

**MELAKUKAN PERBANDINGAN DAN OPTIMASI PADA
PARAMETER SISTEM *GAS LIFT* (WC & GOR)
MENGUNAKAN PERANGKAT LUNAK PROSPER DAN
PIPESIM**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

PUTRI DIOFITA WULANDHARY

NPM 153210380



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

2020

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis 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. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Kedua orang tua, Ayah Supardiono dan Mama Harnita Fitri, adik Adella Azzahara dan Muhammad Irham Arrasyid. Terimakasih atas segala doa, kasih sayang, semangat, dukungan moril dan materil yang selalu diberikan kepada penulis sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Ibu Fitrianti, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, serta pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
3. Bapak H. Dike F. Putra, S.T, M.Sc. MBA selaku dosen pembimbing lapangan yang telah membantu dan memberikan masukan selama penyusunan Tugas Akhir.
4. Ibu Richa Mellysa, S.T., M.T., selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat serta menyemangati penulis selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
5. Laboratorium komputer Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah menyediakan sarana serta prasarana guna mendukung keberhasilan penelitian Tugas Akhir ini.
6. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T., selaku Kepala Prodi Teknik Perminyakan, Ibu Novrianti, S.T., M.T., selaku Sekretaris Prodi Teknik Perminyakan

dan seluruh Dosen yang ada di Prodi Teknik Perminyakan yang telah membantu penulis selama perkuliahan dan ilmu pengetahuan yang telah diberikan.

7. Seluruh orang terdekat yang telah memberikan semangat kepada penulis yang telah menyemangati penulis tiada henti, teman-teman Prodi Teknik Perminyakan angkatan 2015, Endclass 2015, sahabat seperjuangan Tugas Akhir yaitu Nur Venny Helina, Rizki Triwulanda, Dinda Pamela Fasya, Miftah Huljannah, Puji Tampi Rahayu, Fatimah Azzahro. Tak lupa pula teman seperjuangan dikampus serta teman-teman lain yang tak bias disebutkan satu persatu.

Teriring doa penulis, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengemban ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 02 Juli 2020

Putri Diofita Wulandhary
NPM 153210380

DAFTAR ISI

| | |
|--|-------------|
| HALAMAN PENGESAHAN | i |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | ii |
| KATA PENGANTAR | iii |
| DAFTAR ISI | v |
| DAFTAR GAMBAR | vii |
| DAFTAR TABEL | viii |
| DAFTAR LAMPIRAN | ix |
| DAFTAR SINGKATAN | x |
| DAFTAR SIMBOL | xi |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian..... | 3 |
| 1.3 Manfaat Penelitian..... | 3 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | 4 |
| 2.1. <i>Gas Lift</i> | 4 |
| 2.2. Tipe <i>Gas Lift</i> | 5 |
| 2.2. IPR (<i>Inflow performance relationship</i>) | 7 |
| 2.3. VLP (<i>Vertical Lift Performance</i>) | 9 |
| 2.4. Parameter Dasar Dalam Perencanaan Gas Lift | 9 |
| 2.5. Kelebihan dan Kekurangan Sumur <i>Gas Lift</i> | 13 |
| 2.6. Perangkat Lunak Prosper dan Pipesim | 14 |
| 2.7. Metode Hagedorn & Brown Dan Beggs & Brill (Beggs, 1991) | 15 |
| 2.8. <i>State Of The Art</i> | 16 |

| | |
|--|-----------|
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 18 |
| 3.1 Metode Penelitian..... | 18 |
| 3.2 Tempat Penelitian..... | 18 |
| 3.3 Jadwal Penelitian..... | 18 |
| 3.4 Alur Penelitian..... | 19 |
| 3.5 Data-Data yang Dibutuhkan Dalam Penelitian | 20 |
| 3.6 <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR) | 21 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN | 24 |
| 4.1 Investigasi Parameter Yang Berpengaruh Pada Sistem <i>Gas Lift</i> | 24 |
| 4.2 Investigasi Perbandingan Pengaruh Parameter (WC & GOR) Menggunakan Prosper dan Pipesim..... | 39 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | 41 |
| 5.1 Kesimpulan..... | 41 |
| 5.2 Saran..... | 41 |
| DAFTAR PUSTAKA | 42 |
| LAMPIRAN..... | 45 |

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..... | 6 |
| Gambar 2.4 Hubungan Viskositas Terhadap Tekanan..... | 9 |
| Gambar 2.5 Grafik μ_g vs T untuk Gas Pada Tekanan Atmosfer..... | 10 |
| Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir..... | 15 |
| Gambar 3.2 Kurva IPR Metode Standing..... | 17 |
| Gambar 4.1 Kurva IPR vs VLP Pada Prosper Investigasi WC..... | 18 |
| Gambar 4.2 Kurva IPR vs VLP Pada Pipesim Investigasi WC..... | 20 |
| Gambar 4.3 Kurva IPR vs VLP Pada Prosper Investigasi GOR..... | 21 |
| Gambar 4.4 Kurva IPR vs VLP Pada Pipesim Investigasi GOR..... | 22 |
| Gambar 4.5 Kurva IPR vs VLP Aktual Sumur Pada Prosper..... | 23 |
| Gambar 4.6 Kurva IPR vs VLP Aktual Sumur Pada Pipesim..... | 24 |
| Gambar 4.7 Kurva <i>Gas Lift Design</i> dengan Q_{gi} 0,4 mmscf/d..... | 25 |
| Gambar 4.8 Kurva <i>Gas Lift Design</i> dengan Q_{gi} 0,6 mmscf/d..... | 26 |
| Gambar 4.9 Kurva <i>Gas Lift Design</i> dengan Q_{gi} 0,8 mmscf/d..... | 27 |
| Gambar 4.10 Grafik Desain <i>Gas Lift</i> Manual..... | 28 |
| Gambar 4.11 Grafik Temperatur Desain <i>Gas Lift</i> Manual..... | 29 |
| Gambar 4.12 Grafik Desain <i>Gas Lift</i> dengan Prosper..... | 30 |
| Gambar 4.13 Grafik Desain <i>Gas Lift</i> dengan Pipesim..... | 31 |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 3.1 Jadwal Penelitian..... | 27 |
| Tabel 3.2 Data Sumur DW Lapangan PDW..... | 28 |
| Tabel 3.3 Hubungan Q vs Pwf ass <i>Standing</i> | 30 |
| Tabel 4.1 Hasil Perpotongan Kurva IPR vs VLP..... | 31 |
| Tabel 4.2 Kedalaman Setiap <i>Valve</i> | 32 |
| Tabel 4.3 Hasil Perhitungan <i>Design Gas Lift</i> | 33 |
| Table 4.4 Hasil Perhitungan <i>Design Continuous Gas Lift</i> Prosper..... | 39 |
| Table 4.5 Hasil Perhitungan <i>Design Continuous Gas Lift</i> Pipesim..... | 40 |

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Langkah Input Data Pada Prosper

LAMPIRAN II Langkah Input Data Pada Pipesim

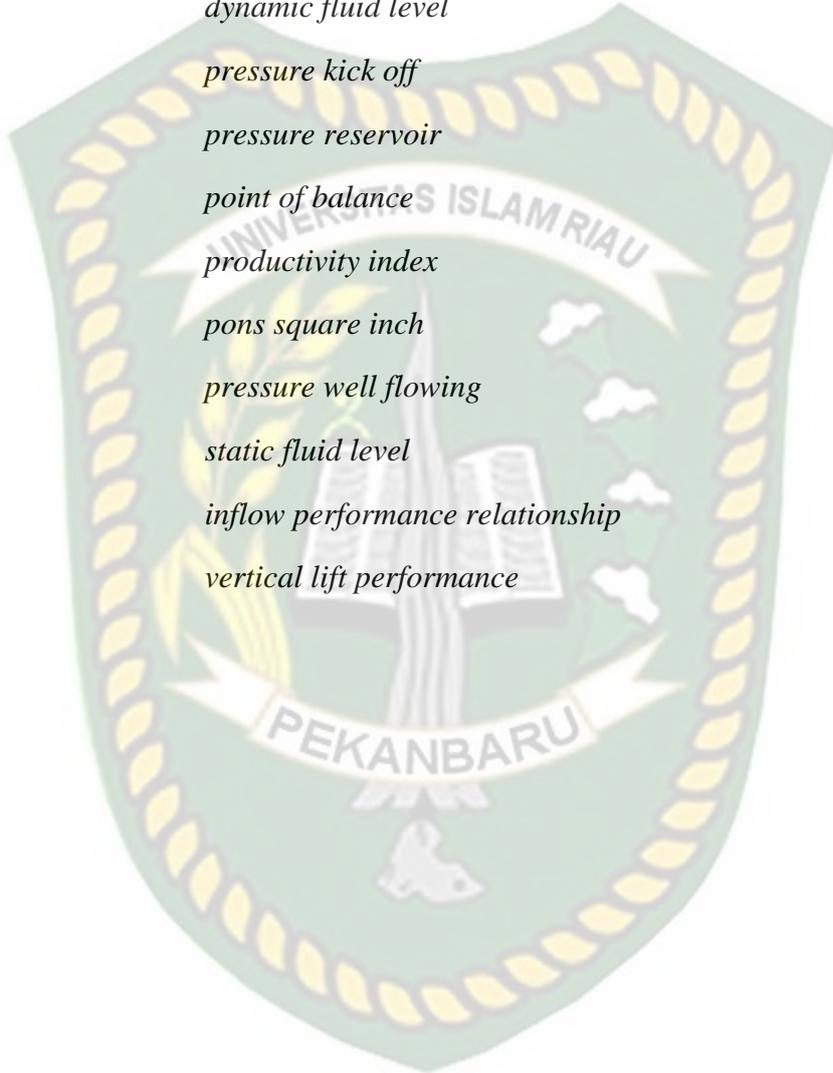


Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-----|--|
| API | <i>American petroleum index</i> |
| BHT | <i>battom hole pressure</i> |
| DFL | <i>dynamic fluid level</i> |
| Pko | <i>pressure kick off</i> |
| Pr | <i>pressure reservoir</i> |
| POB | <i>point of balance</i> |
| PI | <i>productivity index</i> |
| Psi | <i>pons square inch</i> |
| Pwf | <i>pressure well flowing</i> |
| SFL | <i>static fluid level</i> |
| IPR | <i>inflow performance relationship</i> |
| VLP | <i>vertical lift performance</i> |



DAFTAR SIMBOL

| | |
|---------------------------------|---|
| P | = Tekanan, psi |
| D | = Kedalaman Sumur, Ft |
| T | = <i>Temperature</i> , R |
| Qgi | = Jumlah Gas Injeksi, MMSCFD |
| Tpoi | = Temperatur di titik injeksi, R |
| QgiCor | = Volume gas injeksi terkoreksi, MMSCFD |
| PSO | = Tekanan operasi dipermukaan, Psi |
| Pko | = Tekanan “ <i>kick-off</i> ”, psi |
| Pd _{CT} | = Tekanan <i>dome</i> pada temperatur kedalaman, psi |
| Pvo | = Tekanan buka katup <i>gas lift</i> , Psi |
| Pt | = Tekanan dalam tubing pada kedalaman katup,psi |
| Ptro | = Tekanan buka tutup <i>gas lift</i> |
| GLR | = <i>Gas Liquid Ratio</i> , Scf/Stb |
| GOR | = Perbandingan Gas Minyak, Scf/Stb |
| POI | = Kedalaman Titik Injeksi, Ft |
| Pc | = Tekanan Injeksi, Psi |
| PI | = <i>Productivity Index</i> , Bpd/ Psi |
| Pwf | = Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi |
| Pwh | = Tekanan Kepala Sumur, Psi |
| Pws | = Tekanan Statik Sumur, psi |
| Q | = Laju Alir, bbl/day |
| Yg | = <i>Gas Specific Gravity</i> |
| WC | = <i>Water Cut</i> , % |
| Gg | = Gradien Laju Alir gas, SCF/d |
| Ygi | = <i>Specific Gravity gas</i> |
| Tgi | = Gradien temperatur |
| μ | = viskositas, gr/(cm.sec) |
| F | = <i>shear stress</i> , dyne |
| A | = luas bidang parallel terhadap aliran, cm ² |
| $\frac{\partial y}{\partial v}$ | = <i>gradient</i> kecepatan, cm/(sec.cm) |

**MELAKUKAN PERBANDINGAN DAN OPTIMASI PADA
PARAMETER SISTEM *GAS LIFT* (WC & GOR)
MENGUNAKAN PERANGKAT LUNAK PROSPER DAN
PIPESIM**

PUTRI DIOFITA WULANDHARY

153210380

ABSTRAK

Seiring dengan diproduksinya suatu sumur maka performa sumur untuk mengangkat fluida ke permukaan akan semakin menurun. Hal ini disebabkan karena penurunan tekanan reservoir atau laju produksi yang diinginkan terlalu besar dibandingkan dengan tekanan reservoir yang ada, sehingga sumur tidak dapat mengalir secara natural sehingga diperlukan pengangkatan produksi minyak secara buatan (*artificial lift*). Salah satu metode (*artificial lift*) yang dapat digunakan adalah *gas lift*. *Gas lift* bekerja dengan cara menginjeksikan gas ke dalam sumur baik secara terus menerus maupun berkala untuk mengalirkan fluida dari sumur ke permukaan. Parameter yang berpengaruh pada pemilihan *gas lift* antara lain : *Productivity Index* (PI), *Gas Liquid Ratio* (GLR), kedalaman sumur dan mekanisme pendorong reservoir. Pada studi ini akan dilakukan analisa efektivitas penggunaan prosper dan pipesim terhadap performas *gas lift* untuk parameter yang spesifik. Parameter yang akan dianalisa adalah *water cut* dengan nilai 70%, 80%, 90%, 98% dan GOR dengan nilai 2000, 3000, 5000, dan 10000. Kemudian melakukan optimasi produksi sumur dengan menggunakan perangkat lunak prosper dan pipesim, serta membandingkan kapasitas atau kemampuan perangkat lunak dalam menganalisa parameter dari sistem *gas lift*. Menentukan metode untuk mengantisipasi keterbatasan perangkat lunak tertentu dalam menganalisa sistem *gas lift*. Hasil akhir yang didapat menunjukkan skenario yang efektif menggunakan perangkat lunak pipesim dengan 5 valve dengan hasil optimasi nilai Q_{gi} 0,8 mmscf/d yaitu 546 STB/day.

Kata kunci : *Gas lift*, prosper, pipesim, optimasi

**PERFORM COMPARISONS AND OPTIMIZATION ON GAS
LIFT SYSTEM PARAMETERS (WC & GOR) USING PROSPER
AND PIPESIM SOFTWARE**

PUTRI DIOFITA WULANDHARY

153210380

ABSTRACT

As a well is produced, the well's performance to lift fluid to the surface will decrease. This is because the decrease in reservoir pressure or the desired production rate is too large compared to the existing reservoir pressure, so the well cannot flow naturally so it requires the lifting of artificial oil production (artificial lift). One method (artificial lift) that can be used is a gas lift. Gas lift works by injecting gas into the well both continuously and periodically to flow fluid from the well to the surface. The parameters that influence the selection of the gas lift include: Productivity Index (PI), Gas Liquid Ratio (GLR), depth of the well and reservoir driving mechanism. This study will analyze the effectiveness of the use of prosper and pipes on the performance of the gas lift for specific parameters. The parameters to be analyzed are water cut with a value of 70%, 80%, 90%, 98% and GOR with values of 2000, 3000, 5000, and 10000. Then optimize the production of wells using the prosper and pipesim software, and compare capacity or the ability of the software in analyzing the parameters of the gas lift system. Determine methods for anticipating the limitations of certain software in analyzing gas lift systems. The final results obtained show an effective scenario using pipesim software with 5 valves with optimization results Q_{gi} value of 0.8 mmscf/d which is 546 STB/day.

Keywords : *Gas lift, prosper, pipesim, optimization*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kemampuan suatu sumur untuk mengangkat dan memproduksi fluida dari sumur ke permukaan akan semakin menurun seiring dengan diproduksikannya suatu sumur. Penurunan tekanan reservoir dan densitas fluida yang diangkat terlalu besar menjadi salah satu penyebab terjadinya penurunan produksi suatu sumur. Saat tekanan reservoir pada sumur rendah, atau laju alir produksi yang diinginkan lebih tinggi daripada tekanan reservoir yang ada, maka sumur tidak dapat mengangkat fluida secara natural. Apabila sumur produksi sudah tidak mampu mengangkat minyak ke permukaan secara natural, maka diperlukan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*). Minyak diangkat secara buatan (*artificial lift*) dilakukan apabila sumur produksi sudah tidak mampu mendorong minyak sampai ke permukaan. *Artificial lift* merupakan suatu metode pengangkatan buatan yang digunakan untuk memproduksi minyak dari sumur yang telah kehilangan tekanan yang tersedia secara alami di dalam sumur tersebut sehingga tidak mampu lagi mengangkat minyak ke permukaan (Sari et al., 2016).

Gas lift merupakan salah satu metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) yang dapat digunakan. Apabila terdapat sumur gas alam yang dapat digunakan sebagai suplai gas injeksi *gas lift* merupakan metode pengangkatan buatan yang sering dan cocok untuk digunakan. Pemilihan metode *artificial lift* tersebut didasarkan dengan beberapa pertimbangan yaitu kondisi reservoir, kondisi fluida, kondisi sumur produksi, kondisi di permukaan, ketersediaan tenaga listrik, ketersediaan gas, dan lain sebagainya. Metode *gas lift* memiliki beberapa kelebihan daripada metode pompa lainnya, jika pada sumur terdapat masalah kepasiran dan dapat digunakan untuk sumur produksi yang dalam. Cara kerja *gas lift* yaitu dengan menginjeksikan gas bertekanan tinggi ke dalam sumur produksi melalui *annulus* baik secara terus menerus maupun secara berkala untuk mengalirkan dan mengangkat fluida dari sumur ke permukaan. Parameter yang berpengaruh pada pemilihan *gas lift* antara lain : *Productivity Index* (PI), *Gas*

Liquid Ratio (GLR), kedalaman sumur dan mekanisme pendorong reservoir (Dewi & Mandala, 2017).

Ada dua jenis sistem penginjeksian *gas lift* yaitu *continuous gas lift* dan *intermittent gas lift*. *Continuous gas lift* digunakan untuk sumur yang memiliki nilai PI tinggi, nilai PI tinggi ($> 0.5B/D/psi$) dan tekanan statis dasar sumur yang mempunyai nilai PI tinggi (tinggi kolom fluida minimal 70% dari kedalaman sumur). Batasan GLR untuk penerapan *continuous gas lift* sampai dengan 2000 scf/bbl. Sedangkan pada *intermittent gas lift* digunakan untuk sumur yang mempunyai nilai PI rendah ($< 0,5 B/D/psi$) (Ioannis, 2015).

Sumur yang terdapat dilapangan DW ini memiliki nilai PI dan GLR tinggi. Pada studi ini peneliti akan menganalisa efektivitas penggunaan prosper dan pipesim terhadap performa *gas lift* untuk parameter yang spesifik. Parameter spesifik yang akan dianalisa salah satunya adalah *water cut*, karena pada penelitian sebelumnya terjadi error pada *software* prosper yang disebabkan karena nilai dari *water cut* mencapai lebih dari 90%. Maka di penelitian ini dianalisa kembali apakah akan terjadi error yang sama jika data input untuk *water cut* melebihi 90% pada perangkat lunak lain, kemudian dibandingkan dengan perhitungan manual. Pada penelitian ini hanya menggunakan *software* pipesim dan data performa *gas lift* yang didapat dari *software* prosper ada pada penelitian sebelumnya.

Pemodelan sistem sumur produksi mulai dari dasar sumur, pemipaan di permukaan hingga separator dapat dimodelkan dengan menggunakan perangkat lunak pipesim. Perangkat lunak ini dapat menghitung temperatur dan tekanan di sepanjang pipa mulai dari dasar sumur sampai separator. Data yang disediakan yaitu *water cut*, GOR, SG *gas*, minyak, dan air yang akan digunakan untuk memperkirakan sifat fisik minyak, gas dan air (Sugiharto, 2012).

Optimasi produksi sumur merupakan suatu usaha untuk memaksimalkan hasil produksi sumur, baik dari kinerja sumur maupun secara keekonomian. Mengingat semakin terbatasnya sumber gas yang dihasilkan dari sumur-sumur produksi untuk penginjeksian gas, maka upaya peningkatan produksi dilakukan dengan memaksimalkan laju injeksi gas maupun tekanan injeksi untuk sumur-sumur *gas lift* (Iktibar, Sri Wahyuni, & Sulistyanto, 2018). Jones dan Brown mengemukakan

bahwa optimasi *gas lift* sangat dipengaruhi oleh ukuran tubing, tekanan injeksi gas, volume gas injeksi, desain katup *gas lift*, dan tekanan balik permukaan (Dewi & Mandala, 2017).

Hasil yang diharapkan pada penelitian ini nantinya adalah meningkatnya performa sumur *gas lift* yaitu ditandai dengan adanya kenaikan pada laju alir produksi minyak dan kemudian dapat ditentukan *software* apa yang lebih efektif digunakan berdasarkan parameter spesifik yang ditentukan dan lebih selektif dalam memilih *software* yang sesuai dengan kebutuhan lapangan.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu :

1. Membandingkan kapasitas atau kemampuan perangkat lunak prosper dan pipesim dalam menganalisa parameter dari sistem *gas lift*.
2. Menentukan metode untuk mengantisipasi bila terjadi keterbatasan pada perangkat lunak prosper dan pipesim dalam menganalisa sistem *gas lift*.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil dari penelitian dapat menambah pengetahuan dan wawasan pembaca terhadap masalah dalam penelitian ini.
2. Sebagai acuan untuk penelitian lanjutan mengenai penggunaan perangkat lunak yang lebih efektif.

1.4 Batasan Masalah

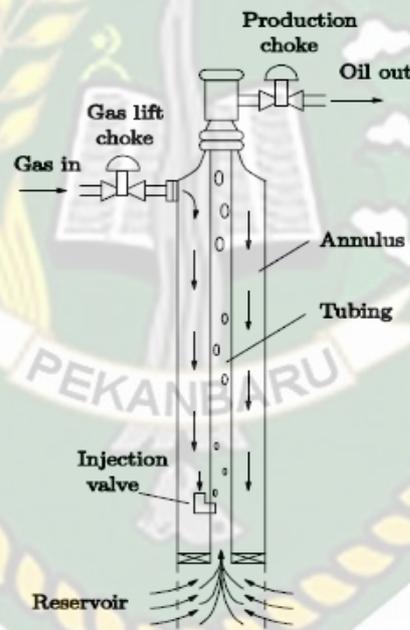
Agar tidak keluar dari tujuan penelitian yang diharapkan, maka penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal sebagai berikut :

1. Penelitian ini berfokus pada pembuatan model suatu sumur dengan perangkat lunak pipesim.
2. Tidak membahas tentang metode atau korelasi yang digunakan oleh perangkat lunak prosper ataupun pipesim.
3. Parameter spesifik yang dibahas adalah *water cut* dengan nilai 70%, 80%, 90%, 98%. GOR dengan nilai 2000 scf/STB, 3000 scf//STB, 5000 scf/STB, dan 10000 scf/STB.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Gas Lift

Gas lift merupakan teknologi untuk memproduksi minyak dan gas dari sumur dengan tekanan reservoir yang rendah dengan mengurangi tekanan hidrostatik pada *tubing*. Gas diinjeksikan ke dalam *tubing*, dan tercampur dengan fluida dari reservoir (Camargo et al., 2008). Gas diinjeksikan ke dalam sumur melalui *annulus* dan masuk ke *tubing* dengan tekanan tinggi merupakan cara kerja pengangkatan buatan *gas lift*. Gas yang telah tercampur dengan fluida di dalam *tubing* akan membuat berat kolom fluida menjadi ringan sehingga fluida dapat dengan mudah diproduksi (Iktibar et al., 2018).



Gambar 2. 1 Gas Lift Schematic (Camargo et al., 2008)

Dinamika arus aliran yang sangat berosilasi tinggi pada suatu sumur *gas lift* dapat digambarkan sebagai berikut :

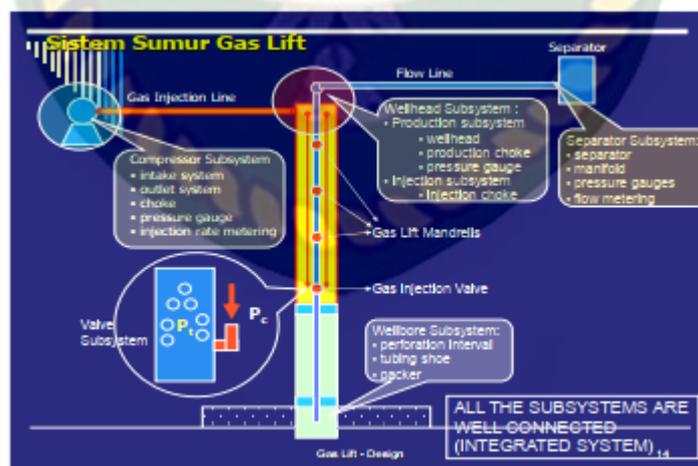
- (1) Gas dari *casing* mulai mengalir kedalam *tubing*. Saat gas memasuki *tubing*, tekanan di *tubing* menurun. Ini mempercepat masuknya gas.
- (2) Gas mendorong bagian utama dari cairan yang keluar dari *tubing*.

- (3) Cairan dalam *tubing* menghasilkan hambatan pemblokiran di bagian hilir lubang injeksi. Oleh karena itu, *tubing* terisi dengan cairan dan *annulus* dengan gas.
- (4) Bila tekanan dibagian hulu, *injection orifice* mampu mengatasi tekanan pada sisi hilir, yang dimulai pada sebuah siklus baru (Camargo et al., 2008)

Kedalaman titik injeksi (*injection depth*) dan laju alir gas yang diinjeksikan (*injection rate*) merupakan parameter penting yang mempengaruhi performa sumur *gas lift* (Sukandar & Sulistiyanto, 2016). Jumlah optimum gas yang diinjeksikan ke kedalaman sumur melalui katup injeksi adalah parameter penting yang harus dihitung, karena apabila gas yang diinjeksikan melampaui batas optimum laju produksi akan menurun (Musnal & Fitrianti, 2017).

Tujuan injeksi gas sebagai *artificial lift* adalah sebagai berikut :

1. Gas yang tercampur dengan fluida formasi dapat meringankan beban diatas katup injeksi, atau mengurangi gradient tekanan aliran dalam *tubing* dengan menambahkan gas kedalam *tubing*.
2. Membentuk kolom gas pada *tubing* yang akan mendorong kolom fluida dalam tubing naik ke permukaan. Sebab berkurangnya densitas fluida, maka tekanan reservoir dapat mendorong fluida ke permukaan.



Gambar 2. 2 Sistem sumur *gas lift* (Musnal & Fitrianti, 2017)

2.2. Tipe *Gas Lift*

Injeksi gas dapat dibedakan menjadi dua cara ditinjau dari cara penginjeksian gas ke dalam sumur, (Ioannis, 2015) yaitu :

1. *Continuous Gas Lift*

Gas diinjeksikan secara terus menerus ke dalam annulus melalui *valve* yang dipasang pada *tubing* hingga masuk ke *tubing*. Gas injeksi dan gas formasi akan mengangkat fluida ke permukaan dengan satu atau lebih dari proses berikut :

- a. Pengurangan densitas fluida dan berat kolom fluida didalam *tubing*, lalu tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) akan berkurang. Penurunan ini mengakibatkan perbedaan tekanan yang semakin besar antara tekanan alir dasar sumur dengan tekanan formasi. Sehingga fluida dari formasi dapat mengalir ke permukaan.
- b. Ekspansi gas injeksi akan mendorong fluida yang akan mengurangi berat kolom fluida di dalam *tubing*, dengan demikian menambah perbedaan tekanan antara formasi dan lubang sumur. Pemindahan *slug* fluida oleh gelembung gas.

Berdasarkan proses kerjanya, *continuous gas lift* dipilih dengan mempertimbangkan :

- a. Untuk mengangkat fluida di sumur yang kapasitasnya sangat besar.
- b. Tidak perlu menggunakan intermitter (pengatur injeksi).
- c. Untuk sumur dengan bermacam kompleks.
- d. Untuk pengangkatan melalui pipa yang sempit.
- e. Untuk sumur dengan GLR tinggi, pada kecepatan aliran rendah.

Batasan digunakannya *continuous gas lift* adalah :

- a. Gas tersedia terus menerus
- b. Kolom fluida lebih tinggi dari 70% total kedalaman
- c. *Produktivitas index* (PI) tinggi ($> 0,5$ BFPD/Psi) dengan P_{wf} tinggi
- d. Namun bila tekanan dan volume gas injeksi yang tersedia cukup besar, *continuous gas lift* dapat dilakukan pada sumur dengan $PI < 0,2$ BFPD/Psi.

2. *Intermittent Gas Lift*

Gas diinjeksikan pada setiap selang waktu tertentu sehingga injeksi gas merupakan siklus injeksi. Digunakan pada sumur yang memiliki P_{wf} dan PI rendah atau salah satunya rendah. Dalam sistem ini produksi dilakukan secara

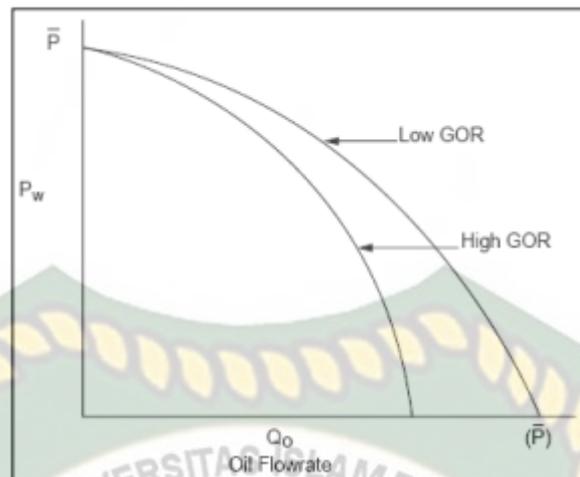
terputus-putus dan didesain untuk memproduksi pada laju sebesar fluida yang masuk ke lubang sumur dari formasi. Pada sistem *intermittent gas lift* ini fluida dibiarkan terakumulasi dan bertambah di dalam *tubing* pada dasar sumur selama proses penutupan sumur. Secara periode, gelombang besar dari gas injeksi bertekanan tinggi diinjeksikan secara cepat ke *tubing* dibawah kolom fluida, lalu kolom fluida akan terdorong ke permukaan. Frekuensi penutupan (*shut in intermittent*) ditentukan oleh jumlah waktu yang diperlukan oleh *slug liquid* untuk masuk ke *tubing*. Lama periode injeksi gas tergantung pada *slug*, berapa lama *slug* cairan sampai ke permukaan. Keterangan :

- PI tinggi apabila nilainya $> 0,5$ bpd/psi
- PI rendah apabila nilainya $< 0,5$ bpd/psi
- BHP tinggi apabila dapat mengangkat kolom cairan minimum 70% atau minimum 40% dari kedalaman sumur.
- BHP rendah apabila kolom cairan yang terangkat kurang dari 70% atau minimum 40% dari kedalaman sumur.

Pada penelitian ini, tipe sumur kajian adalah *continuous gas lift* karena tipe ini digunakan pada sumur dengan PI dan Pwf besar serta kolom fluida dalam sumur minimum 40% dari kedalaman sumur.

2.2. IPR (*Inflow performance relationship*)

Saat memproduksi suatu sumur, sangat diperlukan informasi tentang kelakuan dari reservoir yang diproduksi. Kelakuan reservoir biasanya ditunjukkan dengan adanya aliran dari reservoir yang disebabkan oleh adanya tekanan reservoir (P_r). Aliran dari reservoir kelubang sumur dinamakan *inflow performance*, dan *inflow performance relationship* untuk kurvanya atau disebut juga dengan kurva IPR (Hermadi, 2016). Kurva *inflow performance relationship* (IPR) merupakan kurva yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Pembuatan kurva IPR terlebih dahulu harus diketahui nilai *productivity index* (PI) sumur yang didefinisikan sebagai gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan sumur untuk berproduksi (Musnal, 2014).



Gambar 2.3 Contoh kurva IPR (Hermadi, 2016)

IPR didefinisikan dalam *range* tekanan antara tekanan reservoir rata-rata dan tekanan atmosfer. Laju alir yang sesuai dengan tekanan atmosfer disebut juga sebagai *absolute open flow potential* (AOFP) dari sumur. Ketika sumur dalam kondisi *shut-in*, laju alir selalu nol ketika P_w merupakan tekanan reservoir rata-rata.

2.2.1. IPR Metode Standing

Metode standing merupakan persamaan Vogel yang dimodifikasi berdasarkan kenyataan bahwa formasi sumur mengalami kerusakan (*damage*) dan akan terjadi kehilangan tekanan tambahan. Syarat menggunakan metode standing adalah (Mahenda et al., 2014) :

- P_w ideal (tidak dipengaruhi oleh faktor skin)
- P_w aktual (dipengaruhi faktor skin)
- FE (*flow efficiency*)

Persamaan untuk mencari nilai FE adalah sebagai berikut :

$$FE = \frac{(P_s - P_{wf}')}{(P_s - P_{wf})} \quad (1)$$

Untuk mencari P_{wf} ideal menggunakan persamaan :

$$P_{wf}' = P_s - FE(P_s - P_{wf}) \quad (2)$$

Dan persamaan metode standing nya sebagai berikut :

$$\frac{Q_o}{Q_{max}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \left[\frac{P_{wf'}}{P_s} \right] - 0,8 \left[\frac{P_{wf'}}{P_s} \right]^2 \quad (3)$$

2.3. VLP (*Vertical Lift Performance*)

VLP membawa aliran fluida melalui *tubing* produksi, kepala sumur, dan *flowline* di permukaan. Menganalisis aliran fluida secara umum meliputi penentuan penurunan tekanan di setiap bagian sistem aliran. Ini merupakan masalah yang kompleks, karena meliputi aliran simultan dari minyak, gas, dan air (aliran multifasa), yang membuat penurunan tekanan tergantung pada banyak variabel, beberapa diantaranya saling bergantung. Solusi analitik tidak ditemukan untuk masalah ini, namun sebaliknya untuk memprediksi penurunan tekanan dalam aliran multifasa telah dikembangkan korelasi empiris dan metode mekanistik. Untuk penurunan tekanan dalam pipa vertikal, horizontal, dan *directional* sudah disediakan oleh program computer dan model tersebut (Abdel-Aal et al., 2003).

Vertical Lift Performance didefinisikan sebagai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi tekanan permukaan konstan. Biasanya disebut juga dengan *tubing intake* atau *outflow performance* pada sumur produksi (Brill & Mukherjee, 1999). Pada VLP dari sumur gas terdiri dari komponen penurunan tekanan hidrostatik dan gesekan. Namun tekanan gesekan cenderung lebih besar, beda hal dengan reservoir *liquid*, maka diameter *tubing* dan pemilihannya merupakan hal yang penting untuk sumur gas (J. Economides et al., 1993).

2.4. Parameter Dasar Dalam Perencanaan Gas Lift

Parameter dasar harus dipahami sebelum merencanakan dan mengevaluasi sumur *gas lift* (Amin, 2013). Parameter tersebut adalah :

1. *Productivity index (PI)*

Productivity index merupakan indek yang menyatakan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi minyak pada suatu sumur dalam kondisi tertentu. PI juga didefinisikan sebagai perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu nilai tekanan alir dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur saat terjadi aliran (P_{wf}), dapat dinyatakan dalam persamaan :

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \text{ bbl/d /psi} \quad (4)$$

2. Gradient Tekanan Cairan

Gradient tekanan suatu cairan didefinisikan sebagai besarnya perubahan tekanan terhadap suatu perubahan kedalaman sumur, biasanya dinyatakan dalam psi/ft dari kedalaman vertikal.

$$\text{Tekanan (psi)} = \text{gradien tekanan} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) \times \text{kedalaman vertikal (ft)} \quad (5)$$

Tekanan disetiap titik kedalaman sumur akan selalu berbeda, perbedaan ini diakibatkan oleh berat kolom fluida tersebut. Perbedaan tekanan untuk setiap kedalaman disebut gradien tekanan vertikal.

3. Tekanan dan Temperatur Terhadap Viskositas

Viskositas minyak sangat tergantung pada tekanan dan temperatur. Viskositas minyak menurun sementara tekanan dan temperatur meningkat. Ini akan menurun secara signifikan dalam tekanan larut. Hal ini dapat terjadi karena gas perlahan-lahan mulai larut dalam cairan. Dan ketika nilai viskositas turun secara drastis, kondisi ini menunjukkan bahwa viskositas telah mencapai titik larut yang berarti bahwa dua karakteristik yang berbeda dari substansi mulai bercampur. Terjadinya pencampuran dua zat sebelum dan setelah mencapai kondisi tercampur adalah karena pengaruh tekanan dan suhu. Tekanan dan suhu berbanding lurus, tapi berbanding terbalik dengan viskositas fluida. Perubahan tekanan akan sangat berdampak pada viskositas minyak selama fase tidak bercampur. Berarti kondisi terbaik pada performa gas lift adalah sebelum tahap larut (Fitrianti et al., 2018).

Gas yang terinjeksi akan membantu memproduksi minyak ke permukaan dengan membentuk *slug*. Tekanan dan temperatur merupakan *critical parameter* yang berpengaruh besar dalam menurunkan nilai viskositas dan densitas. Karena pada saat kondisi viskositas dan densitas menurun, gas yang diinjeksikan mulai larut terhadap liquid sehingga dapat terangkat ke permukaan (Ezer, 2011).

4. Viskositas

Viskositas merupakan parameter penting yang mengindikasikan daya tahannya terhadap aliran dan digunakan pada persamaan dan proses aliran. Viskositas hanya dapat diukur apabila fluida bergerak. Viskositas ada karena gaya tarik menarik antara lapisan cairan yang berdekatan (gesekan internal antar molekul, terpisah antara cairan dan dinding pipa).

Viskositas cairan dapat berubah terhadap suhu. Viskositas menurun jika suhu meningkat, sedangkan viskositas gas menurun pada awal meningkatnya suhu dan terus meningkat seiring dengan naiknya suhu (Cendra, 2018).

5. Viskositas Minyak

Viskositas minyak merupakan ukuran besarnya keengganan minyak untuk mengalir. Viskositas dinyatakan dengan persamaan (Widyatmoko, 2018):

$$\mu = \frac{F}{A} \times \frac{\partial y}{\partial v} \quad (6)$$

Keterangan :

μ = viskositas, gr/(cm.sec)

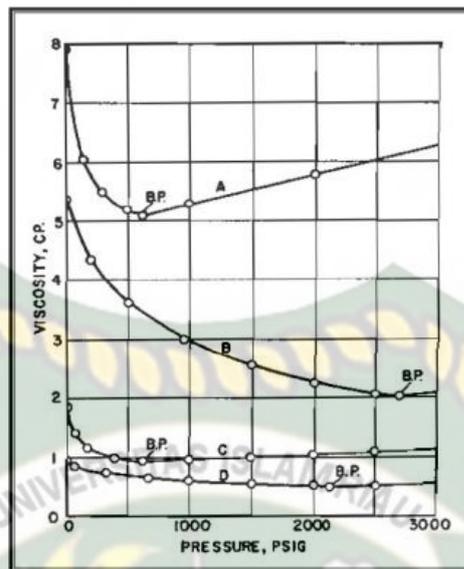
F = *shear stress*, dyne

A = luas bidang parallel terhadap aliran, cm²

$\frac{\partial y}{\partial v}$ = *gradient* kecepatan, cm/(sec.cm)

Viskositas minyak dipengaruhi oleh beberapa factor sebagai berikut :

- Temperatur, seiring dengan naiknya nilai temperatur maka viskositas akan menurun.
- Tekanan, pada tekanan dibawah P_b (*bubble point*) maka viskositas turun dengan naiknya tekanan tapi saat tekanan diatas tekanan *bubble point* maka viskositas akan naik seiring naiknya tekanan.
- Jumlah gas terlarut, semakin banyak gas didalam cairan maka viskositas akan turun.



Gambar 2.4 Hubungan Viskositas Terhadap Tekanan (Widyatmoko, 2018)

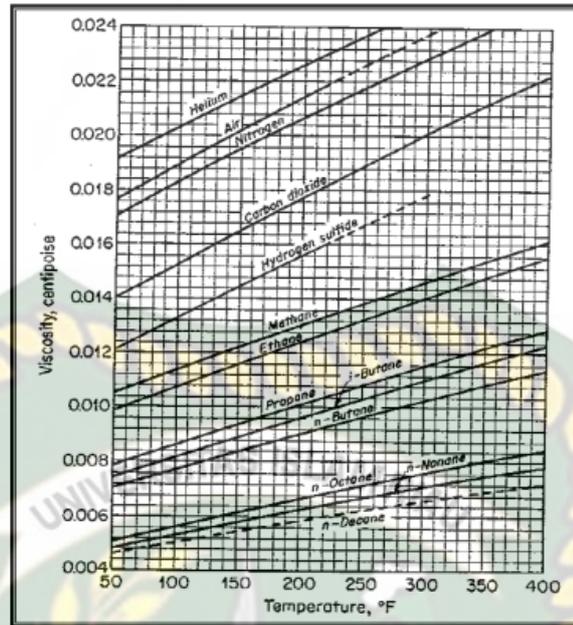
Nilai viskositas minyak sangat tergantung pada tekanan dan suhu. Apabila suhu naik dan tekanan turun, maka viskositas akan turun. Sebaliknya apabila suhu turun dan tekanan naik, maka viskositas akan naik (Sugihardjo & Purnomo, 2009).

6. Viskositas Gas

Viskositas gas merupakan ukuran tahanan gas terhadap aliran. Gas memiliki viskositas yang rendah. Viskositas gas hidrokarbon umumnya lebih rendah dari pada gas non hidrokarbon. Ada dua jenis viskositas, yaitu :

- Viskositas dinamik, adalah perbandingan antara tegangan geser terhadap gradient kecepatan dengan satuan *poise* atau *centipoise*.
- Viskositas kinematik, adalah perbandingan antara viskositas dinamik terhadap kerapatan dengan satuan *stoke* atau *centistoke*.

Dalam perhitungan reservoir maupun produksi umumnya digunakan viskositas dinamik. Korelasi grafis merupakan salah satu cara untuk menentukan viskositas gas, cara ini untuk menentukan viskositas gas campuran pada sembarang tekanan maupun suhu dengan memperhatikan adanya gas yang ikut, seperti H_2S , CO_2 , dan N_2 . Adanya gas non hidrokarbon tersebut akan memperbesar viskositas gas campuran.



Gambar 2.5 Grafik μ_g vs T untuk Gas Pada Tekanan Atmosfer
(Widyatmoko, 2018)

7. Densitas Fluida

Densitas merupakan perbandingan massa per volume dari suatu fluida pada kondisi suhu dan tekanan tertentu. Dengan naiknya tekanan reservoir maka densitas fluida juga naik (Sugihardjo & Purnomo, 2009).

2.5. Kelebihan dan Kekurangan Sumur *Gas Lift*

2.5.1. Kelebihan Sumur *Gas Lift*

1. Biaya awal untuk peralatan *downhole* sangat murah.
2. Laju alir produksi dapat dikontrol dari permukaan.
3. Masalah kepasiran tidak berpengaruh pada peralatan *gas lift*.
4. Kemiringan lubang sumur tidak berpengaruh.
5. Tidak perlu perawatan khusus karena peralatan yang bergerak tidak banyak.
6. Biaya operasi murah.
7. Peralatan penting (*gas compressor*) pada *gas lift system* dipasang di permukaan sehingga mudah di *maintenance*.

2.5.2. Kekurangan Sumur *Gas Lift*

1. Memerlukan sumber gas yang cukup.

2. Bila gas yang digunakan bersifat korosif akan menambah biaya operasi.
3. Tidak efisien untuk lapangan yang kecil jika peralatan *compression* diperlukan.
4. *Problem gas freezing* dan *hydrate*.
5. *Problem safety* untuk tekanan gas yang tinggi.

2.6. Perangkat Lunak Prosper dan Pipesim

1. Perangkat Lunak Prosper

Salah satu simulator IPM (*integrated production model*) yaitu prosper, dapat digunakan untuk pembuatan pemodelan sumur, analisa performa suatu sistem sumur. Berikut merupakan beberapa kegunaan *software* prosper :

1. Menggunakan korelasi *black oil* untuk sifat fisik fluida. Dapat mengimpor seluruh data PVT kedalam bentuk tabel.
2. Dapat digunakan untuk membuat model reservoir, *single layer*, *multilayer* atau *multilateral well*. Semua aspek optimisasi dari *design completion*, perforasi dan *gravel pack*.
3. Prediksi tekanan dan temperatur disepanjang performa *flowline* di permukaan, sumur injeksi, dan sumur produksi.
4. Memudahkan dalam konfigurasi optimasi *choke*, *tubing*, dan performa *flowline* di *surface*.
5. Merancang, optimasi dan *troubleshoot* (memecahkan masalah) pada sistem pengangkatan buatan, *gas lift*, *coiled tubing*, *sucker rod pump* (SRP), HSP (*hydraulic pump*), ESP, *jet pump*, PCP.
6. Perhitungan *choke*, dapat memprediksi laju alir berdasarkan ukuran *choke* untuk menetapkan laju alir produksi tertentu, kurva performa *choke*.
7. Korelasi aliran multifasa untuk mencocokkan data perhitungan lapangan untuk menghasilkan kurva VLP (*Vertical Lift Performance*).
8. Mencocokkan data asli PVT, IPR, dan VLP. Untuk estimasi performa sumur kedepannya. (Ioannis, 2015)

Pada perangkat lunak prosper untuk *vertical lift correlation* digunakan metode Hagedorn & Brown, dan pada *surface equipment correlation* digunakan metode Beggs & Brill.

2. Perangkat Lunak Pipesim

Perangkat lunak pipesim dapat digunakan untuk mempermudah dalam mendesain maupun mengoptimisasi sumur, baik sumur yang masih natural *flowing* maupun yang sudah menggunakan pengangkatan buatan seperti ESP, SRP, dan *gas lift*. Pipesim juga dapat memudahkan dalam analisa pemipaan produksi dari reservoir sampai ke permukaan (Permanahend, 2016). Pipesim yang digunakan pada penelitian ini yaitu pipesim versi 2009. Berikut merupakan beberapa kegunaan *software* pipesim (L. Guide, 2005) :

1. *Pipeline and Facilities*. Model aliran multifasa lengkap dengan kemampuan “*system analysis*”. Termasuk aliran multifasa di *flowlines* dan *pipelines*, perhitungan dari koefisien *heat transfer*, kinerja pemodelan *flowline* dan peralatannya (*system analysis*).
2. Analisa performa sumur. Model aliran multifasa lengkap dengan kemampuan *system nodal analysis*. Termasuk *well optimization*, *well design*, *well inflow performance modeling*, *gas lift design*, *gas lift performance modeling*, *ESP design*, *ESP performance modeling*, *horizontal well modeling*, *injection well design*, *annular and tubing flow*.
3. *Network analysis module*. Fitur model jaringannya termasuk jaringan khusus penyelesaian algoritma untuk model sumur yang jaringannya besar. Pemodelan *thermal* yang tepat untuk semua komponen jaringan. Pemodelan kemampuan performa laju alir sumur. Model peralatan pada *pipeline*. Jaringan pengumpul dan distribusi.
4. Optimasi produksi. Melakukan optimasi produksi pada pengangkat buatan (*artificial lift*) seperti ESP dan *gas lift* pada lapangan minyak. Kemudian akan diprediksi kuantitas optimal dari *artificial lift* untuk mengoptimalkan produksi minyak di lapangan tertentu.
5. Sumur multilateral dan perencanaan lapangan. *Flow correlation* yang digunakan yaitu metode *Hagedorn and Brown*.

2.7. Metode Hagedorn & Brown Dan Beggs & Brill (Beggs, 1991)

a. Metode Hagedorn & Brown

Batasan digunakannya metode hagedorn & brown adalah :

1. Digunakan pada kedalaman lebih kurang 1500 ft.
 2. *Tubing size* 1 ¼ sampai 2 7/8 inch.
 3. Viskositas minyak 10, 35, 110 cp.
 4. Akurat untuk nilai *water cut* berapa saja.
 5. Untuk nilai GOR besar dari 5000 mengalami *overpredicted*.
 6. *Overpredicted* untuk nilai API 13° sampai 25°, dan *underpredicted* untuk nilai API 40° sampai 56°.
- b. Metode Beggs & Brill

Batasan digunakannya metode beggs & brill adalah :

1. Untuk *gas flow rate* 0 sampai 300 mscf/d.
2. Tekanan rata - rata sistem yaitu 35 sampai 95 psia.
3. Diameter pipa yang digunakan 1 & 1,5 inch.
4. *Liquid hold* yaitu 0 sampai 0,870.
5. Gradient tekanan yang digunakan yaitu 0 sampai 0,8 psi/ft.
6. Jika nilai GOR yang digunakan besar dari 5000 akan terjadi eror.

2.8. State Of The Art

Pada tahun 2016 dilakukan penelitian oleh Deny Handryansyah, Djoko Sulistiyanto, dan Hari K. Oestomo tentang pengembangan salah satu lapangan minyak untuk meningkatkan produksi minyak di lapangan tersebut menggunakan simulasi lapangan. Perangkat lunak IPM yang digunakan salah satunya adalah prosper. Beberapa data parameter kondisi awal di lapangan di input ke perangkat lunak tersebut. Setelah dilakukan pengerjaan pemodelan sumur dan didapat hasil pada tiap lapisan yang diproduksi untuk alokasi produksi dan sesuai dengan kondisi awal sumur. Masalah yang dihadapi pada penelitian ini yaitu permeabilitas yang kecil sehingga hasil yang diinginkan mengalami ketidakcocokan pada metoda *material balance* (Handryansyah et al., 2016).

Redha Iktibar, M. G Sri Wahyuni, dan Djoko Sulistiyanto melakukan penelitian dengan mengoptimisasi injeksi gas untuk meningkatkan laju alir minyak menggunakan perangkat lunak prosper. Hasil optimasi yang didapat tertera dalam bentuk tabel. Hasil optimisasi yang didapat yaitu, jumlah minyak yang diproduksi masih bisa bertambah dan gas yang terangkat dapat ditingkatkan (Iktibar et al., 2018). Pada penelitian ini terdapat kekurangan bahwa tidak di

jelaskan bagaimana dan apa saja parameter yang mempengaruhi dalam beroperasinya perangkat lunak prosper ini.

Menurut jurnal teknologi yang di publikasikan pada tahun 2018 tentang penentuan best-fit korelasi aliran multifasa untuk water cut tinggi menggunakan perangkat lunak prosper bahwa, kenaikan water cut menyebabkan dampak kecil terhadap kurva IPR dan VLP. Dari water cut 0% sampai 56%, terjadi kenaikan pada AOF dari kurva IPR dari 2420 STB/day ke 2663 STB/day dan laju alir produksi berubah dari 1836 STB/day ke 2038 STB/day. Namun water influx juga mengalami kenaikan secara bertahap (Ismail et al., 2018).

Menurut Thalib & Permatasari, 2017, perbandingan perhitungan desain *engineering* dengan simulasi dengan *software* pipesim tidak memiliki selisih perbedaan yang besar sehingga desain kalkulasi masih mampu mengakomodir kondisi operasional. Simulasi dengan *software* pipesim terhadap kondisi aktual tidak memiliki selisih penurunan tekanan yang signifikan.

Menurut Umam, 2016, semakin besar diameter pipa maka semakin kecil *pressure drop* yang didapat. Semakin tinggi nilai *mass flowrate* maka nilai *pressure drop* akan semakin besar dan sebaliknya jika nilai *mass flowrate* rendah maka *pressure drop* akan semakin kecil. Menggunakan perangkat lunak pipesim, pemodelan *pressure drop* pada sumur gas menggunakan persamaan korelasi Gilbert dan metode Beggs-Brill lalu divalidasi dengan simulasi analisa sistem nodal menunjukkan nilai rata-rata error sebesar 6,7 %.

Menurut Dewi & Mandala, 2017, laju alir produksi dapat ditingkatkan dengan menaikkan laju alir gas injeksi (Q_{gi}) dan tekanan injeksi permukaan (P_{so}). Optimasi gas lift bergantung pada kenaikan laju alir gas injeksi dan tekanan injeksi permukaan. Menurut Dewi & Mandala, 2017, perbandingan *redesign* dengan simulator pipesim *new spacing* dan desain manual hasilnya cenderung sama. Sehingga digunakan *new spacing* yang dinilai lebih teliti.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Dalam penyusunan tugas akhir ini, experimental riset dengan cara melakukan simulasi permodelan dengan *software* pipesim dan prosper kemudian melakukan analisa dengan data lapangan maupun melakukan pengumpulan data yang akan diperlukan guna untuk mendukung kelancaran penelitian yang akan dilakukan. sebagai berikut :

1. Mengumpulkan referensi yang relevan dengan topik penelitian, meliputi buku-buku, jurnal, dan report yang ada di lapangan.
2. Mengumpulkan data-data seperti data produksi, kompleksi dan reservoir.
3. Menginput data yang telah dipersiapkan ke dalam *software* pipesim.
4. Melakukan pembahasan untuk diambil kesimpulan.

3.2 Tempat Penelitian

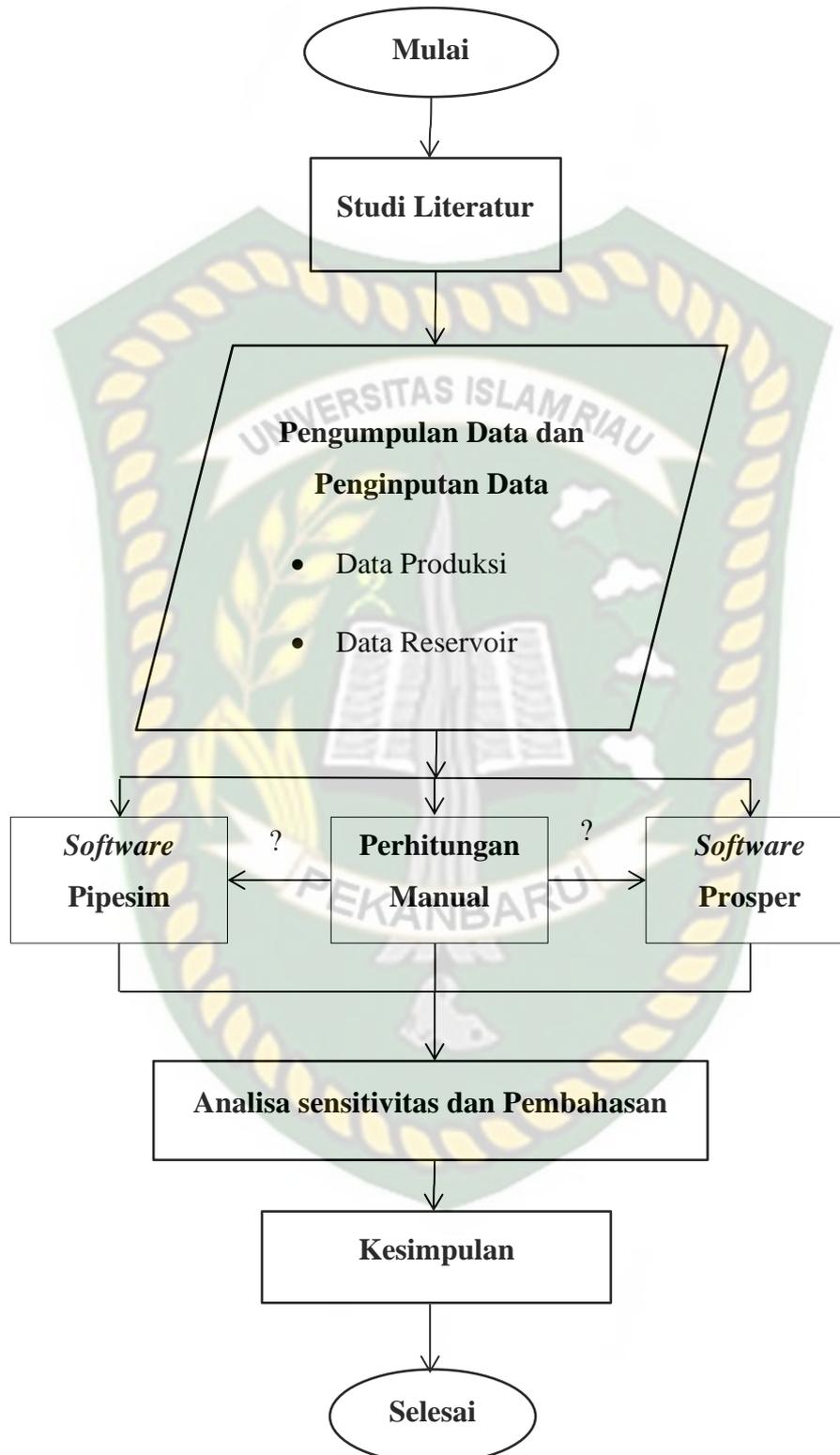
Penelitian ini dilakukan di laboratorium komputer Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

3.3 Jadwal Penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

| No | Kegiatan | Tahun 2020 | | | | | | | | | | | |
|----|------------------------|------------|---|---|---|----------|---|---|---|-------|---|---|---|
| | | Januari | | | | Februari | | | | Maret | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Studi Literatur | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Penginputan Data | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Validasi Model | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Uji Sensitivitas | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Analisa Data dan Hasil | | | | | | | | | | | | |

3.4 Alur Penelitian



Gambar 3. 1 Diagram Alir Tugas Akhir

3.5 Data-Data yang Dibutuhkan Dalam Penelitian

Untuk dapat melakukan perbandingan dan optimasi *gas lift* dengan perangkat lunak prosper, pipesim dan perhitungan manual, perlu dilakukan persiapan data terlebih dahulu. Adapun data-data sumur DW lapangan PDW dapat dilihat pada Tabel 3.1 berikut.

Tabel 3.2 Data Sumur DW Lapangan PDW

| No | Data | Ukuran | Satuan |
|----|--------------------------|-----------------|----------|
| 1 | Mid Perfo = | 7419,61942 | Ft |
| 2 | Packer = | 7241,167 | Ft |
| 3 | Pr = | 1955,000 | psi |
| 4 | Pwf = | 1091,000 | psi |
| 5 | Q test = | 1041 | Bfpd |
| 6 | PI = | 1,205 | Bfpd/psi |
| 7 | Water Cut = | 0,98 | |
| 8 | API = | 32 | |
| 9 | BHT = | 282 | °F |
| 10 | WHT = | 155 | °F |
| 11 | GLR Total = | 500 | Scf/bbl |
| 12 | SG Gas = | 0,7 | |
| 13 | SG Water = | 1,01 | |
| 14 | SG Oil = | 0,865 | |
| 15 | Killing Fluid Gradient = | 0,433 | psi/ft |
| 16 | Pko = | 170 | psi |
| 17 | Pso = | 644 | psi |
| 18 | Pwh = | 90 | psi |
| 19 | Static Fluid Level = | 2904,608 | Ft |
| 20 | Dynamic Fluid Level = | 4899,989 | Ft |
| 21 | Gas Lift Type = | Continuous Flow | |
| 22 | Tubing Size ID = | 2,875 | Inch |
| 23 | Casing Size ID = | 9,625 | Inch |
| 24 | Port Size = | 20,0000 | Inch |
| 25 | Av/Ab = | 0,094 | |
| 26 | R = | 0,126 | |

3.6 Inflow Performance Relationship (IPR)

3.6.1 IPR Standing

1. Persamaan untuk mencari nilai FE adalah sebagai berikut :

$$FE = \frac{(P_s - P_{wf'})}{(P_s - P_{wf})} \text{ diketahui } FE = 0,75$$

2. Untuk mencari Pwf ideal menggunakan persamaan :

$$P_{wf'} = P_s - FE(P_s - P_{wf})$$

$$P_{wf'} = 1955 - 0,75(1955 - 1091)$$

$$P_{wf'} = 1307 \text{ psi}$$

3. Besarnya laju alir maksimum (Qmax) sebagai berikut :

$$Q_{max} = \left(\frac{Q_o}{1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf'}}{P_r} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf'}}{P_r} \right)^2} \right)$$

$$Q_{max} = \left(\frac{1041}{1 - 0,2 \times \left(\frac{1307}{1955} \right) - 0,8 \times \left(\frac{1307}{1955} \right)^2} \right)$$

$$Q_{max} = 2046,3 \text{ BFPD}$$

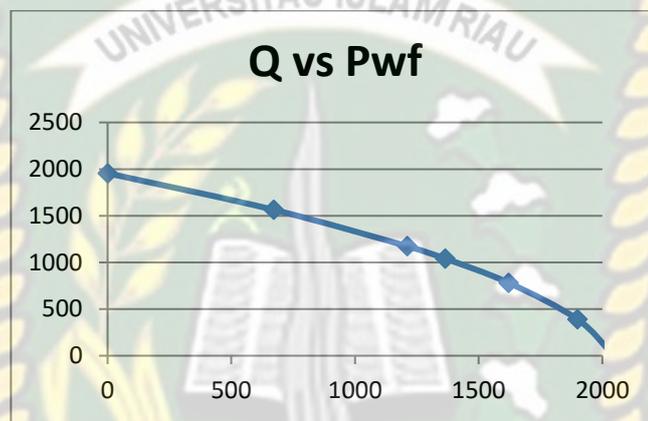
4. Menghitung Qo dengan Pwf, dengan persamaan sebagai berikut :

$$\frac{Q_o}{Q_{max}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \left[\frac{P_{wf'}}{P_s} \right] - 0,8 \left[\frac{P_{wf'}}{P_s} \right]^2$$

5. Memplot Q dengan Pwf untuk mendapatkan kurva IPR

Tabel 3. 3 Hubungan Q vs Pwf ass

| Pwf ass | Q |
|---------|-----------|
| 0 | 2046,2615 |
| 391 | 1898,9307 |
| 782 | 1620,6391 |
| 1041 | 1364,1918 |
| 1173 | 1211,3868 |
| 1564 | 671,17379 |
| 1955 | 0 |



Gambar 3. 2 Kurva IPR Metode Standing

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Allah SWT telah mengisyaratkan agar manusia mempelajari ilmu pengetahuan dalam surat Al-alaq ayat 1-5, perintah Allah dalam firman-Nya yang berbunyi : “Bacalah dengan (menyebut) nama Tuhanmu yang telah menciptakan. Dia menciptakan manusia dari segumpal darah. Bacalah dan Tuhanmulah Yang Maha Pemurah. Yang mengajari manusia dengan perantaraan kalam. Dia mengajari manusia apa yang belum diketahuinya”. Alam semesta yang telah diciptakan oleh Allah ini lah yang harus dibaca atau dipelajari karena ilmu pengetahuan sudah ada sejak manusia diciptakan oleh Allah SWT. Hubungan Al-quran dengan ilmu pengetahuan dan teknologi sangat erat kaitannya. Ilmu yang terkandung dalam ayat-ayat Al-quran ada yang langsung mudah dipahami dan ada yang harus direnungkan terlebih dahulu untuk memahaminya.

Dalam surat Ar-rahman, 55: 33 yang berbunyi : “Hai sekalian jin dan manusia, jika kamu sanggup menembus (melintasi) penjuru langit dan bumi, maka lintasilah, kamu tidak dapat menembusnya kecuali dengan kekuatan”. Untuk manusia yang hidup pada zaman maju sekarang ini, tidak sulit untuk mengatakan bahwa kekuatan yang dimaksud adalah penguasaan ilmu pengetahuan dan teknologi tentang peroketan yang dapat mengantarkan manusia ke luar angkasa begitu juga dalam dunia minyak dan gas bumi, semakin berkembang teknologi semakin banyak teknologi perangkat lunak atau *software* baru yang dapat digunakan untuk memudahkan pekerjaan yang tadinya hanya menggunakan perhitungan manual, contohnya seperti perangkat lunak prosper dan pipesim.

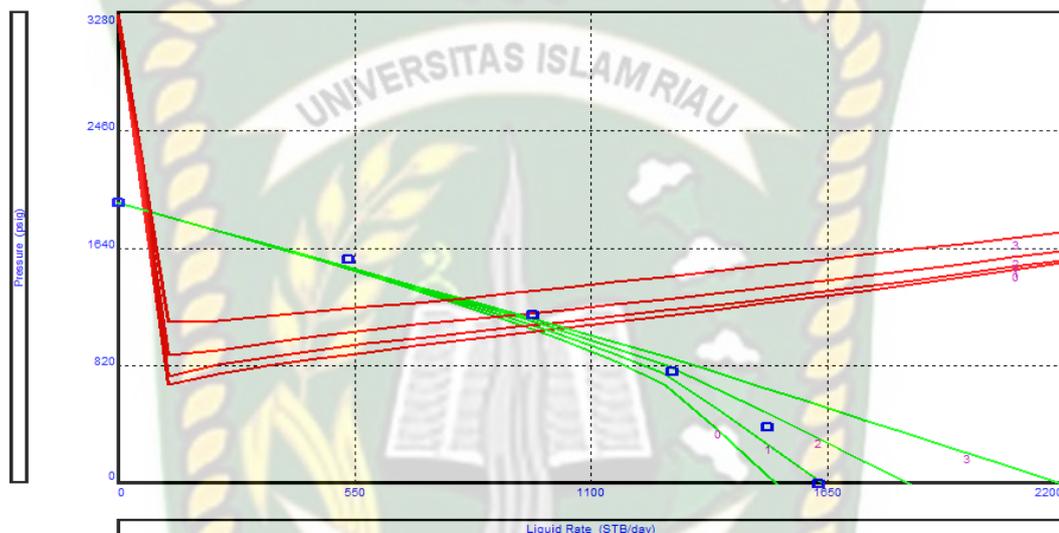
Pada penelitian tugas akhir ini, pemodelan dilakukan dengan bantuan perangkat lunak prosper, pipesim dan akan dilakukan perhitungan secara manual. Data-data yang didapat dari perusahaan akan di input ke masing masing perangkat lunak dan juga perhitungan manual. Kemudian setelah didapat hasilnya maka dilakukan analisa perbandingan antara prosper, pipesim dan manual.

4.1 Investigasi Parameter Yang Berpengaruh Pada Sistem *Gas Lift*

4.1.1 Investigasi *Water Cut*

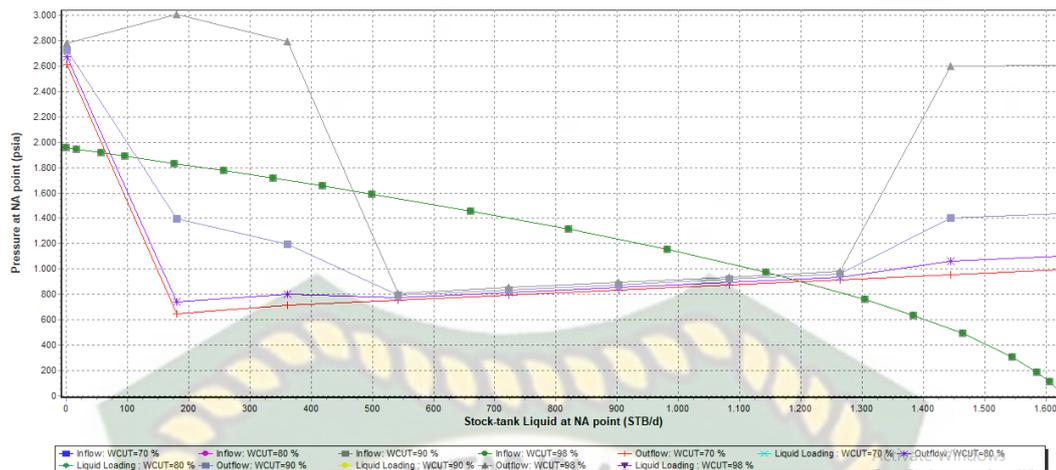
Pada sub bab ini akan dilakukan investigasi *water cut* dengan menggunakan perangkat lunak prosper dan pipesim. Dengan mengetahui nilai *water cut* dapat

diketahui bagaimana performa dari sumur produksi apakah masih optimal untuk memproduksi minyak. Nilai *water cut* yang digunakan diperoleh dari data perusahaan sumur minyak pada lapangan PDW. Lapangan PDW memiliki nilai *water cut* 98%. Nilai *water cut* tersebut dikategorikan tidak optimal karena jumlah air yang terproduksi sebanyak 98% dari fluida yang tersedia. Investigasi dilakukan dengan melakukan 4 skenario *water cut*. Pemodelan dilakukan dengan membangun kurva IPR vs VLP.



Gambar 4.1 Kurva IPR vs VLP Pada Prosper Investigasi WC

Pada gambar 4.1 didapat kurva IPR vs VLP yang dihasilkan dengan melakukan sensitivitas nilai *water cut* 70%, 80%, 90% dan 98%. Nilai AOF untuk masing-masing sensitivitas pada gambar tersebut berbeda-beda disebabkan oleh nilai *water cut* yang semakin tinggi maka laju alir produksinya semakin tinggi pula. Untuk hasil yang didapat pada kurva VLP juga mendapatkan hasil yang berbeda-beda. Semakin kurva VLP tersebut melengkung kebawah maka semakin optimal *tubing* tersebut memproduksi fluida ke permukaan. Laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk nilai *water cut* 70%, 80%, 90% dan 98% adalah 981,7 STB/day, 964,9 STB/day, 916,9 STB/day dan 798,8 STB/day pada tekanan alir dasar sumur sebesar 1061,77 psi, 1105,13 psi, 1173,89 psi dan 1290,42 psi.

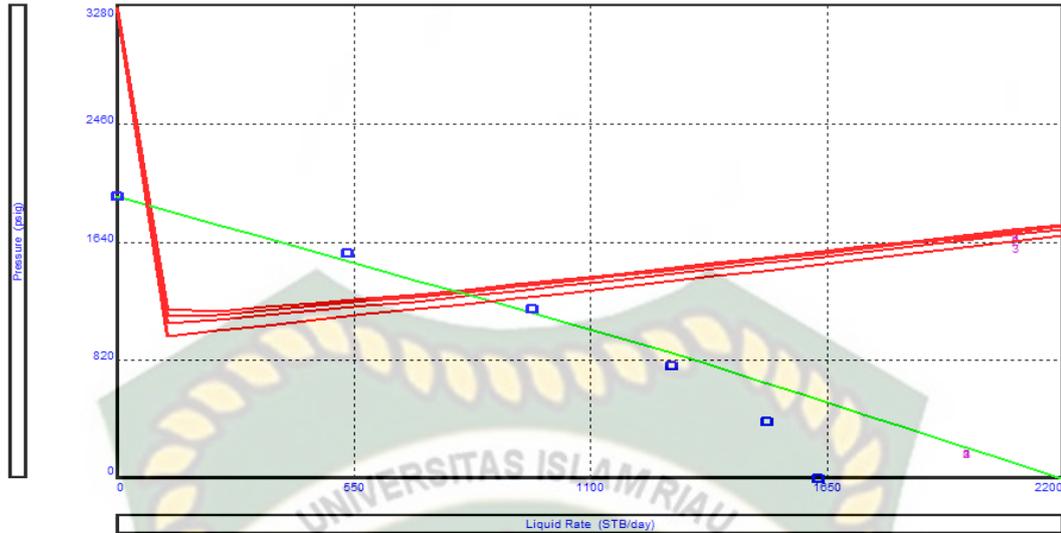


Gambar 4.2 Kurva IPR vs VLP Pada Pipesim Investigasi WC

Pada gambar 4.2 terdapat dua garis pada kurva tersebut, garis yang berwarna hijau merupakan garis *inflow* atau IPR sedangkan garis yang melengkung menghadap ke atas merupakan kurva VLP atau *outflow*. Pada pipesim dilakukan *inflow sensitivity* dan *outflow sensitivity* dengan nilai *water cut* 70%, 80%, 90% dan 98%, kemudian didapat kurva IPR vs VLP seperti pada gambar 4.3. Namun nilai AOF yang didapat pada kurva IPR tersebut memiliki nilai yang sama untuk bermacam nilai *water cut*. Laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk nilai *water cut* 70%, 80%, 90% dan 98% adalah 1198,9 STB/day, 1183,75 STB/day, 1169,14 STB/day dan 1157 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 900,61 psi, 919,42 psi, 940 psi dan 954,4 psi.

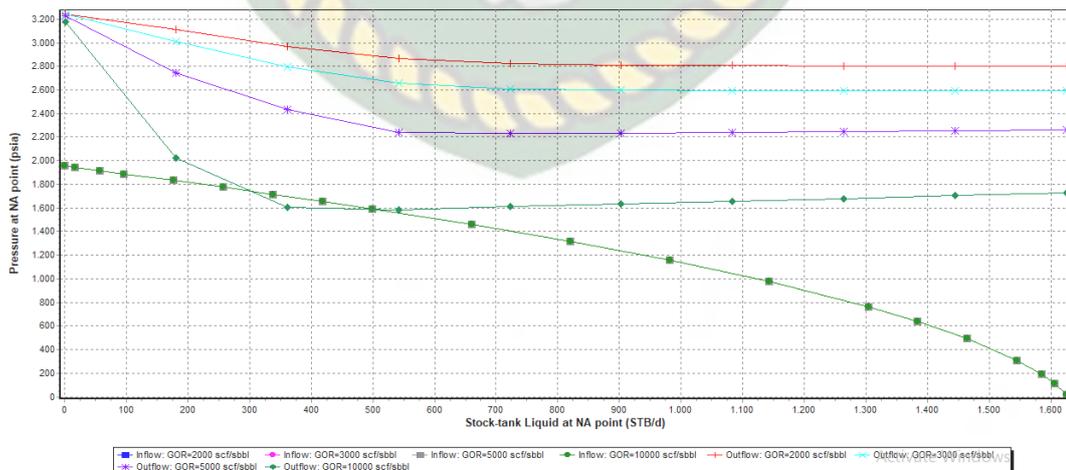
4.1.2 Investigasi GOR (*gas oil ratio*)

Pada sub bab ini dilakukan investigasi terhadap parameter GOR. GOR merupakan perbandingan antara gas dengan minyak yang terdapat di reservoir. Berdasarkan data perusahaan, bahwa sumur minyak dilapangan PDW ini memiliki nilai GOR 3000 scf/stb. Investigasi dilakukan dengan melakukan 4 skenario GOR. Pemodelan dilakukan dengan membangun kurva IPR vs VLP dengan menggunakan perangkat lunak prosper dan pipesim.



Gambar 4. 3 Kurva IPR vs VLP Pada Prosper Investigasi GOR

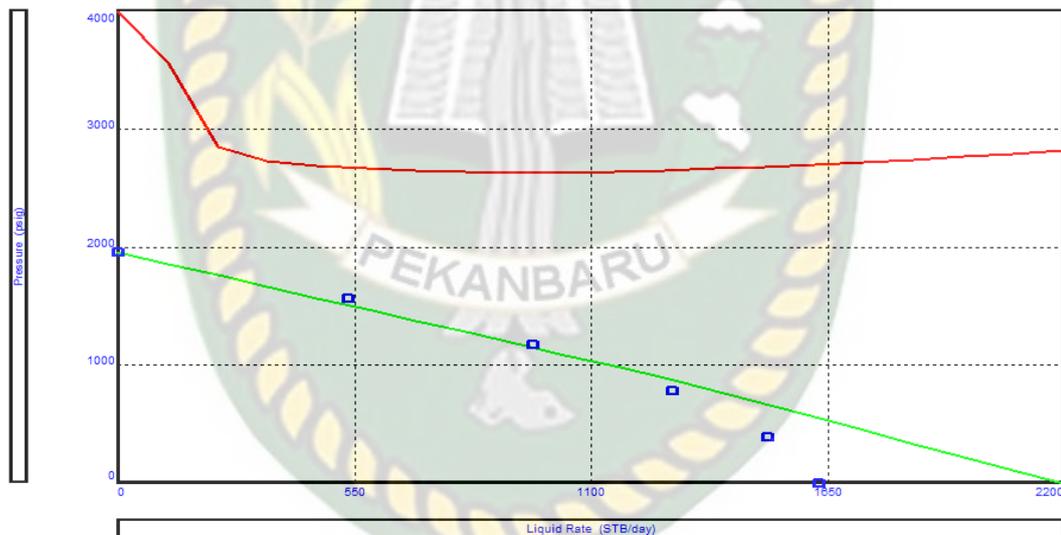
Setelah dilakukan sensitivitas dengan 4 skenario nilai GOR 2000 scf/STB, 3000 scf/STB, 5000 scf/STB dan 10000 scf/STB dengan bantuan perangkat lunak prosper didapat kurva IPR vs VLP seperti pada gambar 4.3. Untuk kurva yang berwarna hijau (IPR) diketahui tidak berpengaruh terhadap nilai GOR yang berbeda-beda, namun pada kurva VLP didapatkan hasil yang berbeda beda untuk setiap nilai GOR yang berbeda-beda. Laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk nilai GOR 2000 scf/STB, 3000 scf/STB, 5000 scf/STB dan 10000 scf/STB adalah 784,4 STB/day, 798,8 STB/day, 824,9 STB/day dan 869,6 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 1302,51 psi, 1290,42 psi, 1268,57 psi dan 1231,05 psi.



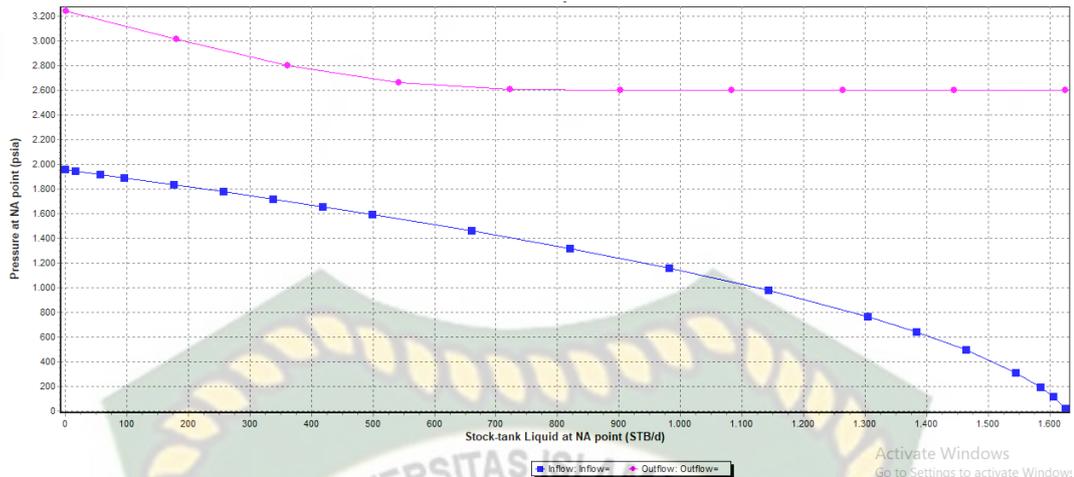
Gambar 4. 4 Kurva IPR vs VLP Pada Pipesim Investigasi GOR

Pada gambar 4.4 terdapat kurva IPR vs VLP yang didapat dari perangkat lunak pipesim. Garis yang berwarna hijau merupakan kurva *inflow* atau IPR, selebihnya merupakan kurva VLP. Pada pipesim didapat kurva IPR yang tidak berpengaruh terhadap nilai GOR yang berbeda-beda, sedangkan pada kurva VLP terdapat perbedaan untuk bermacam nilai GOR yang di input. Kurva IPR dan VLP tidak bersinggungan diakibatkan karena nilai *water cut* yang mencapai 98%. Dari ke 4 skenario GOR, untuk nilai GOR 10000 scf/STB yang mengalami perpotongan dengan kurva IPR. Laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk nilai GOR 10000 scf/STB adalah 502,04 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 1590,33 psi. Semakin tinggi nilai GOR sebuah sumur maka gas yang terkandung didalamnya juga tinggi sehingga dapat menurunkan viskositas minyak didalam sumur dan dapat terproduksi ke permukaan.

4.1.3 Kondisi Aktual Sumur



Gambar 4. 5 Kurva IPR vs VLP Aktual Sumur Pada Prosper

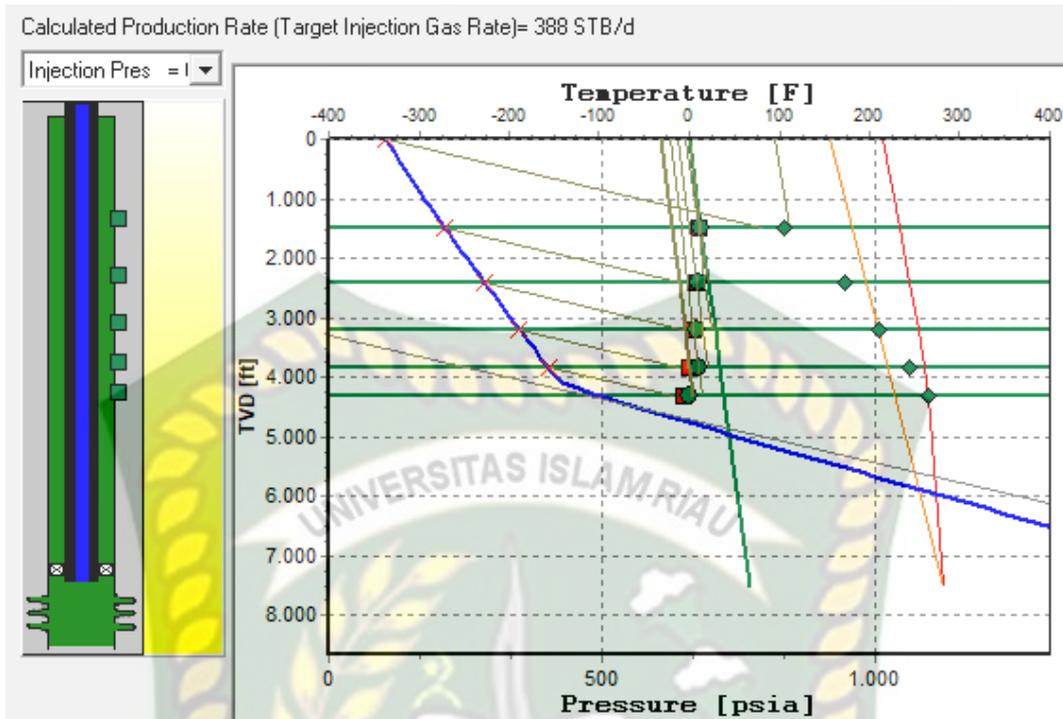


Gambar 4. 6 Kurva IPR vs VLP Aktual Sumur Pada Pipesim

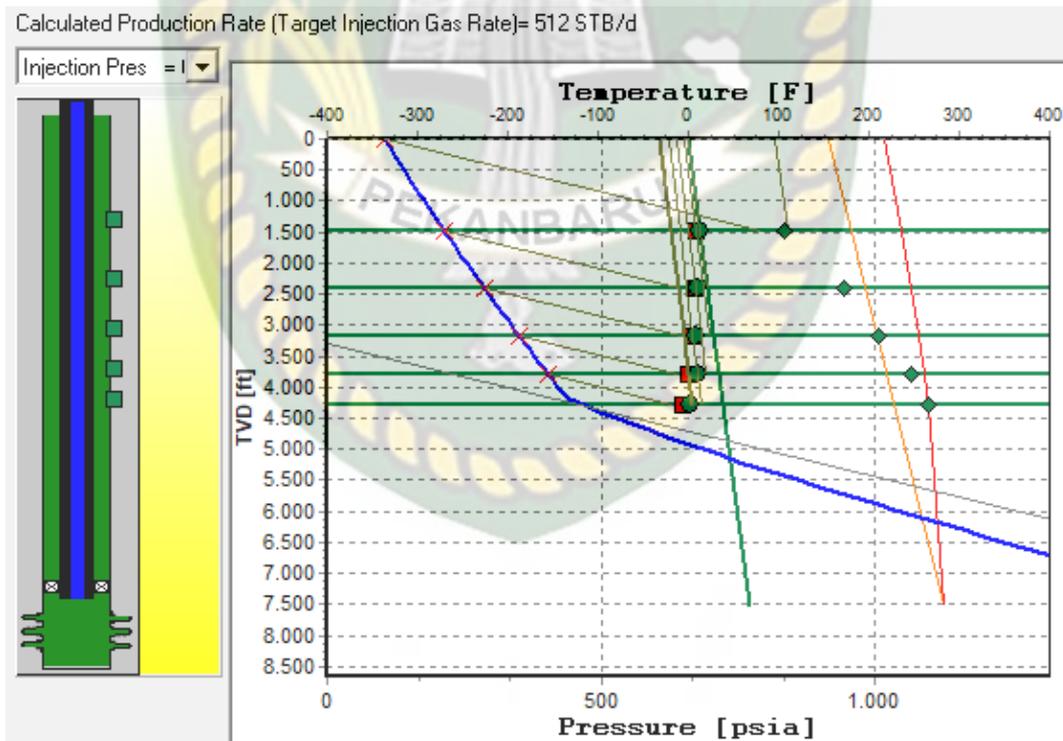
Seperti yang terlihat pada gambar 4.5 dan 4.6 bahwa kurva tersebut merupakan kondisi aktual sumur. Dari gambar diatas terlihat kedua kurva yang tidak berpotongan yang menunjukkan bahwa kelakuan aliran dari sumur tidak lagi dapat memproduksi fluida secara alamiah melewati *tubing* produksi. Dari data terakhir perusahaan *oil rate* yang terdapat pada sumur minyak ini sebesar 4 BOPD, artinya sumur minyak tersebut sudah berada dibawah *economic limit* perusahaan (dibawah 5 BOPD). Jika suatu sumur tidak dapat memproduksi secara alamiah lagi, maka hal tersebut dapat disebabkan oleh banyak faktor, tapi pada umumnya hal tersebut diakibatkan karena penurunan tekanan reservoir dan densitas fluida yang diangkat terlalu besar sehingga terjadi penurunan produksi pada sumur. Apabila sumur telah mengalami kehilangan tekanan alami untuk memproduksi minyak ke permukaan maka diperlukan metode pengangkatan buatan atau *artificial lift*.

4.1.4 Optimasi Produksi Sumur Gas Lift dan Pemilihan Skenario Terbaik

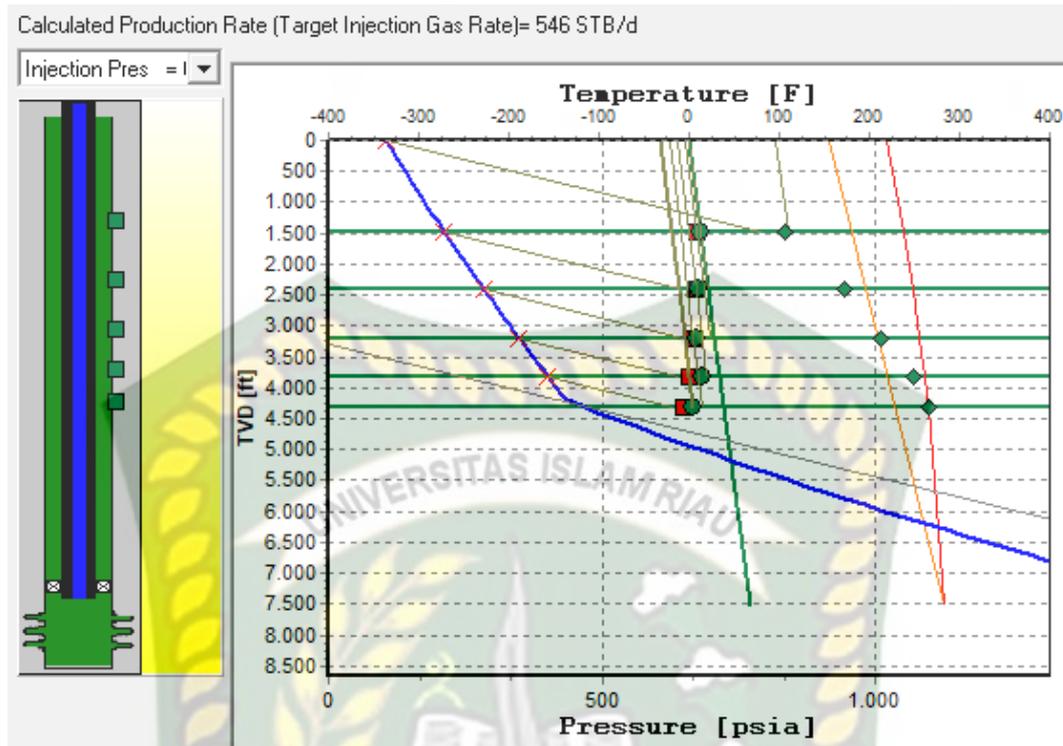
Optimasi pada lapangan PDW dilakukan untuk menentukan kondisi optimal sumur minyak yang diperoleh dengan menggunakan perangkat lunak pipesim. Optimasi dilakukan dengan melakukan tiga skenario injeksi gas yaitu 0,4, 0,6 dan 0,8 mmscf/d. Pemodelan dilakukan dengan membangun kurva *gas lift design*.



Gambar 4. 7 Kurva Gas Lift Design Dengan Qgi 0,4 mmscf/d



Gambar 4. 8 Kurva Gas Lift Design Dengan Qgi 0,6 mmscf/d



Gambar 4. 9 Kurva Gas Lift Design Dengan Qgi 0,8 mmscf/d

Jumlah optimum gas yang diinjeksikan ke kedalaman sumur melalui katup injeksi adalah parameter penting yang harus dihitung, karena apabila gas yang diinjeksikan melampaui batas optimum laju produksi akan menurun. Berikut merupakan hasil nilai *liquid rate* dengan jumlah gas injeksi yang berbeda-beda.

Tabel 4.1 Hasil Perpotongan Kurva IPR vs VLP

| Gambar | Q Gas Injeksi (mmscf/d) | <i>Liquid Rate</i> (STB/Day) | <i>Oil Rate</i> |
|--------|-------------------------|------------------------------|-----------------|
| 4.7 | 0,4 | 388 | 7,76 |
| 4.8 | 0,6 | 512 | 10,24 |
| 4.9 | 0,8 | 546 | 11 |

Berdasarkan hasil perpotongan kurva IPR vs VLP yang tertera pada gambar dan tabel diatas, dapat disimpulkan kondisi optimal untuk mendapatkan kinerja sumur terbaik dari laju gas injeksi dan *liquid rate*. Peningkatan laju gas injeksi secara signifikan dapat meningkatkan *liquid rate* secara signifikan.

4.1.5 Desain Continuous Gas Lift

1. Desain Manual Continuous Gas Lift

a. Menentukan letak titik injeksi (POI) (Mustaghfirin, 2014)

Langkah 1 : Plot kedalaman vs tekanan pada kertas grafik

Langkah 2 : Plot Pr 1955 psi pada kedalaman formasi 7419,619 ft

Langkah 3 : Plot Pso@S 644 psi pada permukaan dan untuk kemiringan PSO pada kedalaman 7419,619 didapat dari persamaan (Gou Boyun, 2000):

$$P_{so@D} = P_{so@s} \times \exp^{0.01875 \times \frac{yg \times D}{z.T.}}$$

$$P_{so@D} = 644 \times \exp^{0.01875 \times \frac{0.70 \times 7419,619}{0.9 \times (282+460)}}$$

$$P_{so@D} = 745 \text{ ft}$$

Langkah 4 : Plot pwf 1091 psi pada kedalaman formasi 7419,619 ft.

$$p_{wf} = 1955 - \frac{1041}{1.20}$$

$$p_{wf} = 1091 \text{ psi}$$

Langkah 5 : Tarik garis dari pwh 90 psi ke Pwf 1091 psi

Langkah 6 : Tarik garis SFL 2904,608 ft ke Pr 1955 psi.

Langkah 7 : Tarik garis gas gradient dari Pso, hingga berpotongan dengan garis *fluid gradient*. Titik Tersebut adalah titik keseimbangan POB pada (6600 Ft, 730 psi)

Langkah 8 : Geser 100 psi dari POB, diperoleh POI pada (6380 ft, 630 psi)

b. Penentuan jumlah gas yang diinjeksikan

Langkah 1 : GLR Total sudah diketahui dari data perusahaan yaitu 500 SCF/STB.

Langkah 2 : Q_{gi} sudah diketahui dari data perusahaan 0,6 mmscf/d

Langkah 3 : Koreksi harga Q_{gi} pada temperatur titik injeksi adalah:

a. Tentukan temperatur di titik injeksi:

$$\begin{aligned} T_{poi} &= (T_s + G_i D_i) + 460 \\ &= \left[155 + \left(\frac{282 - 155}{7419,619} \right) \times 6025 \right] + 460 \\ &= 718,13 \text{ R} \end{aligned}$$

b. Hitung faktor koreksi menurut:

$$\begin{aligned} Corr &= 0.0544 \sqrt{\gamma_{gi} T_{poi}} \\ &= 0.0544 \sqrt{0.70 \times 718,13} \\ &= 1,22 \end{aligned}$$

c. Volume gas injeksi terkoreksi sebesar

$$\begin{aligned} Q_{gi} Corr &= Q_{gi} \times Corr \\ &= 0.6 \times 1.22 \\ &= 0,732 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

c. **Menentukan kedalaman setiap Valve (Valve Spacing)** (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

Langkah 1 : Plot nilai PKO 800 psi pada permukaan, lalu tarik gradient PKO hingga pada kedalaman 7419,619 ft

Langkah 2 : Tentukan tekanan pada kedalaman dengan permisalan ($Y = 1000$ ft) sebagai titik bantu membuat garis *killing fluid gradient* dengan persamaan:

$$P = P_{wh} + Y \times \text{Grad. Killing fluid}$$

$$P = 523 \text{ psi}$$

Langkah 3 : Plot titik (523 psi, 1000 ft) dan hubungkan ke titik pwh 90 psi. Didapatlah garis *killing fluid gradient*.

Langkah 4 : Tarik garis *killing fluid gradient* dari pwh 90 psi sampai memotong garis gradient tekanan gas yang melewati titik ($P_{ko}, 0$). Titik perpotongan adalah titik katup pertama berkoordinat (1690 ft, 830 psi) lalu Tarik garis horizontal ke kiri dari titik katup pertama sampai memotong garis *tubing design*.

Langkah 5 : Selanjutnya buat garis gradient tekanan statik yang sejajar dengan garis *killing fluid gradient* sebelumnya hingga ke titik PSO maka di dapatkan valve #2 (2800 ft, 680 psi).

Langkah 6 : Lakukan step 5 hingga diperoleh valve #3 pada kedalaman (3750 ft, 695 psi) dan seterusnya.

Langkah 7 : Buat tabel berikut :

Table 4. 2 Kedalaman setiap valve

| Valve | Kedalaman (Ft) | Pvo (Psi) |
|-------|----------------|-----------|
| 1 | 1690 | 830 |
| 2 | 2800 | 680 |
| 3 | 3750 | 695 |
| 4 | 4600 | 707 |
| 5 | 5350 | 719 |
| 6 | 6025 | 725 |

d. Menentukan Tekanan *Setting* Buka/Tutup *Valve* (Hulu, 2003)

Langkah 1 : Menarik garis temperatur permukaan 155°F ke temperatur dasar sumur 282°F pada kedalaman 7419,619ft

Langkah 2 : Menentukan temperatur kedalaman *valve* didapat 184°F, 203°F, 219°F, 234°F, 246°F, 258°F

Langkah 3 : Dari Pso, menentukan tekanan buka *valve* pada masing-masing kedalaman (Pvo). Bisa dibaca pada grafik atau pso +berat kolom gas

Langkah 4 : Menentukan tekanan *tubing* pada tiap kedalaman *valve*

$$P_{vc} = P_{d@H} = p_{vo} (1-R) + p_{t.R}$$

(Port yang dipakai adalah "16/64")

Langkah 5 : Menentukan Pd pada 60°F (dari *chart 3D-1 Kermit Brown*) atau $(P_{d@60} = C_t \cdot P_{d@H})$

Langkah 6 : Menentukan Ptro pada 60°F ($P_{tro} = P_{d@60} / (1-R)$)

Diketahui: *Port Size* : 16/64, A_p/A_b : 0,094

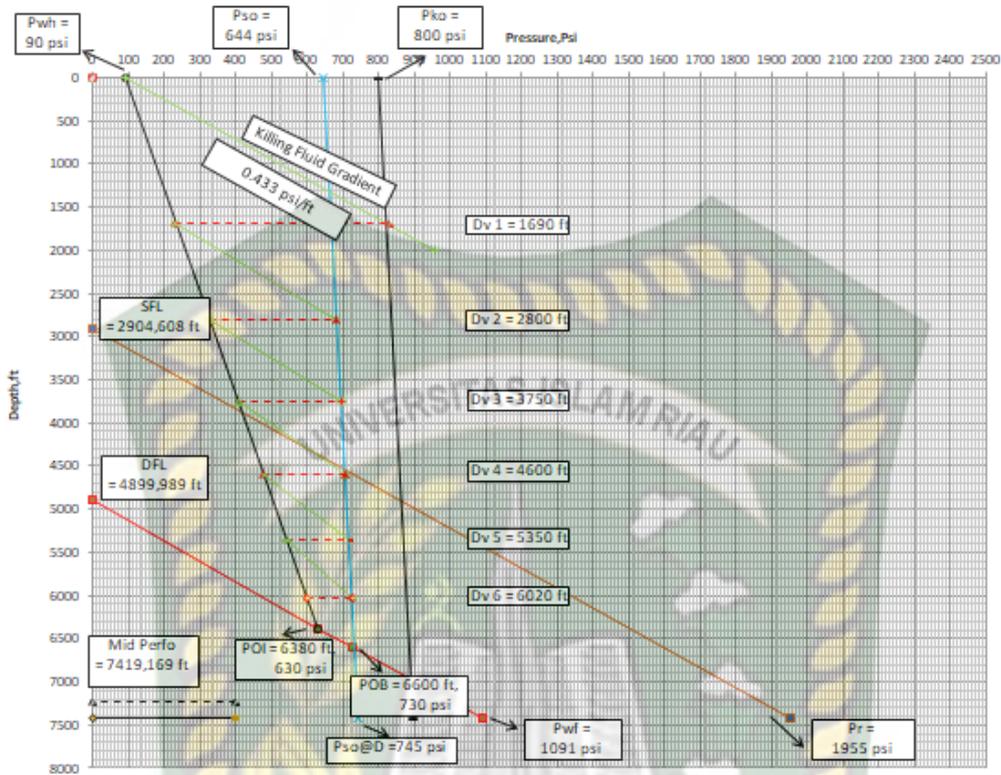
Table 4. 3 Hasil Perhitungan *Design Continuous Gas Lift*

| Valve | Depth (Ft) | Pvo (psi) | Pt (psi) | Tv (°F) | Port Size | Pd@Dv | Ct | Pd@60°F | Ptro@60°F | Set Pressure@60°F |
|-------|------------|-----------|----------|---------|-----------|---------|-------|---------|-----------|-------------------|
| 1 | 1690 | 830 | 230 | 184 | 16/64 | 754,400 | 0,790 | 595,976 | 681,895 | 682 |
| 2 | 2800 | 680 | 325 | 203 | 16/64 | 635,270 | 0,765 | 485,982 | 556,043 | 556 |
| 3 | 3750 | 695 | 410 | 219 | 16/64 | 659,090 | 0,745 | 491,022 | 561,810 | 562 |
| 4 | 4600 | 707 | 475 | 234 | 16/64 | 677,768 | 0,728 | 493,415 | 564,548 | 565 |
| 5 | 5350 | 719 | 541 | 246 | 16/64 | 696,572 | 0,714 | 497,352 | 569,053 | 569 |
| 6 | 6025 | 725 | 0 | 258 | 16/64 | 633,650 | 0,701 | 444,189 | 508,225 | 508 |

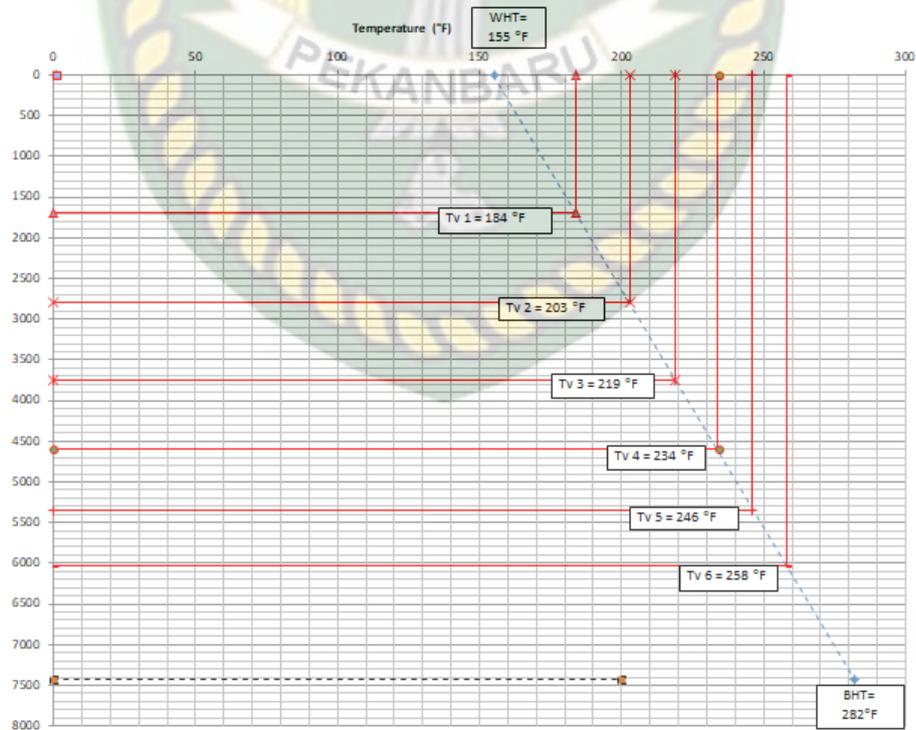
Keterangan :

- Ct didapat dari tabel faktor koreksi temperatur untuk nitrogen pada 60°F.
- *Set Pressure* didapat dari pembulatan nilai dari Ptro @60°F

e. Grafik Design Continuous Gas Lift

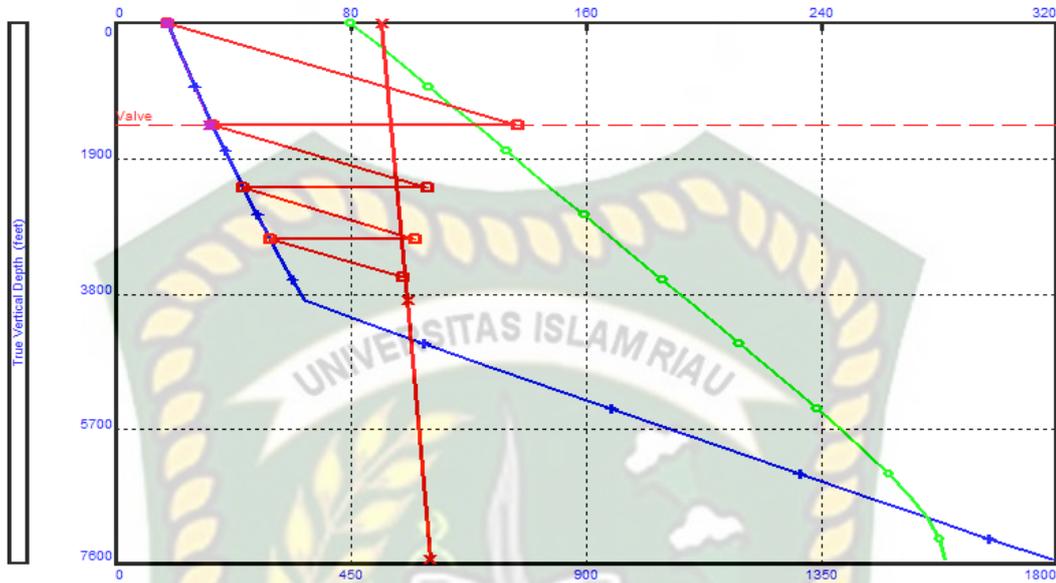


Gambar 4. 10 Grafik Desain Continuous Gas Lift Manual



Gambar 4. 11 Grafik Temperatur Desain Continuous Gas Lift Manual

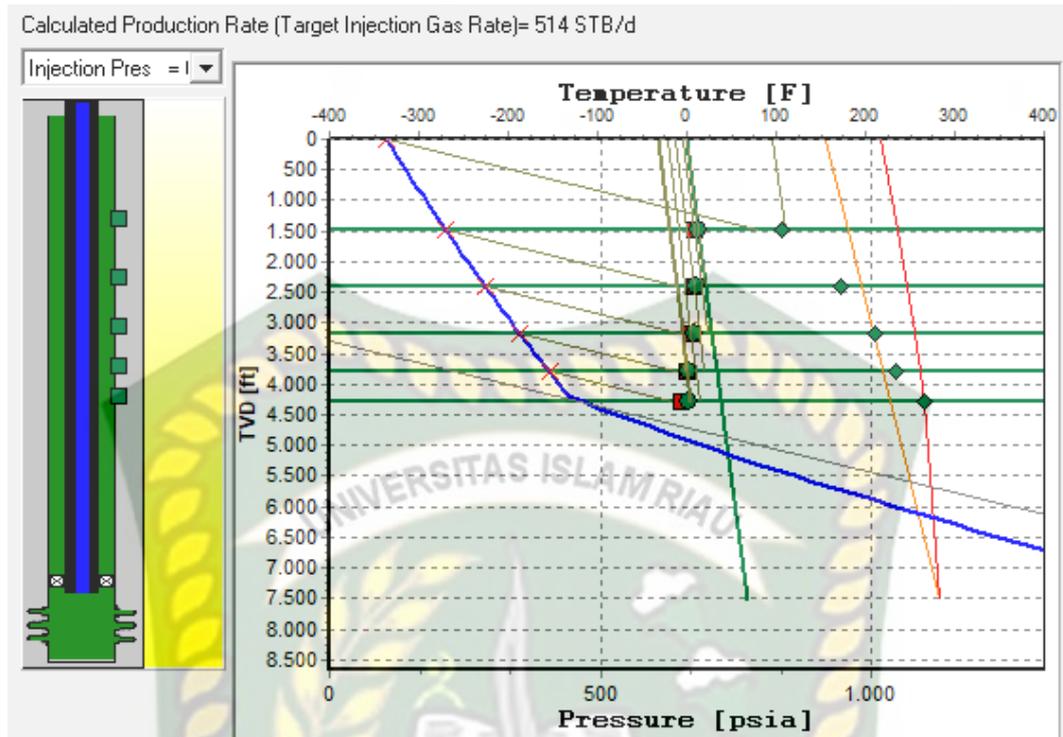
2. Desain Continuous Gas Lift dengan Perangkat Lunak Prosper dan Pipesim



Gambar 4. 12 Grafik Desain *Continuous Gas Lift* dengan Prosper

Table 4. 4 Hasil Perhitungan *Design Continuous Gas Lift* Prosper

| Valve | Depth (Ft) | Pvo (psi) | Pt (psi) | Tv (°F) | Ptro@60°F |
|-------|------------|-----------|----------|---------|-----------|
| 1 | 1438 | 818,789 | 186 | 122 | 644 |
| 2 | 2316 | 644,258 | 245 | 148 | 614 |
| 3 | 3022 | 623,483 | 296 | 169 | 584 |
| 4 | 3570 | 600,642 | 337 | 185 | 554 |



Gambar 4. 13 Grafik Desain *Continuous Gas Lift* dengan Pipesim

Table 4. 5 Hasil Perhitungan *Design Continuous Gas Lift* Pipesim

| Valve | Depth (Ft) | Pvo (psi) | Pt (psi) | Tv (°F) | Pd@Dv | Ptro@60°F |
|-------|------------|-----------|----------|---------|-------|-----------|
| 1 | 1478 | 643 | 199 | 106 | 659 | 607 |
| 2 | 2402 | 628 | 273 | 173 | 657 | 533 |
| 3 | 3178 | 612 | 337 | 211 | 652 | 495 |
| 4 | 3801 | 596 | 390 | 234 | 644 | 471 |
| 5 | 4290 | 589 | 452 | 266 | 634 | 466 |

Berdasarkan gambar 4.12 dan 4.13 didapat grafik desain *continuous gas lift* dengan perangkat lunak prosper dan pipesim. Jumlah *valve* yang didapat dengan menggunakan perangkat lunak prosper yaitu 4 *valve* dan dengan perangkat lunak pipesim yaitu 5 *valve*.

4.2 Investigasi Perbandingan Pengaruh Parameter (WC & GOR) Menggunakan Prosper dan Pipesim

Sebelum dilakukan investigasi perbandingan pengaruh parameter (WC & GOR), dilakukan perhitungan manual dengan menggunakan metode Vogel. Nilai Q_{max} yang didapatkan pada perhitungan manual adalah 1628,478 STB/day. Pada gambar 4.1 dan 4.2 terdapat kurva perpotongan antara IPR dan VLP dengan sensitivitas nilai *water cut* dengan menggunakan perangkat lunak prosper dan pipesim. Perhitungan IPR yang digunakan pada kedua perangkat lunak adalah dengan metode Vogel. Terdapat perbedaan pada kedua kurva terutama pada kurva IPR. Kurva IPR dengan prosper didapat nilai AOF yang berbeda beda, sedangkan pada perangkat lunak pipesim sensitivitas nilai *water cut* tidak mempengaruhi kurva IPR. Diketahui pada perangkat lunak prosper perhitungan IPR dipengaruhi oleh nilai *water cut*.

Pada saat di input nilai *water cut* 98% yang merupakan data perusahaan pada perangkat lunak prosper, Q_{max} yang didapat adalah 2199,3 STB/day. Lalu dilakukan test data dengan menginput nilai Q dan P_{wf} asumsi untuk mendapatkan nilai Q_{max} yang sesuai dengan perhitungan manual. Setelah mendapatkan titik bantu maka dilakukan data *matching* dengan mengurangi nilai *water cut* dari 98% menjadi 60%, sehingga didapat kurva IPR yang sesuai dengan perhitungan manual. Diketahui bahwa 60% merupakan nilai *water cut* sumur saat pertama kali diproduksi. Oleh karena itu, pada prosper semakin tinggi nilai *water cut* maka semakin besar *liquid rate* yang dihasilkan.

Pada gambar 4.2 merupakan kurva perpotongan dari IPR vs VLP dengan perangkat lunak pipesim. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa sensitivitas nilai *water cut* tidak berpengaruh terhadap kurva IPR, sehingga kurva IPR yang dihasilkan sama. Metode yang digunakan untuk menghitung IPR nya adalah metode Vogel, dan hasil Q_{max} yang didapat dari perangkat lunak pipesim memiliki nilai yang sama dengan perhitungan manual yaitu 1628,478 STB/Day. Namun pada manual dilakukan perhitungan IPR dengan metode *standing*. Pada perangkat lunak pipesim setelah dilakukan *run* pada model menghasilkan plot perhitungan *liquid rate vs water cut*. Plotnya berakhir pada WC 70% dan bukan pada WC 80% sampai 98%. Ini adalah batas hidraulik untuk perangkat lunak pipesim pada sumur

ini, karena jika lebih dari 70% maka sumur akan berhenti mengalir secara alami dan mati.

Water cut yaitu perbandingan laju produksi air dengan laju produksi cairan total. Parameter ini merupakan parameter tambahan dalam persamaan kurva IPR yang dikembangkan. Selain itu hasil simulasi menunjukkan bahwa pada suatu saat tertentu, yaitu pada tekanan reservoir tertentu, harga *water cut* berubah sesuai dengan perubahan tekanan alir dasar sumur (Yazil, 2015).

Pada gambar 4.3 dan 4.4 terdapat kurva perpotongan IPR vs VLP dengan melakukan sensitivitas terhadap nilai GOR. Berdasarkan kurva pada gambar 4.3 dengan perangkat lunak prosper dapat dilihat bahwa nilai GOR 2000, 3000, 5000, dan 10000 mmscf/d berpengaruh pada kurva VLP dengan nilai *liquid rate* optimal pada GOR 10000 mmscf/d. Diketahui bahwa GOR adalah taksiran perbandingan antara jumlah gas dan minyak dalam suatu reservoir. Semakin tinggi nilai GOR maka semakin banyak gas yang terkandung pada suatu sumur. Saat gas yang terkandung pada suatu sumur banyak maka dapat menurunkan nilai viskositas dari suatu minyak sehingga minyak dapat diproduksi ke permukaan secara optimal.

Pada gambar 4.4 menunjukkan hasil bahwa pada GOR 2000, 3000, 5000 kurva IPR dan VLP sudah tidak berpotongan. Hal itu berarti dengan ukuran *tubing* tersebut fluida masih bias mengalir, namun bila IPR dan VLP sudah tidak berpotongan maka sudah tidak ada aliran yang tercapai. Hanya pada GOR 10000 mengalami perpotongan antara IPR dan VLP disebabkan oleh nilai GOR yang tinggi.

Pada hasil akhir penelitian ditarik kesimpulan bahwa perangkat lunak yang efektif digunakan yaitu pipesim dengan dilihat saat setelah dilakukan *run* pada model pipesim menghasilkan plot perhitungan *liquid rate* vs *water cut*. Plotnya berakhir pada WC 70% dan bukan pada WC 80% sampai 98%. Ini adalah batas hidraulik untuk perangkat lunak pipesim pada sumur ini, karena jika lebih dari 70% maka sumur akan berhenti mengalir secara alami dan mati. Jadi saat *water cut* sudah melebihi 80% maka garis nya akan otomatis terplot ke nilai *water cut* yang efektif. Pada perangkat lunak pipesim digunakan korelasi dengan metode *Hagedorn and Brown*, diketahui pada penelitian ini dilakukan sensitivitas dengan nilai GOR diatas 5000 scf/STB dimana pada korelasi ini akan mengakibatkan

terjadinya *overpredicted* sedangkan pada prosper untuk nilai GOR lebih dari 5000 scf/STB akan terjadi eror. Perangkat lunak pipesim lebih efektif dapat dilihat pada kondisi aktual sumur dan dibandingkan dengan grafik hasil perpotongan IPR vs VLP dengan sensitivitas GOR. Pada aktual sumur memiliki nilai GOR 3000 scf/STB didapat kurva yang sudah tidak berpotongan, begitu juga dengan sensitivitas GOR 5000 scf/STB yang kurva IPR dan VLP nya sudah tidak berpotongan pada perangkat lunak pipesim.

Setelah didapat perangkat lunak yang efektif maka dilakukan desain *gas lift* dengan cara manual, pipesim dan prosper lalu didapat hasil dari perangkat lunak pipesim mendekati dari hasil perhitungan manual sebanyak 5 *valve* dari pipesim, manual 6 *valve* sedangkan prosper 4 *valve* seperti pada tabel 4.3, 4.4 dan 4.5. Semakin banyak *valve* yang terdapat pada *tubing* maka akan beresiko terjadinya *gas locking*, namun jika sedikit *valve* juga laju alir produksi menjadi kurang optimal. Setelah didapat perangkat lunak yang efektif maka dilakukan optimasi dengan tiga skenario jumlah gas injeksi, didapat bahwa Q_{gi} 0,8 mmscf/d merupakan yang optimal dengan laju alir sebesar 546 STB/day.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dengan judul “Melakukan Perbandingan dan Optimasi Pada Parameter Sistem Gas Lift (WC & GOR) Menggunakan Perangkat Lunak Prosper dan Pipesim “ dapat disimpulkan bahwa :

1. Pada Prosper laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk *sensitivity water cut* adalah 981,7 STB/day, 964,9 STB/day, 916,9 STB/ day dan 798,8 STB/day pada tekanan alir dasar sumur sebesar 1061,77 psi, 1105,13 psi, 1173,89 psi dan 1290,42 psi. Sedangkan pada Pipesim laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP adalah 1198,9 STB/day, 1183,75 STB/day, 1169,14 STB/day dan 1157 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 900,61 psi, 919,42 psi, 940 psi dan 954,4 psi.
2. Pada prosper laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk *sensitivity GOR* adalah 784,4 STB/day, 798,8 STB/day, 824,9 STB/day dan 869,6 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 1302,51 psi, 1290,42 psi, 1268,57 psi dan 1231,05 psi. Sedangkan pada pipesim laju alir yang dihasilkan dari perpotongan kurva IPR dan VLP untuk nilai GOR 10000 scf/STB adalah 502,04 STB/day pada tekanan alir dasar sumur 1590,33 psi.
3. Jumlah *valve* yang didapat dengan menggunakan perangkat lunak prosper yaitu 4 *valve* dan dengan perangkat lunak pipesim yaitu 5 *valve*.
4. Pada hasil optimasi dengan menggunakan perangkat lunak pipesim dengan nilai Q_{gi} 0,4 , 0,6 dan 0,8 mmscf/d didapat nilai laju alir yang tinggi dengan Q_{gi} 0,8 mmscf/d yaitu 546 STB/day.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dengan judul “ Analisis Parameter Sistem Gas Lift (WC & GOR) Menggunakan Perangkat Lunak Prosper dan Pipesim dengan Melakukan Perbandingan dan Optimasi “ diharapkan penelitian selanjutnya dapat melakukan analisis perbandingan dengan perangkat lunak yang lain, melakukan sensitivitas dengan parameter selain *water cut* dan GOR, dan mengaplikasikan dengan *artificial lift* selain *gas lift*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdel-Aal, H. K., Aggour, M., & Fahim, M. A. (2003). Petroleum and Gas Field Processing. In *Chemical Industries 95*. Marcel Dekker.
- Amin, M. (2013). Teknik Produksi Migas. *Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia*.
- Beggs, H. D. (1991). *Production optimization using nodal analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). Multiphase Flow in Wells. *Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME*.
- Camargo, E., Aguilar, J., Ríos, A., Rivas, F., & Aguilar-martin, J. (2008). Nodal analysis-based design for improving gas lift wells production. *WSEAS Transactions on Informations Science & Applications*, 5(5), 706–715.
- Dewi, A. O., & Mandala, 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).
- Edition, S. (2000). Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. *Api Recommended Practice*, (July 1999).
- Ezer, E. (2011). Perencanaan Injeksi Sumur Gas Lift Langsung dari Sumur Gas.
- Fitrianti., Putra, D. F., & Cendra, D. (2018). The Critical Investigation on Essential Parameters to Optimize the Gas Lift Performance In “J” Field Using Prosper Modelling. *Jurnal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 46–54.
- Guide, E. (2007). Pipesim fundamentals training and exercise guide. *Schlumberger*, (1).
- Guide, L. (2005). Pipesim suite - user guide. *Schlumberger*, 1–61.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering* (1st ed.). Gulf Professional Publishing.
- Hulu, M. P. (2003). *Sistem Pengangkutan Buatan Teknik Produksi*.
- Handryansyah, D., Sulistiyanto, D., & Oestomo, H. K. (2016). Analisis Gas Assosiated Pada Lapisan LP Di Lapangan Bugel Dengan Pemilihan Skenario

Terbaik Untuk Meningkatkan Produksi. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*.

Hermadi, G. (2016). Analisa Sistem Nodal Dalam Metode Artificial Lift.

Hulu, M. P. (2003). *Sistem Pengangkatan Buatan Teknik Produksi*.

Iktibar, R., Sri Wahyuni, M. ., & 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 to initiate production in a dead well. 29–36.

Ismail, I., Shern, L. T., Samsuri, A., Issham, M. S., Sid, L. hua, Husein, N., Zakaria, Z. (2018). Determination of the best-fit multiphase flow correlation for high water-cut wells using prosper. *Jurnal Teknologi*, 80(3), 155–164.

J, M., Economides, Hill, D. A., & Econmides, C. E. (1993). Petroleum Production System. *Psychology Applied to Work: An Introduction to Industrial and Organizational Psychology, Tenth Edition Paul* (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*. 1–11.

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. *Jurnal of Earth Energy Engineering*, 6(2), 36–47.

Permanahend. (2016). Pipesim-Gaslift.

Sari, D. A., Soepryanto, A., & Burhanuddin, S. (2016). Re-design electric submersible pump pada PT Chevron Pacific Indonesia-Minas Pekanbaru. *Barometer*, 1(1), 25–33.

Sugihardjo, S., & Purnomo, H. (2009). Perubahan Sifat-Sifat Fluida Reservoir

- pada Injeksi CO₂. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 43(1), 11–16.
- Sugiharto, A. (2012). Optimasi Produksi Lapangan Minyak Menggunakan Metode Artificial Lift Dengan Esp Pada Lapangan Terintegrasi. *Swara Patra*, 2(1).
- Sukandar, A. Z., & Sulistiyanto, D. (2016). Analisis Optimasi Produksi Sumur Gas Lift Lapangan Awiligar 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. (*Doctoral dissertation, Institut Teknologi Sepuluh November*).
- Widyatmoko, H. (2018). Evaluasi Dan Optimasi Electrical Submersible Pump Dengan Analisa Nodal Menggunakan Variasi Stages Dan Variable Speed Drive (Speed Mode) Pada Sumur “X” Lapangan “Y.”
- Yazil, P. (2015). Perhitungan Ulah Alir Fluida Produksi Dalam Media Berpori Menuju Ke Sumur.