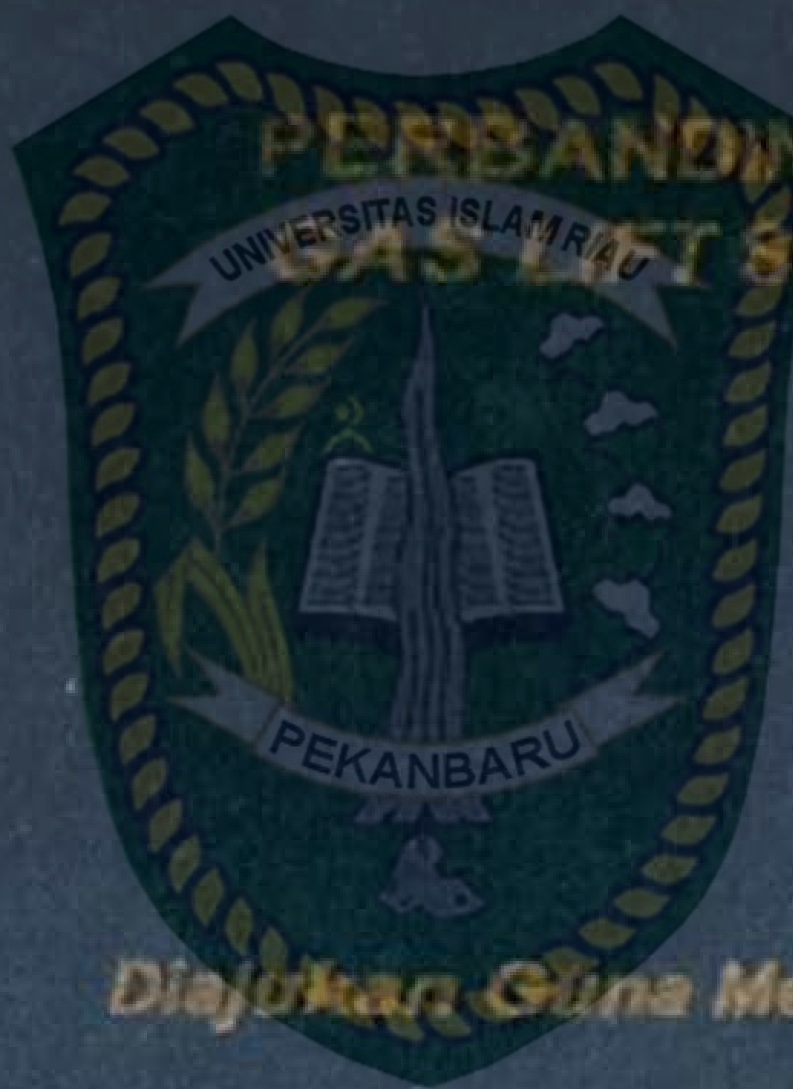




**PENBANDINGAN HASIL ANALISIS DESAIN CONTINUOUS
GAS LIFT SECARA MANUAL DAN SOFTWARE WELLFLO
PADA LAPANGAN SM**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

OLEH :

SUMA KAUTSAR TRIWIBOWO
NPM : 183210946



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

**PERBANDINGAN HASIL ANALISIS DESAIN CONTINUOUS
GAS LIFT SECARA MANUAL DAN SOFTWARE WELLFLO
PADA LAPANGAN SM**



TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

OLEH :

SUMA KAUTSAR TRIWIBOWO
NPM : 183210946



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

HALAMAN PENGESAHAN



Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Suma Kautsar Triwibowo
NPM : 183210946
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Perbandingan Hasil Analisis Desain *Continuous Gas Lift* Secara Manual Dan *Software Wellflo* Pada Lapangan SM

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Hj. Fitrianti, ST., MT

(.....)

Penguji I : Ir. H. Ali Musnal, MT

(.....)

Penguji II : Richa Melysa, ST., MT

(.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 12 Maret 2020

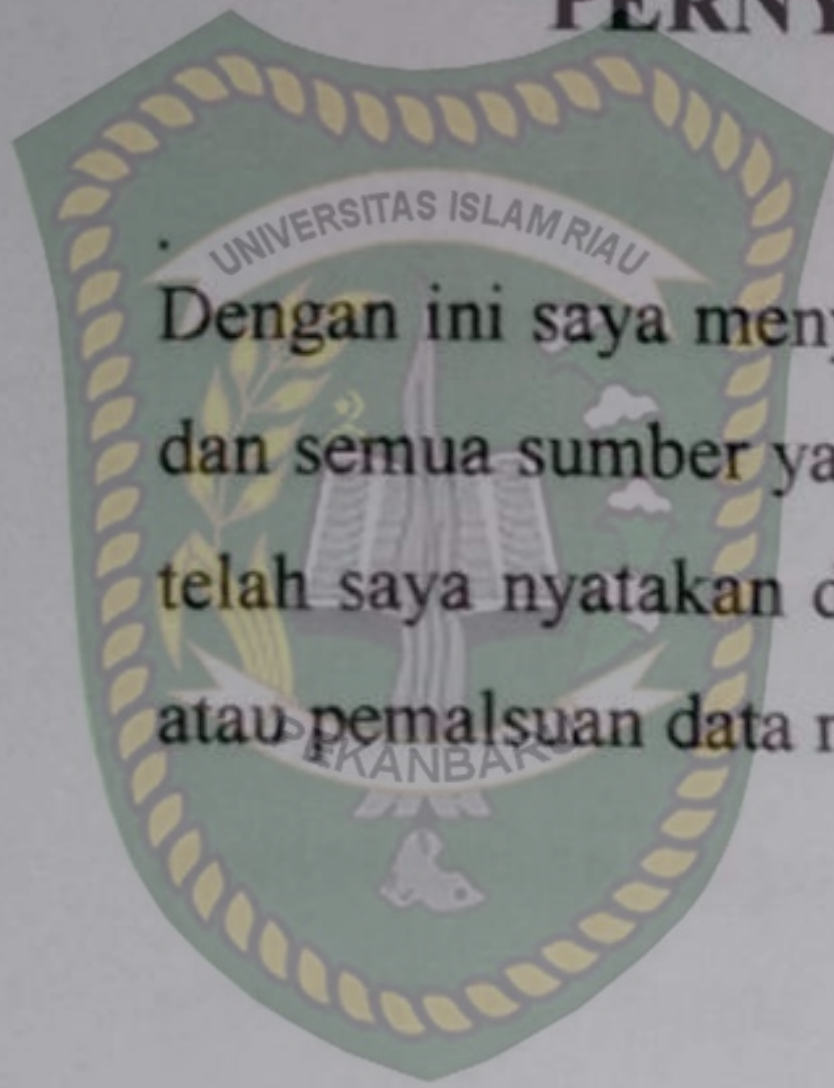
Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. ENG.MUSLIM. ST..MT

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK
Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT., MS., TR

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR



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

Pekanbaru, 11 Maret 2020



Suma Kautsar Triwibowo
183210946

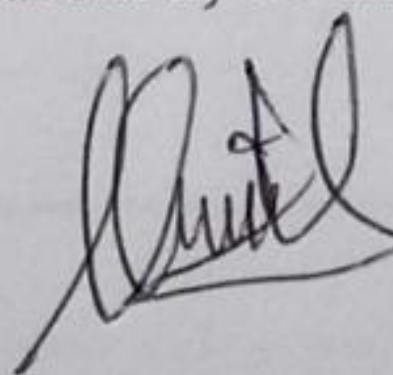
KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu Wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar sarjana Teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T selaku dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dan arahan dalam penyelesaian tugas akhir ini.
2. Ibu Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, dan penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, hingga hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
4. Orang tua dan keluarga saya yang selalu memberikan semangat dan doa, serta bantuan materil dan moral sehingga terselesaikannya tugas akhir ini.
5. Seluruh teman-teman kontrakan komusang, teman-teman Teknik Perminyakan UIR, dan teman-teman Teknik Perminyakan Akamigas balongan yang telah memberi dukungan dan membantu saya selama kuliah di Universitas Islam Riau.

Teriring doa saya semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 11 Maret 2020



Suma Kautsar Triwibowo

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR GRAFIK	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Gas Lift.....	4
2.2 IPR (<i>Inflow Performance Relationship</i>).....	6
2.3 Proses <i>Unloading Valve</i>	8
2.4 <i>Design Gas Lift</i>	10
2.5 <i>Software Wellflo</i>	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1 Uraian Metode Penelitian.....	17
3.2 Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	18
3.3 Prosedur Perhitungan	19
3.3.1 Metode desain <i>gas lift secara manual</i>	19
3.3.2 Metode Desain Secara <i>Software Wellflo</i>	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	23
4.1 Persiapan Data <i>Design</i> Sumur SM	23

4.2 Analisa Data dan Perhitungan <i>Design Continous Gas Lift</i> secara manual dan <i>software wellflow</i> sumur SM	25
4.2.1 Desain Continuous Gas Lift Manual.....	25
4.2.2 Desain Continuous Gas Lift Software Wellflo.....	29
4.2.3 Perbandingan <i>Design Continous</i> manual dan <i>software</i> Sumur SM.....	32
4.3 Pembahasan.....	33
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	36
5.1 Kesimpulan.....	36
5.2 Saran.....	36
DAFTAR PUSTAKA.....	37



DAFTAR TABEL

Table 4. 1 Data sumur SM Lapangan Jabung 24

Table 4. 2 Kedalaman setiap valve.....27

Table 4. 3 Hasil Perhitungan *Design Gas Lift Continous* SM 28

Table 4. 4 Kedalaman setiap Valve.....30

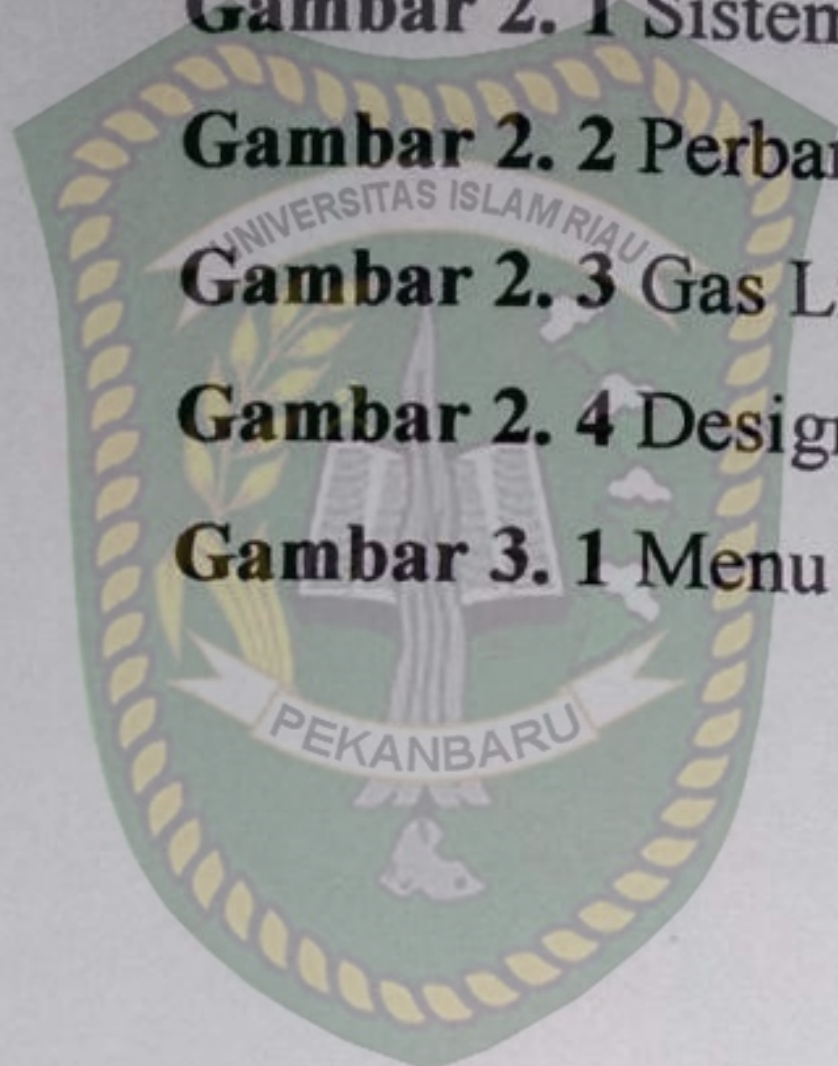
Table 4. 5 Tekanan setting buka/buka/tutup *valve*.....31

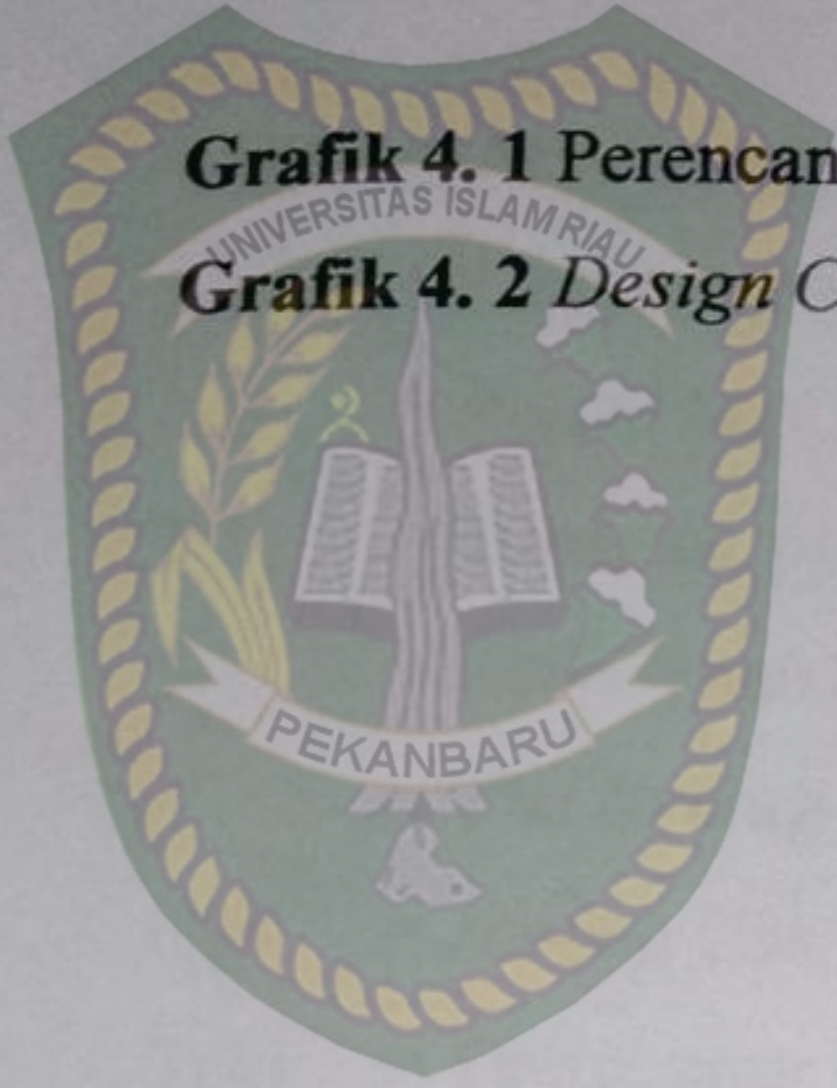
Table 4. 6 kedalaman *valve design* Software 32

Table 4. 7 kedalaman *valve design* Manual 32

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Sistem Sumur Gas Lift (Musnal & Fitrianti, 2018).....	5
Gambar 2. 2 Perbandingan IPR Metode Vogel VS IPR masa depan.....	6
Gambar 2. 3 Gas Lift Well Schematic (Rashid, Bailey, and Couët 2012).....	8
Gambar 2. 4 Design Plot (Brodie, 2015).....	9
Gambar 3. 1 Menu Utama <i>Software Wellflo</i> (Impact Ltd, 2015).....	23

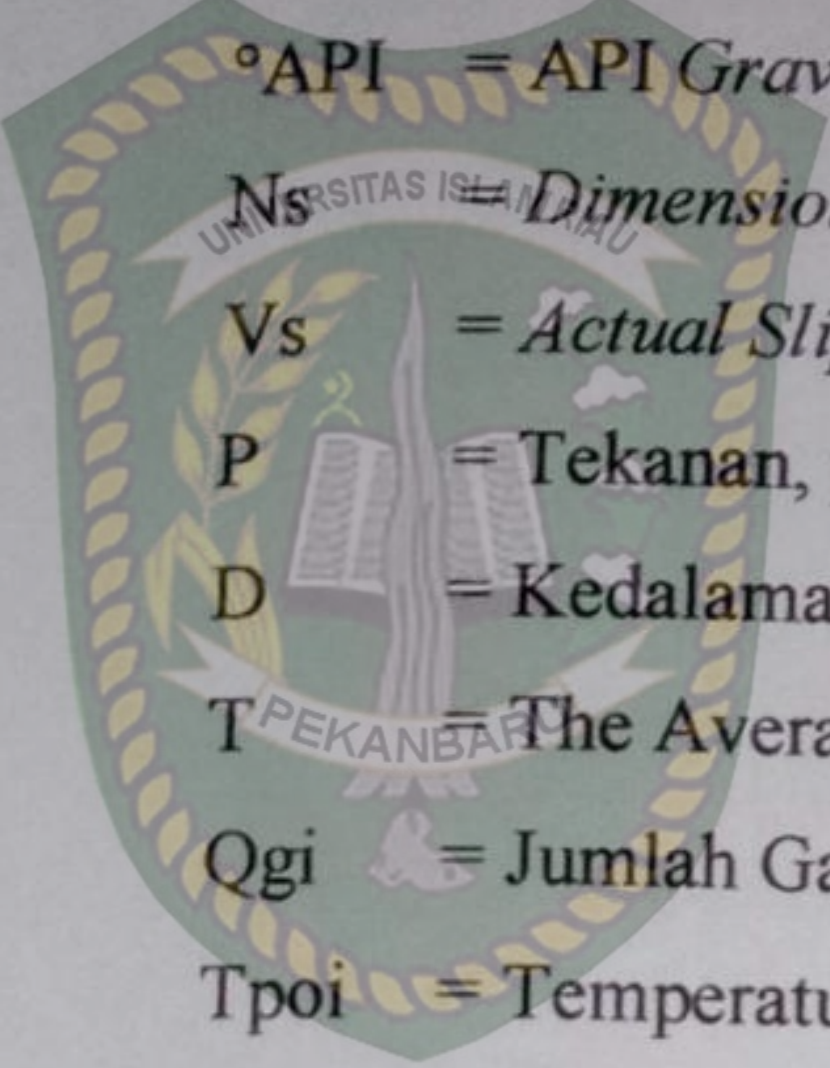




DAFTAR GRAFIK

Grafik 4. 1 Perencanaan Grafis <i>Design Continous Gas Lift</i>	29
Grafik 4. 2 <i>Design Continous Gas Lift</i> Sumur SM.....	31

DAFTAR SIMBOL



γ_{API}	= API Gravity Minyak
N_s	= <i>Dimensionless slip velocity</i>
V_s	= <i>Actual Slip Velocity</i>
P	= Tekanan, psi
D	= Kedalaman Sumur, Ft
T	= The Average Temperature, R
Q_{gi}	= Jumlah Gas Injeksi, MMSCFD
T_{poi}	= Temperatur di titik injeksi, R
Q_{giCor}	= Volume gas injeksi terkoraksi, MMSCFD
PSO	= Pressure operasi dipermukaan, Psi
P_{ko}	= Tekanan “kick-off”, psi
P_{dcT}	= Tekanan dome pada temperatur kedalaman, psi
P_{vo}	= Tekanan buka katup gas lift, Psi
P_t	= Tekanan dalam tubing pada kedalaman katup,psi
P_{tro}	= Tekanan buka tutup gas lift
GLR	= <i>Gas Liquid Ratio</i> , Scf/Stb
GOR	= Perbandingan Gas Minyak, Scf/Stb
POI	= Kedalaman Titik Injeksi, Ft
P_c	= Tekanan Injeksi, Psi
PI	= <i>Productivity Index</i> , Bpd/ Psi
P_{wf}	= Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi
P_{wh}	= Tekanan Kepala Sumur, Psi
P_{ws}	= Tekanan Statik Sumur, psi
Q	= Laju Alir, bbl/day
Y_g	= <i>Gas Specific Gravity</i>
WC	= <i>Water Cut</i> , %
G_g	= Gradient Laju Alir gas, SCF/d
Y_{gi}	= Specific Gravity gas
T_{gi}	= Gradien temperatur

PERBANDINGAN HASIL ANALISIS DESAIN *CONTINUOUS GAS LIFT* SECARA MANUAL DAN *SOFTWARE WELLFLO* PADA LAPANGAN SM

SUMA KAUTSAR TRIWIBOWO
NPM. 183210946

ABSTRAK

Semakin lama produksi berjalan akan mengalami penurunan yang diakibatkan karena berkurangnya tekanan reservoir dan fluida yang diproduksikan memiliki densitas yang berat, sehingga dilakukan penanggulangan dengan *artificial lift (gas lift)*. *Gas lift* dilakukan dengan cara memanfaatkan sumber eksternal dengan gas bertekanan tinggi untuk mengurangi densitas fluida dan mengangkat cairan sumur. Prinsip yang mendasari metode pengangkatan *gas lift continuous* adalah energi yang dihasilkan dari ekspansi gas dari tekanan tinggi ke tekanan rendah digunakan dalam meningkatkan aliran fluida dan pemanfaatan energi gas ini dilakukan dengan injeksi terus menerus dari aliran gas yang terkendali ke dalam sumur sehingga memudahkan dalam mengangkat cairan sumur. Tujuan dari penelitian ini yaitu menentukan kedalaman titik injeksi desain *gas lift*, mengetahui jumlah gas yang diinjeksikan, menganalisa perbandingan kedalaman setiap *valve (valve spacing)* secara manual dan *software wellflo*, dan menganalisa perbandingan besarnya tekanan yang diinjeksikan untuk *setting* buka/tutup setiap *valve* secara manual dan *software wellflo*. Dilakukan perbandingan desain manual dan *software wellflo* untuk mengetahui apakah hasil desain manual dan *software wellflo* sama atau ada perbedaan yang signifikan. Berdasarkan hasil perhitungan *gas lift* secara manual dan *software wellflo* yang dilakukan, di dapatkan titik injeksi untuk desain manual yaitu (3150 ft, 470psi) dengan jumlah gas yang diinjeksikan yaitu 1.322 MMSCF/D dan untuk desain *software* yaitu (3041ft,280psi) dengan jumlah gas yang diinjeksikan yaitu 1.002 MMSCF/D. Untuk analisa perbandingan penentuan katup dan tekanan buka tutup *valve* pada desain diperoleh 5 katup *gas lift* sebagai berikut : Untuk design manual katup pertama di kedalaman 1050 ft dengan *set pressure* 502 psi, Katup kedua di kedalaman 1800 ft dengan *set pressure* 436 psi, Katup ketiga di kedalaman 2300 ft dengan *set pressure* 431 psi, Katup keempat di kedalaman 2650 ft dengan *set pressure* 428 psi, dan katup kelima di kedalaman 2950 ft dengan *set pressure* 0 psi. Untuk *design software* katup pertama di kedalaman 924 ft dengan *set pressure* 536 psi, Katup kedua di kedalaman 1600 ft dengan *set pressure* 523 psi, Katup ketiga di kedalaman 2151 ft dengan *set pressure* 508 psi, Katup keempat di kedalaman 2596 ft dengan *set pressure* 481 psi, dan katup kelima di kedalaman 3041 ft dengan *set pressure* 0 psi.

Kata Kunci: Desain, Titik Injeksi, Valve, Pressure, dan Software *Wellflo*

COMPARISON OF RESULT ANALYSIS DESIGN CONTINUOUS GAS LIFT MANUAL DAN WELLFLO SOFTWARE IN FIELD SM

SUMA KAUTSAR TRIWIBOWO
NPM. 183210946

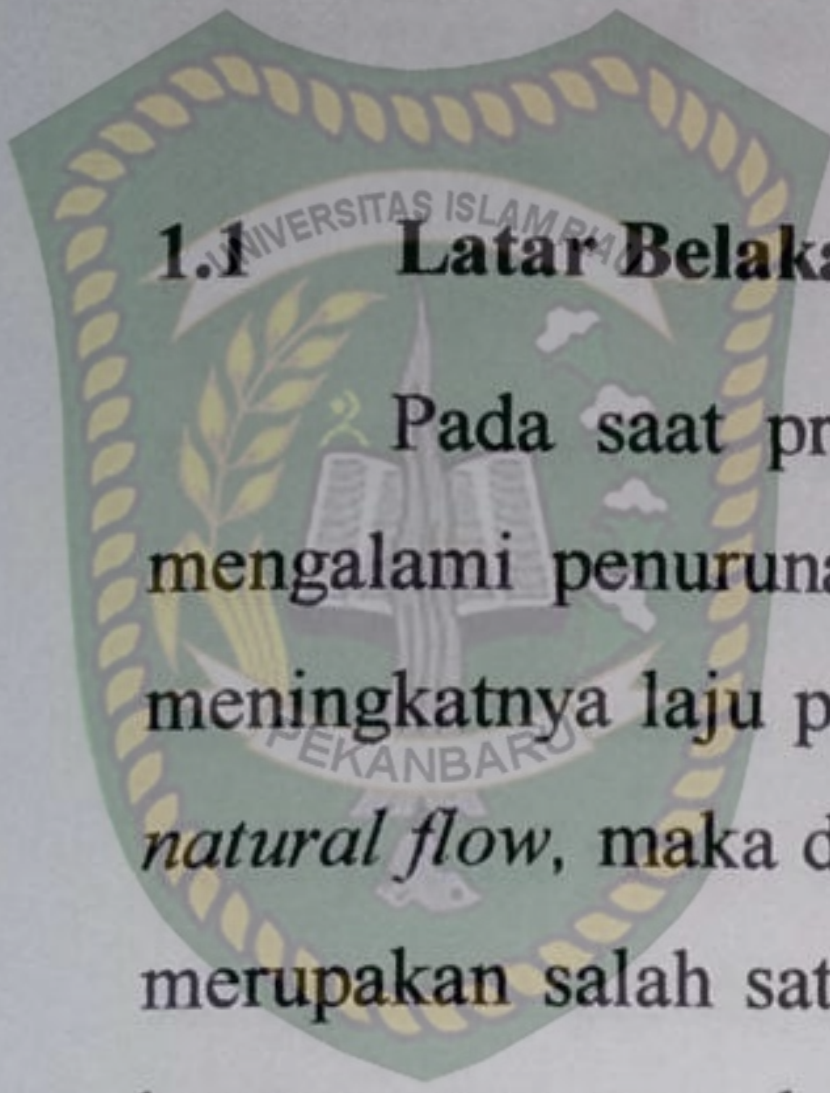
ABSTRACT

The longer production runs will experience a decrease due to reduced reservoir pressure and the produced fluid has a heavy density, so it is overcome by artificial lift (gas lift). Gas lifts are carried out by utilizing external sources with high pressure gas to reduce fluid density and lift well fluids. The principle underlying the method of lifting gas lift continuously is the energy produced from the expansion of gas from high pressure to low pressure is used to increase fluid flow and the utilization of gas energy is done by continuous injection of controlled gas flow into the well making it easier to lift the well fluid. The purpose of this study is to determine the injection point depth of the gas lift design, determine the amount of injected gas, analyze the depth ratio of each valve (valve spacing) manually and wellflo software, and analyze the ratio of the amount of pressure injected for setting open / close each valve automatically wellflo manuals and software. Wellflo manual and software design were compared to find out whether the results of the wellflo manual and software design were the same or there were significant differences. Based on the calculation of gas lift manually and wellflo software performed, the injection point obtained for the manual design is (3150 ft, 470psi) with the amount of gas injected at 1,322 MMSCF / D and for software design (3100ft, 410psi) with the amount the injected gas is 1.002 MMSCF / D. For comparative analysis of the determination of the valve and valve opening and opening pressure in the design obtained 5 gas lift valves as follows: For the first valve manual design at a depth of 1050 ft with a set pressure of 502 psi, the second valve at a depth of 1800 ft with a set pressure of 436 psi, the third valve at 2300 ft depth with a pressure set of 431 psi, a fourth valve at a depth of 2650 ft with a set pressure of 428 psi, and a fifth valve at a depth of 2950 ft with a set pressure of 0 psi. For the design of the first valve software at a depth of 924 ft with a set pressure of 536 psi, the second valve at a depth of 1600 ft with a set pressure of 523 psi, the third valve at a depth of 2151 ft with a set pressure of 508 psi, the fourth valve at a depth of 2596 ft with a set pressure of 481 psi, and the fifth valve at a depth of 3041 ft with a set pressure of 0 psi.

Key Words: Design, Point of Injeksi, Valve, Pressure, dan Wellflo Software



UNIVERSITAS ISLAM RIAU



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada saat proses produksi berjalan semakin lama laju alir fluida akan mengalami penurunan seiring turunnya tekanan, densitas fluida yang berat dan meningkatnya laju produksi air, sehingga sumur tidak lagi di produksi secara *natural flow*, maka dibutuhkan pengangkatan buatan yang disebut “*Artificial Lift*” merupakan salah satunya dengan gas lift. *Gas lift* dikenal sebagai pengangkatan buatan menggunakan gas untuk berekspansi dengan cairan sumur yang mengakibatkan mengurangi densitas fluida sehingga dapat meningkatkan produksi fluida layaknya secara natural lagi. (Musnal & Fitrianti, 2018)

Prinsip yang mendasari metode pengangkatan *gas lift* kontinu berupa sumber gas eksternal terkompresi tinggi di injeksikan ke dalam sumur melalui annulus atau tubing oleh kompresor di permukaan secara terus menerus yang nantinya mengurangi kepadatan cairan. (Khaled, Mahmud, & Goenawan, 2017) *Continuous gas lift* dapat dilakukan pada lapangan yang memiliki ketersediaan gas, PI tinggi, water cut dan memiliki kandungan pasir. (Pedoman kerja Pertamina, 2003)

Ada dua kuantitas yang digunakan untuk mewakili kinerja inflow reservoir antara lain produktivitas indeks (PI) dan *inflow performance relationship* (IPR), Keduanya berhubungan laju aliran fluida untuk perbedaan tekanan antara dasar sumur dan reservoir. (Choi, et al, 2008).

Kedalaman injeksi gas disebut dengan kedalaman katup operasi dimana gas terkompresi memasuki tubing produksi melalui anulus, semakin dalam injeksi gas maka hasil tingkat produksi cairan dapat lebih tinggi, fenomena ini disebabkan kepadatan kolom cairan dalam tubing yang dapat dikurangi sehingga lebih ringan untuk diangkat. (Hazarika 2015)

Software WellFlo dikenal suatu paket aplikasi yang digunakan untuk merancang, pemodelan, mengoptimalkan dan pemecahan masalah sumur minyak, artificial lift oil dan gas di sumur. Menggunakan teknik analisis nodal untuk

memberikan informasi tentang reservoir inflow, tubing sumur dan permukaan aliran pipa untuk setiap fluida reservoir. (Mohammed, 2014)

Pada penelitian sebelumnya dengan mendesain optimasi *gas lift* secara perhitungan manual pada lapangan LIBO mendapatkan hasil positif yaitu dengan meningkatnya laju produksi sebesar 380,320 BFPD (Musnal & Fitrianti, 2018). Pada penelitian sebelumnya di lapangan Jatibarang yang bertujuan untuk menaikkan kinerja produksi *gas lift* menggunakan *prosper modeling* mendapatkan hasil positif yang dilakukan dengan menurunkan tekanan kepala sumur (PWH) hingga 150 psi dapat menambah produksi 150 bbls/d dengan metode IPR *vogel* kuva *inflow performance relationship* (IPR) vs *vertical lift performance* (VLP). (Fitrianti, Putra F Dike & Cendra Desma, 2018)

Penelitian ini menganalisa hasil desain *gas lift* secara manual maupun software *wellflo* yang menentukan kedalaman titik injeksi, mengetahui jumlah gas yang di injeksikan, kedalaman setiap *valve* (*valve spacing*) dan tekanan setting buka/tutup *valve*. Perbandingan hasil dilakukan secara manual dan software untuk melihat tinjauan apakah hasil dari penelitian manual dan *software wellflo* sama atau ada perbedaan yang signifikan.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

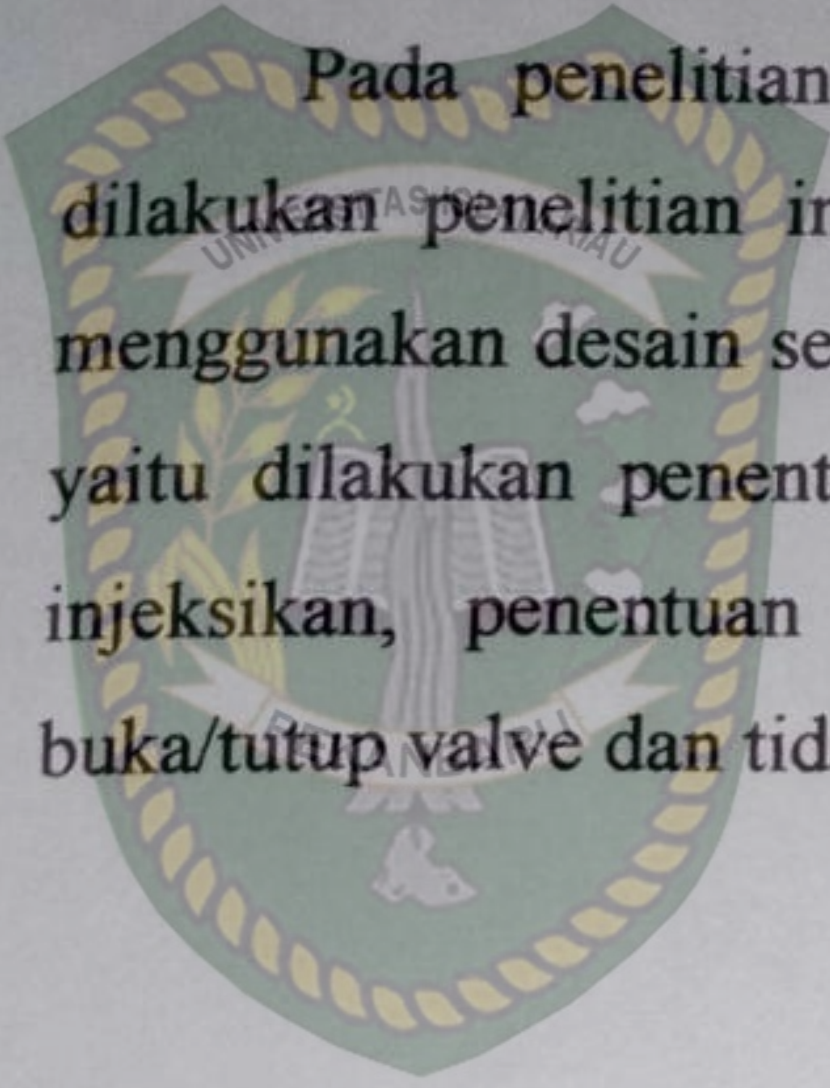
1. Menentukan kedalaman titik injeksi (POI) pada desain *gas lift*
2. Menganalisis perbandingan jumlah gas yang di injeksikan
3. Menganalisis perbandingan kedalaman setiap *valve* (*valve spacing*) antara manual dan *software wellflo*
4. Menganalisis perbandingan besarnya tekanan *setting* untuk buka/tutup setiap *Valve*

1.3 Manfaat Penelitian

Pada penelitian ini mempunyai manfaat yaitu untuk mengetahui perbandingan hasil analisa desain *continuous gas lift* secara manual dan *software wellflo* dan Penggunaan *software wellflo* ini diharapkan bisa mempermudah dalam proses desain *gas lift* untuk selanjutnya dan diharapkan penelitian ini menjadi acuan untuk penelitian selanjutnya.

1.4 Batasan Masalah

Pada penelitian ini agar mendapatkan hasil yang baik maka tujuan dilakukan penelitian ini dibatasi agar tidak menyimpang. Penelitian ini akan menggunakan desain secara manual dan *software wellflo* dengan batasan lainnya yaitu dilakukan penentuan titik injeksi (POI), penentuan jumlah gas yang di injeksikan, penentuan kedalaman setiap *valve*, penentuan tekanan setting buka/tutup *valve* dan tidak memperhitungkan keekonomian.





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam hadits riwayat Tirmidzi dijelaskan ” bahwa barang siapa yang menghendaki kehidupan dunia maka wajib baginya memiliki ilmu, dan barang siapa yang menghendaki kehidupan Akherat, maka wajib baginya memiliki ilmu, dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu”.
(HR. Tirmidzi)

2.1 Gas Lift

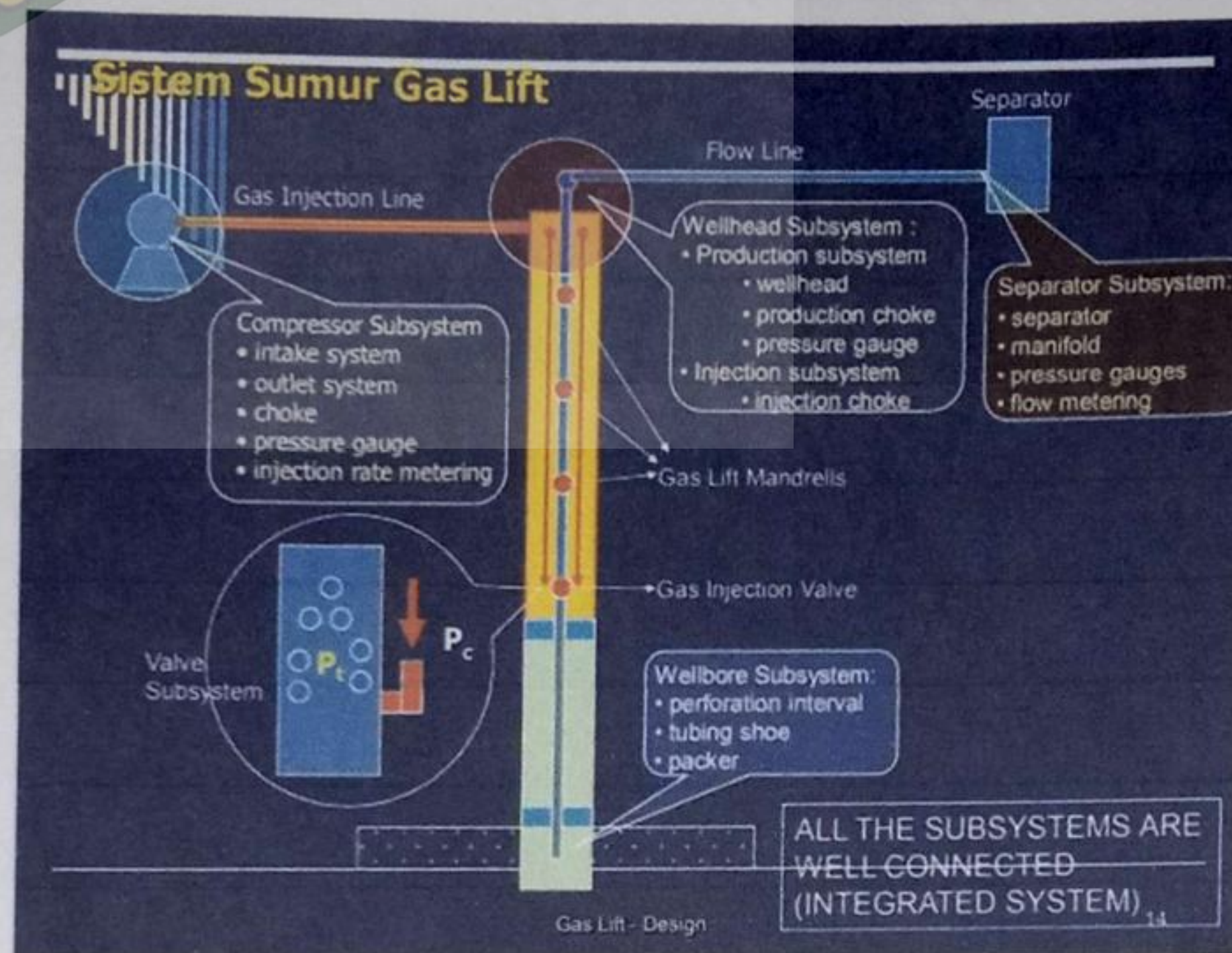
Menurut penelitian sylvester okotic et al. (2015) bahwa untuk mengoptimalkan penggunaan gas lift maka di haruskan untuk menganalisis masalah pada optimasi dan alat yang digunakan untuk mendapatkan hasil yang memuaskan. Ada beberapa parameter dan data yang harus di ketahui untuk mendapatkan hasil yang baik dalam penggunaan gas lift yaitu GOR (Gas Oil Ratio), water cut, IPR, kedalaman sumur, jenis kompleksi, kepasiran, ukuran casing dan tubing serta lokasi lapangan tersebut. (Sylvester, 2015)

Gas lift dikenal sebagai metode pengangkatan buatan yang menggunakan sumber eksternal gas bertekanan tinggi untuk membantu mengangkat cairan baik dari reservoir ke permukaan. Gas diinjeksikan dari permukaan dengan kompresor yang akan mengurangi denstitas dari fluida dan menurunkan tekanan didalam tubing sehingga dapat meningkatkan produksi. (Abdel ben Amara, Silverwell, 2015)

Gas lift hanya digunakan di dalam sumur yang menghasilkan ekonomis dengan tekanan dasar sumur yang relatif tinggi, biasanya produktivitas reservoir yang tinggi. Ada dua jenis *gas lift* antara lain *gas lift intermittent* dan *gas lift continuous*. Proses penginjeksian gas dengan volume kecil yang bertekanan tinggi secara terus menerus dimasukkan ke sumur untuk meringankan kolom cairan disebut *gas lift continuous*. Hal ini memungkinkan tekanan dasar sumur mengalir dengan mudah, untuk mencapai produksi secara efisien maka dilakukan untuk merancang sebuah sistem yang akan memungkinkan injeksi melalui katup injeksi pada kedalaman terdalam dengan tekanan injeksi yang tersedia. (M.A. Naguib et.al. 2000).

Tujuan dari injeksi gas sebagai pengangkatan buatan :

1. Mengurangi gradient tekanan aliran dalam tubing dengan menambahkan gas di tubing, dimana gas yang tercampur dengan fluida formasi dapat meringankan beban diatas katup injeksi
2. Membentuk kolom gas dalam tubing yang akan mendorong kolom fluida dalam tubing naik kepermukaan, Sehingga mengurangi densitas fluida yang memungkinkan tekanan reservoir mampu mendorong fluida produksi ke permukaan. Pada gambar 1 dibawah ini dapat dilihat system sumur gas lift



Gambar 2. 1 Sistem Sumur Gas Lift (Musnal & Fitrianti, 2018)

Ada dua Faktor yang mempengaruhi penghematan gas yang di injeksikan

- a. *Bubble point*
- b. *Solution Gas Oil Ratio* dari minyak yang diproduksi

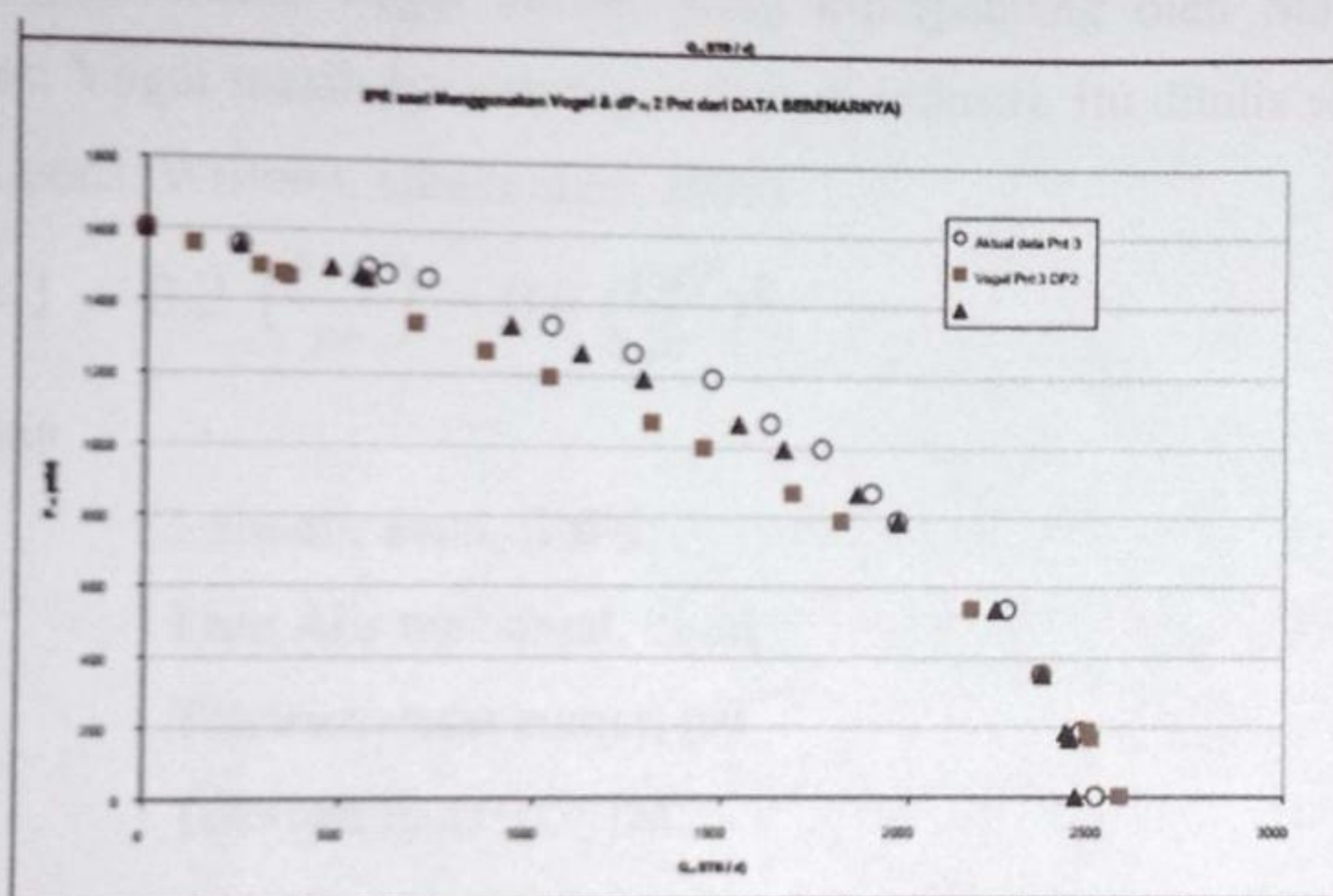
Tekanan *bubble point* dan *solution gas oli ratio* sangat berpengaruh untuk pembentukan gradien tekanan untuk aliran minyak pada kondisi tekanan dan suhu apa pun (Kumar, 2013) Pada sumur *gas lift* terdapat beberapa keterbatasan yaitu kurangnya formasi gas atau sumber gas dari luar, jarak sumur yang lebar, dan ruang yang tersedia untuk kompresor untuk platform lepas pantai.(Aizuddin & Roslan, 2012)

Penggunaan gas lift pada lapangan veneuzela dilakukan menggunakan gas lift dengan GOR $219 \text{ m}^3/\text{m}^3$, water cut 70 -85 % dan 15°API pada lapangan ini berhasil memproduksi minyak sebesar $156 \text{ m}^3/\text{d}$ dengan laju gas injeksi 227.72

m^3/d , menurut peneliti minyak dan air mungkin sedikit teremulsi di dalam sumur tetapi fase primer pecah dan fase baru didirikan di bawah pengaruh aliran gas lift dengan kecepatan tinggi, penggunaan gas lift layak untuk heavy oil and extra-heavy oil reservoir. (Dou, Chang, Hu, Cai, & Zhao, 2007)

2.2 IPR (Inflow Performance Relationship)

Pada penelitian W.Robert et al.(2009) penggunaan kurva IPR untuk memprediksi laju alir maksimum masa sekarang, kurva IPR ini menggunakan persamaan *vogel* untuk Q_{max} (laju alir maksimum) dan IPR metode eickmer. Dapat dilihat pada (Gambar 2.3) penelitian ini membandingkan IPR metode *vogel*, IPR metode eickmer dan IPR aktual yang diukur melalui pressure bottom hole dalam keadaan stabil, hasilnya memiliki kesamaan laju alir pada kurva IPR tersebut, IPR metode *vogel* ini layak digunakan untuk penentuan laju alir masa sekarang. (Chase & Shaver, 2009)



Gambar 2. 2 Perbandingan IPR Metode Vogel VS IPR masa depan (Chase & Shaver, 2009)

Hal yang pertama dilakukan untuk mengetahui kondisi optimasi produksi sumur antara lain pemodelan sumur produksi, pemodelan yang dilakukan dengan membuat kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*). (Fitrianti, Putra F Dike & Cendra Desma, 2018) Ada dua kuantitas yang biasa digunakan untuk mewakili kinerja *inflow* reservoir antara lain produktivitas indeks (PI) dan *inflow performance relationship* (IPR), Keduanya berhubungan laju aliran fluida untuk perbedaan tekanan antara dasar sumur dan reservoir. (Choi, et al, 2008).

Pada kurva IPR menunjukkan pressure drop pada fluida dari reservoir ke dasar sumur, untuk reservoir di atas tekanan bubble point kurva IPR dijelaskan dengan persamaan satu fasa IPR sebagai berikut (Prastiti, n.d.):

$$Q = PI \times (Pr - P_{wf}) \quad (1)$$

Secara teoritis persamaan di atas didekati oleh persamaan radial dari darcy untuk fluida homogen, incompressible, dan horizontal. Kurva IPR untuk satu fasa akan membentuk garis linier dengan harga PI konstan untuk setiap harga P_{wf} , aliran fluida pada tekanan reservoir lebih besar dari pada tekanan gelembung (P_b) atau P_r juga konstan. Maka variabel adalah laju produksi (q) dan tekanan alir dasar sumur dapat dibuat persamaan (Musnal, 2014) :

$$p_{wf} = Pr - \frac{Q}{PI} \quad (2)$$

Untuk persamaan yang di gunakan berupa persamaan empiris yang tersedia untuk pemodelan IPR dari reservoir dua fase. Persamaan empiris ini termasuk persamaan Vogel (1968) yang diperpanjang oleh Standing (1971), Persamaan Vogel masih banyak digunakan di industri. Itu ditulis sebagai : (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007)

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (2)$$

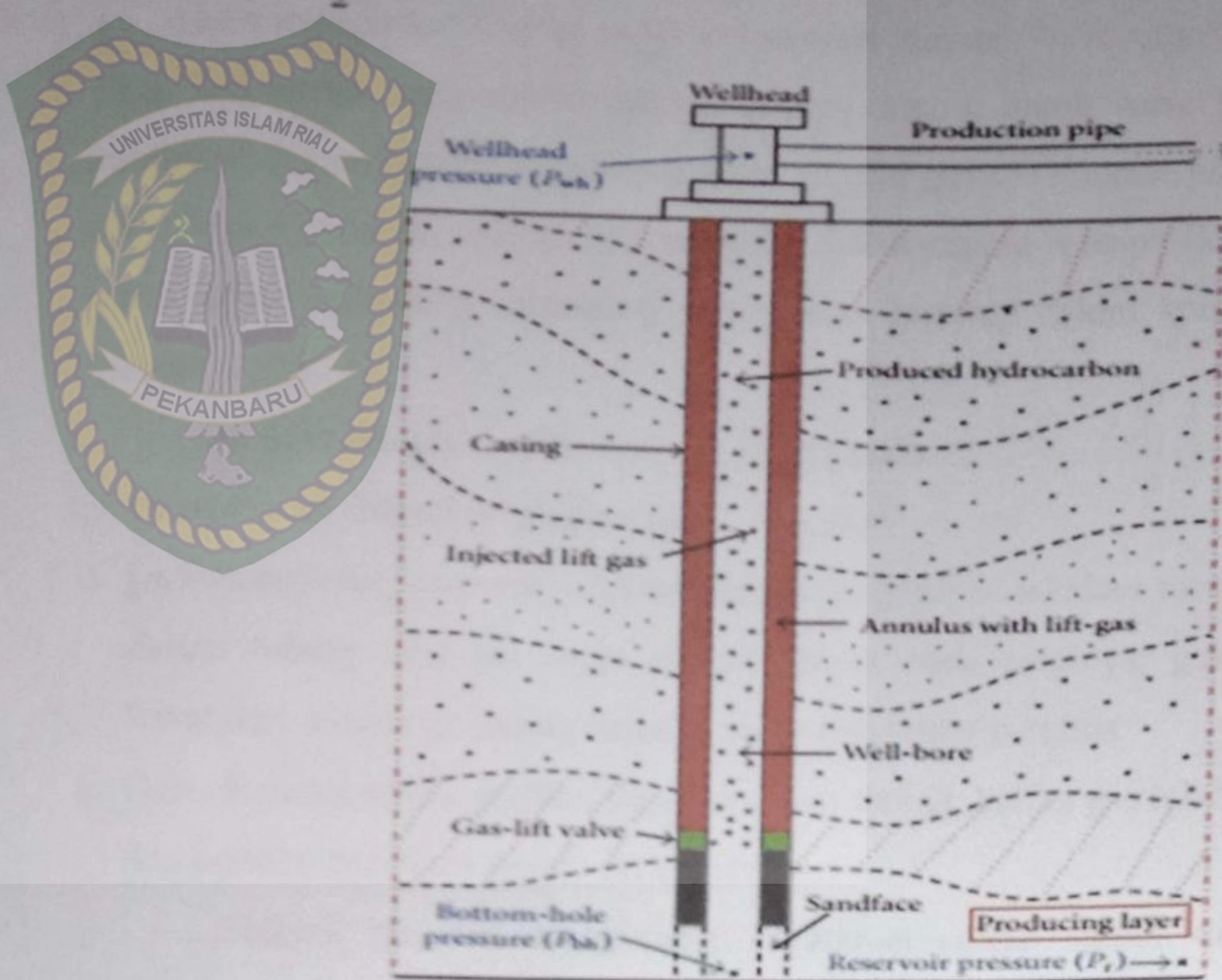
Keterangan :

Q_o : Laju alir awal, Bbl/d

Q_{max} : Laju Alir maksimal, bbl/d

P_{wf} : Tekanan dasar sumur, psi

P_s : Tekanan reservoir, psi



Gambar 2. 3 Gas Lift Well Schematic (Rashid, Bailey, and Couët 2012)

Perubahan tekanan anulus selama unloading terjadi akibat konsekuensi dari volume gas yang di anulus. (Winkler & Smith ,1962) mendiskusikan pendekatan ini dengan sebuah contoh menggunakan hukum Boyle, Konsep yang digunakan dalam pengembangan persamaan gas ideal menyatakan bahwa tekanan dikalikan dengan volume konstan. Jika volume menurun maka tekanan juga memiliki menurun. (Decker & Sutton, 2018)

2.3 Proses Unloading Valve

Menurut Mengxia Li et al. (2015) untuk pengaturan injeksi gas kedalam sumur harus di setting sebaik mungkin karna apabila injeksi gas terlalu besar dapat menghasilkan tekanan casing terlalu besar sehingga *valve gas lift* tidak bisa tertutup dengan normal dan dapat merusak *valve gas lift* maka injeksi gas harus ditingkatkan secara bertahap dan setiap penurunan tekanan antara *valve* harus dipastikan bahwa gas injeksi memasuki lewat *valve* (Mengxia, Ruiquan, Junliang, Wei, & Wenqi, 2015)

Unloading valve dipasang pada saat kompresor gas lift tidak dapat menyediakan tekanan yang cukup untuk memproduksi fluida dan injeksi *gas lift*

ini akan meringankan cairan berat keluar dari sumur. *Valve* dipasang di sumur pada kedalaman yang dipilih selama proses desain, untuk *valve* pertama yang kemudian secara berurutan memperdalam injeksi *gas lift* selama proses berjalan. Setelah *gas lift* mencapai kedalaman yang direncanakan sebagai (katup operasi), maka katup unloading dirancang untuk tetap tertutup dalam kondisi produksi normal.

Proses *unloading* diilustrasikan pada gambar 2.2.

- Garis merah mewakili gradien gas di *annulus*
- garis biru yang terputus - putus mewakili gradien tekanan awal dari cairan dalam tubing. Hal ini dapat dilihat bahwa pada awalnya, gas hanya bisa lewat dari annulus ke tubing melalui *valve unloading* pertama
- Garis biru mewakili gradien tekanan dalam tubing, ketika gas telah disuntikkan dan kondisi produksi *steady state* tercapai

Setelah *gas lift* mengurangi kepadatan cairan sumur di atas *valve unloading* pertama, gradien tekanan di tubing katup pertama (kedua diagonal garis merah) turun ke tingkat yang memungkinkan *gas lift* untuk melewati *valve unloading* berikutnya. Pada titik ini, tekanan injeksi gas berkurang sehingga katup pertama tertutup, dan proses ini berlanjut hingga kedalaman injeksi yang diinginkan tercapai. (Brodie, 2015)



Gambar 2. 4 Design Plot (Brodie, 2015)

Pada *gas lift continuous* dengan tekanan outlet atau kapasitas kompresor yang terbatas, jarak antara sumur dan kompresor, sumur dalam, dan water cut

yang tinggi cenderung menyebabkan tekanan injeksi gas di bawah permukaan tidak mencukupi. Tekanan injeksi gas di bawah permukaan bisa mencukupi selama akhir produksi namun karena tekanan formasi menurun terus menerus dan kedalaman injeksi gas dari desain konvensional terbatas, dalam meningkatkan produksi maka peningkatan kedalaman injeksi gas diperlukan. Meningkatkan kedalaman injeksi gas sejauh mungkin merupakan target dari *gas lift*. (Wei, Liao, Li, & Feng, 2014)

Dalam manajemen *gas lift* membutuhkan integrasi dari beberapa variabel di lapangan. Dalam rangka untuk memaksimalkan efisiensi yang harus dilakukan:

1. Mendapatkan data uji sumur yang akurat dan tepat waktu
2. Optimalkan laju aliran *gas lift* injeksi secara otomatis
3. Optimalkan dan memprioritaskan pasokan *gas* ke sumur dengan profitabilitas tertinggi.
4. Lindungi kompresor dari kegagalan umum dan perjalanan yang mengancam pada saat injeksi gas.

2.4 *Design Gas Lift*

Pada penelitian Dewi A. Oktavia & Mandala W. Widya (2017) yang dilakukan di lapangan D yang bertujuan perbandingan optimasi *continuous gas lift* dengan simulator pipesim dan manual pada sumur A1, Metode yang digunakan yaitu Jones & Brown. Pada sumur ini awalnya mempunyai 7 valve namun memiliki penurunan produksi sehingga dilakukan *redesign*, Hasil *redesign* pipesim mendapat 5 katup dengan katup operasi 1122.2 m mendapatkan laju produksi total 324 bfpd sedangkan tekanan buka katup yaitu 610 psi dan hasil manual mendapatkan 5 katup dengan katup operasi 1128.05 m dengan laju produksi total 324 bfpd dan tekanan buka katup 686.17 psi. Perbandingan keduanya terdapat pada kedalaman katup dan P_{tro} dan peneliti memilih menggunakan pipesim karena pada desain manual terjadi kesalahan pengamatan. (Dewi & Mandala, 2017)

Menurut penelitian sebelumnya, memprediksi profil suhu dan tekanan dalam sumur yang akurat dapat memidai aliran dengan baik dan sangat bermanfaat dalam desain fasilitas produksi. profil temperatur membantu untuk menghitung akurat aliran *dua-phase* untuk prediksi *pressure-drop*, yang dapat

meningkatkan desain sistem *gas lift*. Desain *gas-lift* dapat ditingkatkan dengan prediksi yang lebih akurat dari suhu kedalaman katup. (Abdalsadig, Nourian, Nasr, & Babaie, 2016).

Pada penelitian Ali Musnal & Fitrianti (2017) di lapangan Libo yang bertujuan untuk mendapatkan optimasi laju produksi yang maksimal dengan jumlah gas injeksi yang optimum yang dilakukan pada sumur mendapatkan hasil penambahan produksi 382.320 BFPD dengan pengurangan gas injeksi 207.080 SCF/D. Pada salah satu desain *gas lift* yang mendapatkan titik injeksi pada kedalaman 4450 ft, dengan jumlah gas yang diinjeksikan yaitu 339.480 scf/d dan penentuan kedalaman katup unloading yang mendapatkan hasil lima katup *valve* yaitu $V1 = 1500$ ft, $V2 = 2200$, $V3 = 2900$, $V4 = 3840$, dan $V5 = 3950$. (Musnal & Fitrianti, 2018)

Ditinjau dari cara penginjeksian gas ke dalam sumur, injeksi gas dapat dibedakan menjadi dua cara, (Terotos, I.E, 2015 P. 30) yaitu :

A. *Continuous Gas Lift*

Dimana gas diinjeksi secara terus menerus ke dalam annulus dan melalui *valve* yang dipasang pada tubing, hingga gas masuk ke dalam tubing tersebut. Adapun batasan-batasan digunakannya *continous 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 tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) tinggi
- d. Namun apabila tekanan dan volume gas injeksi yang tersedia cukup besar, *continous gas lift* dapat dilakukan pada sumur dengan produktivitas indeks ($PI < 0.2$ BFPD/Psi).

B. *Intermittent Gas Lift*

Dimana gas hanya diinjeksikan pada setiap selang waktu tertentu sehingga injeksi gas merupakan suatu siklus injeksi. Digunakan pada sumur yang mempunyai P_{wf} dan PI rendah atau salah satunya rendah. Dalam system ini produksi dilakukan secara terputus-putus dan didesain untuk memproduksi pada laju sebesar fluida yang masuk ke lubang sumur dari

formasi. Dalam sistem *intermitten* fluida dibiarkan terakumulasi dan bertambah di dalam tubing pada dasar sumur selama proses penutupan sumur. Secara periodik, gelombang besar dari gas injeksi bertekanan tinggi diinjeksikan dengan cepat kedalam tubing di bawah kolom fluida dan kolom fluida akan terdorong ke permukaan. Frekuensi penutupan atau *shut-in intermitten* ditentukan oleh jumlah waktu yang diperlukan oleh slug liquid masuk kedalam tubing. Lama periode injeksi gas tergantung slug cairan ke permukaan.

Pada sumur *continuous gas lift*, gas di injeksikan secara terus menerus kedalam sumur dan sumur dengan *productivity index* tinggi (> 0.5 stb/day/psi) dengan produksi lebih besar dari 100 stb/d. (Prastiti, n.d.) Dalam mendesain suatu gas lift harus dilakukan evaluasi secara keseluruhan, Baik dari produktivitas suatu sumur minyak maupun gas yang ditentukan dengan inflow dan outflow performance. Aplikasi *gas lift valve* biasanya menggunakan tipe kompleksi *perforated casing*, dimana *perforated casing completion* berupa jenis kompleksi dimana casing produksi menembus formasi produktif dan di semen.

Mendapatkan data uji sumur yang akurat dan tepat waktu dalam rangka mengoptimalkan produksi menggunakan *gas lift*, sangat penting untuk memahami berapa banyak minyak, air dan gas yang diproduksi. Biasanya informasi ini berasal dari separator yang bertindak sebagai sistem aliran kompleks di mana pengukuran akurat dari minyak, air dan gas diukur. (Michael, 2015)

Perlu dicatat bahwa secara umum masalah desain *gas-lift* yaitu jumlah katup *gas-lift* (GLV) dan kedalaman mereka, dikecualikan dari masalah alokasi, terutama konfigurasi sudah selesai pada tahap produksi dan dianggap tidak berubah-ubah. Peningkatan kinerja *gas lift* juga dianggap sebagai kebutuhan yang diperlukan sebelum dilakukan optimasi lapangan yang maksimal. Untuk evaluasi kedalaman ulang titik injeksi, tekanan injeksi, ukuran GLV, instalasi *packer* dan bahkan mengubah jenis *gas-lift* dilakukan perbaikan maka dapat meningkatkan produksi dan memungkinkan sumur untuk menghasilkan lebih mudah. (Rashid, Bailey, & Couët, 2012)

Ukuran katup yang mempengaruhi respon tekanan annulus dan tingkat injeksi gas di permukaan harus di kontrol sebaik mungkin untuk mempertahankan

jumlah injeksi tertentu. Hal ini dilakukan untuk menghindari penurunan tekanan dan laju alir dari fluida. (Decker & Sutton, 2018) Penentuan tekanan injeksi pada kedalaman ($P_{c@d}$) yang akurat membutuhkan metode yang cocok seperti metode *cullede dan smith* untuk sifat umum fluida gas alam dan resevoir dapat di pertimbangkan dan diperkirakan $Z = 0.9$ dengan persamaan yaitu :

$$P_{so@D} = P_{so@s} \times \exp^{0.01875 \times \frac{y_g \times D}{Z.T.}} \quad (4)$$

Keterangan :

P_{so} = *Pressure surface operation*, Psi

y_g = *Gas Specific gravity*

Z = The Average gas compressibility factor

T = The Average temperatur °R

Pada penelitian ini dalam mendesain *gas lift* menentukan perbandingan, kedalaman titik injeksi (POI), jumlah gas yang di injeksikan, kedalaman setiap *valve (valve spacing)* dan besarnya tekanan setting buka/tutup *valve* secara manual dan *software wellflo*. Untuk penentuan titik injeksi ini harus di tentukan secara baik dengan melihat besarnya tekanan gas yang diinjeksikan dan dekat dengan zona produksi maka akan lebih baik sehingga dapat memperoleh sistem *gas lift* yang efisien. Pada saat penentuan jumlah gas yang di injeksikan diharapkan akan meningkatkan produksi minyak karena injeksi gas akan meringankan kolom fluida namun untuk menyutikkan terlalu banyak gas akan meningkatkan tekanan *bottomhole* yang dapat menurunkan tingkat produksi minyak. (Saepudin et al., 2007). Untuk penentuan jarak antar *valve* juga didesain agar tidak terlalu jauh untuk mengoptimalkan kerja *gas lift valve* dan penurunan tekanan pada casing sebagai media injeksi agar memastikan *valve* bekerja dengan baik dan dapat meningkatkan laju produksi. (Aristya, Galih , Widartono, 2015)

2.5 Software Wellflo

Pada penelitian sebelumnya, penggunaan *software wellflo* telah dilakukan untuk pemodelan dan simulasi produksi minyak dan gas, pada sumur ini sebelumnya menggunakan *gas lift* sebagai pengangkatan buatan untuk produksi namun mengalami penurunan produksi maka dilakukan perubahan ukuran tubing menjadi 3.42 inch untuk mendekati *minimum flowing bottom hole*

pressure (FBHP) yaitu 2.475 psia dan hasil yang didapatkan model *wellflo* yaitu 2503.51 psia yang mendekati nilai FBHP menggunakan korelasi ansari, aziz, dan gregory dan mendapatkan hasil positif untuk produksi yang optimal. (Mohammed, 2014)

Analisis sistem perangkat lunak *WellFlo* dikenal dengan perangkat yang kokoh, mudah digunakan dan aplikasikan untuk merancang, pemodelan, optimasi dan mengidentifikasi masalah minyak dan gas baik mengalir secara alami atau *artificial lift*. Paket *software WellFlo* Ini menggunakan teknik analisis untuk model kinerja reservoir *inflow* dan *outflow* dari sumur.

Software ini dapat merancang dan instalasi gas lift model dengan jumlah dan posisi katup gas lift. Untuk setiap tingkat yang di tentukan *software* ini menentukan katup yang di gunakan untuk injeksi gas, jarak antara katup, titik injeksi terdalam (POI) dan mengetahui besarnya tekanan setting gas yang di injeksikan baik *gas lift continuos* maupun *intermittent*. (Weatherford, 2008)

Perubahan drastis dalam tekanan dan suhu dapat terjadi pada bagian bawah sumur dan permukaan. *Software WellFlo* termasuk *software* yang dapat analisis penurunan tekanan. Koefisien perpindahan panas dapat diperoleh dengan perhitungan sistem atau input langsung, sistem secara bersamaan menampilkan data yang diukur dan prediksi plot untuk pencocokan cepat. Perangkat lunak *WellFlo* ini selain untuk mengambil data tekanan dan suhu, *software* ini juga dapat mengetahui kepadatan fase dan kecepatan aliran, gesekan, dan penurunan percepatan tekanan, Data alternatif ini dapat membantu menentukan batas kecepatan produksi bila terlampaui.

Pada pressure gradient drop di sumur vertikal dan horizontal menggunakan beberapa korelasi dan untuk korelasi beggs and brill digunakan untuk semua arah aliran. Pada pemilihan pola aliran untuk duns and ross, beggs dan brill memiliki pertimbangan dari slip liquid-gas. (Husebø, 2009)

Pada *software wellflo* ini mempunyai kelebihan yaitu *software* ini dapat mengetahui deviation wellbore atau kemiringan pada sumur, selain itu *software* pada desain gas lift bisa menggunakan *mandrel* atau tanpa *mandrel*. Untuk proses desain ulang atau *re-design gas lift* bisa secara langsung di setting apabila terjadi

perubahan produksi dan terdapat pilihan untuk menggunakan tubing *shoe* apabila perlu untuk digunakan.

Berbagai macam jenis korelasi dalam analisa aliran suatu sumur, pada desain software wellflo ini menggunakan korelasi beggs and brill untuk down corner flow correlation. Dalam metode perhitungan beggs and brill mengembangkan korelasi untuk menentukan liquid hold up dan faktor gesekan dua fasa. Persamaan yang disajikan oleh beggs and brill berlaku untuk aliran dalam semua sudut kemiringan, meskipun metode ini telah digunakan dalam beberapa sumur vertikal namun memberikan hasil yang baik untuk perhitungan pipa. Korelasi ini digunakan dalam korelasi pengembangan, *gas flow rate*, *liquid flow rate* dan dua *phase* di dalam aliran pipa. (Beggs, 1991). Persamaan untuk menghitung kehilangan tekanan yang digunakan dengan metode beggs dan brill adalah :

$$\frac{dp}{dh} = \frac{(\rho_L HL + \rho_g(1-HL)) \frac{\dot{g}}{g_c} \sin \theta + \frac{F_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{2 \dot{g}_c d}}{1 - \frac{(\rho_L HL + \rho_g(1-HL)) V_m V_{sg}}{\dot{g}_c P}} \quad (5)$$

Korelasi Duns dan Ros telah dilakukan studi hasil eksperimen pada aliran dua phase vertikal, pada percobaan tersebut tiga aliran didefinisikan dan pola aliran ditentukan berdasarkan kecepatan *supercritical* dari fase gas dan gas. Pola aliran pertama yaitu fasa cair *continuous*, dan gas bergerak secara gelembung daerah ini di sebut pola *bubble flow*. Untuk pola aliran kedua yaitu fasa cair dan gas tidak *continuous* atau di sebut pola aliran *slug* dan untuk pola aliran ketiga yaitu fasa gas *continuous* dan cairan bergerak sebagai tetesan yang tersebar di gas bagian dalam pipa pola ini sebut *miss-flow*. Pengembangan korelasi untuk menentukan *liquid hold-up* dan faktor gesekan yang tergantung pola aliran yang terjadi, *liquid hold-up* dalam korelasi pada ketentuan *velocity slip* tak berdimensi yang di definisikan sebagai :

$$N_s = V_s \left(\frac{\rho_l}{g \sigma} \right)^{0.25} \quad (6)$$

Ket :

N_s : *Dimensionless slip velocity*

V_s : *Actual slip velocity*

Untuk menentukan V_s :

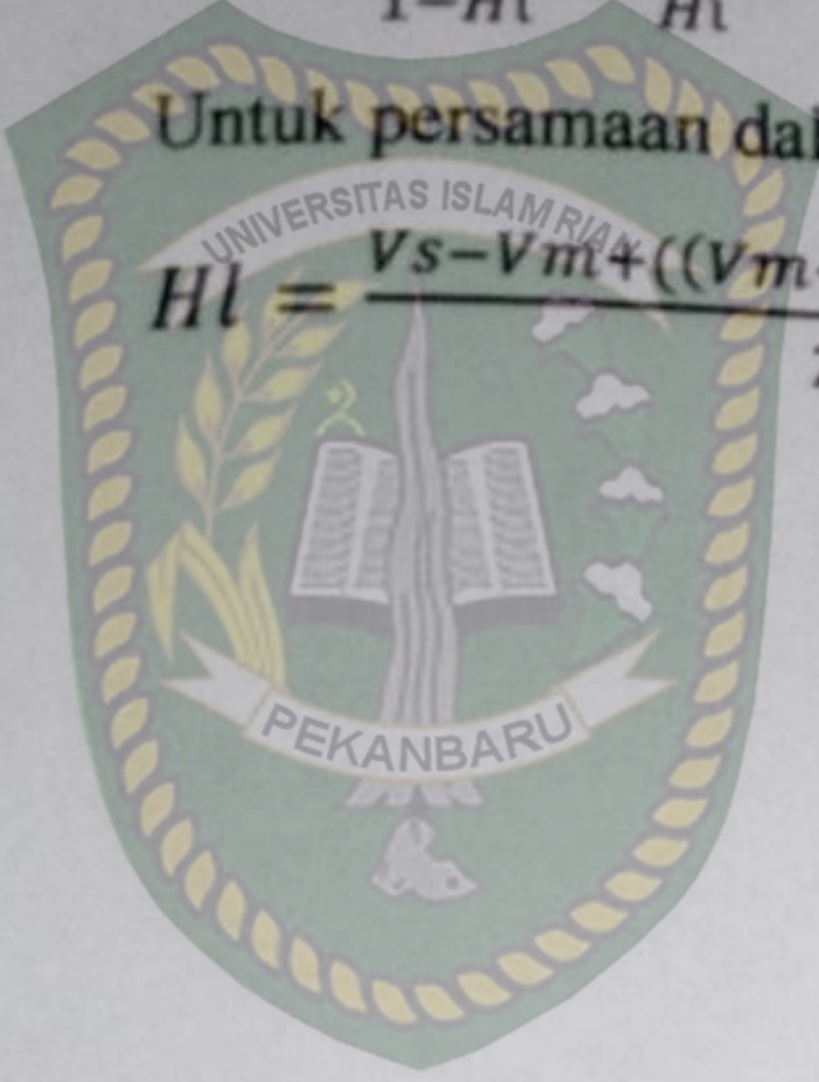
$$V_s = \frac{V_{sg}}{1-H_l} - \frac{V_{sl}}{H_l}$$

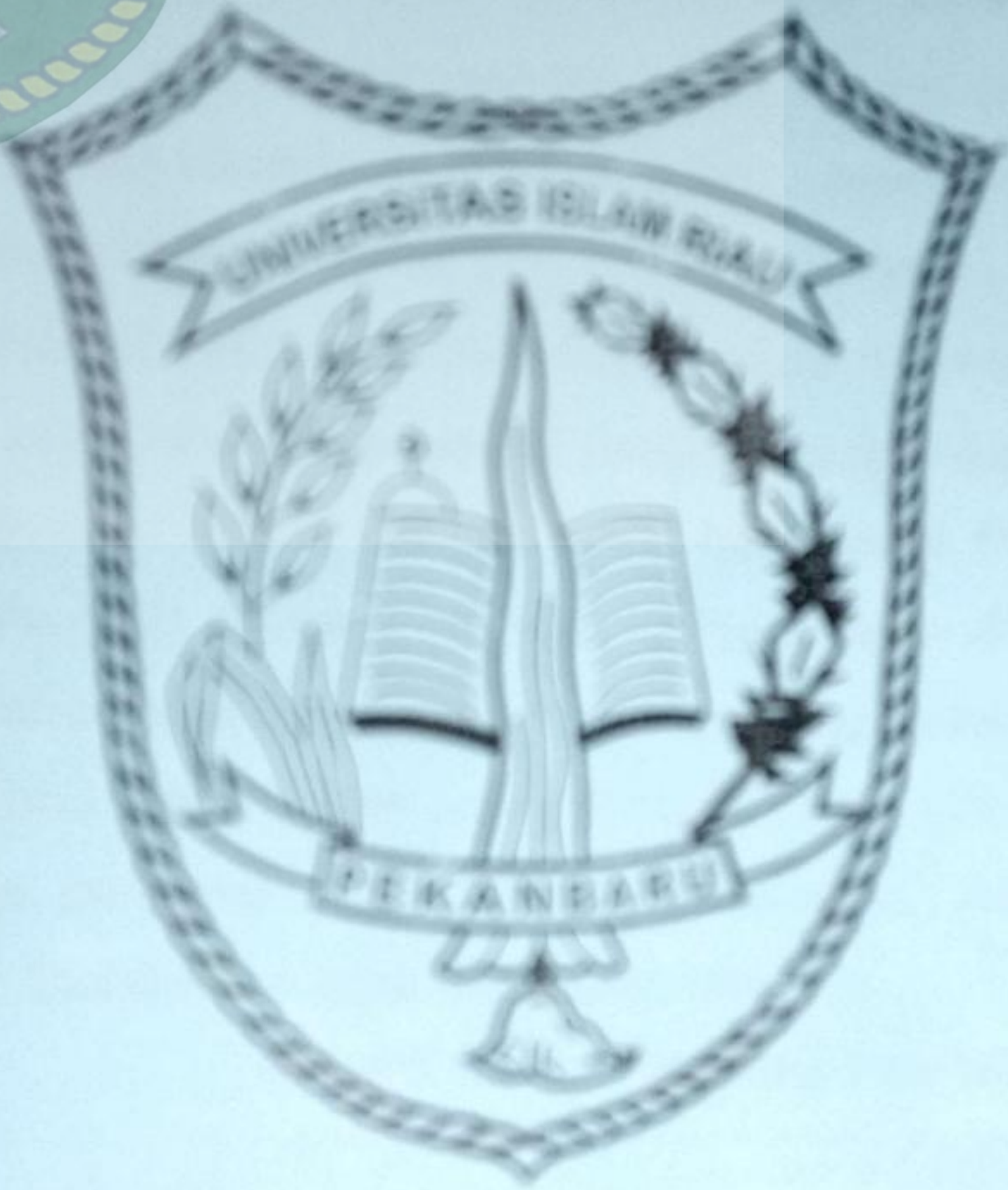
(7)

Untuk persamaan dalam menentukan harga liquid hold up adalah :

$$H_l = \frac{V_s - V_m + ((V_m - V_s)^2 + 4V_s V_{sl})^{0.5}}{2V_s}$$

(8)





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

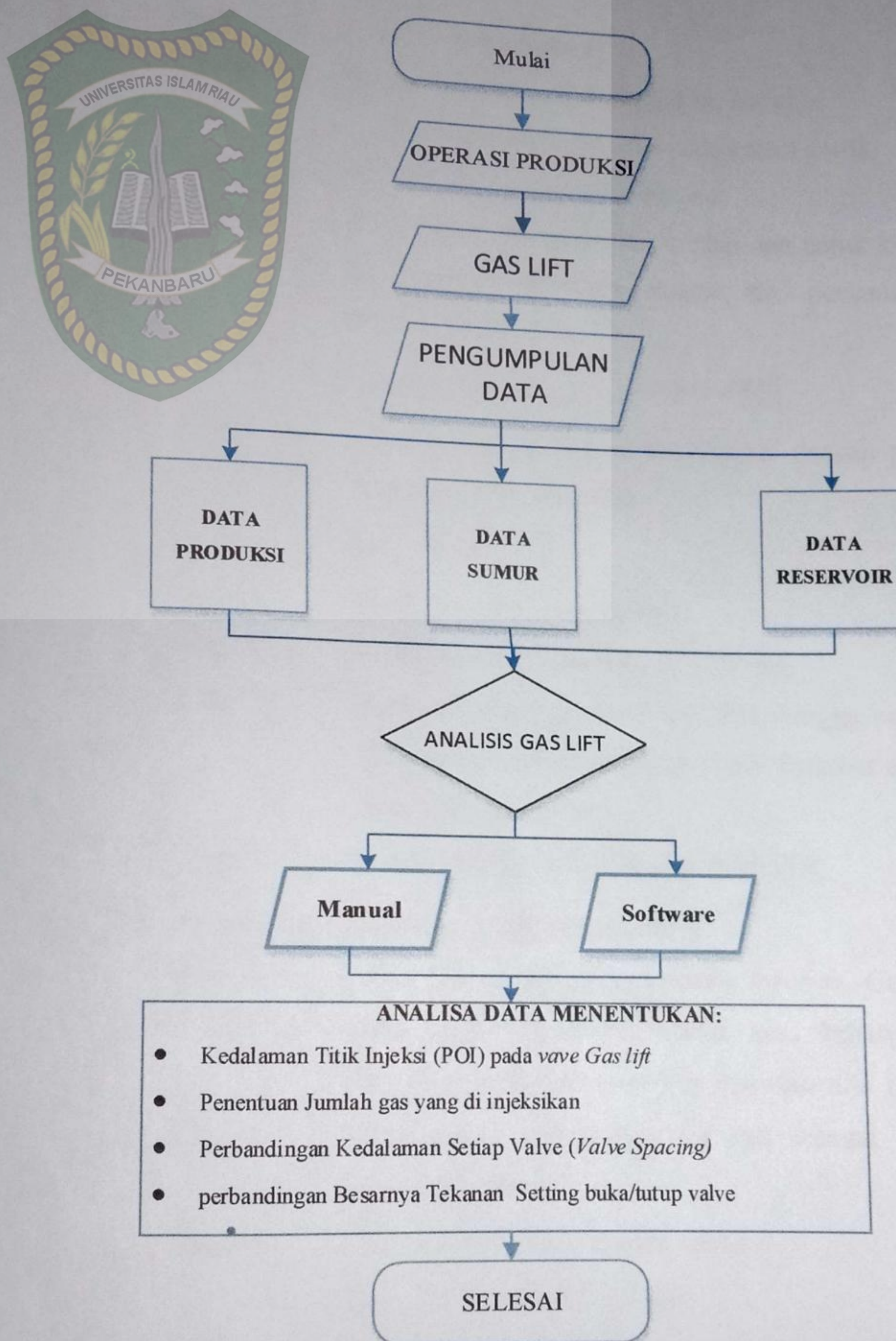
3.1 Uraian Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan membandingkan desain secara manual dengan *software wellflo* bertujuan menentukan kedalaman titik injeksi (POI), menentukan jumlah gas yang di injeksikan, menentukan kedalaman setiap valve, dan menentukan tekanan *setting* buka/tutup *valve*. Metode yang digunakan yaitu studi lapangan dengan data premier. untuk desain secara manual data yang dibutuhkan yaitu tekanan dasar sumur (pwf), *productivity index* (PI), Laju alir fluida (Qo), tekanan reservoir (Pr), kedalaman sumur, tekanan injeksi, ukuran tubing, *pressure well head*, *killing fluid gradient*, temperatur (°F), dan *static fluid level* dan pso. Untuk desain gas lift dengan menggunakan *software wellflo* maka dibutuhkan data berupa pressure (psi), temperature (°F), midperf depth (ft), permeability (md), thickness (ft), API, wellbore radius (ft), water cut (%), gas oil ratio (scf/stb), ukuran tubing (in), ukuran casing (in), static fluid level (ft), kick off pressure (psi) dan injection rate (MMscf/d) dan GOR (scf/stb). Penulis akan melakukan penelitian di Universitas Islam Riau. Adapun rincian kegiatan penelitian dilaksanakan dapat dilihat pada tabel 3.1:

Tabel 3. 1 Jadwal Kegiatan Penelitian

No	Rencana Kegiatan	Minggu Ke							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Menganalisis Permasalahan	✓							
2.	Mereview Permasalahan		✓						
3.	Mengumpulkan Data			✓					
4.	Evaluasi Gas Lift				✓				
5.	Mendesain Gas Lift					✓	✓	✓	
6.	Hasil								✓

3.2 Alur Penelitian (Flowchart)



3.3 Prosedur Perhitungan

3.3.1 Metode desain gas lift secara manual

a. Penentuan titik injeksi (POI) (Mustaghfirin, 2014)

- Step 1 : Plot kedalaman vs tekanan pada kertas grafik
- Step 2 : Plot P_r pada kedalaman formasi
- Step 3 : Plot $P_{so@s}$ psi pada permukaan dan untuk kemiringan PSO pada kedalaman didapat dari persamaan (Gou Boyun, 2000):

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

- Step 4 : Plot pwf pada kedalaman formasi dengan persamaan (anggap aliran satu sfa):

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q}{PI}$$

- Step 5 : Tarik garis dari pwh ke Pwf
- Step 6 : Tarik garis Sfl 1194 ft ke P_r 1254 psi.
- Step 7 : Tarik garis gas gradient dari P_{so} , hingga berpotongan dengan garis *fluid gradient*. Titik Tersebut adalah titik keseimbangan POB
- Step 8 : Geser 100 psi dari POB, diperoleh POI

b. Penentuan jumlah gas yang diinjeksikan

- Step 1 : Plot titik yaitu pada *pressure traverse*, Geser sumbu pada kertas transparan kertas atau kebawah sampai diperoleh kurva *pressure traverse* dan titik injeksi Lalu Jiplak kurva dan catat *GLR* nya sebagai GLR total. Didapat GLR total.

- Step 2 : Hitung jumlah gas injeksi, yaitu:

$$Q_{gi} = Q_L (GLR_t - GLR_f)$$

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

- a. Tentukan temperatur di titik injeksi:

$$T_{poi} = (T_s + G_i D_i) + 460$$

- b. Hitung faktor koreksi menurut:

$$Corr = 0.0544 \sqrt{\gamma_{gi} T_{poi}}$$

c. Volume gas injeksi terkoreksi sebesar

$$Q_{gi} Corr = Q_{gi} \times Corr$$

c. Penentuan Kedalaman Setiap Valve

1. Melanjutkan tahap sebelumnya dengan menarik garis killing fluid gradient dari Pwh (0,40 psi/ft - 0,50 psi/ft) hingga memotong garis injeksi sampai ke garis PKO. Titik ini merupakan lokasi kedalaman valve (1) yang paling atas.
2. menarik garis horizontal dari lokasi valve 1 hingga memotong garis flowing gradient .
3. Tarik garis sejajar garis "Kill Fluid hingga memotong garis injeksi sampai ke garis PSO.
4. Titik potongnya merupakan lokasi valve # 2.
5. Selanjutnya lakukan 2 dan 3 untuk mendapatkan hasil valve #3 dan seterusnya.

d. **Menentukan tekanan *setting* buka/tutup valve** (Pedoman kerja Pertamina, 2003)

1. Menarik garis temperatur dari permukaan ke temperatur dasar sumur.
2. Menentukan temperature kedalaman valve yang didapatkan
3. dari Pso, menentukan tekanan buka valve pada masing-masing kedalaman (Pvo). Bisa dibaca pada grafik atau $pso + \text{berat kolom gas}$
4. menentukan tekanan tubing pada tiap kedalaman valve
 $P_{vc} = P_{d@H} = p_{vo} (1-R) + p_{t.R}$
 (ukuran port harus diketahui)
5. Menentukan Pd pada 60°F (dari chart 3D-1 Kermit Brown) atau
 $(P_{d@60} = C_t \cdot P_{d@H})$
6. Menentukan Ptro pada 60°F ($P_{tro} = P_{d@60} / (1 - R)$)

3.3.2 Metode Desain Secara Software Wellflo

Pada desain secara *software wellflo* menurut buku *wellflo user guide (handbook)* sebelum melakukan *desain gas lift*, menu utama *software wellflo*

berisi panel navigasi dan workbench. Navigator adalah panel di paling kiri aplikasi jendela. Gunakan panel ini untuk menavigasi sistem dan membuka program utama menu. Ketika file dibuka pada awalnya, dashboard saat ini konfigurasi untuk file tersebut ditunjukkan di Workbench. Terdapat beberapa menu berikut melalui Navigator:

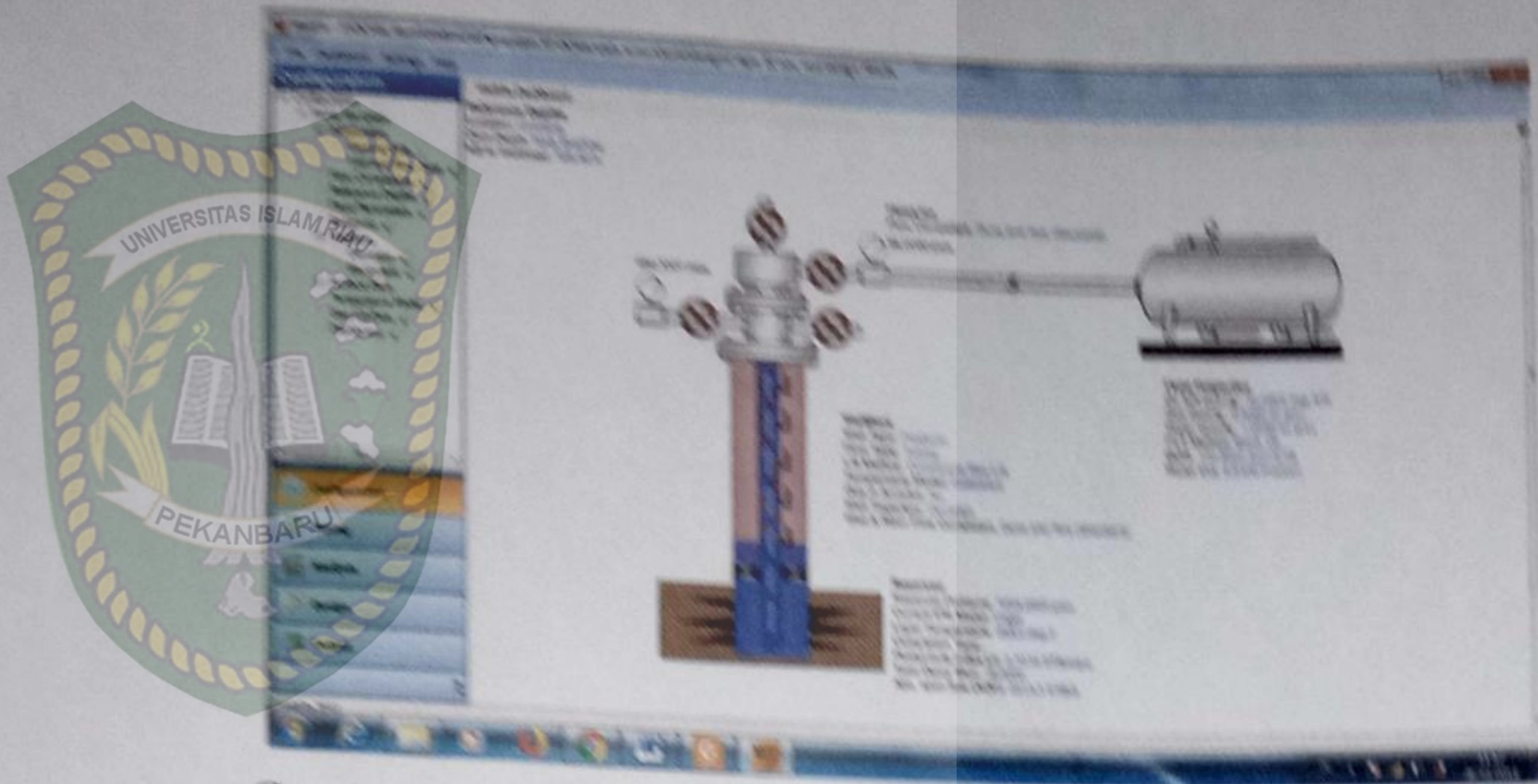
- a. Konfigurasi, salah satu menu untuk memasukkan semua data yang diperlukan untuk membuat sumur model, termasuk jenis sumur dan aliran, korelasi aliran, referensi kedalaman, parameter fluida, data lapisan reservoir, lubang bor dan permukaan peralatan, dan data jenis pengangkatan buatan tertentu. Untuk Kategori data berikut harus dimasukkan:
 - Persiapan data sistem dapat dilakukan melalui layar konfigurasi, referensi kedalaman juga diatur di sini.
 - Pengguna juga harus memilih model reservoir untuk perhitungan IPR salah satunya yaitu Metode Vogel. Entri data dapat dibuat menggunakan model titik uji sederhana berdasarkan data uji produksi dan model Layer Parameter yang lebih kompleks, yang mencakup efek dari berbagai faktor skin atau entri langsung dari Produktivitas indeks (PI).
 - Data PVT cairan reservoir harus dimasukkan seperti *black oil* (dengan *water cut* (WCT) dan *gas oil ratio* (GOR), *Dry Gas* (dengan *water gas ratio* (WGR), dan kondensat gas (dengan *water gas ratio* (WGR) dan *condensat gas ratio* (CGR)) dan minyak volatile (dengan WCT dan GOR).
- b. Analisis, menu untuk melakukan berbagai tugas analisis nodal, seperti menghitung kurva aliran dan melakukan titik operasi dan pressure, data juga dapat diekspor melalui menu Analisis. Bagian analisis *software wellflo* terdiri dari serangkaian layar yang dapat mengatur opsi-opsi untuk jenis analisis yang diperlukan. Pilihan utamanya adalah
 - Kondisi Pengoperasian, Ada pilihan penghitunganp penurunan tekanan mis. penurunan tekanan ujung ke ujung, mengetahui tekanan permukaan dan laju aliran atau Penentuan titik operasi misalnya laju aliran dan tekanan pada waktu tertentu, mengetahui kedua ujung tekanan).

- Sensitivitas, dalam software ini dapat menjalankan case tunggal atau hingga dua sensitivitas misalnya efek pada pengaruh pada perubahan GOR di plot dengan laju produksi IPR sehingga menghasilkan grafik *inflow/outflow* yang menghasilkan jumlah liquid rate berdasarkan tekanan yang di dapat dari run *software wellflo*.

c. Desain, Menu ini diaktifkan jika *software wellflo* - ESP atau *Gas Lift* diinstal dan digunakan untuk merancang aplikasi ESP dan *Gas Lift*. Namun pada penelitian ini berfokus untuk desain *gas lift*, *Gas lift design* digunakan untuk menentukan posisi katup *unloading* dan Katup pengoperasian untuk sumur produksi sesuai laju alir untuk kondisi casing, *gas lift* tertentu dan kedalaman fluid statis awal cairan sumur. peneliti akan membuat estimasi operasi yang sesuai dengan kondisi dari analisis *inflow / outflow* dan titik injeksi terdalam untuk mengidentifikasi kedalaman katup operasi yang optimal.

Kegunaan *software wellflo* ini juga bisa digunakan untuk perubahan kedalaman katup yang mungkin diperlukan untuk perubahan kondisi operasi misalnya penurunan tekanan reservoir dan meningkatnya *water-cut*. Untuk penentuan tekanan buka/tutup valve akan ditentukan apakah menggunakan metode *constant drop casing pressure* atau metode $P_{tmax} - P_{tmin}$. Jika metode drop tekanan constant casing dipilih, tentukan jumlah penurunan tekanan casing untuk menerapkan atau menggunakan nilai ditentukan dalam katalog untuk setiap katup. Jika metode $P_{tmax} - P_{tmin}$ adalah dipilih, tentukan jumlah faktor keamanan untuk diterapkan. untuk penggunaan tubing shoe sebagai titik injeksi terdalam maka tentukan minimum jarak katup untuk diterapkan pada desain dan jika tidak maka tentukan MD injeksi maksimum di tempat yang disediakan dan milainya harus berada di antara *wellhead / xmas tree*.

d. output, menu ini digunakan untuk memuat data yang disimpan sebelumnya tanpa harus dijalankan kembali perhitungan. Bagian output memungkinkan pengguna untuk menyimpan catatan lengkap dari perhitungan hasil dan input data ke file dalam *software wellflo*. Pengguna dapat meninjau proses sebelumnya atau membuat salinan cetak kapan saja tanpa harus menjalankan ulang perhitungan.



Gambar 3. 1 Menu Utama Software Wellflo(Impact Ltd, 2015)





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Persiapan Data *Design* Sumur SM

Sebelum dilakukan perencanaan pada sumur SM-3 lapangan jabung, dilakukan pengumpulan data-data yang diperlukan untuk perhitungan dan pembahasan. Data yang digunakan yaitu *Well Flow Pressure* (Pwf) 899 psi, dan *Pressure Kick Off* (Pko) 545 psi, dan laju alir fluida 578 bbls dan beberapa korelasi yang lain diasumsikan sedangkan untuk parameter yang lainnya disesuaikan dengan data yang diperoleh dari lapangan.

Penulis mencoba membandingkan *design* instalasi *gas lift* secara manual dan *software wellflow* dengan grafis untuk aliran kontinyu yang dilengkapi dengan beberapa buah katub *gas lift* dari data-data yang diperoleh di lapangan. *Design* ini bertujuan untuk mengetahui titik injeksi (POI), mengetahui jumlah gas yang diinjeksikan, mengetahui kedalaman setiap *valve* (*valve spacing*), dan mengetahui tekanan *setting* buka / tutup *valve*. Akan tetapi pada grafik *pressure traverse* yang digunakan untuk mendesain tidak selalu tepat dengan pengukuran *gradient* aliran dalam sumur. Kesalahan tersebut dapat berkisar antara 10-20%. Dengan demikian akan terjadi pula kesalahan dalam menempatkan katub operasi, dan penulis mendesign melalui *software* untuk sebagai perbandingan dari penempatan katub operasi.

Table 4. 1 Data sumur SM Lapangan Jabung



Data Perhitungan	
Kedalaman Sumur	5324 TVD (ft)
Tubing ID	2.441 Inchi
Interval Perforasi	17,14 ft
Casing ID	6.358 Inchi
Tekanan Statik	1254 psi
Laju Alir Fluida	578 Bopd
PI	1.63 Bpd/ Psi
GLRf	283 Scf/bbl
Permeabilitas	673 md
Wellbore Radius	0,35 ft
Static Fluid level	1194 ft
WC	99 %
Pso (tekanan operasi permukaan)	495 Psi
Pwh	100 Psi
Temp dasar sumur	255 °F
Temp permukaan	100.4 °F
API	32
SG Gas	0.92
SG Water	1.00
PKO	545 psi

4.2 Analisa Data dan Perhitungan *Design Continuous Gas Lift* secara manual dan software wellflow sumur SM

4.2.1 Desain Continuous Gas Lift Manual

a. Menentukan letak titik injeksi (POI)

Step 1

Step 2

Step 3

: Plot kedalaman vs tekanan pada kertas grafik

: Plot Pr 1254 psi pada kedalaman formasi 5324 ft

: Plot $P_{so@S}$ 495 psi pada permukaan dan untuk kemiringan PSO pada kedalaman 5324 didapat dari persamaan (Gou Boyun, 2000):

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

$$P_{so@D} = 495 \times \exp^{0.01875 \times \frac{0.92 \times 5324}{0.9 \times (100.4 + 460)}}$$

$$P_{so@D} = 593 \text{ ft}$$

Step 4

: Plot pwf 899.398 psi pada kedalaman formasi 5324 ft.

$$pwf = 1254 - \frac{578}{1.63}$$

$$pwf = 899.398 \text{ psi}$$

Step 5

: Tarik garis dari pwh 100 psi ke Pwf 899.398 psi

Step 6

: Tarik garis Sfl 1194 ft ke Pr 1254 psi.

Step 7

: Tarik garis gas gradient dari P_{so} , hingga berpotongan dengan garis *fluid gradient*. Titik Tersebut adalah titik keseimbangan POB pada (3750 Ft, 570 psi)

Step 8

: Geser 100 psi dari POB, diperoleh POI pada (3150 ft, 470 psi)

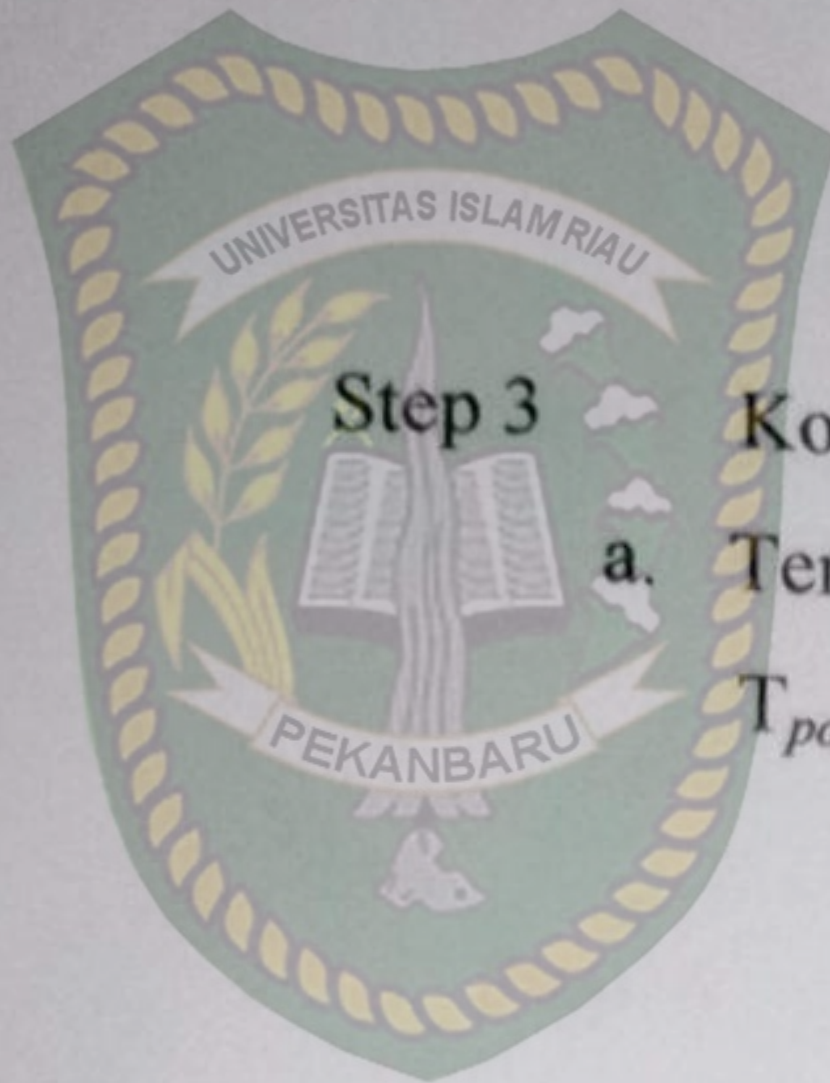
b. Penentuan jumlah gas yang diinjeksikan

Step 1

: Plot titik ($P_{wh}, 0$) yaitu (100,0) pada *pressure traverse*, Geser sumbu pada kertas transparan kertas atau kebawah sampai diperoleh kurva *pressure traverse* yang melalui (100 ft, 0 psi) dan titik injeksi (2390 ft), Lalu Jiplak kurva dan catat GLR nya sebagai GLR total. Didapat GLR total sebesar 2000 SCF/STB.

Step 2

: Hitung jumlah gas injeksi, yaitu:



Step 3

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

$$\begin{aligned} Q_{gi} &= Q_L (GLR_i - GLR_f) \\ &= 578 (2000 - 283) \\ &= 992426 \text{ SCFD} \\ &= 0.9924 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

- a. Tentukan temperatur di titik injeksi:

$$\begin{aligned} T_{poi} &= (T_s + G_i D_i) + 460 \\ &= \left[100.4 + \left(\frac{255 - 100.4}{5324} \right) \times 3150 \right] + 460 \\ &= 651.870R \end{aligned}$$

- b. Hitung faktor koreksi menurut:

$$\begin{aligned} Corr &= 0.0544 \sqrt{\gamma_{gi} T_{poi}} \\ &= 0.0544 \sqrt{0.92 \times 651.870} \\ &= 1.332 \end{aligned}$$

- c. Volume gas injeksi terkoreksi sebesar

$$\begin{aligned} Q_{gi} Corr &= Q_{gi} \times Corr \\ &= 0.9924 \times 1.332 \\ &= 1.322 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

- c. **Menentukan kedalaman setiap Valve (Valve Spacing)** (Gou Buyon, 2000)

Step1 : Plot nilai PKO 545 psi pada permukaan, lalu tarik gradient PKO hingga pada kedalaman 5324 ft

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

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

$$P = 100 \text{ psi} + 1000 \text{ ft} \times 0.465 \text{ psi/ft}$$

$$P = 547.2 \text{ psi}$$

Step 3 : Plot titik (547.2 psi, 1000 ft) dan hubungkan ke titik pwh 100 psi. Didapatlah garis *killing fluid gradient*.

Step 4 : Tarik garis *killing fluid gradient* dari pwh 100 psi sampai memotong garis gradient tekanan gas yang



Step 5

melewati titik ($P_{ko}, 0$). Titik perpotongan adalah titik katup pertama berkoordinat (1020 ft, 575 psi) lalu Tarik garis horizontal ke kiri dari titik katup pertama sampai memotong garis *tubing design*.

: Selanjutnya buat garis gradient tekanan statik yang sejajar dengan garis *killing fluid gradient* sebelumnya hingga ke titik PSO maka di dapatkan valve #2 (1800Ft, 510psi).

Step 6

:Lakukan step 5 hingga diperoleh valve # 3 pada kedalaman (2300 ft, 530psi) dan seterusnya.

Step 7

: Buat tabel berikut :

Table 4. 2 Kedalaman setiap valve

<i>Valve</i>	Kedalaman (Ft)	Pvo (Psi)
1	1050	570
2	1800	510
3	2300	515
4	2650	520
5	2950	530

d. Menentukan tekanan *Setting* buka/tutup *valve*

Step 1 : Menarik Garis temperatur dari permukaan 100,4°F ke temperatur dasar sumur 255°F pada kedalaman 5324 ft

Step 2 :menentukan temperature kedalaman valve didapat 130°F, 150°F, 165°F, 175°F, 180°F

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

Step 4 : menentukan tekanan tubing pada tiap kedalaman *valve*

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

(Port yang dipakai adalah "10/64")

Step 5 : Menentukan Pd pada 60°F

(dari *chart 3D-1 Kermit Brown*) atau $(Pd@60 = Ct \cdot Pd@H)$

Step 6 : Menentukan Ptro pada 60°F ($Ptro = Pd @ 60 ^\circ F / (1 - R)$)

Diketahui: *Port Size* : 10/64, Ap/Ab : 0,0359

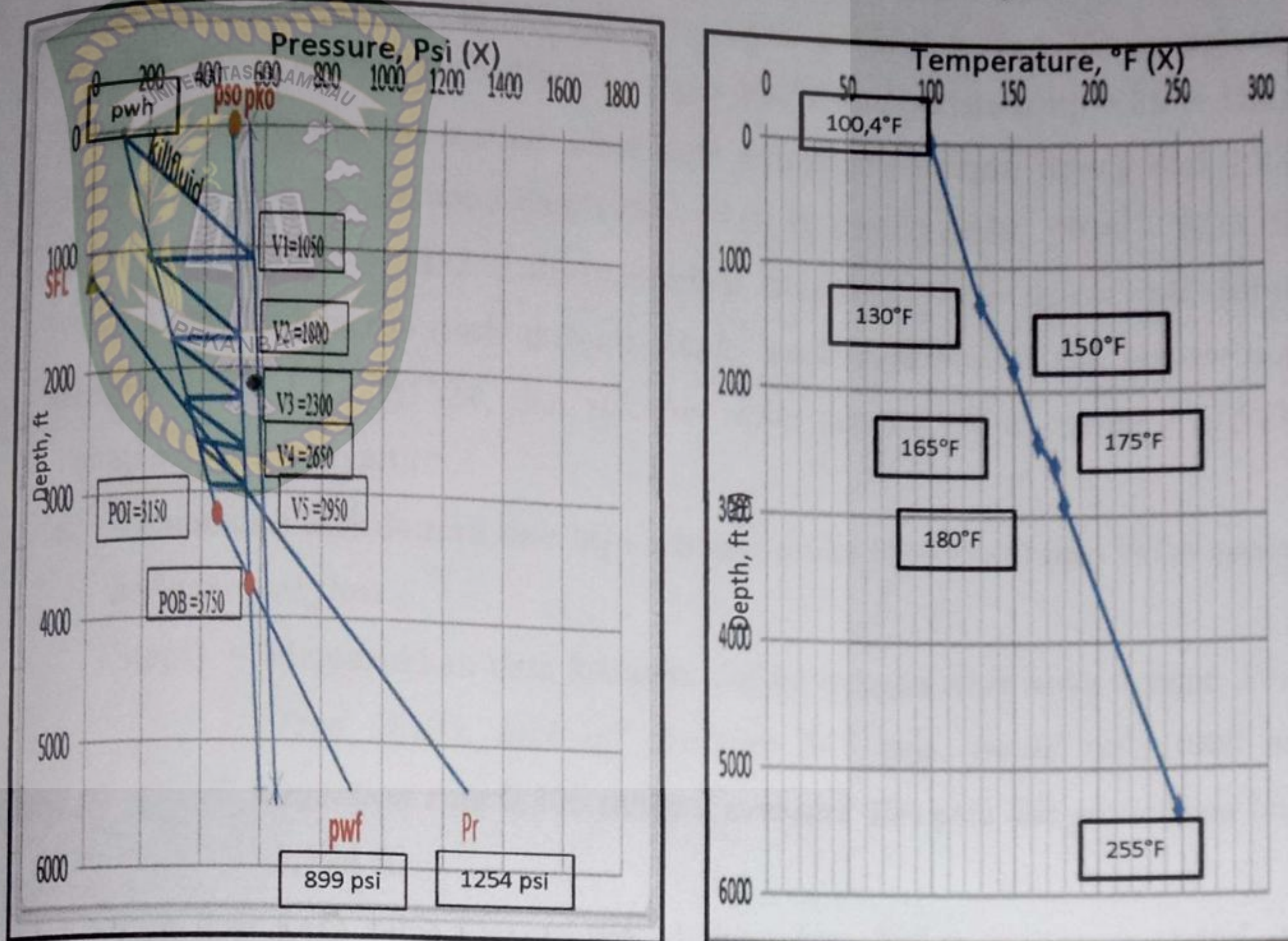
Table 4. 3 Hasil Perhitungan *Design Gas Lift Continous SM*

	<i>Well Depth</i> (ft)	<i>Well Head Pressure</i> (psi)	<i>P_{ro}</i> (psi)	<i>P_t</i> (psi)	<i>Port</i> (Inch)	<i>Pd</i> @H	<i>Ct</i>	<i>Pd</i> @60°F	<i>Ptro</i> @60°F	<i>Set Pressure</i> @60°F
1	1050	130	570	220	10/64	557,435	0.869	484.411	502.449	502
2	1800	150	510	290	10/64	502,102	0.838	420.761	436.428	436
3	2300	165	515	350	10/64	509,077	0.816	415.406	430.874	431
4	2650	175	520	380	10/64	514,974	0.802	413.009	428.388	428
5	2950	180	530	420	10/64	0	0.795	0	0	0

Keterangan :

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

e. Perencanaan Grafis *Design Continous Gas Lift* Sumur SM



Grafik 4. 1 Perencanaan Grafis *Design Continous Gas Lift*

4.2.2 Desain Continuous Gas Lift Software Wellflo

Perencanaan desain *continuous gas lift* dengan *software wellflo* ini dilakukan melalui beberapa tahap yaitu pertama dengan pemilihan *artificial lift continuous gas lift* dengan *flow type* melalui *tubing flow* selanjutnya *correlation* dengan menggunakan korelasi duns dan ros, dan beggs and briil. Kemudian mengisi data f parameter yaitu Gas SG = 0.92, untuk data reservoir yaitu tekanan = 1254psi, temperature = 255°F, MD = 5324ft, K = 673md, thickness 17.14ft, Wellbore radius = 0.35ft, WC = 99%, GOR = 283 SCF/STB, dan IPR model yaitu Vogel dengan coefficient 0.2 sehingga menghasilkan nilai PI yaitu 7.9358STb/d/psi, AOF = 5464 STB/d.

Untuk wellbore equipment menggunakan tubing dengan OD 2.881 dan ID 2.441, dan terdapat tiga casing dengan OD 7.072 dan ID 6.358. selanjutnya untuk surface data dengan wellhead temp = 100°F dan outlate temp = 85°F. Untuk tahap selanjutnya yaitu memasukkan data equipment dengan tubing dari 100 – 5702 ft, dan casing pertama dari 105 – 4910 ft, casing kedua 4910 – 5738 dan casing ketiga 5738 – 5882. Lalu menginput data ke *Analysis* dengan MD tubing yaitu 5324 ft, data *top node* dengan *outlet node pressure* 96 psi, *bottom node* dengan SM 3 L/U @5324, dan *solution node* dengan *New casing 1 @5738*. Tahap selanjutnya yaitu :

a. **Penentuan kedalaman dan laju alir gas maks ($Q_{gi\ max}$) tiap valve secara software wellflow**

Step 1 = Memasukkan data kedalam design dengan *start node* dengan *Xmas Tree @105*, *kick off pressure* 545 psia, *liquid rate* 1000 stb, *injection rate* 0,500 mmscf, *pressure* 100 psia dan *static fluid level* 1,194 ft.

Step 2 = Lalu pilih *Design* setelah itu tekan design existing mandrel dan dapatkan hasil *design*.

Step 3 = Buat tabel :

Table 4. 4 Kedalaman setiap Valve

<i>Valve No.</i>	<i>Kedalaman (Ft)</i>	<i>Qgi Max (MMscf/d)</i>
1	1387.07	0.536
2	2015.49	0.447
3	2496.34	0.352
4	2848.62	0.259
5	3099.68	0.070

b. **Menentukan tekanan *Setting* buka/tutup valve secara software wellflow**

Step 1 : Memasukkan data surface temperatur yaitu 100,4° F dan temperatur dasar sumur 248°F

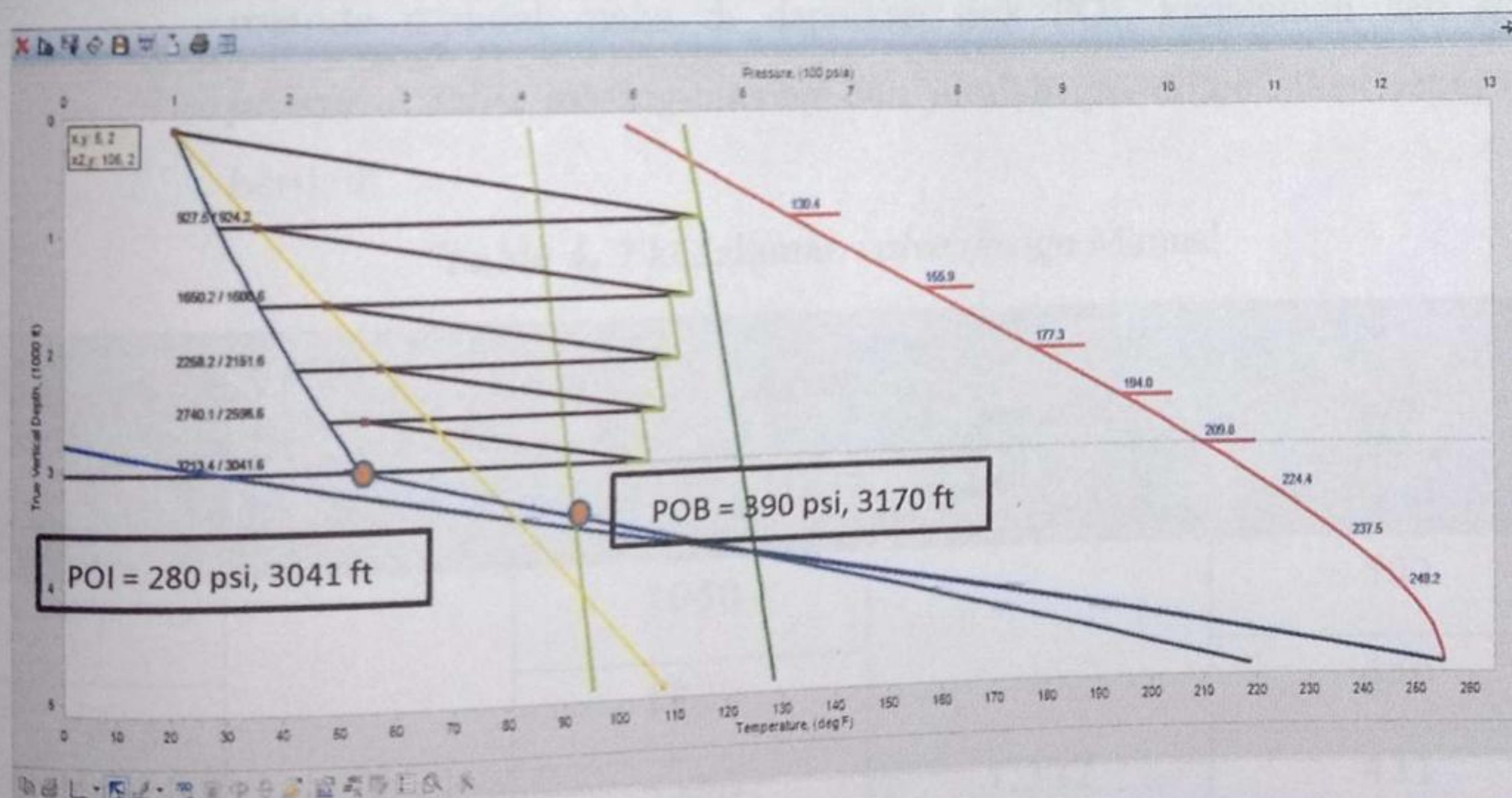
Step 2 : lalu klik "*Design*" diperoleh hasil yaitu 147 °F, 169°F, 186 °F, 198°F dan 206°F.

Step 3 : Buat tabel :

Table 4. 5 Tekanan setting buka/buka/tutup valve

Valve	Depth (ft)	Temp (°F)	Qgi Max (MMscf/d)	Pos (psi)	Pt (psi)	Pd (psi)	Port (Inch)	Set Pressure @60°F
1	924.23	130	0.976	545.02	172	461.73	10/64	536
2	1600.60	156	0.927	526.83	232	471.06	10/64	523
3	2151.63	177	0.884	506.83	279	474.85	10/64	508
4	2596.63	194	0.844	488.33	265	461.62	10/64	481
5	3041.63	209	0.808	0	263	0	10/64	0

c. Perencanaan Grafis *Design Continous Gas Lift Sumur SM 3*
dengan *software wellflo*



Grafik 4. 2 *Design Continous Gas Lift Sumur SM*

4.2.3 Perbandingan *Design Continuous* manual dan *software* Sumur SM

Pada sumur SM memiliki perbandingan antara *design* manual dengan *design* dari *software* sendiri salah satunya yaitu kedalaman *valve* (Dv) pada masing-masing *valve*, maka kedalaman *valve* tersebut yaitu

Table 4.6 kedalaman *valve design* Software

Valve No	Kedalaman titik Injeksi (POI)	Design Software (Ft)	Jumlah Gas Diinjeksikan (MMSCF/D)	Setting Pressure (psi)
1	3041 ft	924.23		536
2		1600.60		523
3		2151.63		508
4		2596.63		481
5		3041.63	1.002	0

Setelah dilakukan perhitungan maka untuk hasil desain dengan metode manual maka di dapatkan titik POI, kedalaman dan *set pressure valve* masing-masing dan jumlah gas diinjeksikan sebagai berikut:

Table 4. 7 kedalaman *valve design* Manual

Valve No	Kedalaman titik Injeksi (POI)	Design Manual (Ft)	Jumlah Gas Diinjeksikan (MMSCF/D)	Setting Pressure (psi)
1	3150 ft	1050	1.322	502
2		1800		436
3		2300		431
4		2650		428
5		2950		0

4.3 Pembahasan

Sumur SM-3 merupakan sumur Directional, Permasalahan pada sumur ini yaitu menurunnya laju alir fluida seiring menurunnya tekanan, densitas fluida berat dan meningkat produksi air sehingga di lakukan desain *gas lift*. *Design gas lift* ini bertujuan untuk Menentukan Titik Injeksi (POI), Menentukan jumlah gas yang di injeksikan, menganalisis kedalaman setiap valve, dan menganalisis tekanan *Setting Buka / Tutup Valve*. Desain *gas lift* pada sumur SM-3 mempunyai harga PI (*productivity index*) dan BHP (*Bottom Hole Pressure*) yang tinggi, maka gas yang diinjeksikan menggunakan metode *Continous flow gas lift* dan melakukan perbandingan *design* secara manual dan software *wellflo*. Metode *Continous flow gas lift* yaitu gas yang diinjeksikan secara terus-menerus kedalaman titik injeksi pada ke dalam tertentu, sehingga terjadi pencampuran antara gas yang diinjeksikan dengan fluida sumur di dalam tubing.

Pada PI 1.63 bopd/ Psi, tekanan statik 1254 Psi, dengan laju alir test 578 bopd, didapatkan Pwf sebesar 899 Psi dan kedalaman sumur 5324 ft hasil IPR dapat dilihat pada grafik 4.1. Pada desain manual ini didapatkan POB sebesar (3750 Ft, 570 psi) dan POI sebesar (3150 ft, 470 psi) dan untuk Kedalaman setiap valve yaitu katup ke-1 (1050 ft), katup ke-2 (1800 ft), katup ke-3 (2300 ft), katup ke-4 (2650 ft), katup ke-5 sebagai katup operasi (2950 ft) seperti pada tabel 5.4.

pada *design* manual ini didapatkan lima temperatur yaitu valve pertama yaitu 130 °F, temperatur kedua yaitu 150 °F, temperatur valve ketiga yaitu 165 °F, temperatur valve keempat yaitu 175 °F, dan temperatur valve kelima yaitu 180 °F dapat dilihat pada tabel 5.5 dan untuk *design* ini mendapat *set pressure* pada setiap valve diantaranya yaitu pada valve ke-1 dengan *set pressure* 502 psi, valve ke-2 436 psi, valve ke-3 431 psi, valve ke-4 428 psi, valve ke-5 0 psi dapat dilihat pada tabel 5.5.

Untuk pembuatan *Design software* di perlukan data SG gas 0,92, *pressure* 1243 psi, *temperature* 255 °F, MD 5324 ft, *permeability* 673 md, *thickness* 17,14 ft, *wellbore radius* 0,35ft, WC 99%, *tubing* pertama dari 105

ft- 5702 ft, dan *cassing* pertama 105 ft – 4910 ft, *casing* kedua 4910 ft – 5738ft, *cassing* ketiga 5738ft – 5882 ft.

Untuk proses *design* pada penentuan tiap valve dengan memilih *artificial lift* dengan gas lift pada *well flow* dan *flow type* lalu memasukkan data di *design* yaitu *max casing head pressure* yaitu 545 psia, *liquid rate* yaitu 1000 stb, *pressure* 100 psi, *kick off pressure* yaitu 545 psi, *static fluid level* yaitu 500, dan *injection gas gravity* yaitu 0,92. Setelah itu tekan *design* dan lanjutkan dengan *design existing mandrel* maka di dapatkan lima valve yaitu valve pertama yaitu 924.23, valve kedua yaitu 1600.60 ft, valve ketiga yaitu 2151.63 ft, valve keempat 2596.63 ft, dan valve kelima 3041.63 ft. Dan untuk mendapatkan temperature dengan memilih ke valve plot maka di dapatkan lima temperatur yaitu temperatur valve pertama yaitu 130°F, temperatur kedua yaitu 155 °F, temperatur valve ketiga yaitu 177°F, temperatur valve keempat yaitu 194°F, dan temperatur valve kelima yaitu 209°F. Penentuan selanjutnya yaitu *set pressure* pada valve pertama yaitu 536 psi, valve kedua yaitu 523 psi, valve ketiga yaitu 508 psi, valve keempat 401 psi, dan valve kelima 0 psi dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.6 dan grafik 4.7.

Pada analisis antara proses manual dan *software wellflow* memiliki perbandingan titik injeksi (POI) untuk manual yaitu (3150 ft, 470 psi) dan jumlah gas yang di injeksikan pada kedalaman titik injeksi 1.322 MMSCFD, dan untuk desain *software wellflo* untuk titik injeksi (POI) yaitu (3041ft, 280 psi) dan jumlah gas yang di injeksikan pada kedalaman titik injeksi yaitu 1.002 MMSCFD.

Untuk analisis kedalaman valve manual dan *set pressure* yaitu valve pertama 1050 ft *set pressure* 502 Psi, valve kedua 1800 ft *set pressure* 436 psi, valve ketiga 2300 ft *set pressure* 431 psi, valve keempat 2650 ft *set pressure* 428 psi, dan valve kelima 2950 ft *set pressure* 0 psi, dan kedalaman valve *software wellflo* yaitu yaitu valve pertama 924 ft *set pressure* 536 psi, valve kedua 1600 ft *set pressure* 523psi , valve ketiga 2151 ft *set pressure* 508psi, valve keempat 2597 ft *set pressure* 481psi, dan valve kelima 3041 ft *set pressure* 0 dan untuk temperatur manual yaitu temperatur valve pertama

temperatur *valve* pertama yaitu 130 °F, temperatur kedua yaitu 150 °F, temperatur *valve* ketiga yaitu 165 °F, temperatur *valve* keempat yaitu 175 °F, dan temperatur *valve* kelima yaitu 180 °F dan temperatur untuk *software wellflo* yaitu temperatur *valve* pertama yaitu 146.68 °F, temperatur kedua yaitu 168.76 °F, temperatur *valve* ketiga yaitu 185.56 °F, temperatur *valve* keempat yaitu 197.66 °F, dan temperatur *valve* kelima yaitu 206.07°f.





UNIVERSITAS ISLAM RIAU

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dengan judul “ Perbandingan Hasil Analisis Desain *Continouos Gas Lift* secara Manual dan *Software Wellflo* pada lapangan SM” dapat disimpulkan bahwa :

1. Pada desain manual didapatkan titik injeksi (POI) yaitu (3150 ft, 470 psi) dan untuk desain *software wellflo* pada kedalaman (3041 ft, 280 psi)
2. Untuk jumlah gas yang diinjeksikan pada manual yaitu 1.322 MMSCF/D, dan untuk jumlah gas yang diinjeksikan pada *software wellflo* yaitu 1.002 MMSCF/D
3. Pada desain manual jumlah *valve* yang didapatkan 5 katup yaitu V1 = 1050ft dengan set *pressure* 502psi, V2 = 1800ft set *pressure* 436psi, V3 = 2300ft set *pressure* 431psi, V4 = 2650ft set *pressure* 428psi, dan V5 = 2950ft set *pressure* 0 dan untuk jumlah *valve* yang didapatkan pada *software wellflo* yaitu *valve* pertama 924 ft set *pressure* 536 psi, *valve* kedua 1600 ft set *pressure* 523psi , *valve* ketiga 2151 ft set *pressure* 508psi, *valve* keempat 2597 ft set *pressure* 481psi, dan *valve* kelima 3041 ft set *pressure* 0

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang dilakukan peneliti dengan judul “Perbandingan Hasil Analisis Desain *Continouos Gas Lift* secara Manual dan *Software Wellflo* pada lapangan SM” diharapkan untuk penelitian selanjutnya bisa melakukan analisis perbandingan melalui *software* yang berbeda agar dapat membandingkan hasil yang didapatkan dan penggunaan *software wellfllo* bisa dikembangkan untuk desain *artificial lift* yang lain.

DAFTAR PUSTAKA

- Adalsadig, M. A. G. H., Nourian, A., Nasr, G. G., & Babaie, M. (2016). Gas Lift Optimization Using Smart Gas Lift Valve. *International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering* Vol:10, No:6, 2016, 10(6), 1062–1067.
- Ainuddin, M., & Roslan, B. M. (2012). *Disertation Gas Lift Optimization of Boyan Wells using Prosper*.
- Aristya, Galih, Widartono, U. (2015). Evaluasi Perbandingan Metode Reguler Gas Lift Dan Coiled Tubing Gas Lift Untuk Aplikasi Di Lapangan "Msf." *Artificial Lift*, 438–445.
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal*. 418.
- Brodie, A. (2015). Gas-Lift Well Design. *Petroleum Engineering Company*, 1–21.
- Chase, R. W., & Shaver, C. A. (2009). Optimal use of Vogel's dimensionless IPR curve to predict current and future inflow performance of oil wells. *SPE Eastern Regional Meeting*, 295(5), 212–220.
- Decker, K., & Sutton, R. P. (2018). Gas lift annulus pressure. *Society of Petroleum Engineers - SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas 2018*, (August), 28–30.
- 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 " D. " I(2)*.
- Dou, H., Chang, Y., Hu, D., Cai, W., & Zhao, G. (2007). Application of gas lift technology to a high-water-cut heavy-oil reservoir in Intercampo oilfield, Venezuela. *SPE Production and Operations*, 22(1), 46–49.
<https://doi.org/10.2118/97370-pa>
- Edition, S. (2000). Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves. *Api Recommended Practice*, (July 1999).
- Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, A. (2007). • ISBN: 0750682701 •
Publisher: Elsevier Science & Technology Books • Pub. Date: February 2007.

Hulu, M. P. (2003a). : *SISTEM PENGANGKATAN BUATAN TEKNIK PRODUKSI : SISTEM PENGANGKATAN.*

Hulu, M. P. (2003b). Judul : Sistem Pengangkatan Buatan Judul : Sistem Pengangkatan.

Husebo, S. (2009). *Real Time Production Monitoring with Prediction and Validation.* 1–77.

Impact Ltd. (2015). *User Guide User Guide.* 9. Retrieved from www.impact-test.co.uk

Khaled, H., Mahmud, B., & Goenawan, V. (2017). Evaluation of Continuous Gas Lift Systems in an Oil Well. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 3(3), 66–75. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0303008>

Kumar, S. (2013). *Design of a Gas Lift System To Increase Oil Production.* 1(September), 499–505.

Mengxia, L., Ruiquan, L., Junliang, L., Wei, L., & Wenqi, K. (2015). Parameter sensitivity analysis of gas-lift well unloading processes. *International Journal of Heat and Technology*, 33(4), 237–245. <https://doi.org/10.18280/ijht.330432>

Michael, M. (2015). Automating gas lift injection rates best practices to maximize production. *Society of Petroleum Engineers - Unconventional Resources Technology Conference, URTeC 2015*, (July), 20–22.

Mohammed, I. Y. (Malaysia C. (2014). *Modeling and Simulation of Multiphase System in Production Well using WellFlo Software.* (December).

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. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>

Musnal, A., & Fitrianti, F. (2018). 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. <https://doi.org/10.22549/jeee.v6i2.993>

Novrianti, Mursyidah, & Teguh, U. P. (2017). *Issn 2540 - 9352.* 6(1), 38–43.

- Prastiti, G. E. (n.d.). *Perencanaan Rotative Gas Lift untuk Sistem Sumur yang Terintegrasi*, 1–13.
- Rashid, K., Bailey, W., & Couët, B. (2012). A survey of methods for gas-lift optimization. *Modelling and Simulation in Engineering*, 2012. <https://doi.org/10.1155/2012/516807>
- Saepudin, D., Soewono, E., Sidarto, K. A., Gunawan, A. Y., Siregar, S., & Sukarno, P. (2007). An investigation on gas lift performance curve in an oil-producing well. *International Journal of Mathematics and Mathematical Sciences*, 2007. <https://doi.org/10.1155/2007/81519>
- Sylvester, O. (2015). Gas Lift Technique a Tool to Production Optimization. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 3(3), 41. <https://doi.org/10.11648/j.ogce.20150303.12>
- Weatherford. (2008). *WellFlo™ Software de Ingeniería Petrolera*. 8.
- Wei, L., Liao, R. Q., Li, Y., & Feng, R. D. (2014). An improved continuous gas lift design method with variable pressure drop. *Applied Mechanics and Materials*, 496–500, 497–502. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.496-500.497>