015). Kemudian hasil produksi gas dari skenario terbaik akan dilakukan tinjauan kelayakan secara ekonomi yaitu NPV, IRR dan POT (Ariyon & Dewi, 2018). Hasil simulasi dan analisa ekonomi dari skenario terbaik sekiranya layak dan dapat diimplementasikan di Lapangan x pada masa yang akan datang (Azhari & Djumantara, 2018).

### 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan strategi penambahan sumur baru yang paling optimal dan ekonomis pada lapangan gas X menggunakan model simulasi reservoir di *software* petrel dengan metode *detail Sector* model.

1. Mengetahui strategi penambahan sumur baru pada daerah yang prospek dari *detail sector model*.
2. Mengetahui hasil optimum dari optimasi pengembangan lapangan.
3. Mengetahui tingkat kelayakannya secara ekonomi dari optimasi terbaik.

### 1.3 Manfaat Penelitian

Agar penelitian ini bermanfaat untuk penulis ataupun bagi pembaca di kemudian hari maka dari itu terdapat beberapa parameter penting yang akan penulis fokuskan yaitu

1. Mengetahui tingkat keefektifan dalam menentukan zona dan skenario yang paling cocok untuk penambahan sumur gas dan mendapatkan hasil proyeksi produksi yang optimal dan dilakukan analisa ekonomi pada sumur gas tersebut.
2. Penelitian ini diharapkan dapat dipublikasikan menjadi paper baik pada konferensi nasional maupun internasional.

#### 1.4 Batasan Masalah

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penulis terfokus pada pembahasan mengenai batasan ruang lingkup pada permasalahan yaitu:

1. Pengembangan lapangan yang akan dilakukan pada Lapangan x ini adalah *Infill drilling* dengan *sector model* menggunakan PETREL.
2. Hasil produksi dari kepala sumur menggunakan simulasi reservoir.
3. Dalam mempertimbangkan sisi keekonomian menggunakan perhitungan PSC *Cost Recovery* pada indikator ekonomi NPV (Net Present Value), IRR dan POT.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 *Sector Model Method*

Pada penelitiannya melakukan penambahan sumur baru injeksi untuk menjaga tekanan reservoir menggunakan metode *sector* model. Hasilnya menunjukkan dari strategi pengembangan lapangan yang digunakan dapat meningkatkan *oil recovery factor* (Elmabrouk & Mahmud, 2016).

Pada penelitian Khan melakukan penambahan sumur baru *dual lateral* menggunakan metode *sector* model. Hasilnya rencana yang dioptimalkan menghasilkan penghematan yang signifikan dalam biaya modal dengan dapat mempertahankan produksi yang lebih lama dan peningkatan *oil recovery factor* (Khan et al., 2016).

Pada penelitian Elbaloula melakukan rancangan untuk mensimulasikan *steam flooding* reservoir minyak berat dengan kondisi reservoirnya yang dangkal, dilakukan enam skenario pada jarak sumur yang berbeda. Hasilnya dari desain *detail* untuk pola sumur dan jarak sumur yang berbeda pada kelompok sumur, didapat hasil produksi yang cukup besar dari skenario terbaik yang akan diimplementasikan pada lapangan ini (Elbaloula et al., 2016).

Sudah ada beberapa perusahaan menggunakan metode *sector* model untuk melakukan pengembangan lapangan yaitu perusahaan *Hurricane* dan *Schlumberger* mengkonfirmasi bahwa menjalankan model sektor dalam 20 menit menggunakan simulasi reservoir dapat menghasilkan hasil yang hampir mendekati dengan waktu berjalan 65 jam menggunakan *fullfield*, tapi memiliki kelemahan yaitu terbatasnya dukungan tekanan dari tepi *boundary* yang memiliki dampak terhadap prediksi profil produksi (Hurricane, 2016).

### 2.2 **Analisa Keekonomian**

Pada penelitian Nandasari melakukan analisa kelayakan ekonomi pada proyek penambahan sumur baru dari hasil produksi lapangan dengan kegiatan selama 19 tahun dari tahun 2019 sampai 2038 kemudian dilakukan perhitungan *production sharing contract cost recovery* (NPV, IRR dan POT). Dari hasil

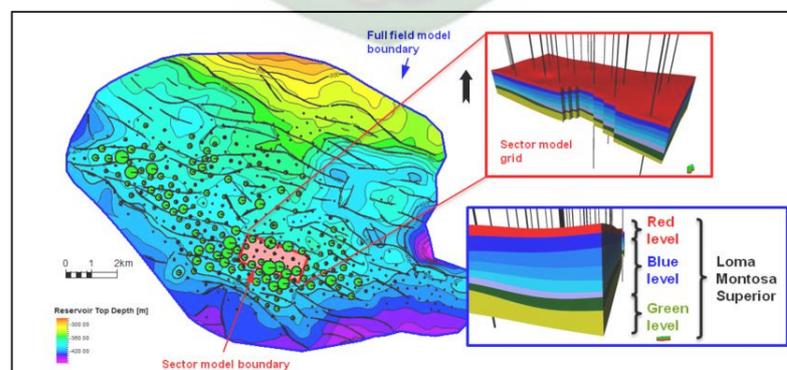
perhitungan PSC dimana dari proyek penelitian ini layak dijalankan (Nandasari & Priadythama, 2015).

Pada penelitian Erwinsyah melakukan analisa kelayakan ekonomi dan analisa sensitivitas pada proyek minyak dan gas Lapangan x menggunakan perhitungan model PSC *Cost Recovery* dari hasil produksi dengan kegiatan selama kegiatan selama 30 tahun dari tahun 2011 sampai 2040 dari hasil perhitungan PSC proyek penelitian ini layak dijalankan dan dilakukan analisa sensitivitas pada proyek ini bahwa unsur yang paling tidak pasti dan cukup mempengaruhi NPV (*Net Present Value*) dari proyek ini adalah harga dari minyak dan gas (Erwinsyah, 2012).

### 2.3 Maximizing Opportunities In the Gas Sector

Proyek ini mengusulkan untuk mengembangkan Lapangan x secara bertahap, di mana pada tahap pertama hanya akan fokus pada penggunaan sumur yang ada di lapangan dan hanya menargetkan reservoir gas yang dapat dieksploitasi secara teknis. Ini memberikan peluang untuk pengembangan awal sumber daya gas dari lapangan (Azubike et al., 2017).

Maka untuk memaksimalkan hasil sumber daya gas akan dilakukan pengembangan gas dengan model *Sector* yang mewakili bagian reservoir akan diekstraksi dari model *full-field* ke melakukan operasi tata letak yang baik, opsi desain dan dampak ketidakpastian sifat geologis. Itu model *full-field* diperoleh setelah kinerja *history matching* yang terjadi di reservoir. Kurangnya ketersediaan sumur dan informasi produksi di bagian model *Sector* reservoir (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007).



Gambar 2.1 Overview of Sector Model (Manestar et al., 2014)

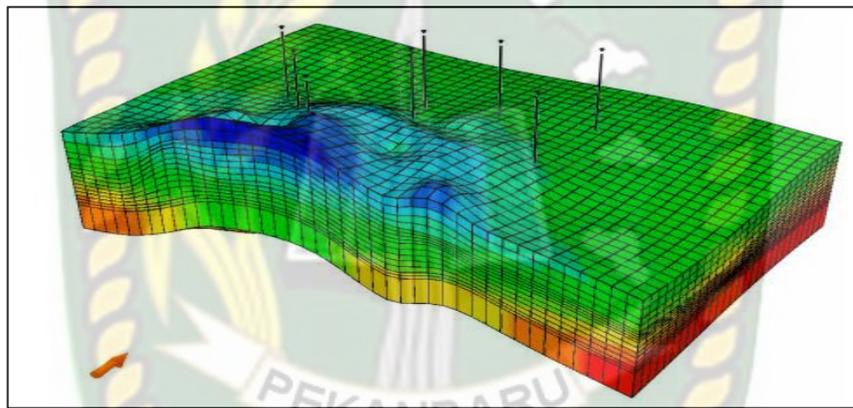
Proses memaksimalkan peluang pengembangan lapangan terdiri dari tiga bagian untuk menilai dan mengoptimalkan rencana pengembangan lapangan. Itu hasil dari proses ini adalah untuk menentukan dampak dari parameter sumur pada kisaran hasil perkiraan. Setelah itu, rencana pengumpulan data diatur ke mempersempit kisaran hasil dan mengurangi risiko pada investasi modal (Alyan et al., 2015).

- a. Bagian pertama dari penelitian ini mempertimbangkan orientasi sumur yang dibor dengan sehubungan subjek reservoir. Ini perlu ditangani dalam rencana pengembangan lapangan dengan mempertimbangkan berbagai pilihan desain sumur.
- b. Bagian kedua mempertimbangkan jarak sumur yang optimal untuk mencapai efisiensi produksi dan dukungan tekanan reservoir. Analisis akan sangat dipengaruhi oleh kemampuan pengembangan yang dipilih untuk dibangun dan mempertahankan tingkat produksi minyak dan gas.
- c. Bagian ketiga mempertimbangkan semua opsi kemungkinan penempatan sumur di dalam reservoir dengan berbagai metode penentuan reservoir. Jumlah kasus yang dipertimbangkan signifikan dengan beberapa opsi penempatan sumur dipertimbangkan dalam model simulasi. Apabila tidak diperlukan untuk mengevaluasi semua skenario yang sesuai dengan model *full-field* yang bertujuan untuk mendapatkan zona prospek maka akan lebih praktis jika menggunakan metode *sector* model. Metode ini juga dapat untuk mengurangi waktu perhitungan dan mempermudah dalam penelitian (Yuen et al., 2011). Proses ini juga melibatkan analisis ekonomi dari berbagai rencana dalam hal jumlah dan desain sumur yang diharapkan. Berbagai rencana disaring dan dianalisis untuk menentukan yang paling menjanjikan rencana dalam memenuhi kriteria desain. Ini mengarah pada program pengumpulan data yang secara khusus dibangun untuk mengatasi ketidakpastian utama dalam rencana pengembangan, persempit kisaran kemungkinan hasil dan mengurangi risiko investasi modal.

## 2.4 Reservoir Modelling

Untuk memfasilitasi bagian dari studi geologis dan petrofisika dan untuk menyelidiki pengaruh *grid geometry* dan ukuran, model simulasi sementara dibangun (*fullfield*) menggunakan *properties* parameter sifat fisik reservoir (Bruijnzeels & O'Halloran, 2007).

Tingkat heterogenitas reservoir digunakan untuk mengkarakterisasi formasi dan memprediksi kinerja reservoir (Putra Dike, 2017). Secara keseluruhan *properties* dan dimensi untuk masing-masing model telah diisi mengambil input dari ahli geologi dan petrofisika. Untuk perkiraan produksi akan didapat sesuai zona pada model yang memiliki NTG, porositas, *permeable*, Saturasi di model reservoir (Azubike et al., 2017).



Gambar 2.2 Reservoir Model (Hovorka et al., 2009)

## 2.5 Skenario Prediksi dan Hasil Produksi

Pada penelitian ini akan melakukan beberapa skenario untuk optimasi pengembangan lapangan gas ini dengan cara penambahan sumur baru untuk meningkatkan produksi pada lapangan, ada beberapa skenario yang digunakan yaitu skenario pertama (*base case*) dilakukan penambahan 1 sumur baru vertikal, skenario kedua (*base case*) penambahan 2 sumur baru vertikal (Annan Boah et al., 2019), skenario ketiga (*base case*) dilakukan penambahan sumur baru *lateral*, skenario keempat (*base case*) dilakukan penambahan sumur *multilateral* dengan *layer* yang berbeda (Carden & Grace, 2007). Dengan mempertimbangkan *property* permeabilitas, saturasi gas dan saturasi air yang berada di sekitar (Furqan & Ridaliani, 2015).

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

## 2.6 Evaluasi Keekonomian untuk Optimasi Produksi

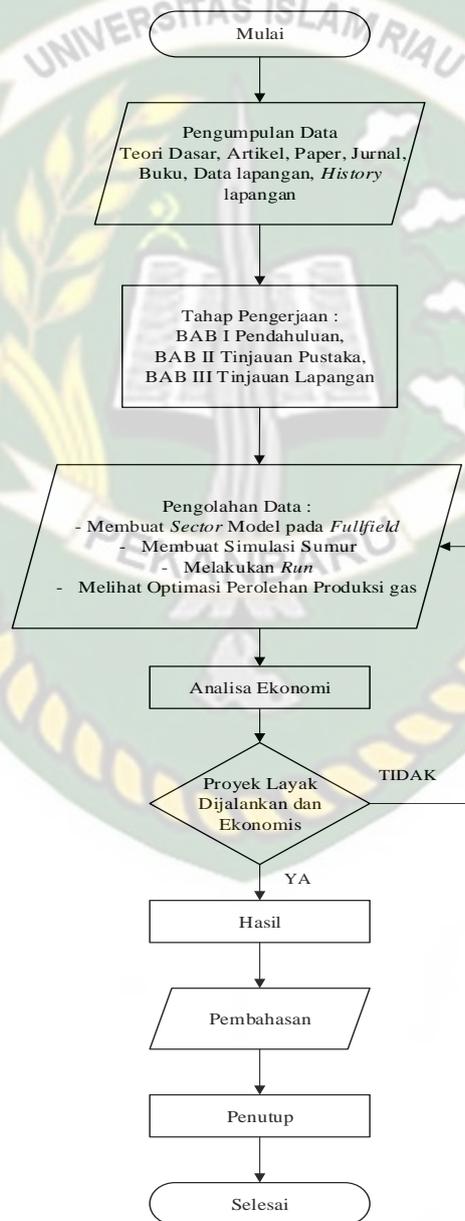
Pada penelitian ini akan menganalisa skenario pengembangan reservoir Lapangan x secara ekonomis. Dengan mempelajari beberapa indikator ekonomi seperti NPV, IRR, POT maka dapat disimpulkan apakah investasi yang telah dikeluarkan nantinya akan memberi keuntungan bagi kontraktor dan pemerintah sesuai dengan ketentuan fiskal yang ada dalam perpanjangan kontrak PSC yang disetujui oleh Pemerintah (Lubiantara, 2012)(Ariyon, 2018). Asumsi pokok kontrak PSC *Cost Recovery* digunakan dalam analisa keekonomian (Agung, 2018);

- Kontrak efektif: tergantung persetujuan kontrak
- Periode kontrak: 30 tahun
- Hasil produksi kumulatif gas dari penambahan sumur
- Split gas bumi sebesar pemerintah 70% - kontraktor 30% (Ayudya, 2008)
- Harga gas: USD 6/Mmbtu (Panjaitan et al., 2018)
- Tax 30 %

Setelah beberapa indikator ekonomi diperoleh maka dapat dilihat suatu proyek tersebut layak dijalankan atau tidak, selanjutnya dilakukan analisis sensitivitas untuk mengetahui perubahan dari suatu parameter terhadap indikator keekonomian. Parameter-parameter yang berpengaruh seperti *operating cost*, *price*, dan investasi tidak tetap harganya, namun selalu berubah-ubah terhadap indikator perekonomian (NPV, IRR). Analisa dilakukan dengan interval nilai antara 80% - 130% (Pramadika & Satiyawira, 2019).

### BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi yang akan dilakukan pada penelitian ini ialah dengan cara melakukan simulasi permodelan dengan *software* petrel dan melakukan analisa 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 Dibutuhkan Dalam Penelitian

#### 3.4.1. Model Reservoir

##### A. Pemodelan Simulasi

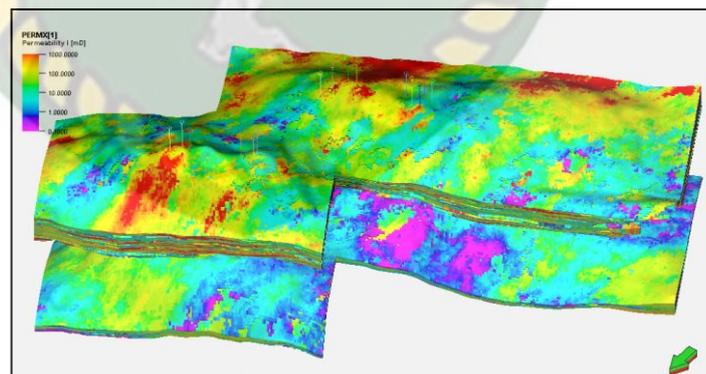
##### 1. Fullfield



**Gambar 3.2 Model Reservoir Fullfield**

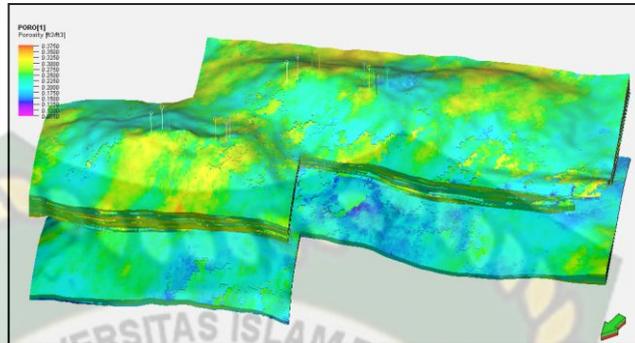
Pemodelan simulasi Lapangan x ini dimana model reservoir ialah reservoir gas yang memiliki 14 *existing well* dan telah terproduksi dari tahun 2000 sampai tahun 2009, memiliki 43 layer dengan jumlah *grid cells* 348 x 141 x 41, ukuran satu grid dengan panjang grid 210 ft dan lebar grid 11 ft. Kondisi reservoirnya telah diselaraskan dengan kondisi reservoir sebenarnya.

##### 2. Permeabilitas



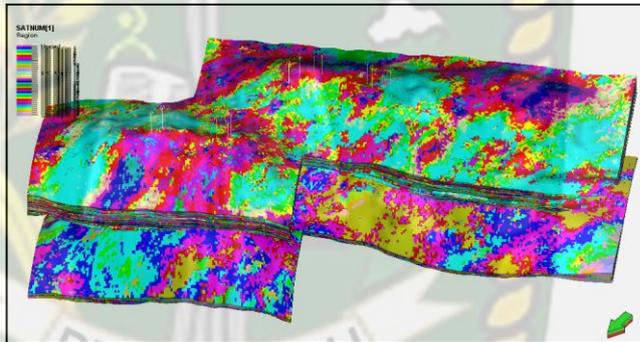
**Gambar 3.3 Permeabilitas Lapangan x**

## 3. Porositas



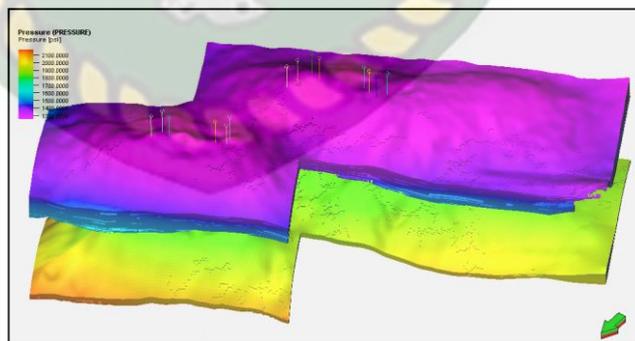
Gambar 3.4 Porositas Lapangan x

## 4. Saturasi



Gambar 3.5 Saturasi Lapangan x

## 5. Tekanan



Gambar 3.6 Tekanan Lapangan x

## B. Data Reservoir

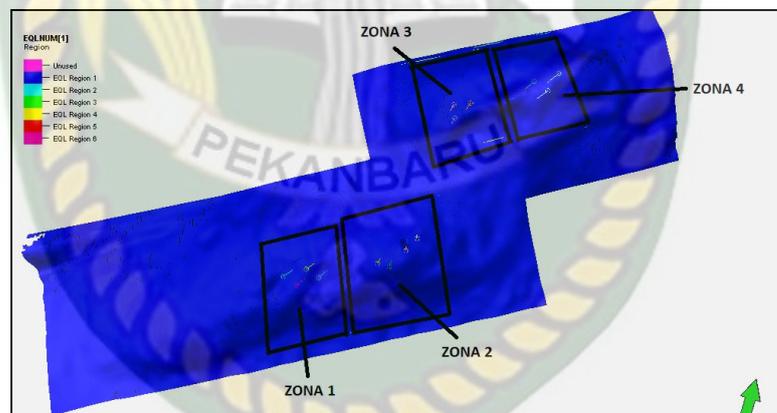
Berikut adalah tabel dari data reservoir Lapangan x sebagai berikut

**Tabel 3.1 Karakteristik Reservoir Lapangan x**

Data Reservoir		
Jenis fluida	Dry Gas	
Tekanan Reservoir	1386	psi
Temperatur Reservoir	168.3	F
Tipe Batuan	Sand Stone	
Porositas Rata-rata	0.398	
Sw Rata-rata	0.115	
<i>Initial Gas In Place (IGIP)</i>	2,584,408	MSCF

## C. Sector Model Zone

Dilakukan metode *sector* model ditinjau berdasarkan dari property (Saturasi, Tekanan, Porositas, Permeabilitas) dan letak *existing well* maka ada 4 zona yang akan dipilih salah satu untuk dilakukan pengembangan lapangan.



**Gambar 3.7 Zona-Zona Sector Model pada Fullfield**

### 3.4.2. Skenario Pengembangan Lapangan

Pada penelitian ini akan dilakukan beberapa skenario untuk mengembangkan lapangan didasari dengan jumlah cadangan. Beberapa strategi yang akan dilakukan penambahan sumur sebagai berikut:

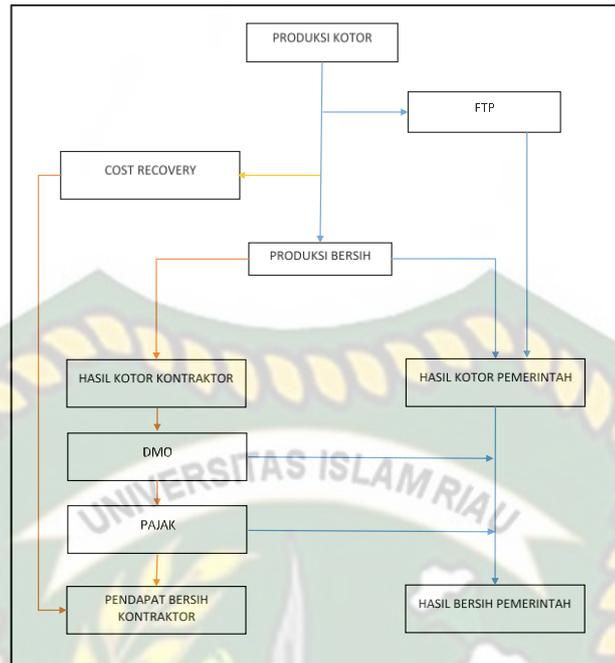
1. 4 *existing well* dan penambahan 1 sumur baru vertikal
2. 4 *existing well* dan Penambahan 2 sumur baru vertikal
3. 4 *existing well* dan Penambahan sumur baru *lateral*
4. 4 *existing well* dan Penambahan sumur *multilateral* dengan *layer* yang berbeda

5. 4 *existing well* dan Penambahan sumur *lateral* dengan *multitarget*

### 3.4.3. Analisa Ekonomi

Dalam perhitungan keekonomian, perlu digunakan data acuan dan beberapa asumsi. Acuan data dan asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut:

- Waktu kontrak : 30 Tahun
- Harga gas : US \$ 6/MMBTU (Panjaitan et al., 2018)  
(1 MMSCF = 1040 MMBTU)
- Bagian kontraktor : 30% (setelah pajak)
- Bagian Pemerintah : 70% (setelah pajak)
- Pajak : 44%
- FTP : 20%
- Cost recovery : 80%
- Capex:
  - ✓ Sumur Pengembangan : 3.500.000 US\$/sumur
  - ✓ Sumur *Infill well* : 3.150.000 US\$/sumur
  - ✓ Sumur *Horizontal* : 6.000.000 US\$/sumur
  - ✓ Workover : 47.300 US\$/sumur (Erwinsyah, 2012)
  - ✓ Fasilitas *Infill well* : 95.000 US\$ (Erwinsyah, 2012)
- Opex:
  - ✓ Gas : 0.5 \$/MMBTU



**Gambar 3.8 Cost Recovery**

Setelah beberapa indikator ekonomi diperoleh maka dapat dilihat suatu proyek tersebut layak dijalankan atau tidak dari ketentuan nilai persentase MARR dan discount rate pada NPV (Nandasari & Priadythama, 2015) selanjutnya dilakukan analisis sensitivitas karena parameter-parameter yang berpengaruh seperti *operating cost*, *price*, dan investasi tidak tetap harganya, namun selalu berubah-ubah terhadap indikator perekonomian (NPV, IRR). Analisa dilakukan dengan interval nilai antara 80% - 120% (Rinto, 2012).

### 3.2 Tempat Penelitian/Pengambilan Data

Pada kesempatan ini penulis berencana akan melakukan penelitian di kampus **Universitas Islam Riau, Pekanbaru.**

### 3.3 Rencana Kegiatan

Dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil simulasi reservoir selama 3 bulan dari tanggal 1 November 2019 – 1 Januari 2020. Tempat penelitian dilakukan di Universitas Islam Riau, Pekanbaru.

No	Kegiatan	November				Desember				Januari			
		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	Analisis Skenario									■			
6	Analisis ekonomi										■		
7	Pembuatan laporan											■	■

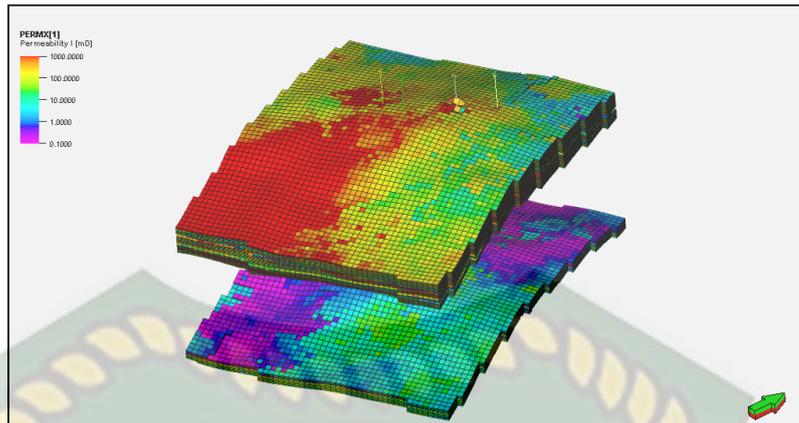


## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

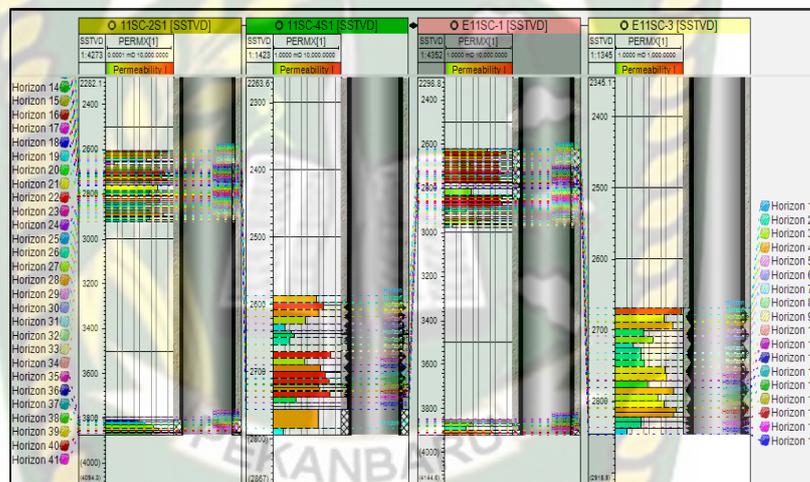
Dalam hadits riwayat tirmidzi dijelaskan “Bahwa barang siapa yang menghendaki kehidupan didunia maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa yang menghendaki kehidupan akherat, maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu” (HR. Tirmidzi). Maka dari itu, penelitian ini didasari ilmu pengetahuan yang semakin berkembang bahkan teknologi yang semakin pesat. Begitu juga, dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan yang sudah mengalami produksi menurun bahkan di lapangan tua. Salah satu teknologi dan ilmu pengetahuan dalam teknik perminyakan untuk melakukan pengembangan lapangan dengan pemodelan Lapangan x dilakukan dengan bantuan software simulasi reservoir, kemudian model *dynamic* didapat dari data perusahaan. Data tersebut selanjutnya diinput kedalam simulator pemodelan Lapangan x. Proses *history matching* tidak perlu dilakukan karena sudah terdapat didata model *dynamic*. Kemudian dilakukan tahap prediksi untuk mendapatkan hasil produksi pada skenario yang optimum dan dilakukan perhitungan keekonomian.

### 4.1 Sector model method

Dilakukan metode *sector* model pada Lapangan x dimana model *fullfield* akan dipotong *grid*nya secara *irregular* yang mempunyai zona yang prospek ditinjau dari *property* (Saturasi, Tekanan dan Permeabilitas) yang masih baik (Manestar et al., 2014). Maka zona yang dipilih ialah zona 2 untuk dilakukan *infill drilling* dibandingkan dengan zona yang lain dilihat berdasarkan *property* yang ditinjau dan *existing well* yang ada untuk mempermudah dalam menentukan kedalaman reservoir. Digunakan metode ini untuk lebih mudah dalam meninjau *property*, mempermudah dalam melakukan beberapa skenario yang akan dilakukan dan mengurangi waktu perhitungan simulasi pada saat *running* (Yuen et al., 2011).



Gambar 4.1 Sector Model Zona 2



Gambar 4.2 Well Correlation Section

Pada zona 2 terdapat 4 *existing well* yang telah dilakukan korelasi sumur. Dimana kedalaman reservoir pada lapangan ini ialah range sekitar 2600 ft sampai 2800 ft.

#### 4.2 Pemilihan Titik Lokasi Sumur

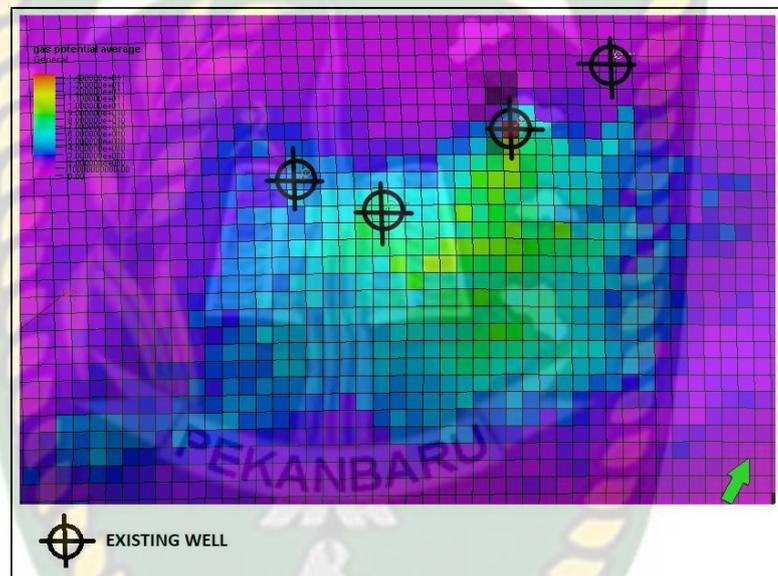
Pada penelitian ini penulis melakukan langkah-langkah yang dilakukan untuk memprediksikan keadaan Lapangan x dengan dua tahapan yaitu :

##### 1. Average Map Potential

Pada model *sector model* ini akan dilakukan pemilihan titik lokasi sumur baru ditinjau dari *adjust property* yaitu saturasi gas, *pressure* dan *property* lainnya seperti Permeabilitas (Furqan & Ridaliani, 2015). Dimana titik lokasi yang strategi akan dilakukan skenario *infill drilling* untuk mendapatkan hasil yang terbaik dan mempertimbangkan bentuk *injection pattern* yang dapat digunakan pada optimasi

pengembangan lapangan dengan injeksi air dimasa yang akan datang (Rambaran et al., 2018).

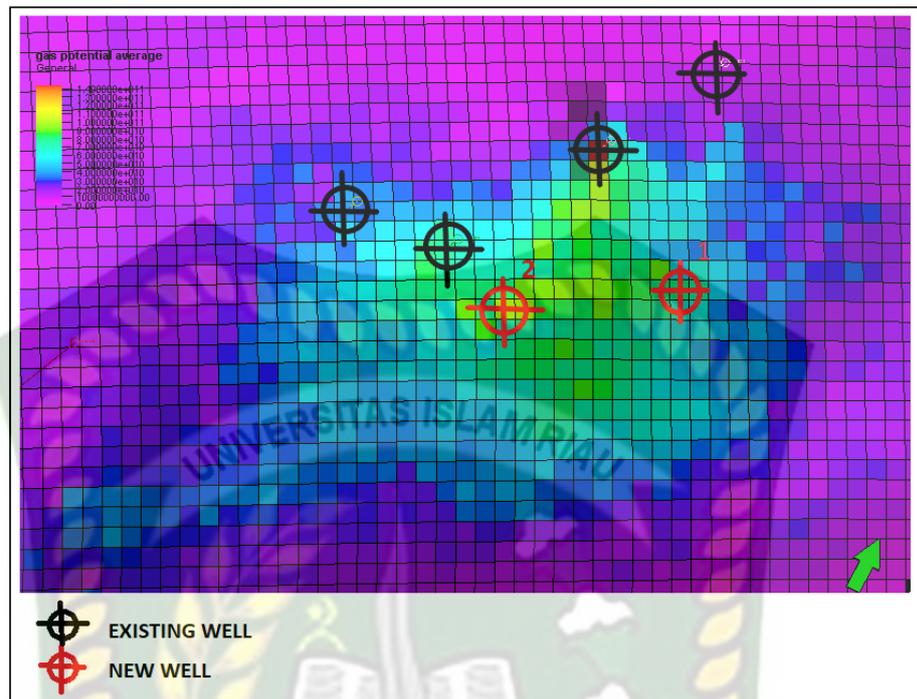
Berikut adalah hasil analisa *average map potential* untuk wilayah Lapangan x dimana menggabungkan *property* (Saturasi, *Pressure* dan Permeabilitas) sedangkan untuk penggabungan property saturasi dan pressure dapat dilihat di lampiran I. Disini dijelaskan dalam skala bahwa warna ungu mewakili rendahnya tingkat keberadaan adanya potensi gas, sedangkan warna merah mewakili tingginya tingkat keberadaan adanya potensi gas, maka dari itu *map* ini sekaligus memberikan 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 dilakukan, penulis sudah menetapkan lokasi target yang optimum yang akan ditetapkan untuk menempatkan lokasi sumur *infill*. Berikut adalah target lokasi sumur *infill* pada *Average Map Potential* untuk wilayah Lapangan x Pada pemilihan titik lokasi sumur baru dimana warna merah mengindikasikan *gas potential* yang besar sedangkan warna ungu mengindikasikan *gas potential* yang kecil pada penelitian ini hanya menentukan 2 titik sesuai dengan skenario yang akan digunakan pada *sector* model ini dimana yang pertama dengan koordinat x: 1094515.63 dan y:1569792.52 dan kedua dengan koordinat x: 1091216 dan y: 1567483.14.



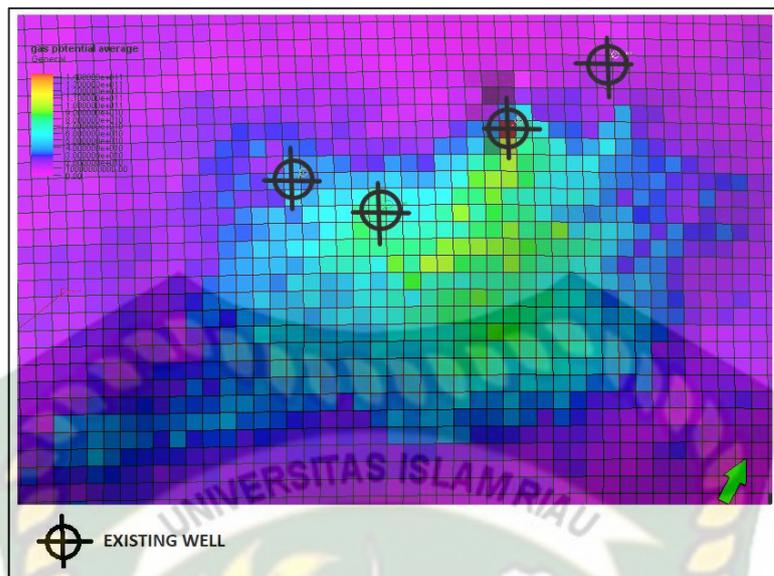
Gambar 4.4 Target Lokasi Sumur *Infill*

### 4.3 Skenario Prediksi dan Hasil Produksi

Dilakukan 4 skenario untuk pengembangan Lapangan x pada titik lokasi yang sama untuk meningkatkan produksi, lokasi sumur dan penjelasan masing - masing skenario adalah sebagai berikut:

#### 1. *Base Case Sector Model*

*Base Case* dilakukan dengan memproduksi 4 *existing well* selama 30 tahun masa eksploitasi.



**Gambar 4.5 Letak Sumur Basecase**

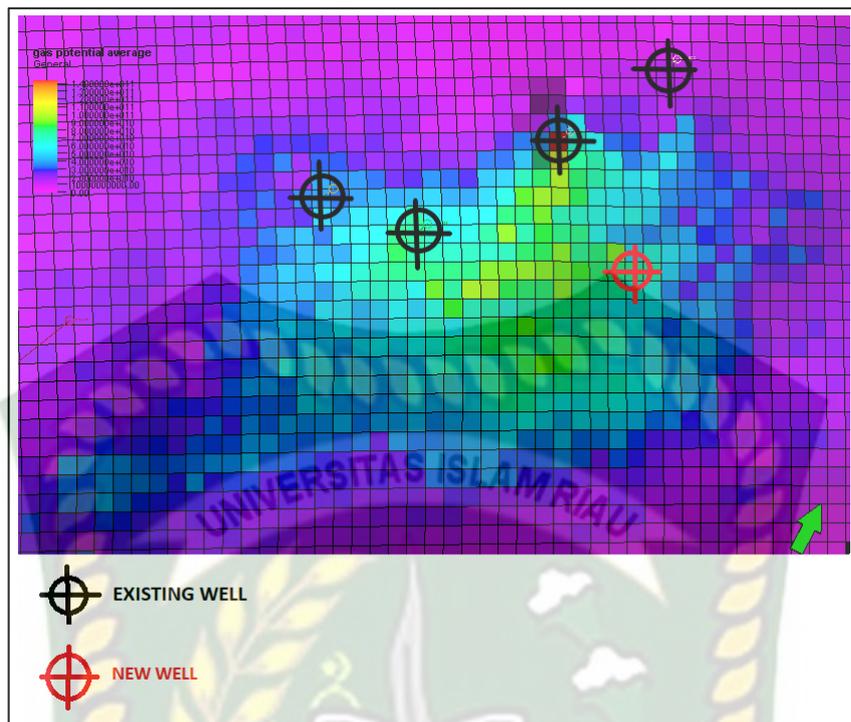
**Tabel 4.1 Hasil Produksi Basecase**

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12336741	47,73526673
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario *Basecase* selama 30 tahun dimana total sumur sebesar 4 sumur produksi dengan *cumulative* gas sebesar 12336741 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 47,735 %

## 2. Penambahan 1 Sumur Vertikal

Dalam skenario 1 dilakukan penambahan 1 sumur vertikal (A) di daerah *prospect* dengan 4 *existing well* selama 30 tahun masa eksploitasi. Dimana letak koordinat x: 1094515.63 dan y:1569792.52 kemudian dilakukan perforasi kedalaman 2800 ft dengan panjang perforasi sebesar 100 ft untuk *property layer* dapat dilihat pada lampiran II skenario 1 dan *well completion* dapat dilihat pada lampiran III skenario 1.



Gambar 4.6 Letak Sumur Skenario 1

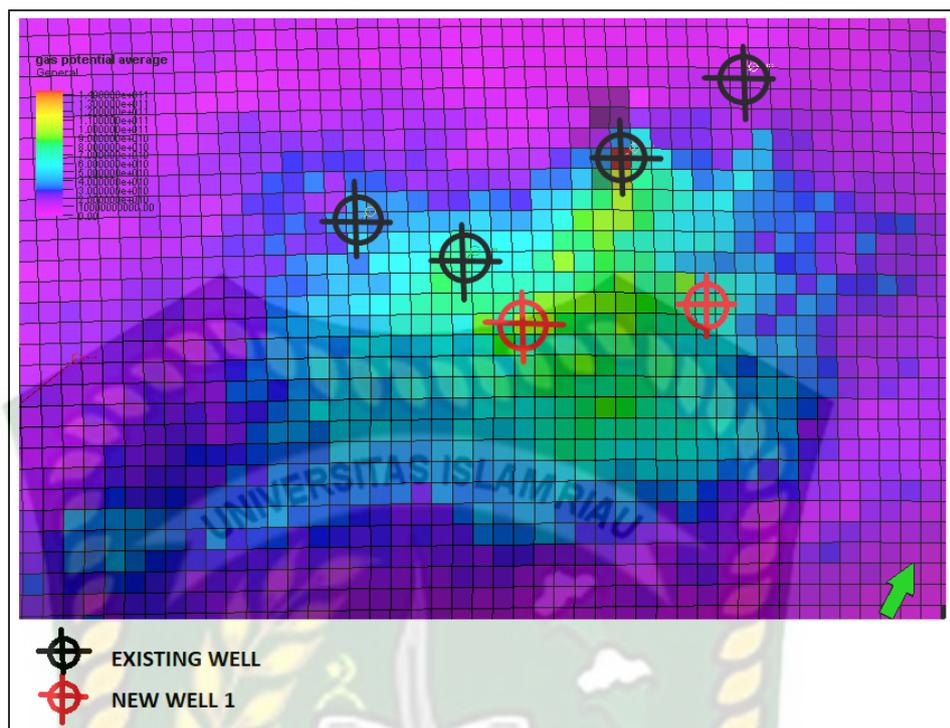
Tabel 4.2 Hasil Produksi Skenario 1

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12579994	48,67649966
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario *Basecase* selama 30 tahun dimana total sumur sebanyak 5 sumur produksi dengan *cumulative* gas sebesar 12579994 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 48.676 % .

### 3. Penambahan 2 Sumur Vertikal

Dalam skenario 2 dilakukan penambahan 2 sumur vertikal (A) dan (B) di daerah *prospect* dengan 4 existing well selama 30 tahun masa eksploitasi. Dimana terdapat 2 titik dengan letak koordinat x: 1094515.63 dan y:1569792.52 dan kedua dengan koordinat x: 1091216 dan y: 1567483.14. Kemudian dilakukan perforasi dikedalaman 2800 ft dengan panjang perforasi sebesar 100 ft untuk *property layer* dapat dilihat pada lampiran II skenario 2. *Well completion* dapat dilihat di lampiran III skenario 2.



Gambar 4.7 Letak Sumur Skenario 2

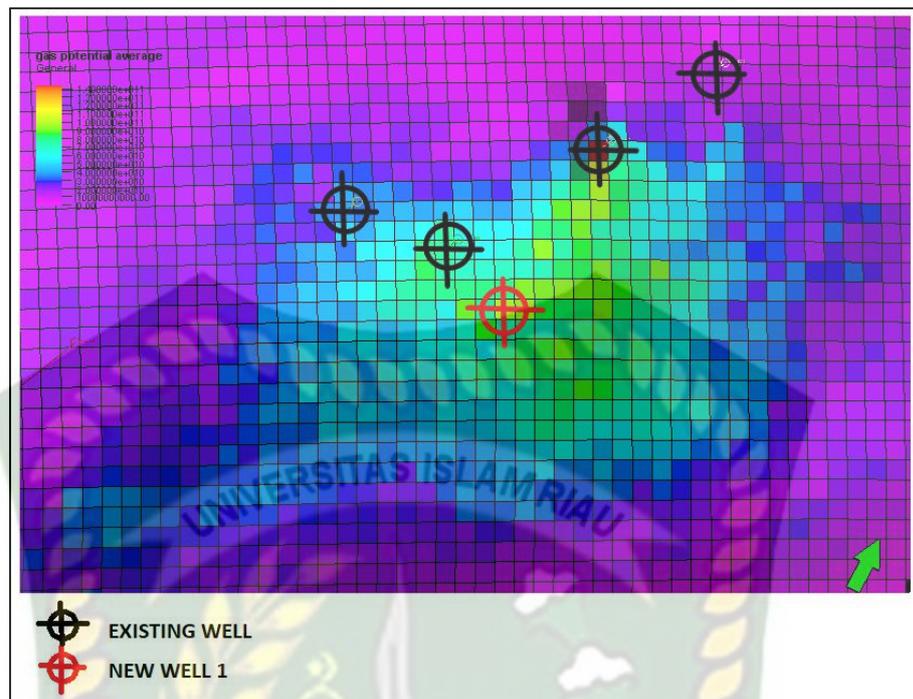
Tabel 4.3 Hasil Produksi Skenario 2

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12667420	49,01478215
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario 2 selama 30 tahun dimana total sumur sebanyak 6 sumur produksi dengan *cumulative* gas sebesar 12667420 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 49.015 %.

#### 4. Penambahan Sumur *Lateral*

Dalam skenario 3 dilakukan penambahan 1 sumur *lateral* (C) di daerah *prospect* dengan 4 existing well selama 30 tahun masa eksploitasi. Dimana letak koordinat x: 1091216 dan y: 1567483.14 dengan kedalaman *Top* MD 5000 ft, *Bottom* MD 5914 ft dengan azimuth 150°. Kemudian untuk letak lateral pada daerah *property* dapat dilihat pada lampiran II skenario 3 dan *well completion* dapat dilihat pada lampiran III skenario 3.



Gambar 4.8 Letak Sumur Skenario 3

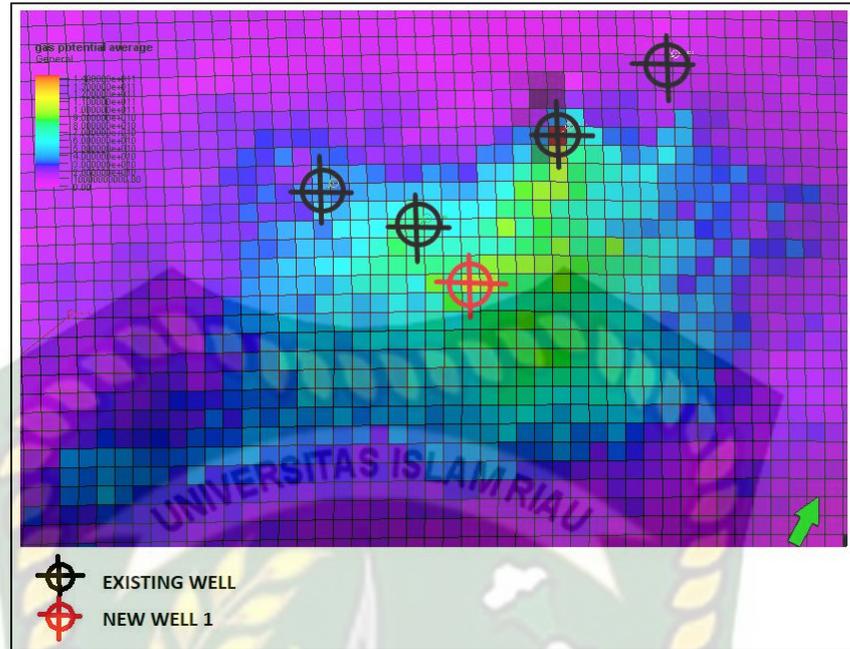
Tabel 4.4 Hasil Produksi Skenario 3

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12668424	49,01866698
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario 3 selama 30 tahun dimana total sumur sebanyak 5 sumur produksi dengan *cumulative* gas sebesar 12668424 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 49.019 %.

#### 5. Penambahan Sumur *Multilateral layer* berbeda

Dalam skenario 4 dilakukan penambahan 1 sumur *multilateral layer* berbeda (D) berjumlah 2 lateral di daerah *prospect* dengan 4 *existing well* selama 30 tahun masa eksploitasi. Dimana letak koordinat x: 1091216 dan y: 1567483.14. Kemudian untuk letak dual lateral dengan arah yang berbeda, dimana lateral pertama pada kedalaman *Top MD* 5000 ft, *Bottom MD* 5914 ft dengan azimuth 150°, lateral kedua pada kedalaman *Top MD* 5100 ft, *Bottom MD* 6014 ft dengan azimuth 245°. kemudian daerah *property* dapat dilihat pada lampiran II skenario 5 dan *well completion* dapat dilihat pada lampiran III skenario 4.



Gambar 4.9 Letak Sumur Skenario 4

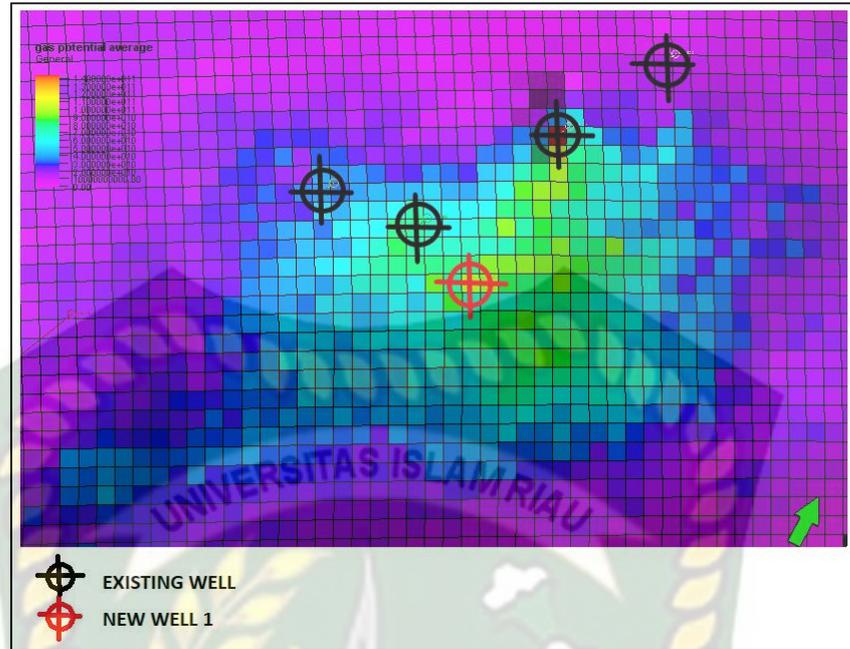
Tabel 4.5 Hasil Produksi Skenario 4

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12724350	49,23506469
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario 5 selama 30 tahun dimana total sumur sebanyak 5 sumur produksi dengan *cumulative* gas sebesar 12724350 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 49.23 %.

#### 6. Penambahan Sumur *lateral* dengan *multitarget*

Dalam skenario 5 dilakukan penambahan 1 Sumur *lateral* dengan *multitarget* (D) di daerah *prospect* dengan 4 *existing well* selama 30 tahun masa eksploitasi. Dimana letak koordinat x: 1091216 dan y: 1567483.14. Kemudian untuk letak *lateral multitarget* pada kedalaman *Top MD* 4100 ft, *Bottom MD* 5014 ft, *Top MD* 5015 ft, *Bottom MD* 5930 ft dengan azimuth 62°. pada daerah *property* dapat dilihat pada lampiran II skenario 5 dan *well completion* dapat dilihat pada lampiran III skenario 5.



Gambar 4.10 Letak Sumur Skenario 5

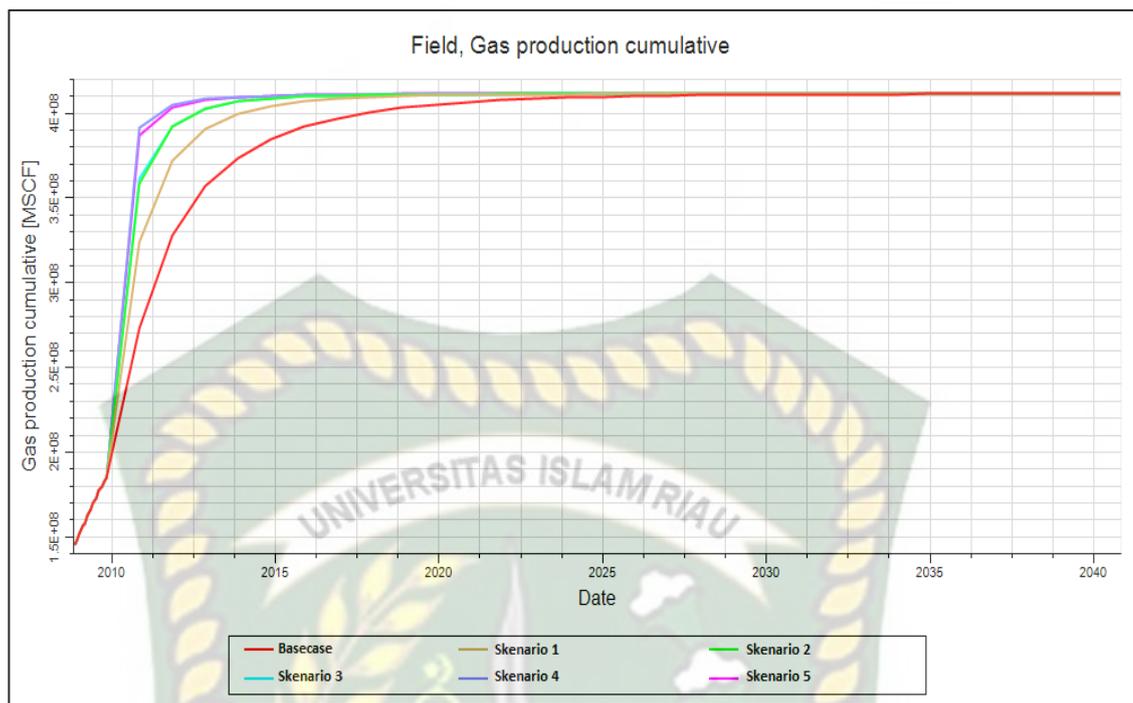
Tabel 4.6 Hasil Produksi Skenario 5

No	Tahun	Lama Produksi	Cumulative Gas, MSCF	RF %
1	2010-2039	30 tahun	12720473	49,22006319
IGIP, mmscf			25844081	

Dimana hasil produksi dilakukan pada skenario 5 selama 30 tahun dengan dimana total sumur sebanyak 5 sumur dengan produksi *cumulative* gas sebesar 12720473 MSCF dan *Recovery Factor* sebesar 49.22 %.

#### 4.4 Penentuan Skenario Optimum

Dalam menentukan skenario yang optimum dimulai dengan menentukan tingkat perolehan dari penambahan sumur yang disimulasikan. Ditentukan dari peningkatan perolehannya dengan *basecase*.



Gambar 4.11 Hasil Produksi Semua Skenario

Tabel 4.7 Hasil prediksi Semua Skenario

No	Nama Sumur	Jumlah Sumur	FGPT, MSCF	Incremental Production, MSCF	RF %
1	Basecase	4	12336741	-	47,735267
2	Skenario 1	5	12579994	243253	48,6765
3	Skenario 2	6	12667420	330679	49,014782
4	Skenario 3	5	12668424	331683	49,018667
5	Skenario 4	5	12724350	387609	49,235065
5	Skenario 5	5	12720473	383732	49,220063
IGIP,mscf			25844081		

Dari hasil analisa pada tabel 4.7 dimana telah dilakukan skenario penambahan sumur dan produksi selama 30 tahun maka akan dilihat jumlah *field gas production total* setiap skenario. Pada skenario kesatu, kedua, ketiga, keempat dan kelima sebesar 12336741 MSCF, 12579994 MSCF, 12667420 MSCF, 12668424 MSCF, 12724350 MSCF dan 12720473 MSCF dengan *incremental production* setiap skenario dari basecase sebesar 243253 MSCF, 330679 MSCF, 331683 MSCF, 387609 MSCF, 383732 MSCF. Dimana terdapat 2 skenario optimum pada

pengembangan lapangan yaitu 4 dan 5. Kemudian hasil produksi pada setiap skenario optimum akan ditinjau secara ekonomis.

#### 4.5 Evaluasi Keekonomian

Evaluasi keekonomian pengembangan Lapangan x dilakukan berdasarkan skenario optimum yang didapat dari simulasi. Tujuan dari evaluasi ini adalah untuk mengetahui kelayakan atau tidaknya dan keekonomisan dari skenario yang terbaik untuk pengembangan lapangan ini dengan perhitungan keekonomian model *production sharing contract* sesuai dengan *Terms and Conditions* yang terdapat dalam kontrak antara kontraktor dan pemerintah dengan mempertimbangan tinjauan indikator ekonomi seperti NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate Return*) dan POT (*Pay Out Time*) maka dapat disimpulkan apakah investasi yang telah dikeluarkan nantinya akan memberi keuntungan bagi kontraktor dan pemerintah (Ariyon & Dewi, 2018).

Digunakan parameter - parameter dan asumsi - asumsi perhitungan sebagai berikut (Ayudya, 2008):

- Waktu kontrak : 30 Tahun
- Harga gas : US \$ 6/MMBTU (Panjaitan et al., 2018)  
(1 MMSCF = 1040 MMBTU)
- Bagian kontraktor : 30% (setelah pajak)
- Bagian Pemerintah : 70% (setelah pajak)
- Pajak : 44%
- FTP : 20%
- Cost recovery : 80%
- Capex:
  - ✓ Sumur Pengembangan : 3.500.000 US\$/sumur
  - ✓ Sumur *Infill well* : 3.150.000 US\$/sumur
  - ✓ Sumur *Horizontal* : 6.000.000 US\$/sumur
  - ✓ Workover : 47.300 US\$/sumur (Erwinsyah, 2012)
  - ✓ Fasilitas *Infill well* : 95.000 US\$ (Erwinsyah, 2012)
- Opex:
  - ✓ Gas : 0.5 \$/MMBTU

Hasil perhitungan analisis keekonomian *PSC Cost Recovery* dari hasil produksi dari setiap skenario optimum. Skenario optimum dan ekonomis ialah skenario 5 (Penambahan sumur *lateral* dengan *multitarget*) yang telah ditinjau dari indikator ekonomi NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate Return*) dan POT (*Pay Out Time*) disajikan pada Tabel 4.8. Perhitungan analisis keekonomian *PSC-Cost Recovery* skenario 5 dapat dilihat pada lampiran IV dan untuk hasil perhitungan analisis keekonomian *PSC-Cost Recovery* pada skenario 4 dapat dilihat pada lampiran V.

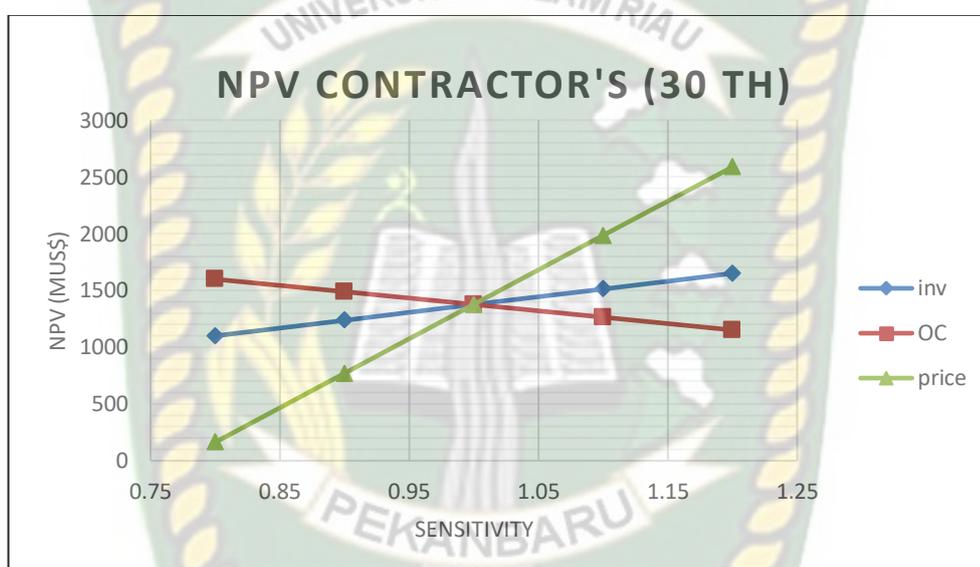
**Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Analisis Keekonomian *PSC-Cost Recovery* skenario 5**

Parameter	30 Tahun
Hasil Produksi, Gas (MSCF)	12.309
Biaya Investasi (MUSD)	2.449.371
Gross Revenue (MUSD)	120.777
Cost Recovery (MUSD)	23.581
(% Gross Revenue)	19,524
Taxable Income (MUSD)	29.332
Tax Gov (MUSD)	12.906
Net Contractor Share (MUSD)	15.847
(% Gross Revenue)	13,121
NPV Contractor @ 10 % (MUSD)	1.375
IRR (%)	15%
POT (Tahun)	7.3

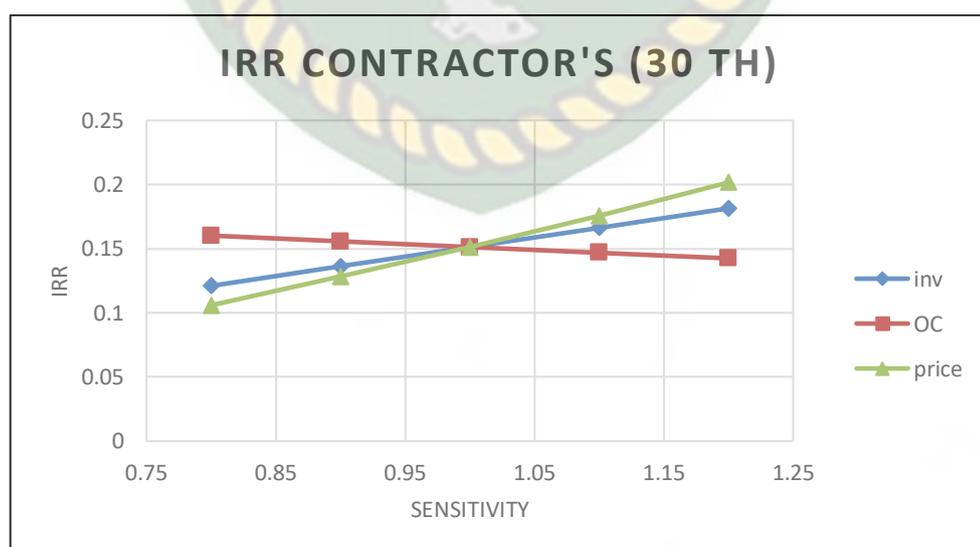
Berdasarkan analisis ke-ekonomiannya yang disajikan pada tabel 4.9 dimana biaya investasi pada skenario ini sebesar 2449371 MUSD, nilai IRR sebesar 15%, NPV *Contractor* sebesar 1375 MUS\$ dan POT selama 7.3 Tahun, dimana nilai IRR sudah berada diatas MARR yang ditetapkan perusahaan sebesar MARR 10% dikarenakan *discount rate* pada NPV yang digunakan sebesar 10 %

(Nandasari & Priadythama, 2015) (Pramadika & Satiyawira, 2019)(Ariyon & Dewi, 2018).

Kemudian dilakukan analisis sensitivitas dari hasil perhitungan PSC-*Cost Recovery* pada skenario 5 untuk menilai kelayakan proyek apabila parameter-parameter keekonomian berubah di masa mendatang (Pramadika & Satiyawira, 2019). Analisis sensitivitas dilakukan terhadap beberapa parameter, yaitu biaya investasi, *operation cost*, *price* gas besarnya laju produksi dan harga, serta dilihat pengaruhnya terhadap perubahan parameter *Internal Rate of Return* (IRR), *Net Present Value* (NPV).



Gambar 4.12 Analisis Sensitivitas Terhadap NPV pada Skenario 5



Gambar 4.13 Analisis Sensitivitas Terhadap IRR pada Skenario 5

Hasil analisis sensitivitas Lapangan x yang diilustrasikan pada spider diagram pada Gambar 4.12 dan Gambar 4.13. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas indikator keekonomian pada hasil analisa di atas menunjukkan bahwa pengembangan Lapangan x sangat sensitif terhadap perubahan harga pada parameter NPV *contractor* jika sensitivitas harga gas turun 20 % dari 100 % maka didapat NPV sebesar 100 MUSD apabila sensitivitas harga gas naik 20 % dari 100 % maka didapat NPV sebesar 2400 MUSD. kemudian untuk IRR *contractor* sangat sensitif terhadap perubahan harga dan investasi *contractor* jika sensitivitas harga gas turun 20 % dari 100 % maka didapat IRR sebesar 11 % apabila sensitivitas harga gas naik 20 % dari 100 % maka didapat IRR sebesar 20 %. sedangkan biaya operasi tidak terlalu berpengaruh terhadap parameter IRR dan NPV *contractor* pada keekonomian pengembangan lapangan ini.

## BAB V KESIMPULAN

### 5.1 Kesimpulan

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

1. Strategi pengembangan lapangan gas ini adalah melakukan penambahan sumur produksi baru dengan 5 skenario yaitu penambahan 1 sumur vertikal, penambahan 2 sumur vertikal, penambahan 1 sumur *lateral*, penambahan satu sumur *multilateral* dengan *layer* berbeda dan penambahan satu sumur *lateral* dengan *multitarget*.
2. Skenario yang optimum adalah skenario 4 dengan hasil *field gas production total* sebesar 12724350 MSCF dan *recovery factornya* sebesar 49.23 dan skenario 5 dengan hasil *field gas production total* sebesar 12720473 MSCF dan *recovery factornya* sebesar 49.22 %.
3. Hasil perhitungan ekonomi dari skenario optimum terbaik menunjukkan bahwa skenario 5 dimana biaya investasi pada skenario ini sebesar 2449371 MUSD, nilai IRR sebesar 15%, NPV *Contractor* sebesar 1375 MUS\$ dan POT selama 7.3 Tahun, dimana nilai-nilai tersebut sudah berada diatas MARR yang ditetapkan perusahaan sebesar MARR 10%. Proyek ini layak di jalankan dan ekonomis.

### 5.2 Saran

Permasalahan reservoir di Lapangan x adalah penurunan tekanan reservoir yang sangat signifikan, sehingga sangat disarankan penerapan skenario-skenario penambahan sumur injeksi yang mampu memperbaiki atau mempertahankan kemampuan tekanan reservoir.

## DAFTAR PUSTAKA

- Alhaj, I. (2010). Estimasi Faktor Perolehan minyak dengan Menggunakan Teknik Surfactant flooding pada pola injeksi five spot. In *Penelitian Tugas Akhir*.
- Alusta, G. A., Mackay, E. J., Fennema, J., & Collins, I. (2011). EOR vs. Infill Well Drilling: How to Make the Choice? *SPE Journal*, July, 19–21.
- Alyan, M., Martin, J., & Irwin, D. (2015). Field Development Plan Optimization for Tight Carbonate Reservoirs. *SPE Journal*, November, 9–12.
- 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*.
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Ayudya, D. (2008). *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract Di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery Dan Production Sharing Contract Di Malaysia*. Universitas Indonesia.
- Azhari, M. T., & Djumantara, M. (2018). Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Petro*, 5(1), 2–7.
- Azubike, O., Wood, M., Benyeogor, O., & Usman, I. (2017). Maximizing Opportunities in The Gas Sector by Using Existing Wells and a Fast-Track Development Approach: The Zeta Field Case Study. *SPE Journal*, 1–7.
- Bruijnzeels, C., & O'Halloran, C. (2007). Rabi Multi-Sector Reservoir Simulation Model. *SPE Journal*, 1–15. <https://doi.org/10.2523/29117-ms>
- Carden, R. S., & Grace, R. D. (2007). Horizontal and Directional Drilling. In *Petro skills. OGCI*.
- 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*, 1–18.
- Elmabrouk, S. K., & Mahmud, W. M. (2016). Reservoir management strategies for development of water injection planning project. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*, 1020–1028.
- Erwinsyah. (2012). *Analisis Kelayakan Proyek Minyak dan Gas (Studi Kasus Wilayah Kerja Whiskey Alpha)*. Universitas Indonesia.
- Furqan, M. B., & Ridaliani, O. (2015). Optimasi Produksi Lapangan “ X ” dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 576–581.

- Hovorka, S. D., Choi, J. W., Meckel, T. A., Trevino, R. H., Zeng, H., Kordi, M., Wang, F. P., & Nicot, J. P. (2009). Comparing carbon sequestration in an oil reservoir to sequestration in a brine formation-field study. *Energy Procedia*, 1(1), 2051–2056.
- Hurricane. (2016). *Enabling Geological scale dynamic modelling of a fractured basement reservoir*.
- 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-Janua*.
- Manestar, G., Thompson, A., Rivarola, L. G., & Mykietiuik, K. (2014). Reservoir characterization and estimating EOR potential with a sector model simulation of Senal Picada, a large mature field in Argentina. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1194–1205.
- Nandasari, P., & Priadythama, I. (2015). *Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus ABC Oil*.
- Panjaitan, A. T., Sudibjo, R., & Fenny, S. (2018). Economic Evaluation of Y Gas Field Development Using Reservoir Simulator. *Journal of Earth Energy Science, Engineering, and Technology*, 1(3), 1–5.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2019). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *Petro*, 7(3), 113.
- Pratama, Y. (2010). *Metode Penentuan Lokasi Sumur Pengembangan untuk Optimasi Pengembangan Lapangan X Dengan Menggunakan Parameter Porositas, Permeabilitas Dan Saturasi Minyak Secara Semi-Analitik*.
- Putra Dike, C. T. (2017). Optimization and Analysis of Hydrocarbon Recovery under Injection of Biopolymer, Synthetic Polymer and Gels in a Heterogeneous Reservoir. *Journal Earth Energy Engineering*, 6(1), 11–29.
- 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*.
- Sarwono, A. (2016). *Optimasi Pengembangan Lapangan Gas Kondensat Lepas pantai Terintregasi Bawah Permukaan Dan Permukaan*. 12206015, 1–20.
- Seah, Y. H., Gringarten, A. C., Giddins, M. A., & Burton, K. (2014). Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. *SPE Journal*, Bp, 1–16.
- 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.
- Yuliananda Gita, Kasmungin Sugiato, F. K. (2017). Optimasi perolehan minyak di lapangan “nawas” lapisan “nawas-a dan nawas-b” menggunakan simulasi reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 105–110.