

**ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI,
DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK
DENGAN MENGGUNAKAN METODE *INTERMITTENT* DAN
CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

Irgi Ramadhanu

213210751



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2026

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Irgi Ramadhanu

NPM : 213210751

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisis Pengaruh Tekanan Injeksi, Kedalaman Injeksi, dan Jumlah Gas Injeksi Terhadap Laju Alir Minyak dengan menggunakan metode *Intermittent* dan *Continuous Gas Lift* di Sumur X dan Sumur di Y Lapangan Z

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 : Ir. Novrianti, S.T., M.T

()

Penguji I : Ir. Idham Khalid, S.T., M.T

()

Penguji II : Dr. Ir. Ira Herawati, S.T., M.T

()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 16 April 2026

Disahkan Oleh:

Ketua Program Studi

Teknik Perminyakan



Ir. Novia Rita S.T, M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 16 April 2026



Irgi Ramadhanu

NPM 213210751

KATA PENGANTAR

Puji syukur ke hadirat Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga tugas akhir ini yang berjudul " Analisis Pengaruh Tekanan Injeksi, Kedalaman Injeksi, dan Jumlah Gas Injeksi Terhadap Laju Alir Minyak dengan menggunakan metode *Intermittent* dan *Continuous Gas Lift* di Sumur X dan Sumur di Y Lapangan Z " dapat diselesaikan dengan baik.

Ucapan terima kasih saya sampaikan kepada semua pihak yang telah membantu dalam proses penyusunan tugas akhir ini, baik secara langsung maupun tidak langsung. Oleh sebab itu, pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar – besarnya kepada:

1. Ibu Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan arahan maupun masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Dr. Ir. Ira Herawati, S.T., M.T dan Bapak Ir. Idham Khalid, S.T., M.T selaku kedua penguji saya serta dosen – dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah banyak membantu terkait perkuliahan dalam menuntut ilmu.
3. Kedua orang tua saya tercinta Bapak Roni Putra dan Ibu Siti Rosmawar lalu adik Bunga Dwi Azzahra yang senantiasa memberikan doa dan dukungan berupa moril dan materil.
4. Teman – teman saya yang berada di kota Duri, yaitu Ridho, Ardi, Pitok dan Negus kemudian teman mabar *Dota 2*, *Dragon Nest*, dan *Monster Hunter* yang selalu menemani saya saat tugas akhir ini dibuat.
5. Teman – teman mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau dan Sahabat seperjuangan yaitu Akbar Al-Hisyam dan Teguh Sahibullah yang telah banyak memberikan dukungan dan arahan yang sangat bermanfaat dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Saya menyadari bahwa tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan untuk perbaikan di masa mendatang. Semoga tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca.

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR SINGKATAN	viii
DAFTAR SIMBOL	ix
ABSTRAK	x
ABSTRACT	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	3
1.3. Manfaat Penelitian.....	4
1.4 Batasan Masalah.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 <i>State of the Art</i>	5
2.2 <i>Gas Lift</i>	8
2.3 Jenis-jenis <i>Gas Lift</i>	11
2.3.1 <i>Continuous Gas Lift</i>	11
2.3.2 <i>Intermittent Gas Lift</i>	12
2.4 <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	13
2.5 <i>Vertical Lift Performance (VLP)</i>	14
2.6 Parameter Pada Perancangan <i>Gas Lift</i>	15
2.6.1 <i>Productivity Index</i>	15
2.6.2 Tekanan Injeksi	15
2.6.3 Gas Injeksi.....	16

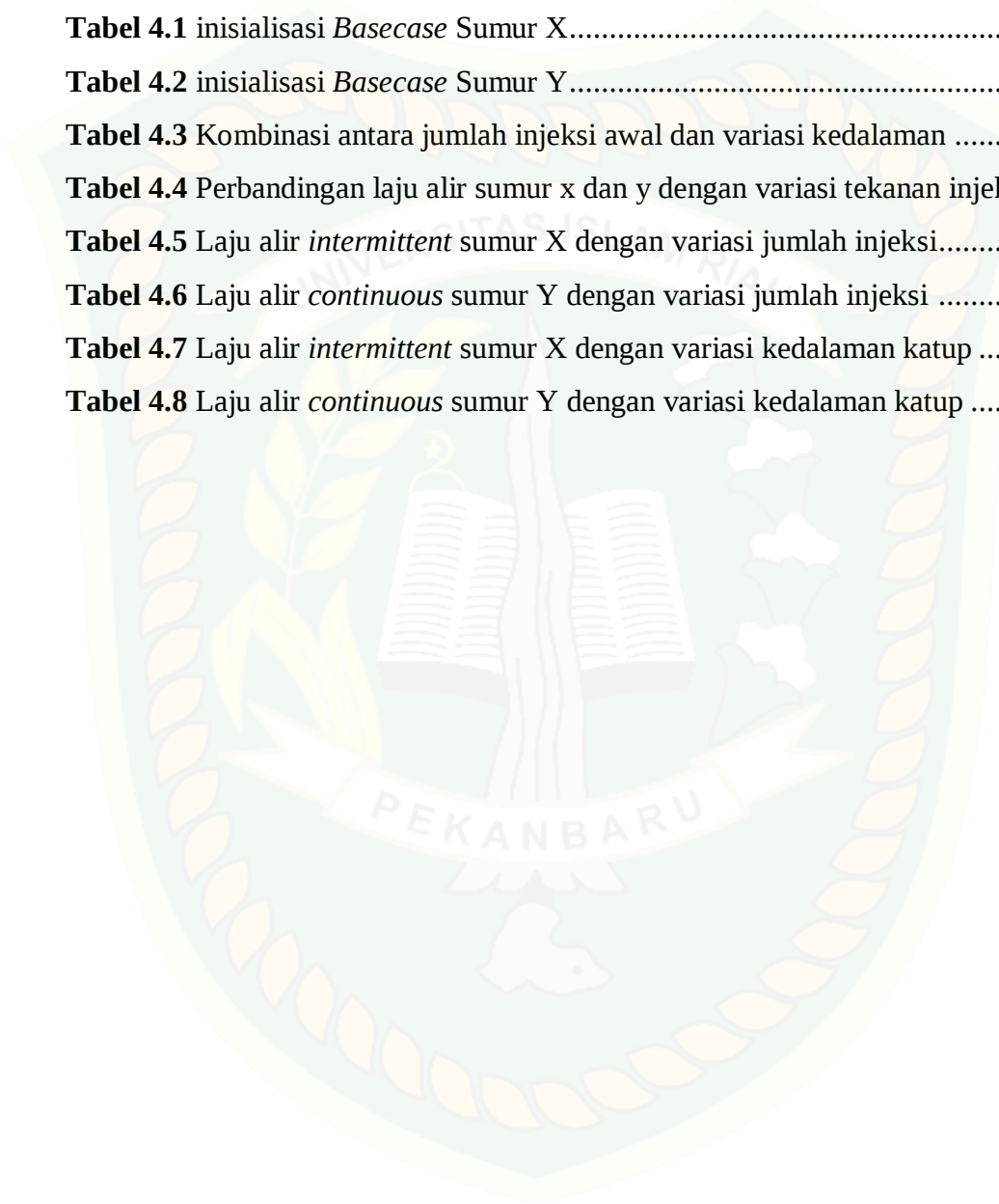
2.6.4 Kedalaman Injeksi	16
2.7 Perangkat Lunak.....	17
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	19
3.1. Metode Penelitian.....	19
3.2. Tempat Penelitian.....	20
3.3. Jadwal Penelitian.....	20
3.4. Flow Chart	21
3.5. Data yang Digunakan pada penelitian	22
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	23
4.1 Kondisi Awal Sumur X dan Sumur Y	23
4.2 Desain <i>Base Case</i> dengan Perangkat Lunak	25
4.3 Analisis Sensitivitas Parameter <i>Gas Lift</i> Terhadap Laju Alir	26
4.3.1 Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi.....	27
4.3.2 Uji Sensitivitas Jumlah gas injeksi	30
4.3.3 Uji Sensitivitas Kedalaman injeksi.....	33
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	37
5.1 Kesimpulan.....	37
5.2 Saran	38
DAFTAR PUSTAKA	39
LAMPIRAN	41

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>Gas Lift Schematic</i>	4
Gambar 2.2 Sistem sumur <i>gas lift</i>	5
Gambar 2.3 Contoh kurva IPR.....	10
Gambar 4.1 Skematik Sumur X dan Sumur Y.....	20
Gambar 4.2 Laju alir Aktual Sumur X	21
Gambar 4.3 Laju alir Aktual Sumur Y	21
Gambar 4.4 <i>Design Intermittent Gas lift</i> sumur X.....	23
Gambar 4.5 <i>Design Result Continuous Gas lift</i>	24
Gambar 4.6 <i>Gas Lift Response</i>	31

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Skenario Metode Pengujian	16
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian	17
Tabel 3.3 Data sumur X dan Y lapangan Z	19
Tabel 4.1 inisialisasi <i>Basecase</i> Sumur X.....	22
Tabel 4.2 inisialisasi <i>Basecase</i> Sumur Y.....	22
Tabel 4.3 Kombinasi antara jumlah injeksi awal dan variasi kedalaman	22
Tabel 4.4 Perbandingan laju alir sumur x dan y dengan variasi tekanan injeksi..	25
Tabel 4.5 Laju alir <i>intermittent</i> sumur X dengan variasi jumlah injeksi.....	26
Tabel 4.6 Laju alir <i>continuous</i> sumur Y dengan variasi jumlah injeksi	27
Tabel 4.7 Laju alir <i>intermittent</i> sumur X dengan variasi kedalaman katup	29
Tabel 4.8 Laju alir <i>continuous</i> sumur Y dengan variasi kedalaman katup	30



DAFTAR SINGKATAN

IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
GL	<i>Gas Lift</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
PWF	<i>Pressure Well Flowing</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid Per-Day</i>
PSI	<i>Pons Square Inch</i>
VLP	<i>Vertical Lift Performance</i>
PWS	<i>Pressure Well Static</i>
FT	<i>Feet</i>
STB	<i>Stock-Tank Barrel</i>
MMSCF	<i>Million Standard Cubic Feet</i>
SCF	<i>Standard Cubic Feet</i>

DAFTAR SIMBOL

°F	<i>Fahrenheit</i>
Q	Laju Produksi, bbl/day
GLR	<i>Gas Liquid Ratio</i> , Scf/Stb
GOR	<i>Gas oil Ratio</i> , Scf/Stb
PI	<i>Productivity Index</i> , Bpd/psi
PWF	Tekanan Alir Dasar Sumur, psi
WC	<i>Water Cut</i> , %
PWS	Tekanan Statik Sumur, psi

**ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI,
DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK
DENGAN MENGGUNAKAN METODE *INTERMITTENT* DAN
CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z**

IRGI RAMADHANU
213210751

ABSTRAK

Penurunan tekanan reservoir menyebabkan sumur tidak lagi mampu memproduksi fluida secara optimal sehingga diperlukan metode pengangkatan buatan seperti *gas lift*. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh jumlah gas injeksi dan kedalaman injeksi terhadap laju produksi pada Sumur X menggunakan metode *intermittent gas lift* dan Sumur Y menggunakan *continuous gas lift* di Lapangan Z. Analisis dilakukan menggunakan *Software Pipesim* melalui simulasi nodal analysis. Hasil penelitian menunjukkan bahwa peningkatan jumlah gas injeksi dapat meningkatkan laju produksi hingga mencapai kondisi optimum sebelum terjadi *over-injection*. Laju alir maksimum pada Sumur X diperoleh sebesar 720 STB/d pada kedalaman injeksi 4050–4260 ft dengan jumlah gas injeksi sekitar 2,5 MMSCF/d yang meningkatkan hasil produksi sebesar 9,27% dari kondisi awal, kemudian Sumur Y diperoleh laju alir optimum sebesar 1404,6 STB/d pada kedalaman injeksi 4260 ft dengan jumlah gas injeksi 5 MMSCF/d dan memperoleh peningkatan laju alir yang paling optimum sekitar 75,58%. Hasil ini menunjukkan bahwa optimasi jumlah gas dan kedalaman injeksi berpengaruh terhadap peningkatan produksi fluida pada sumur.

Kata Kunci: *gas lift*, laju alir minyak, *continuous gas lift*, *intermittent gas lift*, injeksi gas, kedalaman injeksi, tekanan injeksi

**ANALYSIS OF THE EFFECT OF INJECTION PRESSURE, INJECTION
DEPTH, AND GAS INJECTION AMOUNT ON OIL FLOW RATE USING
THE INTERMITTENT AND CONTINUOUS GAS LIFT METHODS IN
WELL X AND WELL Y IN FIELD Z**

IRGI RAMADHANU

213210751

ABSTRACT

The decrease in reservoir pressure causes the well to no longer be able to produce fluid optimally so that artificial lifting methods such as gas lift are needed. This study aims to analyze the effect of the amount of gas injection and injection depth on the production rate in Well X using the intermittent gas lift method and Well Y using continuous gas lift in Field Z. The analysis was carried out using Pipesim software through nodal analysis simulation. The results showed that increasing the amount of gas injection can increase the production rate to reach optimum conditions before over-injection occurs. The maximum flow rate in Well X was obtained at 720 STB/d at an injection depth of 4050–4260 ft with an injection gas amount of around 2.5 MMSCF/d which increased production results by 9.27% from the initial condition, then Well Y obtained an optimum flow rate of 1404.6 STB/d at an injection depth of 4260 ft with an injection gas amount of 5 MMSCF/d and obtained the most optimum flow rate increase of around 75.58%. These results indicate that optimization of the amount of gas and injection depth has an effect on increasing fluid production in the well..

Keywords: *gas lift, oil flow rate, continuous gas lift, intermittent gas lift, gas injection, injection depth, injection pressure*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sumur X dan Y merupakan bagian dari fasilitas produksi di Lapangan Z yang mengalami penurunan laju produksi. Pada tahap awal, kedua sumur tersebut mampu menghasilkan laju produksi yang relatif tinggi. Namun, seiring berjalannya waktu, terjadi penurunan tekanan reservoir serta meningkatnya tekanan alir dasar sumur (*bottom hole pressure*). Kondisi ini menyebabkan bertambahnya jumlah *water cut* dan penurunan *productivity index* yang menghasilkan energi alami sumur tidak lagi cukup untuk mendorong fluida menuju permukaan. Dampaknya, laju alir (*production rate*) Sumur X dan Sumur Y mengalami penurunan yang signifikan.

Penelitian ini dilakukan Berdasarkan *paper* oleh Nader Mohamed et al yang berjudul “*Analysis of Well Performance Based on Bottom Hole Presure Calculations for Gas Lift Application*” yang Dimana *paper* ini menggunakan metode Intermittent dan Continuous Gas Lift serta menguji sensitivitas parameter seperti jumlah gas injeksi, titik terdalam kedalaman injeksi, dan Tekanan injeksi pada laju alir Produksinya.

Data yang digunakan pada penelitian ini didapatkan dari *paper* oleh Nyelebuchi Amadichuku yang berjudul “*Gas Lift Allocation Optimization using pipesim network optimizier*” yang Dimana *paper* ini digunakan karena memiliki data sumur yang sesuai untuk diuji secara Intermittent dan Continuous Gas Lift, kemudian diuji sensitivitas parameter seperti gas injeksi, titik terdalam kedalaman injeksi, dan Tekanan injeksi untuk dianalisis apakah ada perubahan laju produksi pada sumur ini jika sensitivitas parameternya diuji pada simulasi Pipesim.

Penurunan tekanan reservoir menjadi tantangan utama yang sering dihadapi industri perminyakan karena seiring bertambahnya usia sumur. Penurunan ini menyebabkan berkurangnya kemampuan reservoir untuk mendorong fluida hidrokarbon ke permukaan, sehingga dibutuhkan metode

pengangkat buatan untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi. Salah satu metode pengangkat buatan yang efektif adalah *gas lift*, yaitu proses menginjeksikan gas ke dalam tubing agar berkurangnya densitas fluida dan menurunkan tekanan dasar sumur (Economides et al., 2012).

Gas lift terbagi menjadi dua metode utama, yaitu *continuous gas lift* dan *intermittent gas lift*. Metode *continuous gas lift* menginjeksikan gas secara konstan ke dalam tubing, menghasilkan aliran fluida yang lebih stabil dan cocok untuk sumur dengan laju alir menengah hingga tinggi. Sementara itu, *intermittent gas lift* melakukan penginjeksian gas secara teratur dengan tujuan mendorong akumulasi fluida di dasar sumur agar mengalir ke permukaan, lebih sesuai untuk sumur dengan laju produksi rendah atau tekanan reservoir yang minim (Lyons & Plisga, 2011).

Efektivitas dari kedua metode sangat bergantung pada parameter operasi, beberapa contoh parameter yang paling efektif adalah jumlah gas injeksi, tekanan injeksi, dan kedalaman injeksi. Gas injeksi yang terlalu sedikit akan menghasilkan pengangkatan fluida yang tidak optimal, sementara gas injeksi yang terlalu banyak dapat menyebabkan tekanan berlebih dan bahkan merusak sistem produksi. Oleh karena itu, pemilihan jumlah gas injeksi yang tepat menjadi faktor krusial dalam keberhasilan pengangkatan minyak menggunakan metode *gas lift* (Martinez et al., 2020).

Kedalaman katup *gas lift* yang dipasang dalam tubing menentukan efektivitas proses ini. Katup *gas lift* berfungsi sebagai titik injeksi gas ke dalam fluida di tubing. Kedalaman katup ini harus diatur sedemikian rupa agar tekanan gas yang diinjeksi cukup membuka katup dan menciptakan aliran gas yang optimal dalam mengurangi densitas fluida. Kedalaman yang terlalu dangkal atau terlalu dalam dapat menyebabkan inefisiensi, seperti kebutuhan tekanan gas yang berlebihan atau distribusi injeksi gas yang tidak merata, sehingga proses pengangkatan menjadi kurang optimal.

Lapangan Z merupakan salah satu lapangan tua yang masih memiliki potensi produksi cukup besar, namun sebagian sumurnya sudah mengalami penurunan tekanan reservoir. Salah satu di lapangan ini, yaitu Sumur X dan

Y, telah menunjukkan penurunan produksi yang signifikan dalam beberapa tahun terakhir. Untuk mengatasi hal ini, operator lapangan mempertimbangkan penerapan *gas lift* sebagai solusi pengangkatan buatan, dan perlu dilakukan studi untuk menentukan metode yang paling efisien dan jumlah gas injeksi yang optimal.

Dalam studi terdahulu oleh Santos dan Oliveira (2019), disebutkan bahwa *continuous gas lift* menghasilkan performa yang lebih stabil, namun *intermittent gas lift* dapat memberikan efisiensi penggunaan gas yang lebih tinggi dalam kondisi tertentu. Hal ini menunjukkan bahwa tidak ada metode yang secara absolut lebih baik, melainkan perlu disesuaikan dengan karakteristik sumur dan parameter operasionalnya.

Penggunaan simulasi dan data lapangan akan sangat membantu dalam menentukan hubungan antara jumlah gas injeksi dengan laju alir produksi. Dengan pendekatan ini, dapat diperoleh pemahaman kuantitatif mengenai batas optimum gas injeksi untuk masing-masing metode dan efektivitas produksi secara keseluruhan.

1.2. Tujuan Penelitian

Penelitian dari tugas akhir ini bertujuan antara lain:

1. Menganalisis pengaruh Kedalaman gas injeksi terhadap laju alir Fluida menggunakan metode *Intermittent gas lift* pada sumur X dan *Continuous gas lift* di pada Y di Lapangan Z.
2. Menganalisis pengaruh Tekanan gas injeksi terhadap laju alir Fluida menggunakan metode *Intermittent gas lift* pada sumur X dan *Continuous gas lift* di pada Y di Lapangan Z.
3. Menganalisis pengaruh Jumlah gas injeksi terhadap laju alir Fluida menggunakan metode *Intermittent gas lift* pada sumur X dan *Continuous gas lift* di pada Y di Lapangan Z.

1.3. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat:

1. Menjadi referensi dalam pengelolaan produksi pada sumur-sumur dengan *low reservoir pressure* di Lapangan Z dan lapangan lain dengan kondisi serupa.
2. Dapat dijadikan sebagai karya tulis ilmiah yang bisa publikasikan pada jurnal nasional maupun internasional.

1.4 Batasan Masalah

Supaya penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka Batasan penelitian ini akan difokuskan pada hal berikut:

1. Objek penelitian hanya difokuskan pada Sumur X dan Y di Lapangan Z.
2. Hanya membahas dua metode *gas lift*, yaitu *intermittent* dan *continuous*.
3. Memfokuskan Penelitian pada Parameter Kedalaman Injeksi, Gas Injeksi, dan Tekanan Injeksi

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi atau *crude oil* merupakan zat yang berguna dalam kehidupan manusia, minyak bumi ini terbentuk dari zat *organic* yang membentuk menjadi hidrokarbon akibat adanya perubahan tekanan. Didalam agama Islam sendiri, pembentukan minyak bumi serta kegunaannya untuk kehidupan manusia sudah dibahas didalam Al-qur'an sura Al-A'la (87) ayat 1-5, artinya: Sucikanlah nama Tuhanmu Yang Mahatinggi, yang menciptakan lalu menyempurnakan (penciptaan-Nya), yang menentukan kadar (masing-masing) dan memberi petunjuk, dan yang menumbuhkan rerumputan, lalu dijadikan-Nya (rumput-rumput) itu kering kehitam-hitaman.

Al-qur'an memerintahkan manusia untuk mengkaji dan mempelajari sesuatu yang terdapat di langit dan di bumi dan menciptakan rumput itu kering kehitam-hitam agar kita bisa memanfaatkan sesuatu yang telah diciptakan oleh Allah. Kehitam-hitaman disini menunjukkan warna minyak bumi yang kehitam-hitaman karena berasal dari tumbuh-tumbuhan yang mengering serta mikroorganisme yang telah terkubur selama ratusan juta tahun. Minyak bumi yang telah Allah ciptakan perlu diambil/diproduksikan sehingga dapat bermanfaat bagi manusia. Untuk itu, mempelajari ilmu mengenai operasi produksi minyak dan gas bumi sangat diperlukan

2.1 *State of the Art*

Mohamed Ali Elghadban Abdalsadig (2017) menyebutkan bahwa *Continuous gas lift* cocok untuk sumur dengan *productivity index* tinggi, sementara *intermittent gas lift* menggunakan aliran gas secara periodic dan cocok untuk sumur dengan PI rendah.

Penelitian yang dilakukan oleh Mohamed et al (2023) menyebutkan bahwa pada penggunaan *gas lift* modern, kedalaman untuk titik injeksi gas sangat berpengaruh dikarenakan posisi ini secara langsung memengaruhi tekanan injeksi yang digunakan. penelitian ini menunjukkan perkembangan optimasi gas lift yang berfokus pada analisis performa sumur berbasis perhitungan

Bottom Hole Pressure (BHP) dan integrasi parameter desain sumur secara menyeluruh. Berbeda dengan pendekatan klasik yang hanya menitikberatkan pada optimasi laju injeksi gas, penelitian ini menggabungkan beberapa variabel kunci seperti kedalaman titik injeksi terdalam, laju dan tekanan injeksi gas, ukuran tubing, serta pressure loss pada komponen vertikal dalam satu kerangka analisis berbasis simulasi PIPESIM. Studi ini menegaskan bahwa peningkatan laju dan tekanan injeksi umumnya meningkatkan produksi minyak, tetapi tidak selalu linear karena adanya batas optimum pada tiap sumur, yang dipengaruhi oleh karakteristik reservoir dan geometri sumur. Selain itu, penelitian ini memperkuat tren terbaru bahwa desain gas lift tidak bisa dilakukan secara parsial, melainkan harus mempertimbangkan interaksi antara inflow (IPR) dan outflow (VLP) melalui pendekatan nodal analysis. Kontribusi penting lainnya adalah penekanan pada optimasi ukuran tubing, di mana peningkatan diameter tubing terbukti menurunkan pressure drop dan meningkatkan laju produksi secara signifikan. Dibandingkan penelitian sebelumnya, paper ini lebih komprehensif karena tidak hanya menentukan kondisi optimum operasi, tetapi juga memberikan desain implementatif seperti jumlah dan kedalaman valve gas lift untuk masing-masing sumur. Dengan demikian, posisi penelitian ini dalam state of the art adalah sebagai pendekatan integratif berbasis well performance analysis, yang menjembatani antara teori dasar gas lift (BHP, pressure gradient) dan aplikasi praktis di lapangan, meskipun masih terbatas pada skala sumur individu dan belum mencakup optimasi jaringan multi-sumur atau constraint fasilitas permukaan

Chacón-Nava et al. (2018) menunjukkan bahwa perkembangan teknologi gas lift tidak lagi berfokus pada satu metode universal, melainkan pada pemilihan metode yang adaptif terhadap kondisi sumur dan reservoir. Studi ini membandingkan kinerja gas lift kontinu dan intermiten, dan menemukan bahwa tidak ada sistem yang secara absolut lebih unggul, karena performanya sangat dipengaruhi oleh parameter seperti laju produksi, tekanan reservoir, sifat fluida, serta kondisi aliran dalam sumur. *Gas lift* kontinu cenderung lebih efektif untuk sumur dengan laju produksi tinggi dan aliran stabil, sementara

gas lift intermiten lebih sesuai untuk sumur dengan tekanan rendah dan kondisi liquid loading. Temuan ini merepresentasikan tren terkini dalam state of the art, yaitu pergeseran dari pendekatan umum (*one-size-fits-all*) menuju pendekatan berbasis karakteristik reservoir dan optimasi spesifik sumur (*well-specific optimization*). Dengan demikian, kontribusi utama penelitian ini adalah memperkuat konsep bahwa desain dan pemilihan metode gas lift harus dilakukan secara kontekstual dan terintegrasi, bukan hanya berdasarkan efisiensi teoritis, tetapi juga mempertimbangkan kondisi operasional aktual di lapangan.

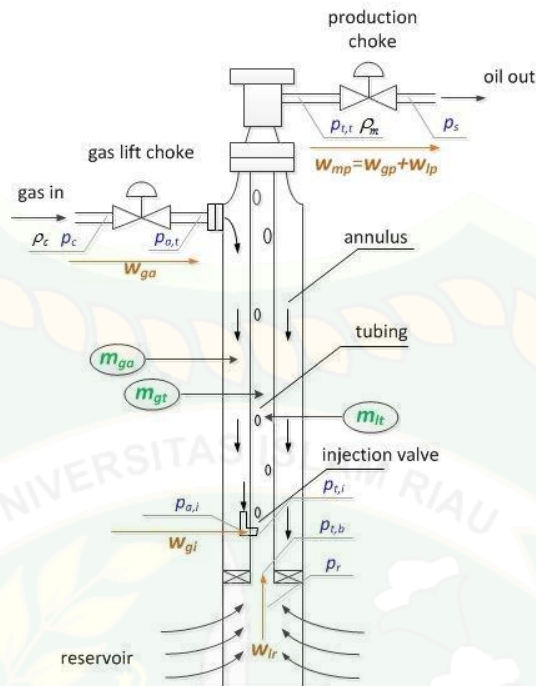
Penelitian yang dilakukan oleh Amadichuku et al. (2024) memberikan kontribusi baru dalam bidang optimasi *gas lift*. Penelitian ini memanfaatkan PIPESIM Network Optimizer untuk melakukan simulasi dan optimasi distribusi gas injeksi pada jaringan sumur *gas lift* yang dapat memberikan hasil dari laju alir optimum melalui nodal analysis. Pendekatan ini mempertimbangkan berbagai kendala operasional seperti kapasitas penanganan air, batas maksimum laju injeksi gas, serta interaksi antar sumur dalam jaringan produksi. Penelitian terkini, termasuk paper ini, mengarah pada penggunaan simulator komersial seperti PIPESIM yang terintegrasi dengan *network optimizer*, sehingga memungkinkan pemodelan sistem produksi secara menyeluruh mulai dari *wellbore*, *flowline*, hingga fasilitas permukaan dalam satu jaringan terkopel. Keunggulan utama pendekatan ini adalah kemampuannya mengakomodasi constraint operasional nyata, seperti batas kapasitas produksi air, yang terbukti sangat mempengaruhi distribusi gas lift optimal dan menghasilkan pola alokasi gas yang berbeda dibandingkan kondisi tanpa constraint. Dengan demikian, penelitian ini menempati posisi penting dalam perkembangan state of the art sebagai pendekatan yang lebih aplikatif dan representatif terhadap kondisi lapangan, sekaligus menjembatani kelemahan metode analitik klasik dan kompleksitas metode metaheuristik, meskipun masih terbuka peluang pengembangan lebih lanjut seperti integrasi dengan optimasi real-time dan pendekatan berbasis machine learning.

Nishikiori et al. (1989) serta Fang dan Lo (1996) merupakan peneliti awal yang menggunakan pendekatan optimasi berbasis fungsi turunan untuk menentukan distribusi gas injeksi yang optimal pada sistem *Continuous Gas Lift*, namun memiliki keterbatasan karena cenderung menghasilkan solusi lokal optimum dan kurang stabil pada sistem non-linear yang kompleks. Untuk mengatasi hal tersebut, dikembangkan metode metaheuristik seperti genetic algorithm yang mampu mencapai solusi global, tetapi membutuhkan komputasi tinggi dan penyesuaian parameter yang tidak sederhana.

2.2 Gas Lift

Teknologi *gas lift* dimanfaatkan sebagai metode pengangkatan buatan yang bertujuan untuk mengoptimalkan produksi minyak dan gas dari sumur yang mengalami penurunan tekanan reservoir. Prinsip kerjanya dilakukan dengan menurunkan tekanan hidrostatik di dalam tubing melalui proses injeksi gas bertekanan ke dalamnya. (Camargo et al., 2008). Gas yang diinjeksikan melalui ruang annulus kemudian masuk ke tubing dan bercampur dengan fluida reservoir. Campuran gas dan fluida tersebut menurunkan densitas kolom fluida sehingga berat total fluida berkurang, memungkinkan fluida lebih mudah mengalir ke permukaan (Iktibar et al., 2018).

Metode *gas lift* digunakan dalam industri perminyakan bertujuan untuk menurunkan densitas fluida yang mengakibatkan fluida mudah mengalir ke atas permukaan, hal ini dikarenakan bertambah besarnya perbedaan tekanan antara dasar sumur dengan permukaan akibat penurunan densitas tersebut. Metode *gas lift* sangat cocok digunakan untuk lapangan-lapangan migas yang memiliki sumber gas yang mencukupi sehingga dapat memenuhi kebutuhan injeksi gas.



Gambar 2.1 Skema dari *Gas Lift* (Camargo et al., 2008)

Gambar 2.1 menjelaskan skema dari *gas lift* tentang bagaimana cara sumur *gas lift* dapat mengurangi densitas dan tekanan hidrostatik kolom fluida, sehingga minyak dapat mengalir ke permukaan.

Pola dari aliran fluida yang terjadi di sumur *gas lift* memiliki karakteristik yang cukup tinggi dan dapat dijelaskan melalui beberapa tahapan berikut ini:

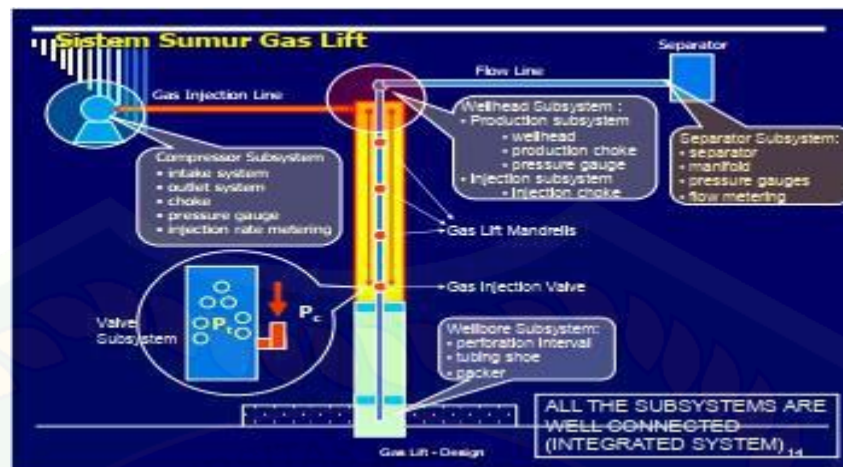
- 1) Gas yang berasal dari casing akan bergerak menuju tubing. Penurunan tekanan yang terjadi di dalam tubing saat gas mulai masuk menyebabkan peningkatan kecepatan aliran gas ke dalam sistem.
- 2) Gas yang terinjeksikan akan mendorong sebagian besar kolom cairan agar keluar melalui tubing menuju permukaan.
- 3) Fluida di dalam tubing menciptakan hambatan aliran pada bagian hilir lubang injeksi, sehingga menyebabkan tubing terisi cairan sementara annulus berisi gas.

- 4) Ketika tekanan di sisi hulu injeksi mampu melampaui tekanan di sisi hilir, proses penginjeksian gas dimulai kembali dan membentuk siklus operasi berikutnya (Camargo et al., 2008)

Kinerja sistem *gas lift* dipengaruhi oleh dua parameter utama, yaitu kedalaman injeksi dan laju gas injeksi (*injection rate*) kemudian digunakan dalam proses produksi (Sukandar, 2016). Perhitungan jumlah gas injeksi yang ideal pada kedalaman tertentu melalui katup injeksi menjadi hal yang penting dilakukan, karena apabila volume gas yang diinjeksikan melebihi batas optimum, maka laju produksi fluida justru dapat mengalami penurunan (Fitrianti & Musnal, 2017).

Tujuan injeksi gas sebagai pengangkat buatan adalah sebagai berikut :

1. Gas yang diinjeksikan dan tercampur dengan fluida formasi berfungsi untuk meringankan beban kolom fluida di atas katup injeksi, sehingga dapat menurunkan gradien tekanan aliran di dalam tubing.
2. Pembentukan kolom gas di dalam tubing berfungsi untuk mendorong atau menaikkan kolom fluida menuju ke permukaan. Dengan berkurangnya densitas fluida akibat adanya gas, tekanan dari reservoir dapat mengangkat fluida ke permukaan.
3. Injeksi gas berperan dalam meningkatkan kembali energi reservoir yang telah menurun, terutama saat tekanan alami reservoir sudah tidak cukup untuk mengangkat fluida ke permukaan.
4. Mengurangi *Bottom Hole Pressure* agar mendorong fluida masuk ke sumur lebih besar.



Gambar 2.2 Sistem dari sumur *gas lift* (Musnal & Fitrianti, 2017)

Gambar diatas menunjukkan sistem kerja *Gas Lift* dan posisi letak setiap koneksi *subsystem* dari sebuah sumur *gas lift*

2.3 Jenis-jenis *Gas Lift*

Menurut Ioannis (2015), sistem *gas lift* menjadi dua jenis berdasarkan cara penginjeksian gas ke dalam sumur, yaitu *continuous gas lift* dan *intermittent gas lift*:

2.3.1 *Continuous Gas Lift*

Pada metode ini, proses injeksi gas dilakukan secara terus-menerus ke dalam annulus melalui katup yang terpasang pada tubing hingga gas tersebut mengalir masuk ke dalam tubing. Campuran antara gas injeksi dan gas formasi berfungsi untuk membantu mengangkat fluida ke permukaan melalui beberapa mekanisme berikut:

- Penurunan densitas serta berat kolom fluida di dalam tubing, yang menyebabkan tekanan dasar sumur (*bottom hole flowing pressure – P_{wf}*) berkurang. Kondisi ini meningkatkan selisih tekanan antara formasi dan dasar sumur, sehingga fluida dari reservoir dapat mengalir lebih mudah ke permukaan.
- Ekspansi gas yang diinjeksikan juga berperan dalam mendorong kolom fluida, sekaligus mengurangi berat kolom fluida di dalam tubing. Proses ini memperbesar perbedaan tekanan antara formasi dengan lubang

sumur dan memungkinkan terjadinya perpindahan fluida yang efisien akibat dorongan gelembung gas.

Metode *continuous gas lift* umumnya digunakan dengan mempertimbangkan beberapa kondisi berikut:

- a. Cocok pada sumur dengan kapasitas produksi besar.
- b. Tidak memerlukan alat pengatur injeksi (*intermitter*).
- c. Dapat diterapkan pada sumur dengan konfigurasi kompleksi yang bervariasi.
- d. Efektif digunakan pada pipa berdiameter kecil.
- e. Sesuai untuk sumur dengan *gas-liquid ratio (GLR)* tinggi dan laju aliran yang rendah.

Adapun Batasan-batasan digunakannya *continuous gas lift*, yaitu:

- a. Gas harus tersedia secara terus menerus.
- b. Kolom fluida lebih tinggi dari 70% dari total kedalaman.
- c. Diterapkan pada sumur dengan *productivity index (PI)* tinggi ($>0,5$ BFPD/psi) dan P_{wf} yang relatif besar.
- d. Namun, jika tekanan serta volume gas injeksi cukup besar, sistem ini tetap dapat digunakan pada sumur dengan nilai PI lebih rendah dari 0,2 BFPD/psi.

2.3.2 *Intermittent Gas Lift*

Intermittent gas lift bekerja dengan menginjeksikan gas secara periodik atau tidak kontinu. Sistem ini memiliki dua fase utama, yaitu fase penutupan (*shut-in*) dan fase injeksi. Pada fase penutupan, injeksi gas dihentikan dan sumur ditutup sementara, sehingga fluida dari formasi mengalir ke dalam lubang bor. Volume fluida yang terkumpul selama fase ini bergantung pada besar *drawdown* yang terbentuk. Waktu penutupan diatur sedemikian rupa agar volume cairan yang terakumulasi mencapai jumlah yang diinginkan. Lama periode penutupan dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain kedalaman sumur, *productivity index*, ketersediaan gas injeksi, tekanan pada kepala sumur dan annulus, berat kolom gas, tekanan hidrostatik cairan di dalam tubing, serta tekanan

pembukaan katup operasi. Setelah waktu penutupan selesai, gas bertekanan tinggi diinjeksikan ke tubing dalam interval tertentu, mendorong kolom fluida menuju permukaan. Proses ini berlangsung secara siklik dan berulang. Metode *intermittent gas lift* umumnya diterapkan pada sumur dengan nilai P_{wf} dan PI rendah, baik salah satunya maupun keduanya. Produksi dalam sistem ini bersifat terputus-putus dan disesuaikan dengan laju aliran fluida yang masuk dari formasi. Selama periode penutupan, fluida akan terakumulasi di dasar sumur hingga gas bertekanan tinggi diinjeksikan kembali untuk mengangkatnya ke permukaan. Frekuensi penutupan (*shut-in frequency*) ditentukan oleh waktu yang dibutuhkan agar *slug* cairan dapat mengisi tubing sepenuhnya. Durasi injeksi gas tergantung pada ukuran *slug* dan waktu yang diperlukan hingga fluida mencapai permukaan. Beberapa karakteristik operasionalnya antara lain:

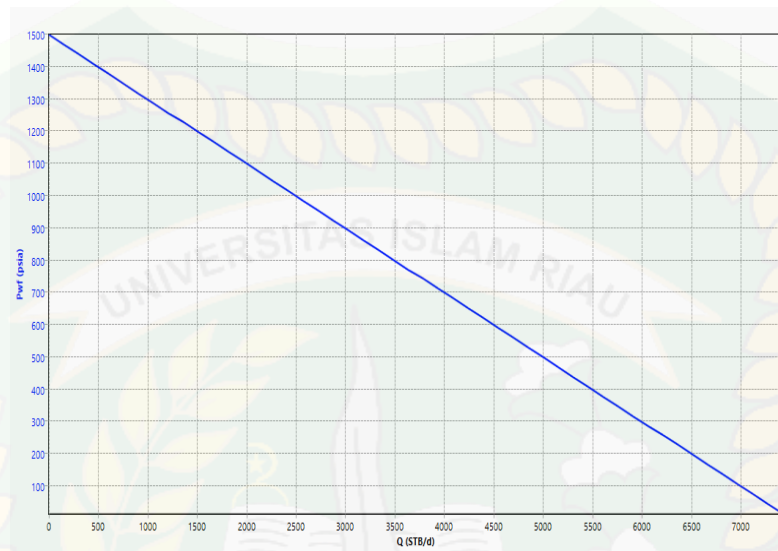
- a. Nilai *Productivity Index* rendah.
- b. Tekanan dasar sumur (BHP) tinggi apabila kolom cairan yang dapat diangkat mencapai minimal 70% dari kedalaman sumur.
- c. Tekanan dasar sumur rendah apabila kolom cairan yang terproduksi <70% atau setidaknya 40% dari total kedalaman sumur.

Dalam penelitian ini, jenis *gas lift* yang digunakan adalah *Continuous gas lift*, karena sistem ini lebih sesuai diterapkan pada sumur dengan nilai PI dan P_{wf} tinggi serta memiliki kolom fluida minimal 40% dari total kedalaman sumur.

2.4 Inflow Performance Relationship (IPR)

Karakteristik reservoir dapat diamati melalui pola aliran fluida dari formasi menuju lubang sumur yang terjadi akibat adanya perbedaan antara tekanan reservoir dan sumur produksi (P_r). Proses aliran fluida dari reservoir ke dalam sumur dikenal sebagai *inflow performance*, sedangkan hubungan antara laju alir fluida dan tekanan dasar sumur digambarkan dengan kurva *inflow performance relationship (IPR)* (Hermadi, 2016). Kurva ini memberikan grafik tentang kemampuan sumur dalam menghasilkan fluida,

dengan menunjukkan q yang artinya laju produksi dan p_{wf} yaitu tekanan dasar sumur. Untuk membentuk kurva ini, diperlukan nilai *productivity index (PI)* yang berfungsi sebagai ukuran indikator dari kemampuan sumur dalam memproduksi fluida (Musnal, 2014).



Gambar 2.3 Contoh kurva IPR.

Kurva ini menunjukkan hubungan antara laju aliran fluida dan tekanan dasar sumur (P_{wf}) dalam rentang tekanan reservoir rata-rata hingga tekanan atmosfer. Nilai laju alir fluida ketika tekanan dasar sumur mencapai kondisi atmosfer dikenal sebagai *Absolute Open Flow Potential (AOFP)*, yang menunjukkan kapasitas maksimum suatu sumur untuk berproduksi. Saat kondisi *shut-in* atau ketika aliran dihentikan sepenuhnya, laju produksi bernilai nol karena tekanan di dasar sumur sama dengan tekanan rata-rata reservoir.

2.5 Vertical Lift Performance (VLP)

Vertical Lift Performance (VLP) menggambarkan kemampuan suatu sumur dalam mengalirkan fluida melalui tubing produksi, *well head*, dan *flowline* menuju fasilitas diatas permukaan. Analisis sistem aliran ini melibatkan perhitungan penurunan tekanan di setiap segmen aliran. Permasalahan ini bersifat kompleks karena melibatkan aliran multifasa—minyak, gas, dan air yang saling berinteraksi, sehingga penurunan tekanan bergantung pada banyak variabel yang saling memengaruhi satu sama lain.

Meskipun tidak tersedia solusi analitik yang sederhana untuk kasus ini, berbagai pendekatan empiris dan metode mekanistik telah dikembangkan guna memprediksi penurunan tekanan pada aliran multifasa. Model komputer modern telah menyediakan perhitungan untuk pipa vertikal, horizontal, maupun miring (*directional flow*) (Abdel-Aal et al., 2003).

Secara umum, VLP didefinisikan sebagai kemampuan suatu sumur untuk mengalirkan fluida pada tekanan permukaan yang konstan. Parameter ini sering juga disebut sebagai tubing *intake performance* atau *outflow performance* (Brill & Mukherjee, 1999). Dalam sumur gas, kehilangan tekanan terutama berasal dari gaya gesekan dan tekanan hidrostatik, namun komponen gesekan biasanya lebih dominan dibandingkan pada sumur berisi cairan. Oleh karena itu, pemilihan diameter tubing menjadi aspek utama untuk mengoptimalkan aliran fluida dalam sumur gas (J. Economides et al., 1993).

2.6 Parameter Pada Perancangan Gas Lift

Sebelum melakukan desain maupun evaluasi sistem *gas lift*, perlu dipahami sejumlah parameter dasar yang memengaruhi kinerjanya (Amin, 2013). Parameter-parameter tersebut antara lain:

2.6.1 Productivity Index

Productivity Index (PI) adalah ukuran kuantitatif yang menunjukkan efisiensi suatu sumur dalam memproduksi fluida dari reservoir. Parameter ini ditentukan berdasarkan rasio antara laju produksi fluida dan selisih tekanan antara kondisi statik reservoir (P_s) dengan tekanan dasar sumur pada saat mengalir (P_{wf}). Peningkatan nilai PI menandakan peningkatan kemampuan produksi sumur minyak. *Productivity Index* ditentukan dari perbandingan antara laju alir produksi dengan selisih tekanan reservoir dan tekanan dasar sumur, yang dapat diperoleh dari data produksi langsung, uji sumur, atau analisis kurva IPR.

2.6.2 Tekanan Injeksi

Tekanan injeksi pada *gas lift* digunakan untuk mengurangi densitas kolom fluida pada tubing sehingga gradien tekanan alir fluida menurun. Hal

ini menyebabkan tekanan dasar sumur (*Bottom Hole Pressure*) menjadi lebih rendah, sehingga selisih tekanan antara reservoir dan dasar sumur meningkat. Karena itu, fluida dapat terdorong naik sampai ke permukaan dengan laju alir yang lebih tinggi.

Tekanan gas injeksi dapat memperoleh besarnya laju alir gas injeksi dan tekanan injeksi permukaan yang optimum, sehingga menghasilkan laju produksi total tertinggi (Dewi, A. O., & Mandala, W. W. 2017).

Tekanan ini biasanya harus lebih besar dari tekanan hidrostatik kolom fluida di dalam tubing agar dapat meringankan berat kolom cairan dan menurunkan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), sehingga memudahkan aliran fluida dari reservoir ke permukaan. Tekanan injeksi gas biasanya berhubungan dengan kedalaman injeksi *valve gas lift*, di mana semakin dalam letak *valve*, semakin besar tekanan gas injeksinya karena harus mengatasi tekanan kolom fluida dan tekanan formasi di kedalaman tersebut.

2.6.3 Gas Injeksi

Gas injeksi adalah proses penginjeksian gas bertekanan tinggi ke dalam sumur minyak agar membantu pengangkatan fluida dari dalam sumur ke permukaan. Metode ini bekerja dengan mengurangi densitas dan berat kolom fluida dalam tubing, sehingga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) berkurang, memungkinkan fluida reservoir mengalir lebih mudah ke permukaan.

Jumlah gas injeksi biasanya dihitung dengan melihat titik injeksi gas pada kedalaman tertentu dan menggunakan parameter seperti Gas Liquid Ratio (GLR) yang merupakan perbandingan antara laju injeksi gas dan laju produksi cairan. Penentuan ini juga mempertimbangkan tekanan operasi serta performansi sumur agar produksi mencapai nilai maksimum yang optimal (Camargo et. al 2007).

2.6.4 Kedalaman Injeksi

Dengan menentukan titik kedalaman untuk masuknya gas injeksi, maka dapat memungkinkan munculnya tekanan yang cukup besar untuk masuk ke

tubing dan bercampur dengan fluida, sehingga densitas kolom fluida di dalam tubing dapat berkurang secara signifikan.

Kedalaman ini merupakan titik masuknya gas injeksi ke dalam tubing melalui katup *gas lift* yang dipasang di kedalaman tertentu. Fungsi utama kedalaman injeksi gas adalah untuk memungkinkan gas tercampur dengan fluida produksi sehingga dapat menurunkan densitas kolom cairan di dalam tubing. Penurunan densitas ini menyebabkan tekanan alir fluida di atas titik injeksi menjadi lebih rendah, sehingga tekanan di dasar sumur (*bottom hole pressure*) menurun dan tekanan *drawdown* meningkat. Hal ini memudahkan fluida dari reservoir untuk mengalir naik ke permukaan dengan lebih efisien.

Selain itu, kedalaman injeksi yang tepat juga menentukan berapa besar tekanan gas yang harus diinjeksikan, di mana semakin dalam titik injeksi biasanya memerlukan tekanan yang lebih tinggi agar aliran fluida dapat diangkat secara optimal. Penempatan katup *gas lift* pada kedalaman yang sesuai pun sangat menentukan efisiensi sistem *gas lift*, termasuk untuk menjaga kontinuitas aliran gas dan cairan serta memastikan proses *unloading* fluida berjalan lancar. Dengan demikian, kedalaman injeksi *gas lift* menjadi parameter kunci dalam desain dan operasi sumur *gas lift* untuk mencapai laju produksi yang optimal dan efisien.

2.7 Perangkat Lunak

Penggunaan perangkat lunak (*software*) sangat membantu dalam proses perancangan dan optimasi sistem produksi, baik untuk sumur yang masih memproduksi secara alami ataupun sumur yang menggunakan sistem pengangkatan buatan seperti *gas lift*. Dengan bantuan perangkat lunak, analisis sistem perpipaan dan kinerja aliran dari reservoir hingga ke fasilitas permukaan dapat dilakukan secara lebih efisien (Permanahend, 2016).

Software ini dapat mensimulasikan aliran fluida dalam sistem produksi migas yang dikembangkan oleh Schlumberger. *Software* ini digunakan untuk menganalisis dan memodelkan aliran fluida di dalam pipa, mulai dari *Bottom hole* hingga *Surface Facility*.

Menurut L. Guide (2005), beberapa fungsi utama dari perangkat lunak ini meliputi:

1. Fasilitas dan Jalur Pipa. Membangun aliran multifasa secara lengkap dengan kemampuan *system analysis*, termasuk perhitungan pada *flowline* dan *pipeline*, koefisien perpindahan panas (*heat transfer*), serta simulasi kinerja fasilitas permukaan.
2. Analisis performa sumur. Menyediakan aliran multifasa dengan kemampuan *nodal analysis*, meliputi desain dan optimasi sumur, pemodelan kinerja inflow, desain *gas lift*, hingga simulasi kinerja pengangkatan buatan (*Artificial lift*).
3. *Network analysis module*. Mengakomodasi pemodelan jaringan sumur dan pipa dalam skala besar, dengan algoritma penyelesaian numerik yang efisien, serta pemodelan termal yang akurat untuk seluruh komponen sistem.
4. Optimasi produksi. Digunakan untuk menentukan jumlah pengangkatan buatan (*artificial lift*) yang paling efisien agar diperoleh laju produksi optimum pada suatu lapangan minyak.
5. Memungkinkan simulasi desain sumur multilateral dan perencanaan lapangan menggunakan korelasi aliran, seperti metode Hagedorn and Brown, untuk memperkirakan kinerja sistem aliran secara menyeluruh.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Metode Penelitian

Saat perancangan dan pelaksanaan penelitian tugas akhir ini, penelitian dilakukan dengan cara *simulation research* menggunakan *software production*. Selanjutnya, dilakukan analisis dengan memanfaatkan data sumur serta data pendukung untuk menunjang kelancaran penelitian yang dilaksanakan sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data sekunder yang berkaitan dengan performa sumur, meliputi data produksi, kompleksi, serta sifat-sifat reservoir.
2. Melakukan proses input data yang telah dikumpulkan ke dalam *software production* sebagai *base case* dan inisialisasi data.
3. Menganalisis variasi jumlah gas yang diinjeksi dari *range* 1-10 mmscf/d untuk *Continuous Gas Lift* dan 0,5-5mmscf/d untuk *Intermittent Gas Lift* terhadap laju alir produksi.
4. Menganalisis variasi kedalaman injeksi dari range 3850ft – 4050ft - 4260ft terhadap laju alir produksi.
5. Menganalisis tekanan injeksi sebesar 1300,1400,1500 psi terhadap jumlah dan kedalaman katup injeksi.

Tabel 3.1 Skenario metode pengujian

Metode	Varian Injeksi	Jumlah
<i>Intermittent</i>	Kedalaman Injeksi	3850ft –4050ft-4260ft
	Jumlah Injeksi Gas	0,5 – 5 MMSCF/d
	Tekanan Injeksi	1300, 1400, 1500 Psia
<i>Continuous</i>	Kedalaman Injeksi	3850ft- 4050ft – 4260ft
	Jumlah Injeksi Gas	1 – 10 MMSCF/d
	Tekanan Injeksi	1300, 1400, 1500 Psia

3.2. Tempat Penelitian

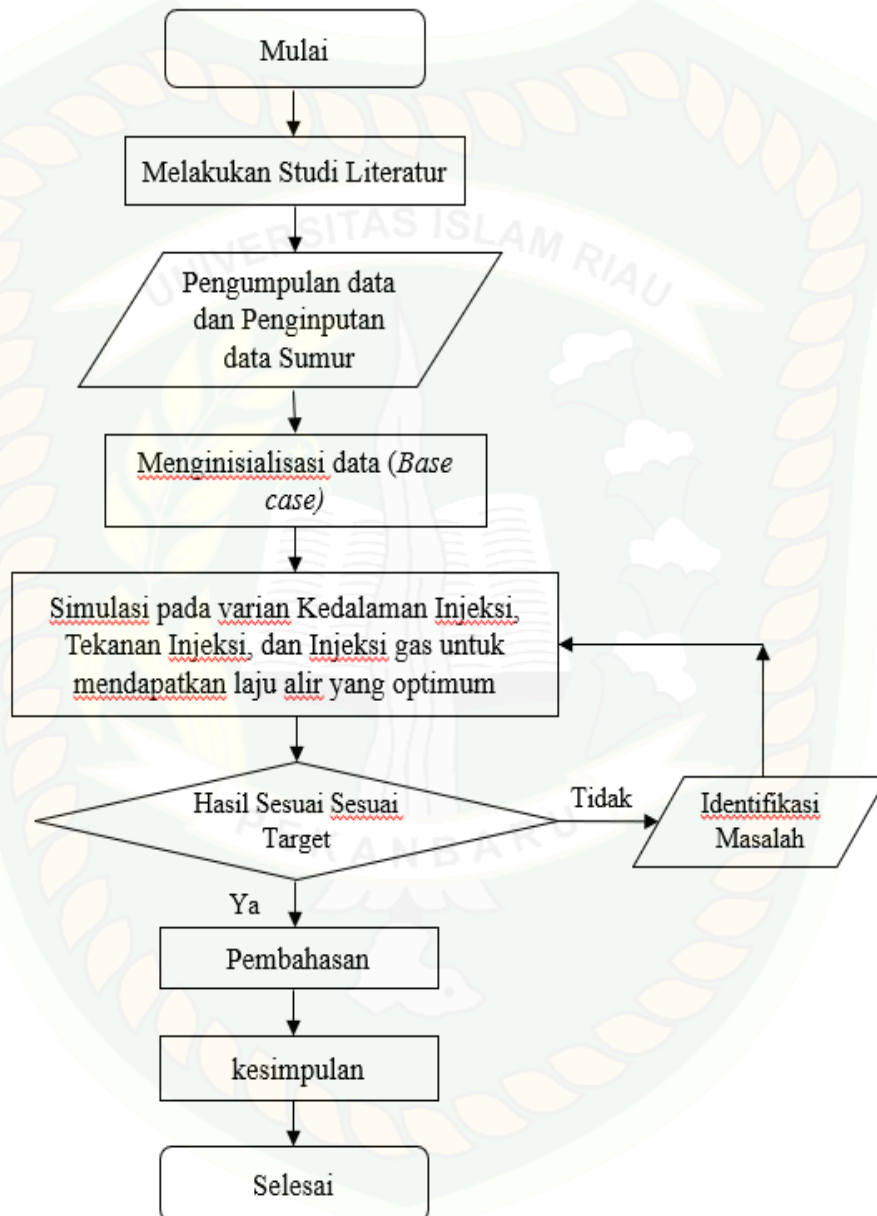
Pelaksanaan penelitian dilakukan di Labor Komputasi Teknik Perminyakan di Universitas Islam Riau.

3.3. Jadwal Penelitian

Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Oktober (2025)	November (2025)	Desember (2025)	Januari (2026)	Februari (2026)	Maret (2026)
1	Studi Literatur						
2	Pengumpulan dan Pengolahan Data						
3	Simulasi & Validasi Model						
4	Uji Sensitivitas & Analisis						
5	Penyusunan & Revisi Laporan						

3.4. Flow Chart



Gambar 3.1 Diagram Ali

3.5. Data yang Digunakan pada penelitian

Pada saat proses simulasi sistem *gas lift* menggunakan *Software*, maka Data parameter yang digunakan dalam penelitian ini didapatkan dari Paper Nyelebuchi Amadichuku (2024).

Tabel 3.3 Data Sumur X dan Y Lapangan Z

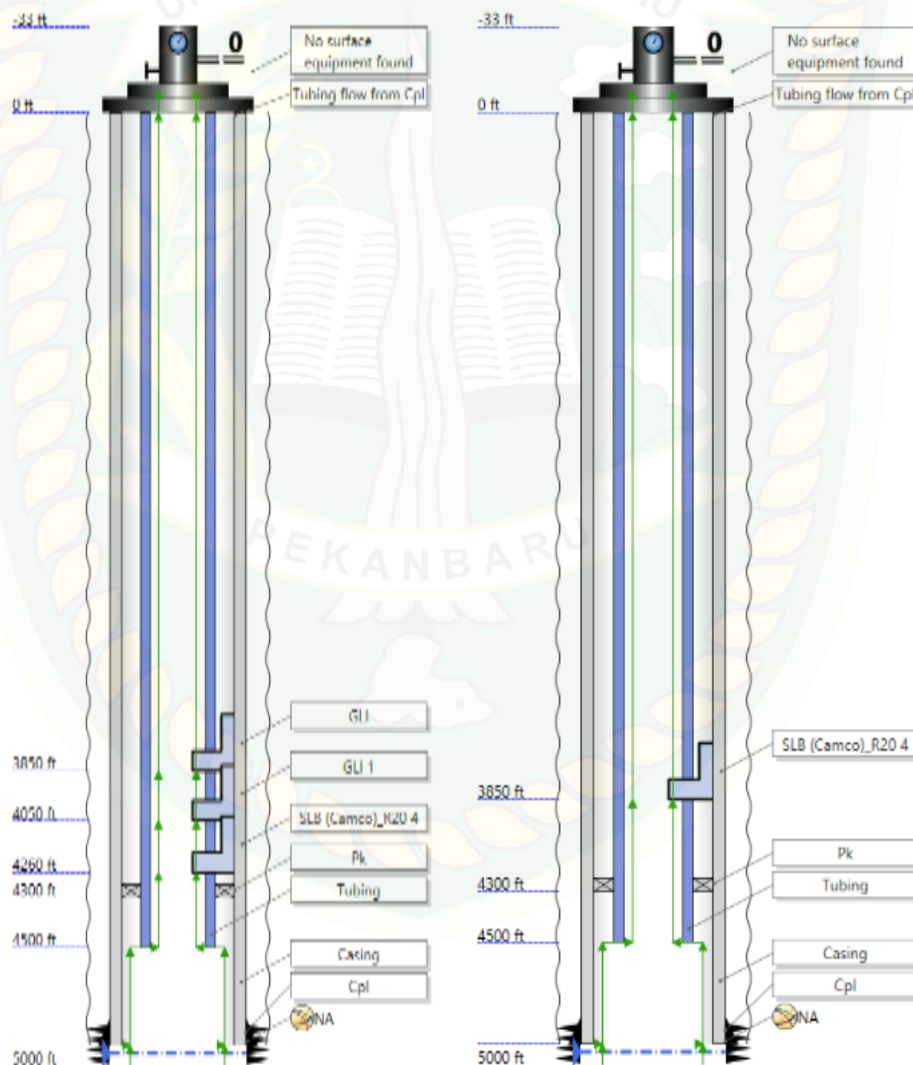
No.	Parameter	Well Y	Well X
1	<i>Casing bottom Measure depth</i>	5000	5500
2	<i>Casing ID</i>	5.984	5.984
3	<i>Casing wall thickness (inch)</i>	0.5984	0.5984
4	<i>Roughness</i>	0.001	0.001
5	<i>Tubing Bottom Depth (ft)</i>	4500	5000
6	<i>Tubing ID (inch)</i>	2.992	2.992
7	<i>Tubing wall thickness (inch)</i>	0.5	0.5
9	<i>Roughness</i>	0.001	0.001
10	<i>Packer measured depth (ft)</i>	4300	4700
11	<i>Fluid entry</i>	Single point	Single point
12	<i>Completion measured depth (ft)</i>	5000	5500
13	<i>IPR model</i>	Well PI	Well PI
14	<i>Tekanan Reservoir (psia)</i>	1500	1600
15	<i>Temperatur Reservoir (°F)</i>	190	190
16	<i>IPR Basis and API</i>	Liquid & 32	Liquid & 38
17	<i>Productivity index, STB/(d.psi)</i>	5	1
18	<i>Injection measured depth (ft)</i>	4260	3850
19	<i>Injection gas rate (MMscf/d)</i>	0.45	0.95
20	<i>Gas specific gravity</i>	0.71	0.71
21	<i>Water cut (%)</i>	65	20
22	<i>GOR (SCF/STB)</i>	200	200
23	<i>Gas specific gravity</i>	0.72	0.74
24	<i>Water specific gravity</i>	1.02	1.02

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

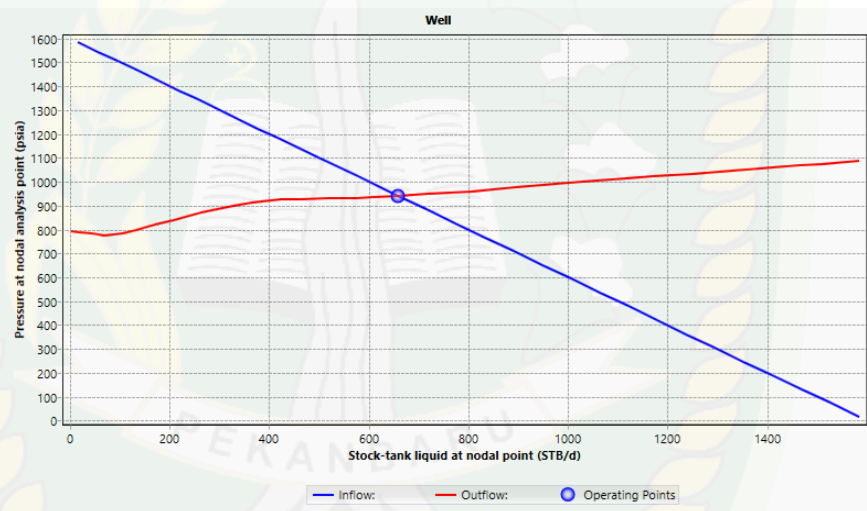
4.1 Kondisi Awal Sumur X dan Sumur Y

Sumur X adalah sumur vertical dengan kedalaman 5500 ft. Setelah lama berproduksi, laju alir sumur X menurun dengan total produksi 658,9 STB/d. Kemudian Sumur Y dengan kedalaman 5000ft memiliki total produksi 800 STB/d yang bisa dibilang laju alir yang rendah untuk sumur yang menggunakan *Continuous Gas Lift* dengan jumlah gas injeksi 0,45 mmscf/d.



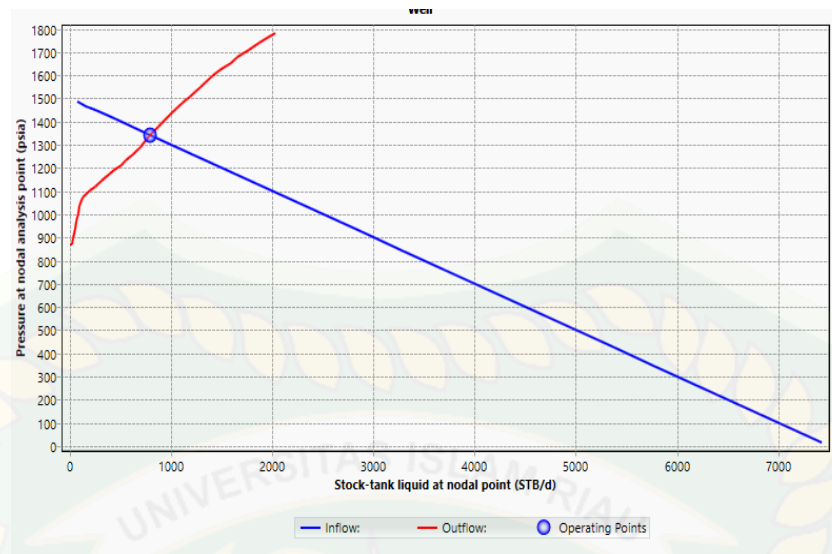
Gambar 4.1 Skematik sumur X dan sumur Y

Pada kondisi awal, Sumur X menggunakan metode *Intermittent Gas Lift* menunjukkan laju alir produksi yang lebih rendah dibandingkan Sumur Y. Hal ini disebabkan oleh nilai *productivity index* (PI) Sumur X sebesar 1 STB/d.psi yang menunjukkan kemampuan reservoir dalam mengalirkan fluida ke sumur relatif terbatas. Sementara itu, Sumur Y yang menggunakan *Continuous Gas Lift* memiliki PI sebesar 5 STB/d.psi, namun jumlah gas yang diinjeksikan pada sumur tersebut sangat sedikit sehingga menghasilkan laju alir yang sangat minimum. Berdasarkan hal tersebut, kedua sumur masih belum mendapatkan nilai laju produksi yang optimum. Maka dilakukan Analisa variasi parameter parameter yang berpengaruh dalam laju produksi terhadap sumur X dan sumur Y lapangan Z.



Gambar 4.2 Laju Alir Aktual Sumur X

Pada gambar 4.2 didapatkan laju alir sebesar 658,9 STB/d. pada sumur X yang dilakukan secara *Intermittent* dengan menginjeksikan masing masing 0,95 mmscf/d pada setiap katup di kedalaman 3850ft dan 4050ft



Gambar 4.3 Laju Alir Aktual Sumur Y

Pada gambar 4.3 terdapat 2 garis pada kurva tersebut, garis yang berwarna biru adalah garis *inflow* atau IPR dan garis berwarna merah adalah garis *outflow* atau VLP menunjukkan laju alir, yaitu 800 STB/d secara *Continuous* pada titik kedalaman injeksi 4260ft.

4.2 Desain Base Case dengan Perangkat Lunak

Penelitian ini merupakan penelitian yang akan menganalisis pengaruh tekanan injeksi, kedalaman injeksi, dan jumlah injeksi gas terhadap laju alir produksi dengan menggunakan metode *intermittent* dan *continuous gas lift* di sumur x dan sumur y lapangan z.

Langkah awal penelitian ini adalah membuat model sumur pada perangkat lunak dengan menggunakan data yang terdapat pada paper yang berjudul *Gas lift allocation optimization using Pipesim network optimizer* Untuk mengetahui kesesuaian antara basecase yang dibuat pada perangkat lunak sudah mewakili sumur Y maka dilakukan inisialisasi basecase. Adapun parameter yang dilakukan untuk inisialisasi adalah *oil rate*, *water rate* dan laju alir. Tabel 4.1 merupakan hasil perbandingan antara masing masing parameter antara data hasil *running simulator* dan data pada *paper*.

Table 4.1 Inisialisasi basecase Sumur X

<i>Item</i>	<i>Value Simulation</i>	<i>Value Paper</i>	<i>Error %</i>
<i>Oil Rate (STB/day)</i>	733,4 stb/d	733,7 stb/d	0,4%
<i>Water Rate (STB/day)</i>	183,3 stb/d	183,4 stb/d	0,1%
<i>Flowrate (STB/day)</i>	916,7 stb/d	917,1 stb/d	0,4%

Table 4.2 Inisialisasi basecase Sumur Y

<i>Item</i>	<i>Value Simulation</i>	<i>Value Paper</i>	<i>Error %</i>
<i>Oil Rate (STB/day)</i>	520 stb/d	521,24 stb/d	0,24%
<i>Water Rate (STB/day)</i>	280 stb/d	280,66 stb/d	0,24%
<i>Flowrate (STB/day)</i>	800,50 stb/d	801,90 stb/d	0,17%

Menurut studi yang dilakukan oleh (Somi et al., 2025) Nilai error sebesar <1% menunjukkan tingkat akurasi yang sangat tinggi, sehingga hasil perhitungan atau simulasi yang diperoleh dapat dinyatakan layak dan representatif untuk digunakan dalam analisis.

4.3 Analisis Sensitivitas Parameter Gas Lift Terhadap Laju Alir

Tabel 4.3 Kombinasi antara jumlah injeksi awal dan variasi kedalaman

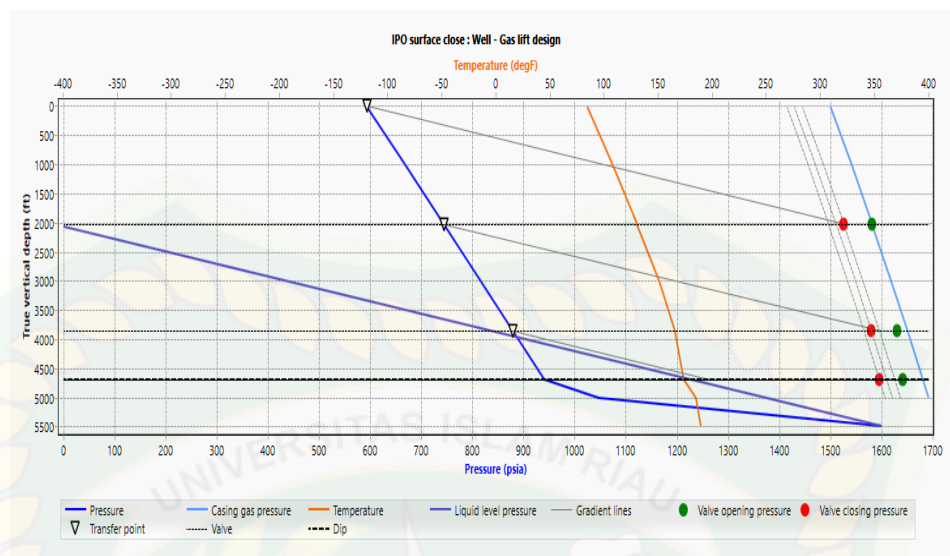
Metode	Kedalaman Injeksi (ft)	Laju Alir (STB/d)
<i>Intermittent</i>	3850 – 4050	658,9
	4050 – 4260	701,2
	3850 – 4050 - 4260	708,9
<i>Continuous</i>	3850	644,6
	4050	725,4
	4260	800

Berdasarkan hasil simulasi base case tersebut, dapat disimpulkan bahwa performa produksi kedua sumur masih belum optimal. Oleh karena itu, diperlukan analisis sensitivitas terhadap parameter utama *gas lift*, yaitu kedalaman injeksi, jumlah injeksi gas, dan tekanan injeksi untuk memperoleh kondisi operasi yang mampu meningkatkan laju alir produksi secara optimal.

Berdasarkan tabel diatas, Sumur dengan *Intermittent Gas Lift* pada kedalaman injeksi 3850ft-4050ft adalah laju alir aktual pada sumur X yaitu 658,9 STB/d dan Sumur dengan *Continuous Gas Lift* pada kedalaman 4260ft juga merupakan laju alir aktual sumur Y yaitu 800 STB/d yang kemudian divariasikan dalam beberapa kedalaman titik injeksi yang sudah ditentukan untuk melihat perbedaan laju alir jika diinjeksikan dengan jumlah injeksi yang sama tetapi berbeda-beda kedalaman titik injeksinya.

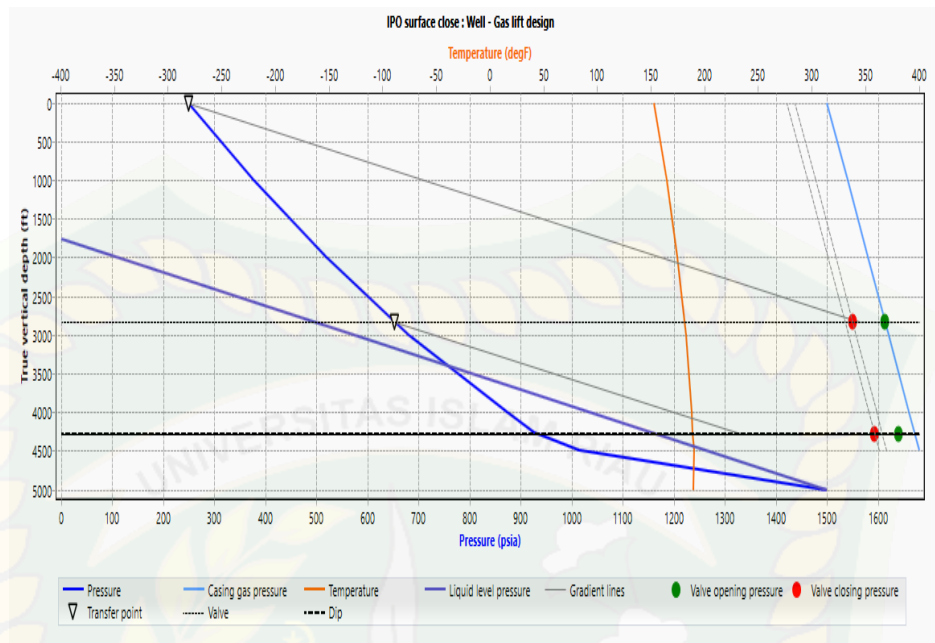
4.3.1 Uji Sensitivitas Tekanan Injeksi

Tekanan Injeksi pada Software memiliki fungsi sebagai menentukan jumlah katup pembuka untuk menginjeksikan gas pada simulasi Perangkat lunak (Wardhani 2016). Tekanan ini dirancang untuk membuka hanya ketika perbedaan tekanan antara annulus dan tubing mencapai nilai tertentu yang telah diset dalam konstruksi katup. Tekanan injeksi yang mencapai 1500 psi pada kondisi awal terjadi karena kebutuhan untuk mengatasi tekanan hidrostatik kolom fluida, membuka katup *gas lift* pada kedalaman tertentu.



Gambar 4.4 Design result Intermittent gas lift Sumur X

Berdasarkan gambar diatas, *gas lift design* menghasilkan 3 buah katup injeksi, namun salah 1 katup berada pada kedalaman 4750ft yang mengakibatkan gagal instalasi dikarenakan posisi katup tersebut sudah melebihi kedalaman dari packer, yaitu 4700ft. kemudian 1 katupnya lagi berada pada kedalaman 2000ft yang tergolong sangat dangkal dan tidak efektif dalam menurunkan Tekanan hidrostatik. Hal ini dapat menyebabkan *slug* fluida yang terbentuk tidak optimal. maka dari itu, katup injeksi yang berada pada kedalaman 3850ft menjadi katup utama yang akan diinstal pada metode ini. Kedalaman 3850ft menjadi titik injeksi optimum pada sumur X karena volume fluida yang terkumpul cukup untuk membentuk *slug* yang stabil. Dalam metode *intermittent*, sebelum gas diinjeksikan, minyak dibiarkan dulu membentuk kolom (*slug*) di atas *valve* (*gas lift*) di dalam tubing. Karena gas diinjeksikan dan tekanan naik di dalam annulus maka valve membuka pada tekanan bukanya yang diikuti oleh aliran gas di dalam tubing. Gas ini akan mengalir kembali ke bawah. Pada waktu *slug* tadi mencapai permukaan, *slug* berikutnya telah terbentuk karena aliran dari formasi. Gas diinjeksikan ke *valve* terbuka sehingga gas akan mendorong *slug* dan demikian seterusnya *slug* demi *slug* diangkat ke permukaan (S Rachmat, 2019).



Gambar 4.5 Design Result Continuous Gas Lift

Menurut gambar diatas, Tekanan injeksi sebesar 1500 psi menghasilkan 2 katup injeksi. maka dari itu, kedalaman katup utama pada metode *Continuous gas lift* terdapat pada kedalaman 4260 ft dikarenakan titik ini adalah titik terdalam katup injeksi yang dihasilkan oleh tekanan injeksinya.

Tabel 4.4 Perbandingan laju alir sumur x dan y dengan variasi tekanan injeksi

Metode	Tekanan Injeksi	Laju Alir (STB/d)
<i>Intermittent</i>	1300 psi	658,9
	1400 psi	658,9
	1500 psi	658,9
<i>Continuous</i>	1300 psi	800
	1400 psi	800
	1500 psi	800

Berdasarkan tabel diatas diperoleh hasil yaitu untuk sumur intermittent dan continuous dengan menggunakan variasi kedalaman injeksi 1300 psi, 1400 psi dan 1500 psi tidak berpengaruh terhadap laju alir. Berdasarkan hasil penelitian Dhia Azizan Suwoko 2025, Tekanan Injeksi pada Perangkat

lunak ini tidak mempengaruhi laju alir dikarenakan adanya *operating point* yang bergantung pada interseksi kurva *inflow* atau *outflow* terhadap potongan garis IPR dan VLP sehingga menyebabkan *Fixed Rate* yang mengabaikan variasi Tekanan sebagai *independent*.

4.3.2 Uji Sensitivitas Jumlah gas injeksi

Pada pengujian sensitivitas jumlah gas injeksi ini, akan dilakukan analisa jumlah gas injeksi dengan menggunakan *software production*. Uji sensitivitas jumlah gas injeksi dilakukan dengan memvariasikan laju injeksi gas pada rentang 1–10 MMSCF/d untuk sumur dengan metode *Continuous Gas Lift* dan 0,5–5 MMSCF/d untuk sumur dengan metode *Intermittent Gas Lift*, Hal tersebut bertujuan untuk menentukan jumlah gas injeksi yang menghasilkan laju alir produksi paling optimal. *Continuous gas lift* butuh gas injeksi yang lebih besar dan terus-menerus agar sumur bisa berproduksi stabil, jadi jumlah injeksinya dibuat lebih besar dan relatif tinggi. Sementara *intermittent gas lift* hanya menginjeksikan gas secara periodik untuk mendorong *slug* cairan, sehingga butuh gas lebih sedikit dan rentang jumlah injeksinya dibuat lebih rendah agar tetap efisien tanpa boros gas (Rachmi S, 2018). Jumlah gas injeksi yang rendah ini sudah dirancang untuk efisiensi penggunaan gas di sumur dengan produktivitas rendah (Mia 2018). laju alir yang dihasilkan dari setiap jumlah gas yang diinjeksikan adalah sebagai tabel berikut:

Tabel 4.5 Laju alir *Intermittent* Sumur X dengan variasi jumlah injeksi

Jumlah Injeksi (MMSCF/d)	Kedalaman Injeksi	Persentase kenaikan laju alir
	3850-4050ft Lajur Alir (STB/d)	
0,5	632,3	-4,04%
1	660	0,17%
1,5	670	1,68%
2	677	2,75%

2,5	681	3,35%
3	682	3,51%
3,5	678	2,90%
4	670	1,68%
4,5	660	0,17%
5	646	-1,96%

Pada kondisi awal dengan laju dasar sebesar 658,9 STB/d, saat diinjeksikan gas sebanyak 0,5 MMSCF/d justru terjadi penurunan laju alir menjadi 632,3 STB/d atau sekitar -4,04%. Hal ini menunjukkan bahwa jumlah gas yang diinjeksikan masih terlalu kecil sehingga belum efektif membantu mengangkat fluida ke permukaan. Ketika jumlah injeksi ditingkatkan menjadi 1 hingga 2 MMSCF/d, laju alir mulai meningkat secara perlahan. Kenaikannya masih kecil, yaitu sekitar 0,17% hingga 2,75%, yang berarti gas mulai memberikan efek dalam mengurangi berat kolom fluida, tetapi belum terlalu signifikan. Peningkatan terbaik terjadi pada injeksi 3 MMSCF/d, dimana laju alir mencapai 682 STB/d atau sekitar 3,51% dari kondisi awal. Pada titik ini, sumur berada pada kondisi optimal dalam mengurangi densitas kolom fluida di dalam tubing yang dapat mengurangi Tekanan hidrostatik dan Tekanan dasar sumur menjadi lebih rendah (Redha Iktibar, 2018), meskipun peningkatannya tidak terlalu besar. Setelah melewati titik tersebut, penambahan gas tidak lagi memberikan peningkatan, bahkan mulai menurunkan laju alir. Pada injeksi 3,5 hingga 5 MMSCF/d, laju alir secara bertahap menurun hingga akhirnya mencapai 646 STB/d atau sekitar -1,96% pada injeksi 5 MMSCF/d. Penurunan laju alir ini menunjukkan bahwa terlalu banyak gas yang diinjeksikan justru dapat mengganggu proses pengangkatan fluida sehingga kinerjanya menjadi kurang efisien (Musnal, 2017).

Tabel 4.6 Laju alir Continuous sumur Y dengan variasi jumlah injeksi

Jumlah Injeksi (mmscf/d)	Kedalaman Injeksi	Persentase kenaikan laju alir (%)
	4260ft Laju Alir (STB/d)	
1	1098,7	37,34
2	1274,5	59,31
3	1352,3	69,04
4	1389,7	73,71
5	1404,6	75,58
6	1403,6	75,45
7	1393,6	74,20
8	1373	71,63
9	1344,6	70,31
10	1310	69,04

Berdasarkan Tabel 4.3 dan Gambar 4.6, laju alir produksi Sumur Y pada sistem *continuous gas lift* meningkat seiring penambahan jumlah gas injeksi pada seluruh variasi jumlah injeksi hingga mencapai nilai optimum. Pada tahap awal, yaitu saat injeksi gas dinaikkan dari 1 hingga 3 MMSCF/d, terjadi peningkatan laju alir yang cukup besar, dari 1098,7 STB/d menjadi 1352,3 STB/d. Jika dibandingkan dengan kondisi dasar sebesar 800 STB/d, kenaikan ini masing-masing sebesar 37,34% pada injeksi 1 MMSCF/d, 59,31% pada injeksi 2 MMSCF/d, dan 69,04% pada injeksi 3 MMSCF/d. Hal ini menunjukkan bahwa pada tahap awal, injeksi gas sangat efektif dalam menurunkan densitas fluida di dalam tubing sehingga tekanan hidrostatik berkurang dan fluida lebih mudah terangkat ke permukaan. Selanjutnya, ketika jumlah injeksi gas ditingkatkan dari 3 hingga 5 MMSCF/d, laju alir masih mengalami peningkatan lagi melebihi sebelumnya. Laju alir bertambah dari 1352,3 STB/d menjadi 1404,6 STB/d,

dengan persentase kenaikan terhadap kondisi dasar masing-masing sebesar 73,71% pada injeksi 4 MMSCF/d dan mencapai nilai maksimum sebesar 75,58% pada injeksi 5 MMSCF/d. Kondisi ini menunjukkan bahwa sumur telah berada di titik optimum, dimana tambahan gas masih memberikan peningkatan, tetapi tidak lagi signifikan. Setelah melewati titik optimum tersebut, yaitu pada injeksi di atas 5 MMSCF/d, laju alir mulai menunjukkan penurunan. Pada injeksi 6 dan 7 MMSCF/d, laju alir sedikit menurun dengan persentase kenaikan masing-masing sebesar 75,45% dan 74,20%. Penurunan berlanjut pada injeksi 8 MMSCF/d dengan laju alir sebesar 1373 STB/d atau setara dengan kenaikan 71,63% terhadap kondisi dasar. Hal ini disebabkan oleh over injection yang dapat menurunkan laju produksi akibat gesekan dan tekanan balik yang lebih tinggi di tubing (Saputra, 2025).

4.3.3 Uji Sensitivitas Kedalaman injeksi

Pada penelitian ini, kedalaman injeksi divariasikan pada range 3850ft, 4050ft, hingga 4260 ft, dengan jumlah injeksi gas 0,5-5 MMSCF/d pada sumur X dan 1-10 MMSCF/d di sumur Y. 3 Titik kedalaman ini menjadi titik kedalaman injeksi pada katup pembuka yang sudah ditentukan oleh data awal, Berdasarkan *Gas Lift Design* pada software, 3 titik ini merupakan titik kedalaman injeksi yang efisien jika diinjeksikan dengan tekanan sebesar 1500 psi. jika semakin dangkal titik injeksinya, maka akan semakin boros gas yang digunakan dan jika semakin dalam lagi titik injeksinya, maka sumur akan membutuhkan Tekanan yang lebih tinggi (Kermit, 1980). Variasi ini dilakukan untuk memperoleh kedalaman injeksi yang mampu memberikan kinerja produksi paling optimal. Berikut adalah tabel hasil dari perpotongan antara kurva IPR dan VLP:

Tabel 4.7 Laju alir Intermittent Sumur X dengan variasi kedalaman katup

Kedalaman Injeksi	Jumlah Injeksi (MMSCF/d)									
	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
	Laju Alir (STB/d)									
3850ft – 4260ft	670	700	710	716	720	719	715	708	699	687
4050ft – 4260ft	672	702	711	717	720	719	715	709	698	686
3850ft – 4050ft – 4260ft	689	710	717	719	712	699	679	655	627	593

Pada kedalaman 3850ft-4260ft laju alir meningkat dari 670 STB/d hingga maksimum 720 STB/d pada injeksi 2,5 MMSCF/d. Jika dibandingkan dengan kondisi awal 658,9 STB/d. maka persentase kenaikan laju alir adalah 9,27%. Pada kedalaman 4050ft-4260ft laju alir yang dihasilkan hampir sama, dengan laju alir maksimum juga mencapai 720 STB/d pada injeksi 2,5 MMSCF/d. Perbedaannya sangat kecil dibandingkan kedalaman sebelumnya, yang menunjukkan bahwa titik injeksi efektif berada di zona terdalam, yaitu 4260 ft. Pada kombinasi kedalaman 3850ft-4050ft-4260ft yang dilakukan secara *intermittent*, laju alir maksimum sedikit lebih rendah yaitu 719 STB/d pada injeksi 2 MMSCF/d. Kenaikan hanya sekitar 9,11%, dan setelah titik optimum, laju alir menurun lebih tajam hingga 593 STB/d. Hal ini menunjukkan bahwa penggunaan beberapa kedalaman injeksi dalam sistem *intermittent* tidak selalu meningkatkan performa. Dikarenakan ada kemungkinan terjadinya distribusi gas yang tidak optimal antar siklus, sehingga energi gas tidak terfokus untuk mendorong fluida secara maksimal dari zona terdalam. dapat disimpulkan bahwa semakin dalam katup injeksinya maka semakin tinggi pula laju alirnya. Hal ini dipengaruhi oleh berkurangnya Tekanan hidrostatik yang menyebabkan kolom fluida diatas titik injeksi lebih ringan (Siti et al, 2014). Akibatnya, gradien Tekanan fluida juga ikut menurun sehingga pwf menjadi lebih rendah. akan tetapi, pada kedalaman dengan interval 4260ft menunjukkan laju alir yang hampir sama yang dikarenakan

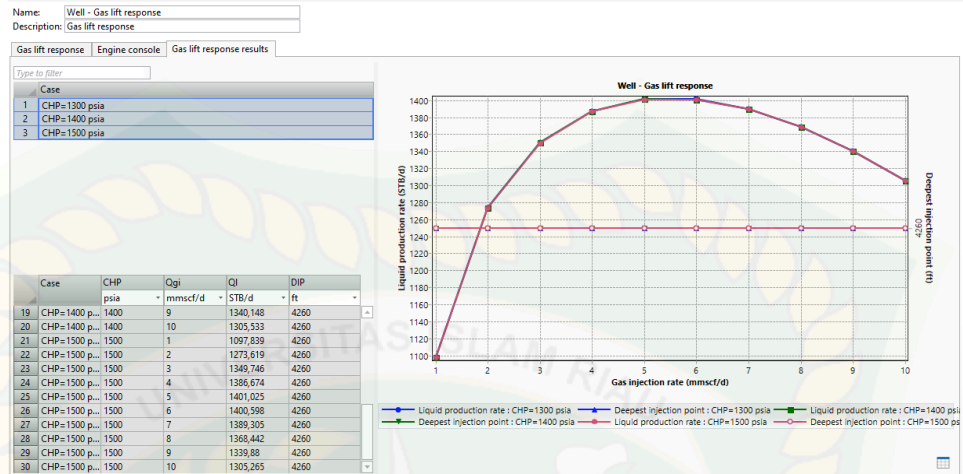
titik injeksi efektifnya berada pada kedalaman yang sama. Hal tersebut terjadi karena proses pengangkatan fluida didominasi oleh injeksi gas pada katup terdalam (Economides et al., 2012)

Tabel 4.8 Laju alir *Continuous* Sumur Y dengan variasi kedalaman katup

Kedalaman Injeksi	Jumlah Injeksi (MMSCF/d)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Laju Alir (STB/d)									
3850ft	831,4	964,4	1025,5	1054,6	1063,5	1056,5	1038,8	1013,8	985,9	958,6
4050ft	966,2	1122	1189,9	1223	1235,6	1234,1	1220,5	1197,8	1168,2	1133,1

Berdasarkan Tabel 4.7 pada kedalaman 3850 ft diperoleh laju alir yang meningkat seiring penambahan jumlah injeksi gas, yaitu dari sekitar 831,4 STB/d hingga mencapai nilai maksimum sebesar 1063,5 STB/d, yang setara dengan kenaikan sekitar 32,9%. Setelah melewati titik tersebut, laju alir mulai mengalami penurunan secara bertahap hingga mencapai sekitar 958,6 STB/d. Pada kedalaman 4050 ft, tren yang serupa juga terjadi namun dengan nilai yang lebih tinggi. Laju alir meningkat dari sekitar 966,2 STB/d hingga mencapai puncaknya sebesar 1235,6 STB/d, dengan persentase kenaikan sekitar 54,5%. Setelah titik optimum ini, laju alir mengalami penurunan bertahap hingga sekitar 1133,1 STB/d. Hal ini menunjukkan bahwa kedalaman 4050 ft memiliki efisiensi yang lebih baik dibandingkan 3850 ft, baik dari sisi laju alir maksimum maupun persentase peningkatannya. Jika dibandingkan dengan kedalaman 4260ft, maka kedalaman ini jauh lebih unggul dikarenakan perubahan laju alir terlihat lebih signifikan

(Gravemeijer, 2015). Hasil ini menunjukkan bahwa kedalaman injeksi yang lebih dalam memberikan performa produksi yang lebih baik (Bakker 2010).



Gambar 4.6 Gas Lift Response

Meskipun parameter seperti jumlah injeksi gas dan kedalaman injeksi sama-sama mempengaruhi laju alir, variasi jumlah injeksi gas memberikan pengaruh yang lebih dominan, dengan peningkatan yang lebih tinggi sekaligus penurunan yang lebih tajam setelah melewati titik optimum. Hal ini menunjukkan efektivitas penentuan jumlah injeksi gas yang tepat untuk menghindari penurunan performa akibat over-injection, serta perlunya kombinasi dengan kedalaman injeksi yang optimal untuk memperoleh hasil produksi yang maksimal (Ahmed & McKinney, 2011).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada penelitian ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Semakin dalam titik injeksi, semakin besar penurunan tekanan hidrostatik yang terjadi pada kolom fluida, sehingga tekanan dasar sumur menurun dan selisih tekanan antara reservoir dan sumur meningkat. Hal ini menyebabkan fluida lebih mudah mengalir ke permukaan dan laju alir produksi menjadi lebih tinggi.
2. Tekanan Injeksi tidak mempengaruhi laju alir pada Software produksi ini, melainkan Tekanan tersebut dapat menentukan berapa banyak katup yang bisa diinstalasi pada tubing.
3. Berdasarkan hasil analisis sumur *Continuous Gas Lift* menunjukkan bahwa pada Tabel 4.5, peningkatan laju alir dari kondisi dasar 800 STB/d mencapai maksimum sebesar 1404,6 STB/d atau sekitar 75,58% pada injeksi 5 MMSCF/d. Sementara itu, pada Tabel 4.7, laju alir maksimum pada kedalaman 4050 ft mencapai 1235,6 STB/d atau sekitar 54,45%, dan pada kedalaman 3850 ft hanya mencapai 1063,5 STB/d atau sekitar 32,94%. Hasil analisis *Intermittent Gas Lift* menunjukkan bahwa peningkatan laju alir relatif kecil dan cepat mencapai titik optimum dari kondisi dasar 658,9 STB/d, laju alir maksimum hanya mencapai 682 STB/d pada injeksi 3 MMSCF/d atau naik sekitar 3,51%. Pada awal injeksi 0,5 MMSCF/d justru turun menjadi 632,3 STB/d (-4,04%), kemudian naik bertahap hingga optimum, dan kembali turun hingga 646 STB/d (-1,96%) pada injeksi 5 MMSCF/d, saat divariasikan kedalamannya, performa sedikit lebih baik. Pada kedalaman 3850–4260 ft dan 4050–4260 ft, laju

alir maksimum mencapai 720 STB/d pada injeksi 2–2,5 MMSCF/d atau naik sekitar 9,27% dari kondisi awal. Setelah itu, laju alir menurun bertahap hingga sekitar 686–687 STB/d atau setara kenaikan sekitar 4–5%. Pada kedalaman 3850–4050–4260 ft, laju maksimum 719 STB/d (~9,11%), namun turun lebih tajam hingga 593 STB/d (-9,86%) pada injeksi 5 MMSCF/d

5.2 Saran

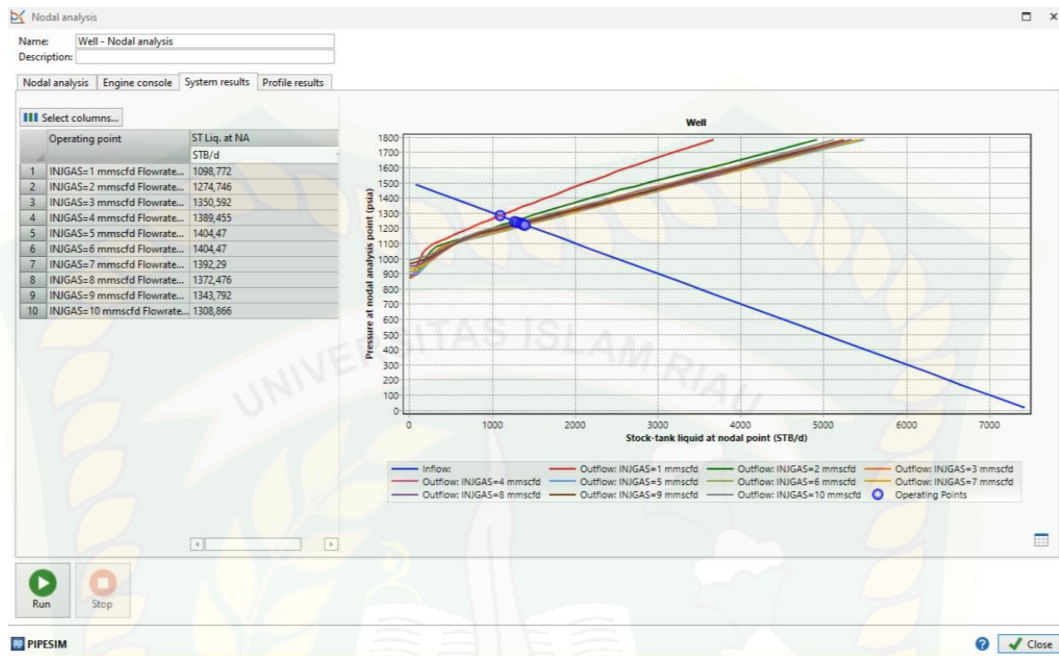
Berdasarkan analisa yang sudah dilakukan dan hasil optimasi yang diperoleh, diharapkan penelitian ini dapat memberikan wawasan bagi industri migas dalam pengelolaan sumur minyak menggunakan metode *Gas Lift*.

DAFTAR PUSTAKA

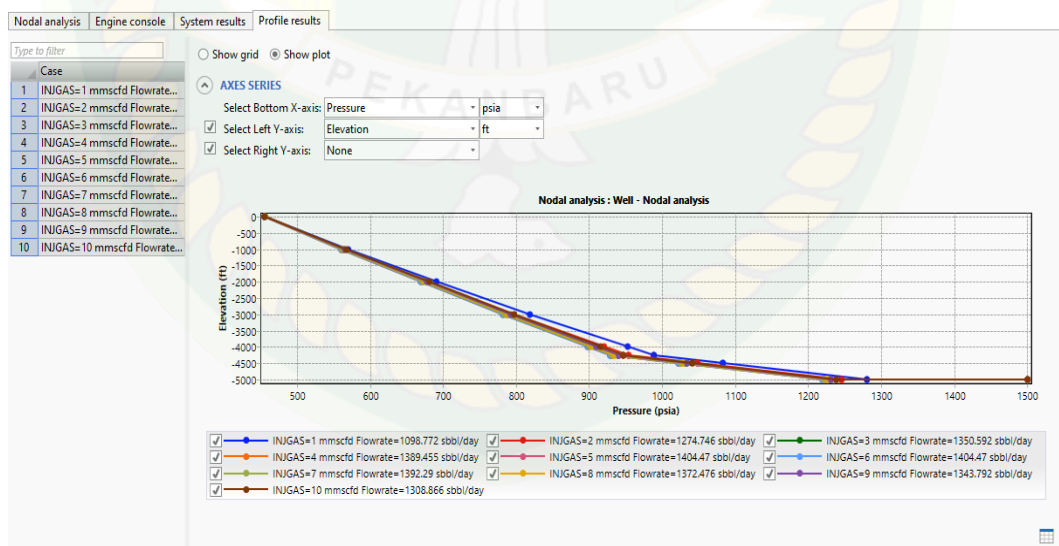
- Abdel-Aal, H. K., M., & Fahim, M. A. (2003). *Petroleum and gas field processing* (Chemical Industries 95). Marcel Dekker.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*, 3rd ed., Gulf Professional Publishing, United Kingdom.
- Amin, M. (2013). *Teknik produksi minyak dan gas*. Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase flow in wells*. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Camargo, E., Aguilar, J., Ríos, & Aguilar-Martin, J. (2008). Nodal analysis-based design for improving gas lift wells production. *WSEAS Transactions on Information Science and Applications*, 5(5), 706–715.
- Dewi, A. O., & Mandala, W. W. (2017). Analisa Perbandingan Perencanaan Optimasi Continuous Gas Lift dengan Simulator Pipesim dan Manual Sumur “A1” dan “A2” di Lapangan. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 1(2), 22–32.
- Fitrianti, F., Putra, D. F., & Cendra, D. (2018). The critical investigation on essential parameters to optimize the gas lift performance in “J” field using Prosper modelling. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 46–54.
- Guide, L. (2005). *Pipesim suite - user guide* (pp. 1–61). Schlumberger.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum production engineering* (1st ed.). Gulf Professional Publishing.
- Hermadi, G. (2016). Analisa sistem nodal dalam metode artificial lift.
- Iktibar, R., & Sulistyanto, D. (2018). Meningkatkan laju alir minyak dengan mengoptimasi injeksi gas pada sumur M Lapangan N. *Petro*, 7(2), 83–88.
- Ioannis, T. E. (2015). Design of a continuous gas lift system for initiating production in a dead well (pp. 29–36).
- Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (1993). *Petroleum production system* (1st ed., Vol. 53). Prentice Hall.

- Mahenda, A., Prabu, U. A., & Susilo, B. K. (2014). Analisa data pressure buildup test dengan metode Horner dan Standing untuk mengetahui kondisi produktivitas sumur SGC-X PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi.
- Musnal, A. (2014). Perhitungan laju aliran fluida kritis untuk mempertahankan tekanan reservoir pada sumur Ratu di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8.
- Musnal, A., & Fitrianti, F. (2017). Optimasi gas injeksi pada sembur buatan gas lift untuk meningkatkan besarnya laju produksi minyak maksimum dan evaluasi penghentian kegiatan gas lift, pada Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri. *Journal of Earth Energy Engineering*, 6(2), 36–47.
- Saputra, D. A., & Rosiani, D. (2025). Pengaruh sensitivitas GOR terhadap efisiensi gas lift di Sumur X Lapangan Delta. *Seminar Nasional Teknik Energi dan Material (SNTEM)*, 5, 1393-1402. Politeknik Energi dan Mineral Akamigas
- Sukandar, A. Z., (2016). Analisis optimasi produksi sumur gas lift Lapangan Awiligarr dengan perbandingan desain ulang dan konversi ESP. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Umam, S. C. (2016). *Optimasi massa laju alir gas pada multi gas well system menggunakan simulasi Pipesim* (Institut Teknologi Sepuluh November).
- Wardhani, R. J. (2016). Simulasi Penentuan Tekanan Injeksi Permukaan untuk Perancangan *Surface Facilities*. *Eprints UPnyk*. <http://eprints.upnyk.ac.id/2056/>

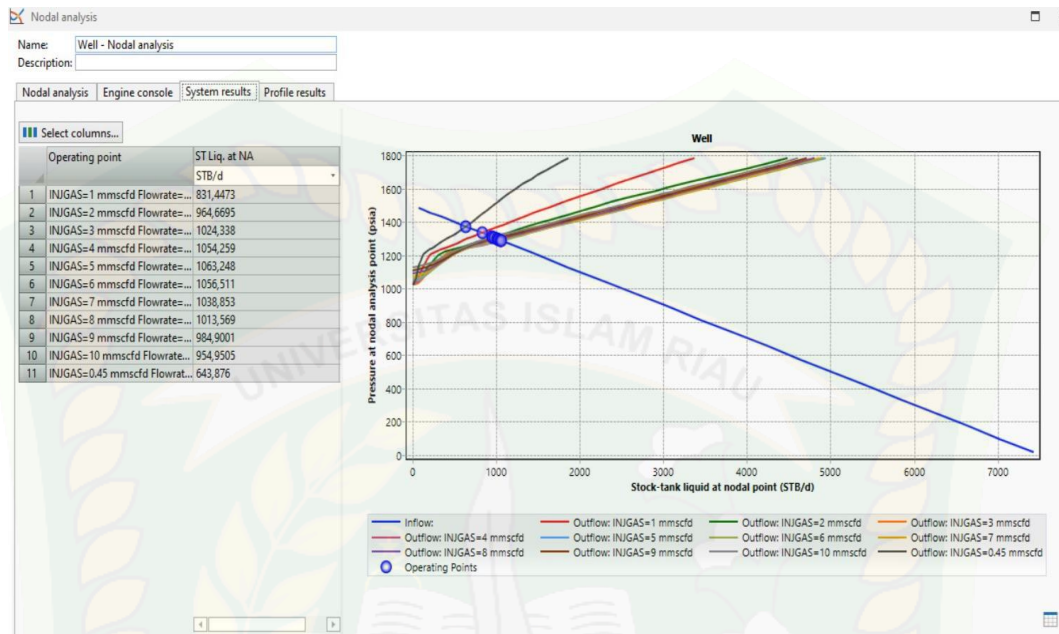
LAMPIRAN



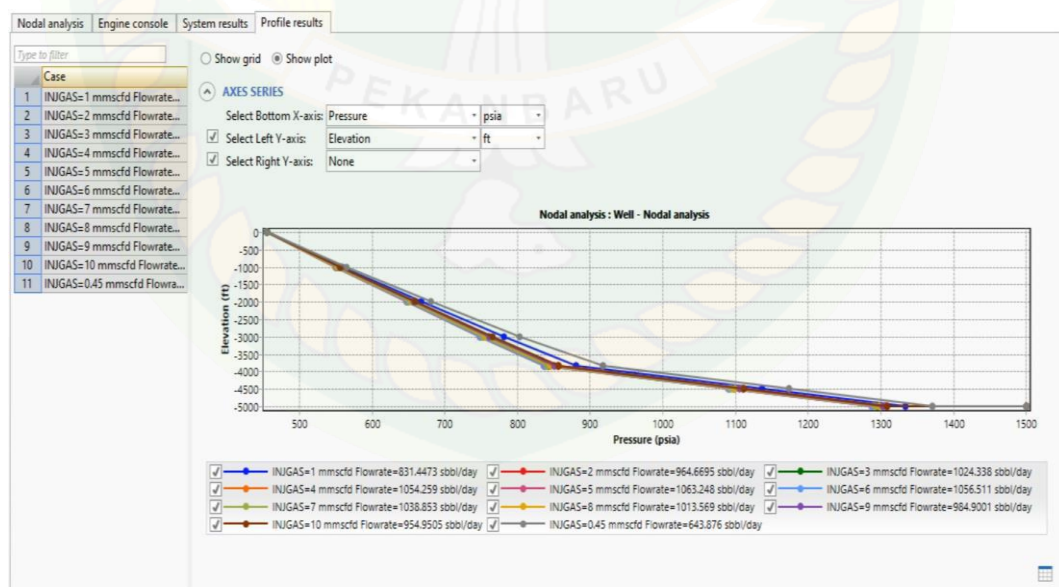
Lampiran 1. Laju Produksi pada kedalaman 4260ft



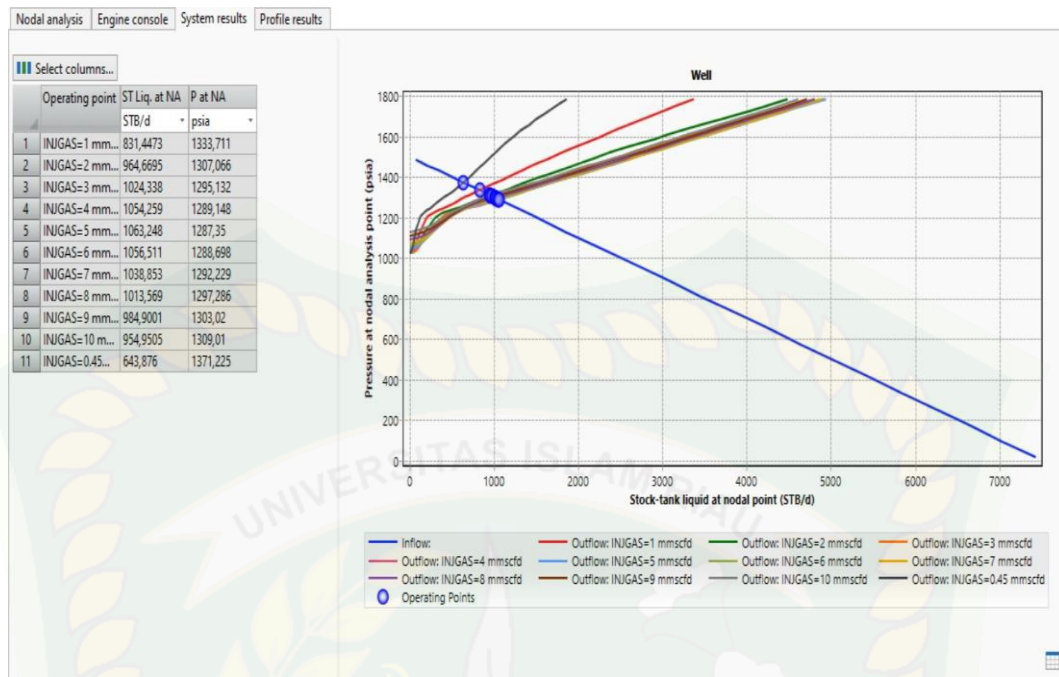
Lampiran 2. Plot Profile Result pada kedalaman 4260ft



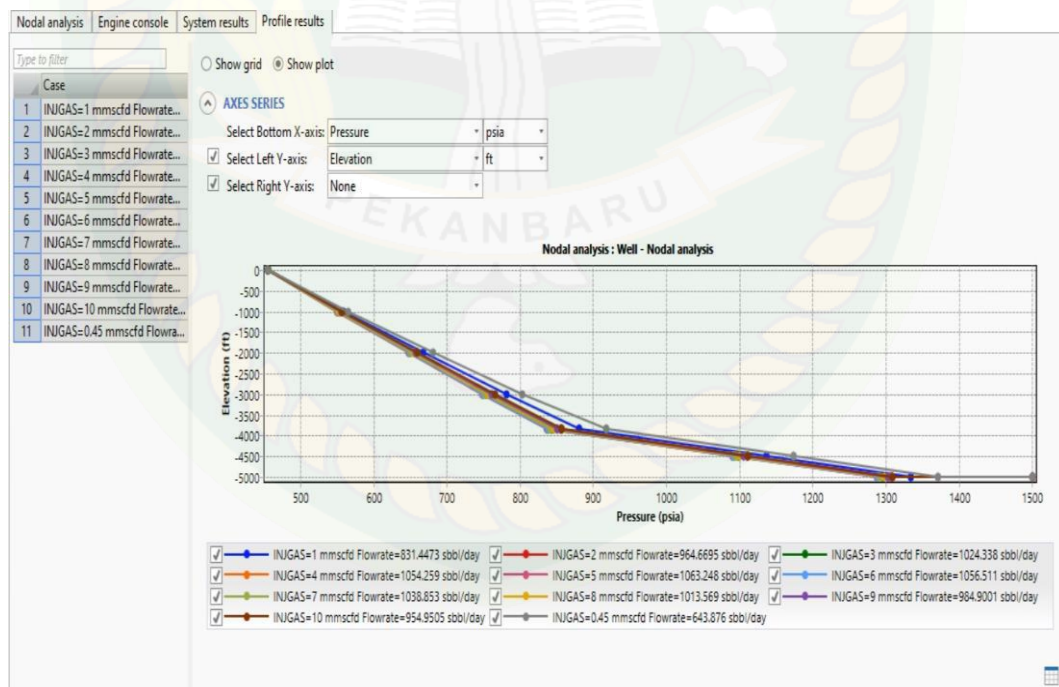
Lampiran 3. Laju Produksi pada kedalaman 4050ft



Lampiran 4. Plot Profile Result pada kedalaman 4050ft



Lampiran 5. Laju Produksi pada kedalaman 3850ft



Lampiran 6. Plot Profile Result pada kedalaman 3850ft

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 0398/KPTS/FT-UIR/SI/2025
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang :

1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan

Mengingat :

1. Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 3 Tahun 2020 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
6. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
7. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan :

1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa/i Fakultas Teknik Program Studi Teknik Perminyakan

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.	Lektor	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : Irgi Ramadhanu

NPM : 213210751

Program Studi : Teknik Perminyakan

Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)

Judul Skripsi : ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z

3. Keputusan ini berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada tanggal : 12 Juni 2025
Dekan,



Dr. DEDDY PURNOMO RETNO, S.T., M.T.
NIDN. 100502353

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 1582/KPTS/FT-UIR/PS/2025
TENTANG PENGANGKATAN TIM PENGUJI SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang :

1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

Mengingat :

1. Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 3 Tahun 2020 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
6. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
7. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan :

1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya di bawah ini :

Nama : Irgi Ramadhanu

NPM : 213210751

Program Studi : Teknik Perminyakan

Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)

Judul Skripsi : ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z

2. Penguji Seminar Proposal dan Sidang Skripsi mahasiswa tersebut terdiri dari :

Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.

Sebagai Ketua Merangkap Penguji

Ir. IDHAM KHALID, S.T., M.T.

Sebagai Anggota Merangkap Penguji

Dr. Ir. IRA HERAWATI, S.T., M.T.

Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada tanggal : 19 November 2025

Dekan,



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.

NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الجامعة الإسلامية الرياوية

F.A.3.20.FT

Alamat : Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 Marpoan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 67474 Fax. +62761 674834 Email: teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa	:	Irgi Ramadhanu
Dosen Pembimbing	:	Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.
NPM	:	213210751
Program Studi	:	Teknik Perminyakan
Judul Kerja Praktek	:	ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z

No	Hari/ Tanggal Bimbingan	Materi Bimbingan	Hasil/ Saran Bimbingan	Keterangan
1.	13 Juni 2025	Bab I	Perbaiki Latar Belakang	Sudah ditandatangani
2.	17 Juli 2025	Bab II	Tambahkan state of the art	Sudah ditandatangani
3.	21 Agustus 2025	Bab III	Perbaiki diagram alir	Sudah ditandatangani
4.	12 September 2025	Ppt	Perbaiki ppt	Sudah ditandatangani
5.	05 Desember 2025	Bab IV	Pemodelan Sumur	Sudah ditandatangani
6.	19 Desember 2025	Bab IV	Analisis Variasi Injeksi gas	Sudah ditandatangani
7.	09 Januari 2026	Bab IV	Analisis variasi kedalaman	Sudah ditandatangani
8.	30 Januari 2026	Bab IV	Analisis Tekanan	Sudah ditandatangani
9.	13 Februari 2026	Bab V	Kesimpulan	Sudah ditandatangani
10.	27 Februari 2026	Ppt	Ppt	Sudah ditandatangani

Pekanbaru, 24 Oktober 2025
Ketua Program Studi Teknik Perminyakan,



NOVIA RITA, S.T., M.T.





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرِّيَاضِيَّة

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SEMINAR PROPOSAL

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 13 Maret 2026, Nomor: 0045/KPTS/FT-UIR/2026, maka pada hari Kamis, 13 November 2025, telah dilaksanakan Ujian Seminar Proposal Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2025/2026 berikut ini.

Nama : Irgi Ramadhanu
NPM : 213210751
Judul Skripsi : ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z
Waktu Ujian : 13 November 2025
Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Prodi Teknik Perminyakan UIR

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:
Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*
* Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:
Nilai Ujian Angka = 77 Nilai Huruf = A-

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1.	Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.	Ketua	1.
2.	Ir. IDHAM KHALID, S.T., M.T.	Anggota	2.
3.	Dr. Ir. IRA HERAWATI, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian

Ketua,



Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.
NIDN. 1027118403

Pekanbaru 13 Maret 2026
Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.
NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرِّيَاضِيَّة

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 23 April 2026, Nomor: 0072/KPTS/FT-UIR/2026, maka pada hari Selasa, 21 April 2026, telah dilaksanakan Ujian Sidang Akhir Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2025/2026 berikut ini.

Nama : Irgi Ramadhanu
NPM : 213210751
Judul Skripsi : ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z
Waktu Ujian : Selasa, 21 April 2026
Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Prodi Teknik Perminyakan UIR

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:
Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*
* Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:
Nilai Ujian Angka = 78 Nilai Huruf = A-

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1.	Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.	Ketua	1.
2.	Ir. IDHAM KHALID, S.T., M.T.	Anggota	2.
3.	Dr. Ir. IRA HERAWATI, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian

Ketua,



Ir. NOVRIANTI, S.T., M.T.

NIDN. 1027118403

Pekanbaru 23 April 2026

Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.

NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيُّوْنِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIAT

Nomor: 094/A-UIR/5-T/2026

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

Nama : **IRGI RAMADHANU**
NPM : 213210751
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi TA : ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS TERHADAP LAJU ALIR MINYAK DENGAN MENGGUNAKAN METODE INTERMITTENT DAN CONTINUOUS GAS LIFT DI SUMUR X DAN SUMUR Y LAPANGAN Z

Dinyatakan **Bebas Plagiat**, berdasarkan hasil pengecekan pada Turnitin menunjukkan angka **Similarity Index < 30%** sesuai dengan peraturan Universitas Islam Riau yang berlaku.

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Mengetahui,

Kaprodi Teknik Perminyakan

Ir. Nova Rita, S.T., M.T.

Pekanbaru, 13 March 2026 M

24 Romadhōn 1447 H

Staff Pemeriksa

Syatra Safira Anjani, S.Pd

Fakultas Teknik UIR

IRGI RAMADHANU - ANALISIS PENGARUH TEKANAN INJEKSI, KEDALAMAN INJEKSI, DAN JUMLAH INJEKSI GAS ...

 Irgi Ramadhanu

Document Details

Submission ID

trn:oid::3618:131374387

Submission Date

Mar 13, 2026, 8:07 AM GMT+7

Download Date

Mar 13, 2026, 1:03 PM GMT+7

File Name

Soft Copy Tugas Akhir Irgi Ramadhanu 213210751 - IRGI RAMADHANU-2-31.pdf

File Size

1.0 MB

30 Pages**5,561 Words****32,309 Characters**

14% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

Exclusions

- 10 Excluded Sources
- 23 Excluded Matches

Top Sources

- 7%  Internet sources
- 1%  Publications
- 10%  Submitted works (Student Papers)

Integrity Flags

0 Integrity Flags for R

Our system's algorithms look deeply at a document for any inconsistencies that would set it apart from a normal submission. If we notice something strange, we flag it for you to review.

A Flag is not necessarily an indicator of a problem. However, we'd recommend you focus your attention there for further review.



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

DIREKTORAT DAKWAH ISLAMIAH

SERTIFIKAT MEMBACA AL-QURAN

Nomor : 213210751/BBQ-D2I-UIR/2022

Berdasarkan Peraturan Rektor Universitas Islam Riau Nomor 15 Tahun 2022 Tentang Kewajiban Bisa Membaca Al-Quran bagi Dosen, Tenaga Kependidikan dan Mahasiswa Universitas Islam Riau.

Memberikan Sertifikat Kepada : IRGI RAMADHANU

Tempat dan Tanggal Lahir : DURI, 07/11/2002

NPM : 213210751

Fakultas / Prodi : TEKNIK / Teknik Perminyakan (S1)

Tanggal Lulus : 20/12/2022

Sertifikat ini diberikan setelah yang bersangkutan memenuhi segala persyaratan yang ditentukan dan kepadanya dilimpahkan segala hak yang dapat digunakan sebagai persyaratan administrasi berkaitan dengan fungsi sertifikat ini.

Pekanbaru,

11 Maret 2026 M

22 Ramadan 1447 H

Rektor,



Assoc. Prof. Dr. Admiral, S.H., M.H.

NUPTK. 1540759660137013