

**ANALISIS PERBANDINGAN LAJU OPTIMUM PRODUKSI
MENGUNAKAN *COILED TUBING GAS LIFT WITH
UNLOADER* DENGAN PERHITUNGAN MANUAL DAN
*SIMULATOR PROSPER***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir program studi Teknik Perminyakan

Oleh

UTARI LARASATI

183210942



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

**ANALISIS PERBANDINGAN LAJU OPTIMUM PRODUKSI
MENGUNAKAN *COILED TUBING GAS LIFT WITH
UNLOADER* DENGAN PERHITUNGAN MANUAL DAN
*SIMULATOR PROSPER***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir program studi Teknik Perminyakan

Oleh

UTARI LARASATI

183210942



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

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Utari Larasati
NPM : 183210942
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Perbandingan Laju Optimum Produksi
Menangkulkan *Coiled Tubing Gas Lift With*
Injector dengan *Perforation Manual dan*
Simulator Prosper

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 : Fitriani, S.T., M.T.
Penguji : Idham Khair, S.T., M.T.
Penguji : Novrianti, S.T., M.T.

Diterapkan di Pekanbaru
Tanggal : 3 September 2020

Disahkan Oleh:

KEPALA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Novia Rita, S.T., M.T.

DOSEN PEMBIMBING

Fitrianti, S.T., M.T.

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 13 Agustus 2020

Utari Larasati
NPM 183210942



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

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

1. Bapak Achmad Rofe'I Lukman dan mamah Pradani Suryati, serta adik saya Topan dan Khairul atas segala do'a dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai selesainya tugas akhir ini.
2. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T., selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberi masukan dan mendampingi saya selama penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak Idham Khalid, S.T., M.T., selaku dosen penasehat akademik saya selama perkuliahan ini yang memberi dukungan moril.
4. Ibu Novia Rita, S.T., M.T., selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Bapak dan Ibu Dosen staf pengajar di Fakultas Teknik.
5. Arif Setiawan yang telah membantu dan memberikan dukungan, saran serta masukan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Atika Ayu Fitri, anak-anak kosan cantik, anak-anak AKB-UIR yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Tidak ada kata yang lebih pantas selain terima kasih, serta semoga Allah memberikan balasan atas semua kebaikan dari pihak-pihak yang membantu. Semoga tugas akhir ini bermanfaat dalam bidang ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 13 Agustus 2020

Utari Larasati
NPM 183210942

DAFTAR ISI

| | |
|---|------------------------------|
| COVER | |
| HALAMAN PENGESAHAN | Error! Bookmark not defined. |
| KATA PENGANTAR..... | iv |
| DAFTAR ISI..... | v |
| DAFTAR GAMBAR..... | vii |
| DAFTAR TABEL..... | viii |
| DAFTAR GRAFIK | ix |
| DAFTAR SINGKATAN..... | x |
| DAFTAR SIMBOL | xii |
| DAFTAR LAMPIRAN | xiii |
| ABSTRAK | xiv |
| 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 <i>Coiled Tubing Gas Lift With Unloader</i> | 4 |
| 2.1.1 <i>Unloader</i> | 5 |
| 2.1.2 <i>Unloading Process</i> | 6 |
| 2.2 <i>Gas Lift</i> | 7 |
| 2.3 <i>Perkembangan Gas Lift Software</i> | 8 |
| 2.3.1 <i>Prosper</i> | 9 |
| 2.4 <i>Coiled Tubing Gas Lift</i> | 9 |
| 2.5 <i>State of the Art</i> | 10 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 11 |
| 3.1 Tempat Penelitian Pengambilan Data | 11 |
| 3.2 Rencana Kegiatan | 11 |
| 3.3 Metode Penelitian | 11 |
| 3.4 Prosedur Perhitungan | 14 |
| 3.4.1 <i>Manual Coiled Tubing Gas Lift Design</i> | 14 |
| 3.4.2 <i>Simulator Coiled Tubing Design</i> | 16 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN..... | 19 |
| 4.1 <i>Manual Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Design Pada Sumur U-21</i> | 19 |
| 4.1.1 <i>Penentuan Kedalaman Injeksi (POI)</i> | 19 |
| 4.1.2 <i>Penentuan Jumlah Gas Injeksi</i> | 22 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 4.1.3 | Penentuan Kedalaman dan Jumlah Unloader Module..... | 22 |
| 4.1.5 | Penentuan GLR Optimum | 23 |
| 4.2 | <i>Simulator Coiled Tubing Gas Lift Design</i> | 25 |
| 4.3 | Pembahasan | 26 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | | 28 |
| 5.1 | Kesimpulan | 28 |
| 5.2 | Saran | 28 |
| DAFTAR PUSTAKA | | 29 |



DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|----|
| Gambar 2. 1 Skema <i>Coiled Tubing Gas Lift With Unloader</i> | 5 |
| Gambar 2. 2 <i>Unloader</i> | 6 |
| Gambar 2. 3 Skema <i>Gas Lift</i> | 8 |
| Gambar 3. 1 <i>Workflow</i> | 18 |
| Gambar 4. 1 <i>Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Manual Design</i> | 21 |
| Gambar 4. 2 <i>Simulator Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Design</i> | 26 |



DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 2. 1 <i>State Of The Art</i> | 10 |
| Tabel 3. 1 Rencana Kegiatan..... | 11 |
| Tabel 3. 2 Data Produksi | 11 |
| Tabel 3. 3 Data Sumur..... | 12 |
| Tabel 3. 4 Data <i>Reservoir</i> | 12 |
| Tabel 3. 5 Nilai Pwf asumsi vs Q asumsi IPR..... | 13 |
| Tabel 4. 1 Kedalaman <i>Gas Lift Valve</i> | 23 |
| Tabel 4. 2 Penentuan GLR Optimum..... | 23 |
| Tabel 4. 3 <i>Gas Liquid Performance Curve</i> | 24 |
| Tabel 4. 4 Perbandingan Hasil Perhitungan Manual dan Simulator Prosper | 26 |

DAFTAR GRAFIK

| | |
|--|----|
| Grafik 3. 1 IPR Sumur U-21 (Manual) | 14 |
| Grafik 3. 2 IPR Sumur U-21 (Simulator)..... | 14 |
| Grafik 4. 1 Kurva Perpotongan Pwf pada GLR tertentu terhadap IPR..... | 24 |
| Grafik 4. 2 <i>Gas Liquid Performance Curve</i> | 25 |



DAFTAR SINGKATAN

| | |
|------------------|---|
| API | <i>American Petroleum Index</i> |
| BFPD | <i>Barrel Fluid A Day</i> |
| BHT | <i>Bottom Hole Pressure</i> |
| Corr | Koreksi |
| Ct | <i>Temperature Correction</i> |
| CTGL | <i>Coiled Tubing Gas Lift</i> |
| DFL | <i>Dynamic Fluid Level</i> |
| ESP | <i>Electric Submersible Pump</i> |
| GLPC | <i>Gas Liquid Performance Curve</i> |
| GLR _f | <i>Gas Liquid Ratio formasi</i> |
| GLR _t | <i>Gas Liquid Ratio total</i> |
| HPU | <i>Hydraulic Pump Unit</i> |
| IPM | <i>Integrated Production Modeling</i> |
| IPR | <i>Index Performance Relationship</i> |
| m | Meter |
| PCP | <i>Progressive Cavity Pump</i> |
| PCTGL | <i>Permanent Coiled Tubing Gas Lift</i> |
| Pdome | Tekanan pada Dome |
| PI | <i>Productivity Index</i> |
| Pko | <i>Kick-Off Pressure</i> |
| POB | <i>Point Of Balance</i> |
| POI | <i>Point Of Injection</i> |
| Pr | <i>Reservoir Pressure</i> |
| PSI | <i>Pounds Inch²</i> |
| Pso | <i>Surface Operation Pressure</i> |
| Pt | <i>Tubing Pressure</i> |
| Pvo | <i>Casing Pressure</i> |
| PVT | <i>Pressure, Volume, Temperature</i> |
| Pwf as | <i>Pressure Well Flowing Asumsi</i> |
| Pwf | <i>Pressure Well Flowing</i> |
| Pwh | <i>Well Head Pressure</i> |

| | |
|------------------|--|
| Q _{as} | Laju Alir |
| Q | Laju Alir |
| Q _{gi} | Volume Gas Injeksi |
| Q _L | Volume Liquid |
| Q _{max} | Laju Alir Maksimum |
| R | Luas port/luas bellow |
| SCF | <i>Standard Feet²</i> |
| SCFD | <i>Standard Feet² a Day</i> |
| SFL | <i>Static Fluid Level</i> |
| SG | <i>Specific Gravity</i> |
| SRP | <i>Sucker Rod Pump</i> |
| T _{POI} | Temperatur Tekanan Injeksi |
| TROP | <i>Test Rack Operation Pressure</i> |
| T _v | Temperatur katup |
| VICO | <i>Virginia Indonesia Company</i> |
| WHT | <i>Well Head Pressure</i> |



DAFTAR SIMBOL

| | |
|--------------------|----------------------------|
| @ | pada |
| $^{\circ}\text{F}$ | Fahrenheit |
| N_2 | Gas Nitrogen |
| Y_{gi} | <i>pecific gravity gas</i> |



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR LAMPIRAN

| | |
|--|----|
| Lampiran 1 Faktor Koreksi Temperatur Untuk Gas Nitrogen pada 60°F | 32 |
| Lampiran 2 Pressure Traverse | 33 |



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS PERBANDINGAN LAJU OPTIMUM PRODUKSI MENGUNAKAN *COILED TUBING GAS LIFT WITH UNLOADER* DENGAN PERHITUNGAN MANUAL DAN SIMULATOR PROSPER

UTARI LARASATI
183210942

ABSTRAK

Sumur yang telah lama diproduksi secara *natural flow* tentu saja akan mengalami penurunan performa, sehingga diperlukan *artificial lift* untuk mempertahankan performanya. Jenis sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah sumur dengan kompleksi *monobore*. Pengaplikasian *gas lift* pada sumur *monobore* merupakan sesuatu yang sangat sulit. Dikarenakan tidak terdapatnya mandrel pada sumur tersebut, maka peneliti menggunakan alat berupa *coiled tubing*. Sebelumnya, terdapat beberapa penelitian yang telah dilakukan oleh beberapa peneliti mengenai *conventional coiled tubing gas lift*. Tetapi memiliki sejumlah kelemahan sehingga perlu diberikan alat tambahan berupa *unloader*. Pada penelitian kali ini, peneliti mengkaji tentang *gas lift* menggunakan *coiled tubing* dan alat tambahan berupa *unloader* yang merupakan penelitian lanjutan dari *coiled tubing gas lift* dengan tujuan untuk mengetahui volume gas injeksi yang diberikan, menghitung nilai tekanan *dome*, dan menganalisis perbandingan hasil perhitungan manual dengan *simulator* prosper. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, kedua perhitungan ini dapat meningkatkan laju lair sampai titik optimum untuk masa yang akan datang. Pada perhitungan manual didapatkan dan POI pada kedalaman 6410 ft, sedangkan pada simulator POI pada 6800 ft, laju alir optimum sumur U-21 pada perhitungan manual sebesar 1420 bbl/day sedangkan pada *simulator* prosper didapatkan nilai sebesar 1400 bbl/day, volume gas injeksi sebesar 0.610 MMSCFD pada perhitungan manual dan 0.615 MMSCFD dari *simulator*, kedalaman *unloader* pada 6300 pada tiap-tiap metode. Jumlah *valve unloader* atau *unloader module* pada masing-masing metode desain adalah 1. Perbandingan antara perhitungan manual dan *simulator* prosper tidak terlalu signifikan.

Kata Kunci : *Coiled tubing gas lift with unloader, coiled tubing gas lift, gas lift technology, unloader.*

ANALYSIS COMPARISON OF OPTIMUM PRODUCTION RATE USING COILED TUBING GAS LIFT WITH UNLOADER BY MEASURE OF MANUAL AND PROSPER SIMUATOR CALCULATION

A well that has been long time produced by natural flow will run into performance decreasing, so that artificial lift is needed to maintain the well performance. Monobore completion is the well that used in this study, because of that conventional gas lift installation very challenging. Due to there's nothing mandrel in monobore completion, researchist using tools called "coiled tubing". Previously, there were several studies conducted by several people regarding conventional coiled tubing gas lifts but conventional coiled tubing gas lift has several limitation that have to gain a tool called "unloader". This study is about coiled tubing gas lift with unloader which is next generation of conventional coiled tubing gas lift with having flexibility on reach any depth we want and the aim of this study to determine injection gas volume, dome pressure, and to analyze a comparison between manual and prosper simulator calculation. Both method can increase production rate and reach the optimum point for the future. On manual calculation POI at 6410 ft, simulator has 6800 ft, optimum rate on manual 1420 bbl/day, simulator has 1416 bbl/day, injection gas volume on manual calculation 0.610 MMSCF and 0.615 MMSCFD on simulator, unloader depth from borh method is on 6300 ft and only have 1 unloader. Based on analysis, there was no significant differences between each method. On manual calculations POI at 6410 ft, on prosper at 6800 ft, optimum rate on manual calculations is 1420 bbl/day, on prosper is 1400 bbl/day, injection gas volume on manual calculations 0.610 MMSCFD on prosper 0.615 MMSCFD, unloader depth for each method on 6300 ft, the sum of unloader valve or on unloader module is one for each method.

Key word: Coiled tubing gas lift with unloader, coiled tubing gas lift, gas lift technology, unloader

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sumur yang telah lama diproduksi secara *natural flow* tentu saja produksinya mengalami penurunan sehingga untuk mempertahankan masa produksi, sumur minyak membutuhkan suatu metode pengangkat buatan untuk membantu meningkatkan kembali produksi minyak (Musnal & Fitrianti, 2018). Ada berbagai jenis *artificial lift* diantaranya *Electric Submergible Pump* (ESP), *Progressive Cavity Pump* (PCP), *Sucker Rod Pump* (SRP), *Hydraulic Pump Unit* (HPU), Jet Pump dan *Gas Lift*. Dari *artificial lift* diatas, dikarenakan ketersediaan gas yang bertekanan tinggi dilapangan tersebut banyak, maka peneliti memilih menggunakan metode *gas lift*. *Gas lift* diketahui sebagai salah satu metode *artificial lift* yang banyak digunakan di dunia. Proses penginjeksian gas yang bertekanan tinggi secara kontinu dari permukaan ke dalam *production string*, membuat *liquid load* lebih kecil pada dasar sumur, meningkatkan kemungkinan untuk menaikkan laju produksi (Tang, Schmidt, & Blais, 1997). *Gas lift* digunakan pada sumur dengan densitas minyak berat agar dapat meringankan densitas dari minyak tersebut sehingga dapat mengurangi *liquid load* pada sumur (Pittman, 1982).

Gas lift juga dikenal sebagai sebuah metode dari proses produksi fluida yang memiliki tekanan yang relatif tinggi (minimal 250 psi) (Kramadibrata, Sumaryanto, & Panjaitan, 2011). *Unloading process* di definisikan sebagai proses transien dimana gas yang bertekanan tinggi dimasukkan ke dalam sumur (biasanya diinjeksikan di annulus antara tubing dan casing) untuk memproduksi fluida sisa pemboran atau sisa produksi dengan *artificial lift* sebelumnya ke permukaan (Tang et al., 1997)

Seperti yang dikatakan oleh (Kramadibrata et al., 2011) pada jenis kompleksi *monobore* metode *artificial gas lift* termasuk hal yang tidak biasa dan menantang. *Monobore* adalah sumur yang menggunakan *single* atau *dual* casing atau tubing produksi yang disemen hingga ke permukaan. Kompleksi *monobore* ini dilakukan dengan maksud agar dapat menjadi pencegah ketika berada pada keadaan *underbalanced* yang sangat tinggi di dalam sumur.

Sumur dengan kompleksitas *monobore* sesungguhnya tidak cocok untuk dilakukan *well development* dengan metode *gas lift* karena tidak adanya *mandrel* sebagai rumah atau tempat dari *gas lift valve*. Oleh sebab itu sulit untuk menginjeksikan gas, sehingga digunakan *coiled tubing* untuk menginjeksikan gas tersebut. Namun, cara ini sudah banyak diterapkan pada beberapa sumur di Delta Mahakam. Maka peneliti tertarik untuk melakukan inovasi seperti yang telah dilakukan oleh (Fedriando et al., 2017) yakni menambahkan *unloader modul* atau *unloader* pada instalasi *coiled tubing gas lift*.

Coiled tubing dikenal sebagai *tubing* berukuran sangat kecil yang efektif dalam *logging* dan *workover* pada *horizontal well*. Atau biasa disebut juga sebagai pipa berdiameter sangat kecil yang elastis sehingga mempermudah untuk melakukan beberapa hal yang tidak dapat dilakukan oleh *wireline* biasa. (Cooper, 1988). Sedangkan *unloading valve* digunakan sebagai katup masuknya fluida pada saat *unloading process* dilakukan. Karena penurunan laju produksi yang terjadi pada sumur ini, peneliti tertarik untuk melakukan penelitian menggunakan *coiled tubing* dengan *unloader* untuk proses penginjeksian *gas lift* pada sumur yang memiliki kompleksitas *monobore* dengan melakukan simulasi menggunakan *simulator* prosper dan perhitungan manual. Hipotesis pada penelitian ini penulis berharap dapat membuat model terbaik menggunakan *simulator* prosper untuk mengoptimalkan produksi pada sumur dengan kompleksitas *monobore*.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui volume gas injeksi.
2. Menentukan kedalaman *unloader module*.
3. Menganalisis hasil perbandingan manual dan *simulator* prosper

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah untuk mengetahui efektivitas *coiled tubing gas lift with unloader* pada sumur dengan kompleksitas *monobore*; tekanan gas injeksi yang dapat membuat sumur tersebut mencapai titik optimum laju produksi; serta meningkatkan *recovery factor* sumur dengan menggunakan perhitungan manual dan *simulator* prosper kemudian penulis berharap penelitian ini dapat bermanfaat untuk penelitian selanjutnya yang dapat digunakan sebagai acuan atau landasan.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan maka dalam penelitian ini terdapat beberapa batasan masalah, diantaranya:

1. Penelitian dilakukan dengan perhitungan secara manual dan *simulator* prosper.
2. Penelitian ini hanya dilakukan pada kompleks *monobore*.
3. Tidak memperhitungkan ke ekonomisannya.
4. Tidak membandingkan dengan *conventional gas lift*.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi atau *crude oil* merupakan zat yang penting dalam kehidupan manusia, minyak bumi ini terbentuk dari zat organik yang membentuk menjadi hidrokarbon akibat adanya perubahan tekanan. Didalam agama Islam sendiri, pembentukan minyak bumi serta kegunaannya untuk kehidupan manusia sudah dibahas didalam Al-qur'an sura Al-A'la (87) ayat 1-5 yang bunyinya:

Artinya: Sucikanlah nama Tuhanmu Yang Mahatinggi, yang menciptakan lalu menyempurnakan (penciptaan-Nya), yang menentukan kadar (masing-masing) dan memberi petunjuk, dan yang menumbuhkan rerumputan, lalu dijadikan-Nya (rumput-rumput) itu kering kehitam-hitaman.

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

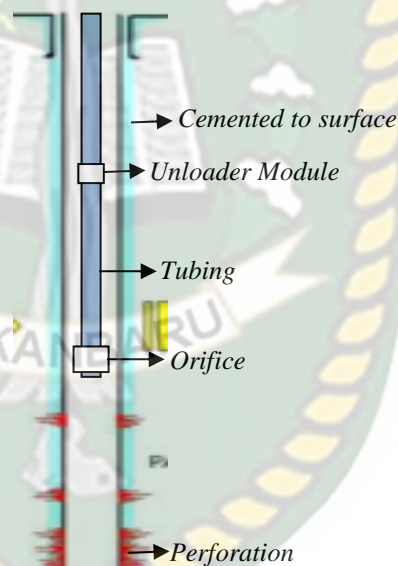
2.1 *Coiled Tubing Gas Lift With Unloader*

Coiled tubing gas lift yang telah diterapkan dilapangan VICO Indonesia memiliki kelemahan yakni kedalaman maksimal yang dapat di injeksikan tergantung pada tekanan injeksi yang di tentukan dan tidak adanya proses *unloading* yang dapat membuat sumur lebih kotor karena material atau benda sisa peboran maupun benda lainnya pada lubang sumur. Efek dari kelemahan tersebut adalah menurunnya *reservoir pressure* sehingga dapat mempercepat umur produksi sumur tersebut (Kramadibrata et al., 2011).

Dengan adanya kelemahan tersebut, dilakukan percobaan dengan menambahkan suatu alat yang dinamakan *unloader* pada CTGL (*Coiled tubing gas lift*). *Coiled tubing gas lift* menggunakan 1.5" – 2" *coil tubing* yang dimasukan ke

dalam sumur monobore dengan *bottom hole assembly; connector, nipple, check valves, centralizer and nozzle*. Sedangkan *Coiled tubing gas lift with unloader* adalah generasi terbaru dari CTGL (*Coiled tubing gas lift*) yang memiliki kelebihan berupa *valves* yang digunakan untuk menginjeksi pada kedalaman yang diinginkan, kemudian untuk membersihkan lubang sumur dari sisa pemboran ataupun *artificial lift* sebelumnya serta mudah untuk diinstal atau dimasukkan ke dalam sumur (Bortolin, Johnson, & Bechtold, 1992; Fedriando et al., 2017; Intervention, n.d.). Dibawah ini adalah kriteria yang digunakan untuk *coiled tubing gas lift with unloader* di PT. VICO menurut (Izwardy et al., 2017):

1. Tekanan injeksi lebih dari 800 psi
2. *Gas Oil Ratio* kurang dari 300 scf/stb
3. *Water drive reservoir*



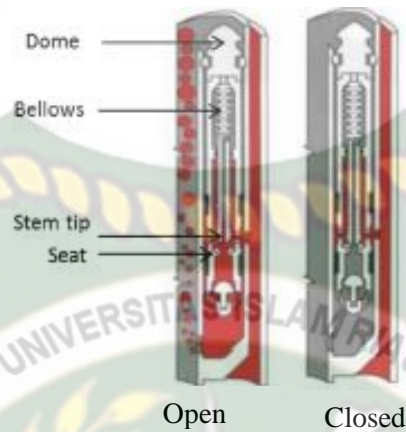
Gambar 2. 1 Skema *Coiled Tubing Gas Lift With Unloader*

(Fedriando et al., 2017)

2.1.1 *Unloader*

Cara kerja dan bagian dari *unloader* mirip dengan unloader konvensional pada system *gas lift*. Yakni *stem* akan menggerakkan *seat* kemudian gas akan keluar jika jumlah *tubing pressure* dan *injection pressure* lebih besar dari *dome pressure*. Lalu *valve unloader* akan tertutup jika jumlah *tubing pressure* dan *injection pressure* lebih kecil dari *dome pressure*. Bagian utama dari alat ini adalah dome diisi dengan gas N₂ untuk memberi gaya agar

valve dapat tertutup menggunakan *dome pressure*, stem bergerak ke arah *on* dan *off*, serta terdapat orifice sebagai pengatur aliran gas (Fedriando et al., 2017).



Gambar 2.2 Unloader

(Fedriando et al., 2017)

Menurut (Decker & Corp, 1993) *unloading valve* didesain dengan jarak dan ukuran tertentu agar memudahkan tahap penginjeksian gas yang akan dilakukan. Prinsip kerja dari sebuah unloader valve yakni stem akan mematikan seat sehingga dapat dilewati gas ketika jumlah dari tubing pressure dan tekanan injeksi lebih besar dari dome pressure. (Fedriando et al., 2017). Sebenarnya, *coiled tubing gas lift* dapat dibilang mirip dengan *macaroni- installation gas lift* sebagaimana dikatakan (Byrd, 1980) pada *macaroni-installation* digunakan tubing dengan ukuran yang terkecil (1-1.5 inchi).

2.1.2 Unloading Process

Unloading process menggunakan *coiled tubing* yang memuat gas *nitrogen (N₂)* didalamnya beroperasi dengan prinsip yang sama seperti *conventional gas lift* (Zhou, Smalley, Opel, & Ctes, 2011). Menurut (Decker & Sutton, 2018) sumur *gas lift* akan bertransisi dari temperature asli *reservoir* ke temperature alir seiring dengan berjalannya proses *unloading* dan produksi, selain itu tekanan yang ada pada annulus akan menurun walaupun tekanan injeksi tetap. Salah satu fitur unik dari *unloading* menggunakan *coiled tubing* adalah bahwa titik injeksi gas dapat bergerak naik turun di sepanjang sumur bor, untuk setiap titik injeksi yang diinginkan. Selain itu,

penggunaan *coiled tubing* pada proses *unloading* juga mempercepat proses *unloading* itu sendiri (Ghobadi & Haghi, 2004).

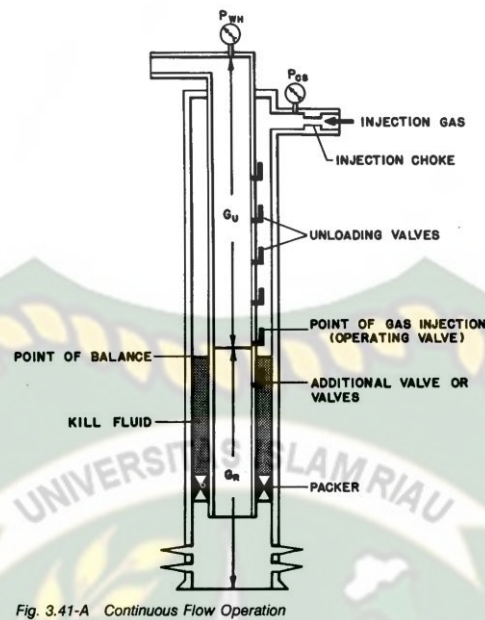
Dengan menginjeksi gas *nitrogen* (N_2) secara *continue gas nitrogen* (N_2) akan diteruskan ke *coiled tubing* secara terus menerus. (Ghobadi & Haghi, 2004; Misselbrook, Wilde, Falk, & Well, 1991) dalam penelitian mereka dijelaskan bahwa dengan menggunakan *simulator*, ukuran *coiled tubing* dan laju alir gas injeksi yang optimum dapat mengoptimalkan analisis karakteristik sumur.

Proses *unloading* pada *coiled tubing gas lift with unloader* dapat dilakukan baik menggunakan metode terus menerus (*continuous*) atau intermiten.

2.2 Gas Lift

Pada dasarnya prinsip kerja *coiled tubing gas lift with unloader* sama dengan prinsip kerja *gas lift* konvensional. *Gas lift* digunakan pada sumur dengan densitas minyak berat agar dapat meringankan densitas dari minyak tersebut sehingga dapat mengurangi *liquid load* pada sumur (Pittman, 1982). Dengan berkurangnya *liquid load* sumur, tentu saja akan meningkatkan performa produksi dari sumur tersebut. Menurut (Sajjad et al., 2018) *gas lift* biasanya menggunakan *orifice valve*, agar dapat diinjeksikan dengan mudah apabila menggunakan ukuran *port* yang tepat. Selain ukuran *port* yang tepat, ada beberapa parameter yang harus diperhatikan agar desain tersebut optimum menurut (Benamara, 2016; Mukherjee, 1986):

- a. Ukuran *flowline*
- b. Ukuran *Tubing*
- c. Gas injeksi yang diburuhkan
- d. Tekanan *Wellhead/separator*
- e. *Water cut*
- f. *Differential pressure*
- g. Kedalaman injeksi (jarak antar mandrel)



Gambar 2. 3 Skema *Gas Lift*

(Byrd, 1980)

2.3 Perkembangan *Gas Lift Software*

(Hall, 1996; Muñoz & Quintero, 1999; Tang et al., 1997) menggunakan program *dynamic simulator* yang mengasumsikan bahwa *unloading* dan pengoperasian *gas lift* tidak termasuk aliran *steady state*. *Dynamic simulator* menunjukkan pengaruh waktu terhadap sistem energi, membuat asumsi fluktuasi kondisi aliran kemudian dimodelkan lebih mirip dengan *reservoir* aslinya.

(Gu, Walton, & Dowell, 1994) membuat *simulator* berupa *transient transport* dan *wellbore hydraulic* yang terjadi saat itu (langsung). *Simulator* yang dikembangkan Gu dan rekan-rekannya dapat digunakan untuk menilai pengoperasian *unloading* menggunakan *coiled tubing*, memprediksi tekanan, laju alir, konsentrasi *sand*, dan kedalaman lapisan.

(Salim, Aitken, & Li, 2010) menggambarkan model *software* berupa *transient multiphase simulator* yang dikembangkan untuk mempelajari perilaku *liquid unloading process* pada *coiled tubing*. Menurut Salim dan rekan-rekan, hanya *transient software* yang dapat menggambarkan intervensi dari beberapa sumur secara alami yang mana tidak tergambarkan oleh *steady-state simulation*.

2.3.1 Prosper

Prosper merupakan bagian dari IPM (*Integrated Production Modeling*) yang mensimulasikan *well performance, design* serta optimisasi sumur produksi. Selain itu, prosper juga menyediakan beberapa fitur unik seperti *matching PVT (pressure, volume, temperature)*, korelasi aliran multifasa, dan IPR untuk dapat menyesuaikan dengan data yang terukur dilapangan, serta memprediksi sensitivitas dan desain *artificial lift* (Petroleum Experts, 2010). Prosper juga dapat di aplikasikan untuk:

- a. Desain dan optimasi *well completion* termasuk *multi-lateral, multilayer* dan *horizontal well*.
- b. Desain dan optimasi ukuran tubing dan *pipeline*.
- c. Menggeneralisasi kurva IPRcagar dapat digunakan oleh *simulator*, dan lain-lain.

2.4 Coiled Tubing Gas Lift

Pada penelitiannya (Kramadibrata et al., 2011) melakukan *development* pada sumur berjenis *monobore completion* menggunakan *coiled tubing gas lift* yang permanen. Kramadibrata memperkenalkan bahwa *field* yang dijadikan objek penelitian adalah Mutiara dan Nilam *field* di Blok Sanga-sanga Kalimantan Timur VICO Indonesia, memiliki tipe kompleksi *monobore* yang dikenal sebagai *ringless operation*, sisi lain dari kompleksi *monobore*; tidak memiliki tempat duduk mandrel sehingga sulit untuk melakukan injeksi gas.

Kelemahan pada sumur *monobore* adalah tidak adanya *side pocket mandrel* yang berfungsi sebagai tempat terletaknya *valve* yang merupakan *supplier* gas ke dalam tubing produksi selain itu *monobore* juga tidak memiliki *annulus* untuk mengantarkan gas ke bawah sehingga peneliti menggunakan *Permanent Coiled Tubing Gas Lift* pada sumur tersebut. Kharmadibrata dapat membuktikan bahwa PCTGL (*Permanent coiled tubing gas lift*) metode yang banyak digunakan serta metode *simple* bagi sebuah *artificial lift* yang diterapkan pada kompleksi *monobore*.

Penelitian Kharmadibrata dikembangkan kembali oleh Edy dan para ilmuwan lainnya. (Edy, Wicaksono, Saputra, Anantokusumo, & Indonesia, 2015) mengatakan bahwa terdapat lebih dari 50 CTGL (*coiled tubing gas lift*) telah terinstaldi VICO dan akan lebih banyak lagi nantinya dan dinobatkan sebagai

artificial lift yang paling banyak digunakan. Sumur *coiled tubing gas lift* berkontribusi sekitar 60-80% dari jumlah produksi minyak dan sukses meningkatkan produksi minyak. Pada penelitiannya, Edy melakukan *design* dan *trouble shooting* pada *coiled tubing gas lift*. *Trouble shooting* yang diterapkan oleh edy adalah membersihkan *gas lift line* dan *gas lift skid* untuk memastikan tidak adanya serpihan yang tertinggal saat pekerjaan *welding*, lalu mematikan sumur.

Pengujian yang dilakukan oleh (Moore, Services, Laflin, Products, & Walker, 1993; Tran, 1997) menyatakan bahwa *coiled tubing* yang biasa digunakan memiliki ukuran sekitar 1,5” atau lebih besar. *Coiled tubing* ini dapat digunakan untuk menginjeksikan gas pada *coiled tubing gas lift*. (Modeling, 1989; Sherik et al., 2019; Walker, 1993).

2.5 State of the Art

Peneitian ini mengacu pada beberapa penelitian yang telah dilakukan sebelumnya, berikut diantaranya:

Tabe 2. 1 *State Of The Art*

| Judul, tahun | Peneliti | Metode | Perbedaan |
|--|--------------------------|---|--|
| <i>Coiled-Tubing Gas Lift System Doubled Oil Production from Al-Wafa Field, 2019</i> | (Sherik et al., 2019) | <i>coiled tubing gas lift</i> | Tidak ada <i>unloading process</i> |
| <i>Coiled Tubing Gas Lift Design and Troubleshooting</i> | (Edy et al., 2015) | <i>coiled tubing gas lift</i> | <i>Dual Monobore Completions</i> dan tidak adanya <i>unloading process</i> |
| <i>Coiled Tubing Gas Lift With Unloader- A Case History</i> | (Fedriando et al., 2017) | <i>coiled tubing gas lift with unloader</i> | <i>Dual Monobore Completions</i> |

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Tempat Penelitian Pengambilan Data

Pada penelitian ini peneliti akan melakukan penelitian di kampus Universitas Islam Riau, Pekanbaru.

3.2 Rencana Kegiatan

Dalam mengerjakan penelitian ini diperoleh data dari hasil simulasi yang dilakukan selama 3 bulan dari tanggal 1 Januari – 1 Maret 2020 bertempat di kampus Universitas Islam Riau, Pekanbaru.

| Kegiatan | Minggu Ke- | | | | | | | | | | | |
|--|------------|---|---|---|----------|---|---|---|-------|----|----|----|
| | Januari | | | | Februari | | | | Maret | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Studi Literatur | | | | | | | | | | | | |
| Pembuatan Proposal Penelitian | | | | | | | | | | | | |
| Mengumpulkan Data | | | | | | | | | | | | |
| Melakukan Penelitian <i>coiled tubing gas lift with unloader</i> dengan perhitungan manual | | | | | | | | | | | | |
| Melakukan Penelitian <i>coiled tubing gas lift with unloader</i> dengan simulator prosper | | | | | | | | | | | | |
| Hasil dan Pembuatan laporan | | | | | | | | | | | | |

Tabel 3. 1 Rencana Kegiatan

3.3 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan menggunakan metode simulasi dengan permodelan yang menggunakan *software* prosper.

Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapatkan bersumber dari buku, jurnal, dan prosiding yang sesuai dengan topik penelitian. Beberapa data yang dibutuhkan untuk penelitian ini diantaranya:

Tabel 3. 2 Data Produksi

| Parameter | Nilai |
|-----------------------------------|-----------|
| Laju Alir Produksi (Q_{test}) | 1041 bfpd |
| Tekanan Dasar Sumur (P_{wf}) | 1091 psi |

| | |
|---|--------------|
| <i>Productivity Index (PI)</i> | 1.2 bpd/psi |
| <i>Kick off pressure (Pko)</i> | 800 psi |
| <i>Surface Operating pressure (Pso)</i> | 664 psi |
| <i>Gas Oil Ratio (GOR)</i> | 3000 scf/stb |

Tabel 3. 3 Data Sumur

| Parameter | Nilai |
|--------------------------------|------------|
| Ukuran casing | 9 5/8 inch |
| Ukuran tubing | 4.5 inch |
| Outside diameter coiled tubing | 1.5 inch |
| Top perforation | 2227 m |
| Bottom perforation | 2296 m |
| Middle perforation | 2261.5 m |

Tabel 3. 4 Data Reservoir

| Parameter | Nilai |
|--|----------|
| <i>Water Cut (WC)</i> | 98 % |
| <i>Reservoir pressure (Pr)</i> | 1955 psi |
| <i>Bottom hole temperature (BHT)</i> | 282 °F |
| <i>Well head temperature (WHT)</i> | 155 °F |
| <i>API oil</i> | 35 °API |
| <i>Specific Gravity Oil (SG oil)</i> | 0.85 |
| <i>Specific Gravity Gas (SG gas)</i> | 0.7 |
| <i>Specific Gravity Water (SG water)</i> | 1.01 |

Sumur U-21 ini merupakan sumur yang sudah lama diproduksi secara *natural flow* dan sudah tidak dapat mengalirkan minyak ke permukaan sehingga membutuhkan *artificial lift*. *Conventional gas lift* tidak dapat diterapkan pada sumur U-21 karena memiliki komposisi *monobore* maka *coiled tubing gas lift* menjadi pilihan tepat sebagai *artificial lift* yang digunakan pada sumur U-21.

Agar minyak dapat diproduksi kembali ke permukaan, maka dilakukan perencanaan desain *coiled tubing gas lift with unloader*. Desain ini meliputi

penentuan titik injeksi, laju alir injeksi, efisiensi metode *coiled tubing gas lift with unloader* hingga didapatkan laju alir produksi optimum.

Sumur U-21 merupakan sumur yang *saturated* atau memiliki 2 fasa fluida. Setelah dilakukan perhitungan dengan data yang ada menggunakan persamaan Vogel, diperoleh Q_{max} sebesar 1628 Bfpd. Kemudian dilakukan pembuatan kurva IPR dengan mengasumsikan nilai P_{wf} dan diperoleh data pada tabel dibawah ini:

- a. Untuk menghitung Q_{max} :

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

- b. Q asumsi dari P_{wf} asumsi:

$$Q_{asumsi} = Q_{max} \cdot \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf\ as}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf\ as}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Contoh:

$$Q = 1628 \left[1 - 0,2 \left(\frac{0}{1955} \right) - 0,8 \left(\frac{0}{1955} \right)^2 \right]$$

$$= 1628 \text{ bfpd}$$

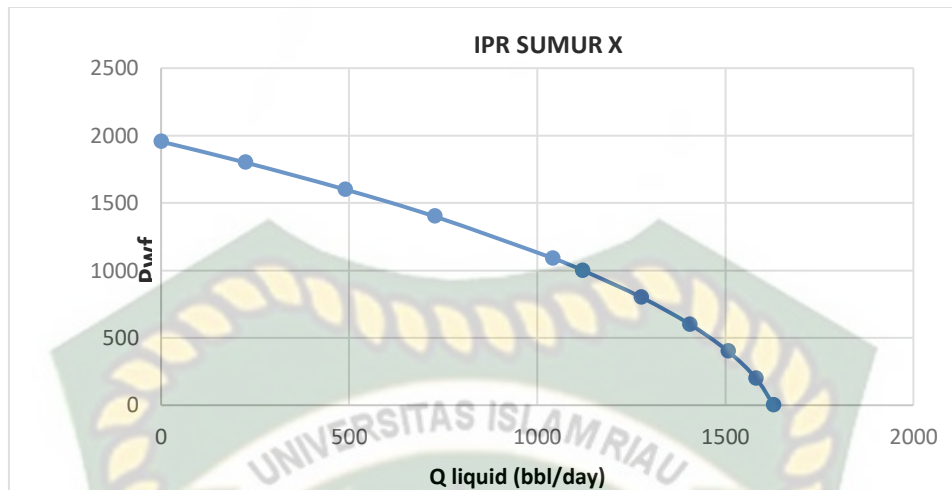
Lakukan langkah 2 untuk nilai p_{wf} asumsi selanjutnya dan lakukan dengan tabulasi

Tabel 3. 5 Nilai P_{wf} asumsi vs Q asumsi IPR

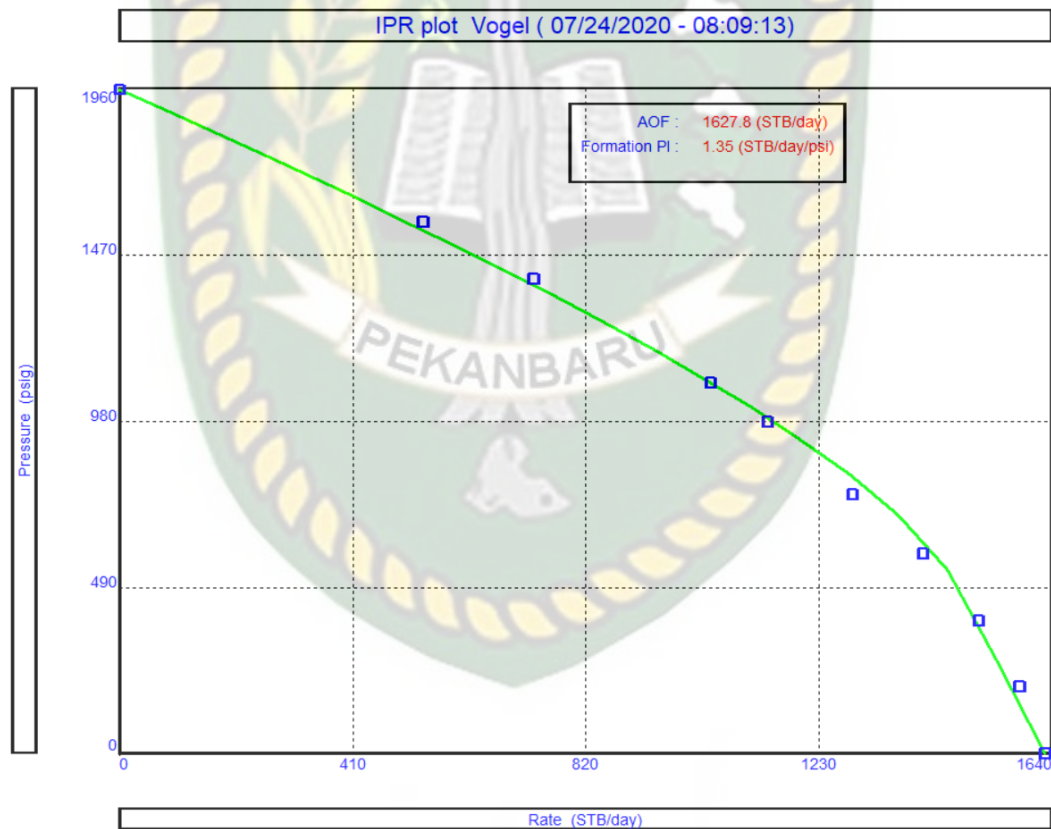
| $P_{wf\ as}$ | Q_{as} |
|--------------------------------|----------------------------|
| 0 | 1628 |
| 200 | 1582 |
| 400 | 1507 |
| 600 | 1406 |
| 800 | 1277 |
| 1000 | 1121 |
| 1091 | 1041 |
| 1400 | 727 |
| 1600 | 489 |
| 1800 | 224 |
| 1955.000 | 0 |

- c. Untuk membuat kurva IPR maka plot table 3.4 dengan Q_{as} pada sumbu X dan $P_{wf\ as}$ pada sumbu Y. sehingga dihasilkan kurva 3.1 hasil dari kurva tersebut didapatkan nilai berupa data-data laju alir hingga mencapai laju

alir maksimum produksi (Q_{max}).



Grafik 3. 1 IPR Sumur U-21 (Manual)



Grafik 3. 2 IPR Sumur U-21 (Simulator)

3.4 Prosedur Perhitungan

3.4.1 Manual Coiled Tubing Gas Lift Design

a. Menentukan laju produksi berdasarkan kurva IPR

1. Menyiapkan data yang dibutuhkan (P_r , P_{wf} dan Q_o)

2. Menghitung nilai Q_0 (laju produksi) dengan persamaan:

$$PI = \frac{Q}{Pr - Pwf} \quad \text{maka } Q = PI \times (Pr - Pwf)$$

3. Menentukan laju alir maksimum (Q_{max}) dengan persamaan:

$$Q_{max} = \left(\frac{q_0}{1 - 0,2 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0,8 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2} \right)$$

4. Menghitung Q_0 menggunakan persamaan:

$$Q_0 \text{ asumsi} = q_{max} \left(1 - 0,2 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0,8 \times \left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2 \right)$$

5. Memplot Q_0 asumsi dan Pwf asumsi dengan grafik kartesian.

b. Penentuan Titik Injeksi

Perhitungan dibawah diambil dari (Hulu, 2003)

1. Membuat sumbu kartesian pada excel dengan Tekanan (psi) pada sumbu X dan Kedalaman (ft) pada sumbu Y, skala dapat disesuaikan dengan kedalaman sumur dan tekanan yang ada.

2. Menghitung *Static Fluid Level* (SFL) dengan persamaan:

$$SFL = \text{Mid Perfo} - \left(\frac{Pr}{\text{Killing Fluid Gradient}} \right)$$

Setelah menghitung SFL maka plot nilai SFL pada sumbu X dan Pr pada sumbu Y.

3. Menghitung *Dynamic Fluid Level* (DFL) dengan persamaan:

$$DFL = \text{Mid Perfo} - \left(\frac{Pwf}{\text{Killing Fluid Gradient}} \right)$$

Plot nilai DFL pada sumbu X dan Pwf pada sumbu Y.

4. Menghitung $P_{so} @ \text{Depth}$ dengan persamaan:

$$P_{so} @ \text{Depth} = P_{so} \times \exp^{0,01875 \times \frac{g Dv}{ZT}}$$

Plot P_{ko} pada kedalaman 0 dan $P_{ko} @ \text{Depth}$ pada kedalaman mid perfo, kemudian titik yang berpotongan merupakan Titik Keseimbangan (POB).

5. Menghitung $P_{ko} @ \text{Depth}$ dengan persamaan:

$$P_{ko} @ \text{Depth} = P_{ko} \times \exp^{0,01875 \times \frac{g Dv}{ZT}}$$

Plot P_{ko} pada kedalaman 0 dan $P_{ko} @ \text{Depth}$ pada kedalaman mid

perfo.

6. Titik injeksi ditentukan dengan POB-100.

c. Penentuan Volume Gas Injeksi

1. Plot titik (Pwh,0).
2. Tentukan volume gas injeksi, yaitu:
3. Koreksi nilai Q_{gi} pada temperature di titik injeksi adalah:

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

- 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:

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

3.4.2 Simulator Coiled Tubing Design

1. Buka perangkat PROSPER
2. *Double click* pada kolom summary, isi data dengan data yang dimiliki kemudian pilih pada bagian *artificial lift* yaitu *coiled tubing gas lift* lalu *done*.
3. Klik pada kolom PVT data kemudian isi berdasarkan data yang dimiliki lalu klik *done*.
4. Klik pada kolom IPR data, akan dilakukan perhitungan untuk membuat kurva *inflow performance relationship*. Pada bagian ini terdapat banyak metoda yang digunakan. Lalu isi data yang dibutuhkan. Kemudian klik *validate* lalu *calculate* dimana akan menampilkan kurva IPR lalu *done*.
5. Pilih kolom *equipment data*, dimana disini diperlukan untuk menginput data sumur seperti data kedalaman (*deviation survey*), *surface equipment* apabila memiliki data perlengkapan permukaan, *downhole equipment* adalah data bawah permukaan, lalu *geothermal gradient*, kemudian isi data *average heat capacities* lalu klik *done*.
6. Langkah selanjutnya pada kolom *analysis summary*, pilih bagian *IPR matching*, dimana hal ini berguna untuk mengetahui persamaan yang

sesuai dengan keadaan actual dan dapat digunakan untuk analisis selanjutnya. Kemudian pilih *match IPR* lalu *calculate* kemudian *done*.

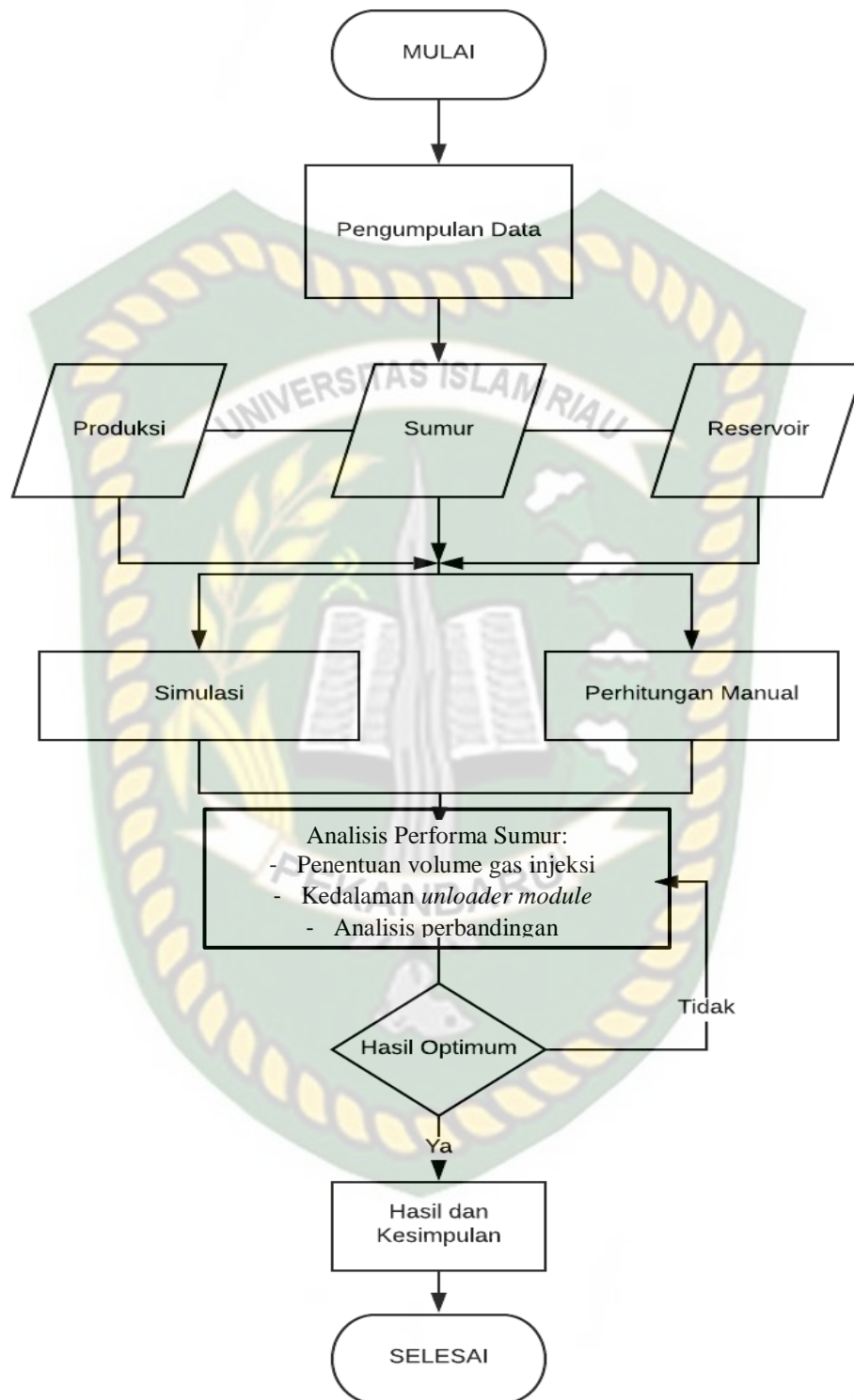
7. Kemudian pada kolom *coiled tubing* data, input data yang diperlukan.
8. Masuk lagi ke kolom analisis summary pilih bagian *coiled tubing design*, dimana perlu menginput beberapa parameter pada bagian *options*, pilih metode desain *rate* sesuai keinginan kemudian masukkan data maksimum *liquid rate*, lalu klik *continue design* plot.
9. Lakukan analisis pada system 3 variabel untuk memastikan apabila dengan diterapkan *coiled tubing gas lift* menyebabkan kenaikan produksi.

Lakukan analisis *injeksi gas rate* untuk masing – masing liquid yang terproduksi untuk membuat kurva *coiled tubing performance curve*.

Pilih variable 1 dengan range nilai *gas injection rate* yang diinginkan.

Lalu klik *continue, calculate, plot*. Kemudian analisis kurva yang sudah didapat.

WORKFLOW PENELITIAN



Gambar 3. 1 Workflow

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Coiled tubing gas lift with unloader merupakan salah satu metode *gas lift* dimana dalam proses penginjeksiannya menggunakan *coiled tubing* sebagai media penghantar gas. Prinsip kerja *coiled tubing gas lift with unloader* sama dengan *conventional gas lift* dimana gas di injeksikan agar dapat menurunkan densitas fluida sehingga dapat mengalir ke permukaan. *Coiled tubing gas lift with unloader* dapat dikatakan sebagai metode *gas lift* yang mengalami *upgrading* dan muncul karena keterbatasan dari metode *conventional coiled tubing gas lift*. Kelebihan *conventional coiled tubing gas lift* dan *coiled tubing gas lift with unloader* adalah dapat digunakan pada kompleks *monobore* yang tidak memiliki *gas lift mandrel*.

Pada bab ini akan dibahas mengenai perencanaan *coiled tubing gas lift with unloader design* pada sumur U-21 menggunakan *simulator* prosper serta perhitungan secara manual. Tugas akhir ini bertujuan untuk menganalisis efektivitas dari penggunaan *coiled tubing gas lift with unloader* dalam meningkatkan laju alir produksi, volume gas yang di injeksikan, perbandingan hasil perhitungan manual dan *simulator* prosper.

Sumur U-21 merupakan suatu sumur yang memerlukan *coiled tubing gas lift with unloader treatment*, sehingga peneliti melakukan analisis terkait pengaplikasian metode *unconventional gas lift* ini.

Dalam proses analisis dibutuhkan beberapa data pendukung yang digunakan agar hasil optimum. Data pendukung tersebut diantaranya data reservoir, data produksi. Penulis mencoba membandingkan desain instalasi *coiled tubing gas lift with unloader* secara manual dengan *simulator* prosper.

4.1 Manual Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Design Pada Sumur U-21

4.1.1 Penentuan Kedalaman Injeksi (POI)

1. Buat sumbu kartesian pada Ms. Excel dengan Tekanan (psi) pada Sumbu X dan Kedalaman (ft) pada Sumbu Y.
2. Tarik garis horizontal pada titik *mid perfo depth* yakni pada 7424.9 ft.
3. Menghitung *Static Fluid Level* (SFL) dengan persamaan:

$$\text{SFL} = \text{Mid Perfo} - \left(\frac{\text{Pr}}{\text{Killing Fluid Gradient}} \right)$$

$$SFL = 7424.9 - \left(\frac{1955}{0.433} \right)$$

$$SFL = 2909.89 \text{ ft}$$

Setelah menghitung SFL maka plot nilai SFL pada sumbu X dan Pr pada sumbu Y.

4. Menghitung *Dynamic Fluid Level* (DFL) dengan persamaan:

$$DFL = \text{Mid Perfo} - \left(\frac{Pwf}{\text{Killing Fluid Gradient}} \right)$$

$$DFL = 7424.9 - \left(\frac{1091}{0.433} \right)$$

$$DFL = 4905.27 \text{ ft}$$

Plot nilai DFL pada sumbu X dan Pwf pada sumbu Y.

7. Menghitung Pso @Depth dengan persamaan:

$$Pso \text{ @Depth} = Pso \times \exp^{0.01875 \times \frac{\gamma_g Dv}{ZT}}$$

$$Pso \text{ @Depth} = 644 \times \exp^{0.01875 \times \frac{0.7 \times 7424.9}{0.9 \times (282+460)}}$$

$$Pso \text{ @Depth} = 745.108 \text{ psi}$$

Plot Pso pada kedalaman 0 dan 745.108 psi pada kedalaman 7424.9 ft, kemudian titik yang berpotongan merupakan Titik Keseimbangan (POB) yakni pada titik (735 psi, 6645 ft).

8. Menghitung Pko @Depth dengan persamaan:

$$Pko \text{ @Depth} = Pko \times \exp^{0.01875 \times \frac{\gamma_g Dv}{ZT}}$$

$$Pko \text{ @Depth} = 800 \times \exp^{0.01875 \times \frac{0.7 \times 7424.9}{0.9 \times (282+460)}}$$

$$Pko \text{ @Depth} = 925.6 \text{ psi}$$

Plot Pko pada kedalaman 0 dan 925.6 psi pada kedalaman 7424.9 ft.

9. Titik injeksi ditentukan dengan POB-100

$$POI = \text{POB} - 100$$

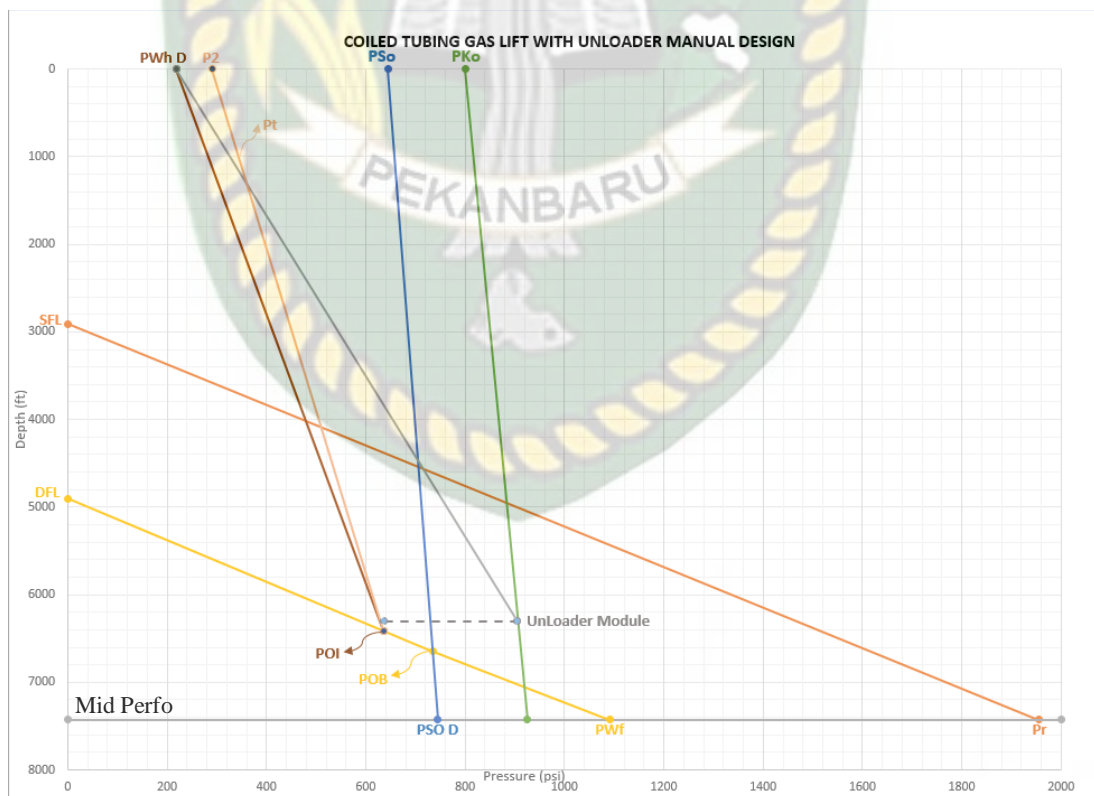
$$POI = 735 - 100$$

$$POI = 635 \text{ psi}$$

Kedalaman titik injeksi pada 6410 ft

Didapatkan POI pada titik (635 psi, 6410 ft).

Grafik 4.1 merupakan gambar desain CTGLWU secara manual, dimana tekanan (psi) pada sumbu X dan kedalaman (ft) pada sumbu Y. Garis horizontal abu-abu sepanjang grafik diatas merupakan garis yang menunjukkan *mid perforation* (7424.9 ft). Setelah menghitung nilai SFL dengan rumus yang diketahui (2909.89 ft), kemudian tarik garis ke titik Pr (1955 psi) pada grafik garis SFL ke Pr ditunjukkan dengan garis berwarna jingga. Lalu membuat garis antara DFL dengan Pwf dimana DFL sudah dihitung dengan rumus yang telah ditentukan (4905.27 ft) dan Pwf yang telah diketahui dari data (1091 psi), garis yang berwarna kuning menunjukkan garis DFL ke Pwf. Setelah menarik garis DFL ke Pwf dilanjutkan dengan penarikan garis dari Pso (664 psi) ke Pso @Depth yang telah dihitung (745.108 psi) garis Pso ke Pso @Depth ditunjukkan dengan warna biru elektrik. Titik persinggungan antara kurva yang berwarna kuning (DFL ke Pwf) dengan biru elektrik (Pso ke Pso @Depth) adalah Titik Keseimbangan (*point of balance*) (735 psi, 6645 ft) Titik Injeksi dapat diketahui dari $POB_{Pressure} - 100$ sebesar (635 psi, 6410 ft).



Gambar 4. 1 Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Manual Design

4.1.2 Penentuan Jumlah Gas Injeksi

Prosedur perhitungan jumlah gas yang di injeksikan (Hulu, 2003) (Musnal & Fitrianti, 2018):

1. Menghitung nilai jumlah gas injeksi:

$$\begin{aligned} Q_{gi} &= Q_L (GLR_t - GLR_f) \\ &= 1041 (500 - 60) \\ &= 501571.137 \text{ SCFD} \\ &= 0.501571137 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

2. Koreksi nilai Q_{gi} :

- a. Tentukan temperature di titik injeksi:

$$\begin{aligned} T_{POI} &= (T_s + G_i D_i) + 460 \\ &= \left[155 + \left(\frac{282 - 155}{7424.9} \right) \times 6410 \right] + 460 \\ &= 724.6405 \text{ R} \end{aligned}$$

- b. Koreksi nilai Q_{gi} :

$$\begin{aligned} \text{Corr} &= 0,0544 \sqrt{\gamma_{gi} T_{poi}} \\ &= 0,0544 \sqrt{0.7 \times 724.6405} \\ &= 1.21619 \end{aligned}$$

- c. Volume gas injeksi tekoreksi

$$\begin{aligned} &= Q_{gi} \times \text{Corr} \\ &= 0.610009542 \text{ MMSCFD} \end{aligned}$$

Perencanaan jumlah gas injeksi yang baik akan mempengaruhi kondisi sumur tersebut, apabila terlalu sedikit akan menyebabkan perencanaan yang dilakukan kurang efektif dan efisien sedangkan apabila gas yang di injeksikan terlalu berlebihan dapat menyebabkan penumpukan sampah pada sumur bahkan pada katup-katup *gas lift* (Khalid, 2016).

4.1.3 Penentuan Kedalaman dan Jumlah *Unloader Module*

1. Gambarkan garis perencanaan *tubing "design tubing line"* sebagai berikut:

- a. Hitung *design tubing line* dengan persamaan:

$$\begin{aligned} P_{wh d} &= P_{wh} + 0,20 (P_{so}) \\ &= 90 + 0,20 (644) \\ &= 218.8 \text{ psi} \end{aligned}$$

- b. Plot ($P_{wh} d$ psi, 0 ft) kemudian tarik garis dari titik (218.8 psi, 0 ft) sampai ke POI. Didapatlah garis perencanaan tekanan *tubing*.
2. Tentukan kedalaman dan jumlah *unloader module* dengan:
- a. Menghitung ΔD_v (Musnal & Fitrianti, 2018)

$$\Delta D_v = \frac{100}{\text{Killing Fluid Gradient}}$$

$$\Delta D_v = \frac{100}{0.433}$$

$$\Delta D_v = 230.947 \text{ ft}$$

- b. Kedalaman *unloader module*

$$\begin{aligned} D_{\text{unloader}} &= \text{POI depth} - \Delta D_v \\ &= 6410 - 230.947 \\ &= 6179.053 \text{ ft} \end{aligned}$$

Tabel 4. 1 Kedalaman *Gas Lift Valve*

| No | Valve | Depth Valve (ft) |
|----|---|------------------|
| 1 | <i>Unloader Valve (unloader module)</i> | 6179.053 |
| 2 | <i>Orifice Valve</i> | 6410 |

4.1.5 Penentuan GLR Optimum

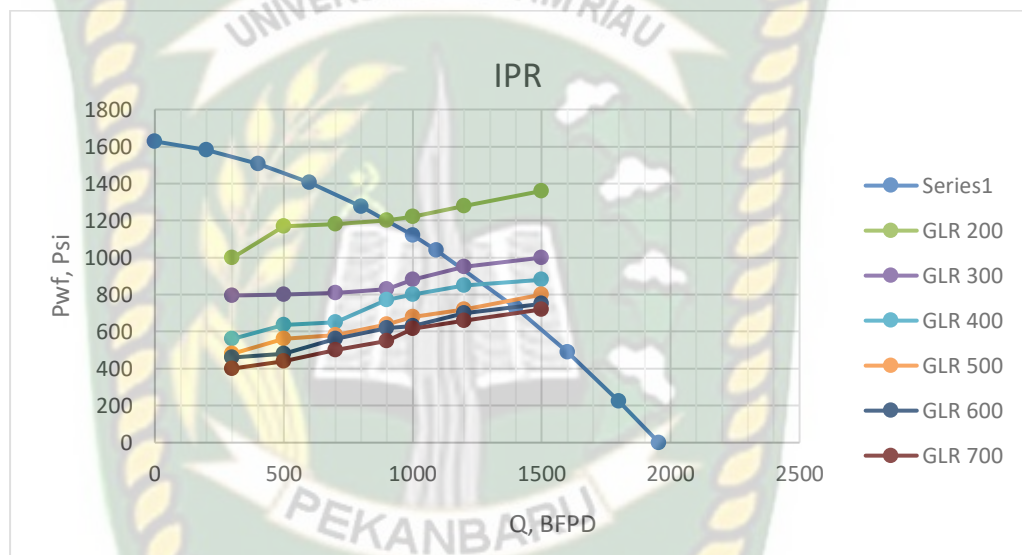
Berdasarkan tabel 4.4 akan menunjukkan kurva *tubing intake* untuk masing-masing *Gas Oil Ratio* (GLR) dengan kurva IPR dan menghasilkan laju lair untuk setiap GLR (Musnal & Fitrianti, 2018). Untuk mendapat laju alir optimum, perlu mengurangi kehilangan tekanan pada *tubing*. Menurut (Beggs, 1980) kenaikan nilai GLR akan mengurangi P_{wf} yang dibutuhkan sehingga lebih optimum.

Tabel 4. 2 Penentuan GLR Optimum

| Qo | Pwf | | | | | |
|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | GLR 200 | GLR 300 | GLR 400 | GLR 500 | GLR 600 | GLR 700 |
| 300 | 998 | 795 | 560 | 480 | 460 | 400 |
| 500 | 1170 | 800 | 635 | 560 | 480 | 440 |
| 700 | 1180 | 810 | 650 | 580 | 560 | 500 |
| 900 | 1200 | 830 | 770 | 640 | 620 | 550 |
| 1000 | 1220 | 880 | 800 | 680 | 630 | 615 |
| 1200 | 1280 | 950 | 850 | 720 | 700 | 660 |
| 1500 | 1360 | 1000 | 880 | 800 | 750 | 720 |

Setelah mengetahui nilai P_{wf} pada tiap-tiap GLR dan laju alir

tertentu, kemudian dilakukan pembuatan grafik perpotongan antara Pwf pada tiap-tiap GLR dengan IPR. Pada grafik ini digunakan GLR yang dimulai dari 200 hingga 700 karena dibawah atau diatas *range* tersebut tidak berpotongan dengan kurva IPR. Apabila Pwf pada GLR tertentu tidak berpotongan dengan kurva IPR maka Pwf tersebut tidak tepat digunakan pada desain *Coiled Tubing Gas Lift With Unloader* ini. Semakin besar nilai GLR semakin besar laju alir, karena menginjeksi gas bertekanan tinggi dapat menurunkan densitas minyak sehingga dapat mempermudah proses mengalirnya fluida ke permukaan (Benamara, 2016).



Grafik 4. 1 Kurva Perpotongan Pwf pada GLR tertentu terhadap IPR

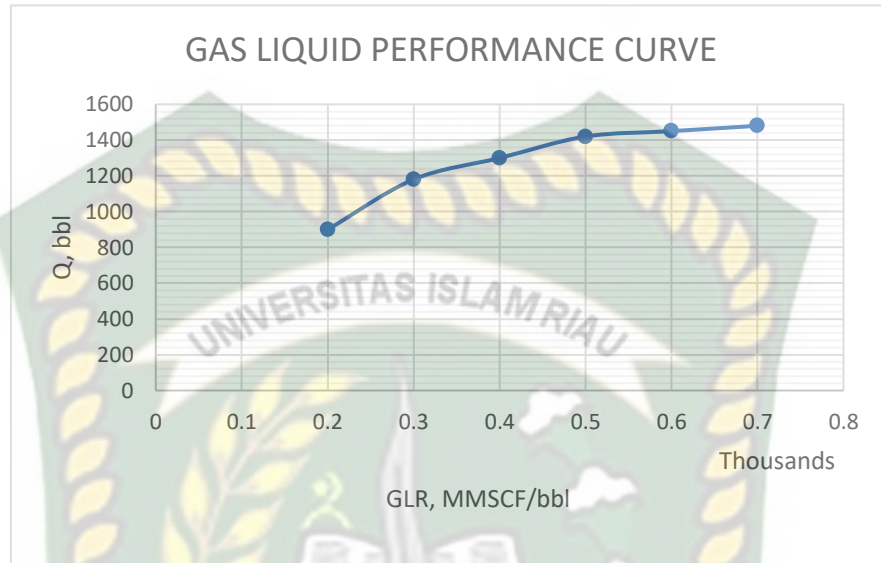
Setelah grafik ditampilkan, diperoleh hasil berupa titik perpotongan Pwf tiap-tiap GLR terhadap IPR, yang kemudian akan dibuat sebuah kurva *Gas Liquid Performance Curve* (GLPC).

Tabel 4. 3 *Gas Liquid Performance Curve*

| GLR | Q |
|-----|------|
| 200 | 900 |
| 300 | 1180 |
| 400 | 1300 |
| 500 | 1420 |
| 600 | 1450 |
| 700 | 1480 |

Laju alir injeksi tergantung pada besarnya GLR optimum, Pwf dan laju produksi yang diinginkan. Apabila melihat kurva paling tinggi, kurva tersebut merupakan kurva laju alir maksimum (Byrd, 1980). Sedangkan

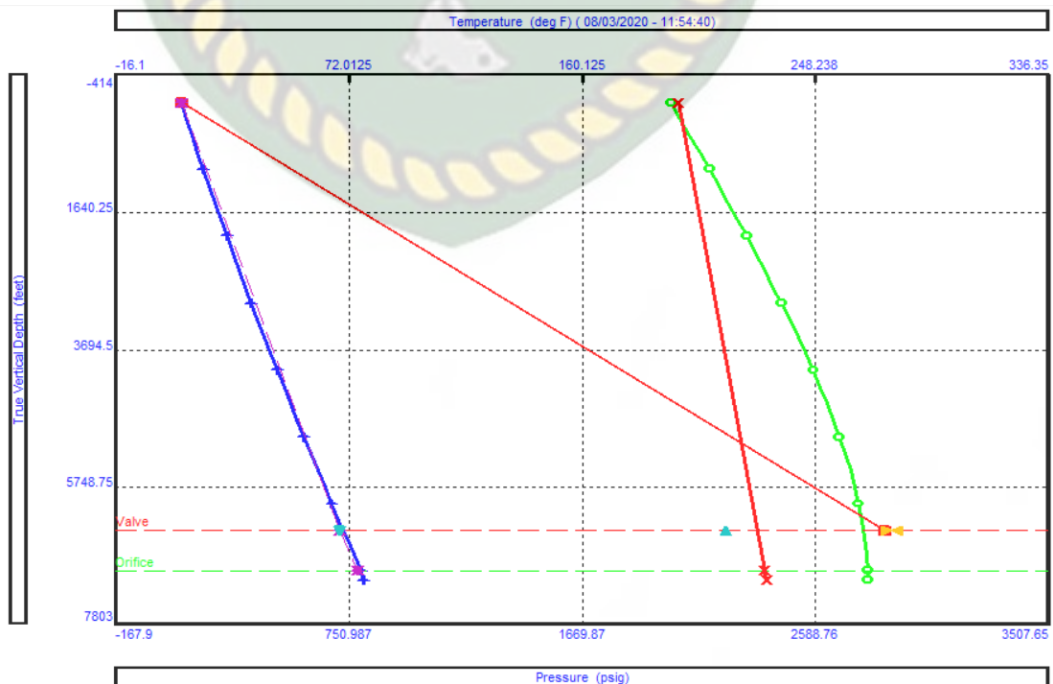
untuk meningkatkan laju alir produksi menjadi lebih optimum, dari grafik 4.3 jumlah gas yang di injeksikan sebesar 0.5 MMSCF/bbl dengan laju alir produksi sebesar 1420 bbl/day.



Grafik 4. 2 Gas Liquid Performance Curve

4.2 Simulator Coiled Tubing Gas Lift Design

Dengan menggunakan perangkat lunak prosper, dilakukan pengimputan data yang tertera pada tabel 3.2, 3.3, dan 3.4. Kemudian gambar 4.2 merepresentasikan keadaan sumur yang di install *coiled tubing gas lift with unloader*. Dimana *unloader module* terletak pada kedalaman 6300 ft.



Gambar 4. 2 *Simulator Coiled Tubing Gas Lift With Unloader Design*

Berdasarkan tabel 4.6 perbandingan antara perhitungan manual dan *simulator* prosper tidak terdapat perbedaan yang terlalu signifikan. *Unloader module* pada perhitungan manual dan *simulator* terdapat pada kedalaman 6300 ft, volume injeksi pada manual sebesar 0.61 MMSCFD dan pada *simulator* juga sebesar 0.61 MMSCFD, Q liquid pada perhitungan manual sebesar 1420 stb/day dan pada *simulator* sebesar 1416 stb/day.

Tabel 4. 4 Perbandingan Hasil Perhitungan Manual dan *Simulator* Prosper

| Parameter | Manual | <i>Simulator</i> | Galat |
|----------------------------|----------|------------------|-------|
| POI, ft | 6410 | 6800 | 390 |
| Qoptimum, bbl/d | 1420 | 1416 | 4 |
| Qgi, MMSCFD | 0.610 | 0.615 | 0.005 |
| <i>Unloader Depth</i> , ft | 6179.053 | 6300 | 68 |

4.3 Pembahasan

Sumur U-21 merupakan sumur yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh turunnya tekanan reservoir. Oleh sebab itu, sumur U-21 membutuhkan *artificial lift* yang mampu meningkatkan produksi. Lapangan tempat beradanya sumur ini memiliki ketersediaan gas dalam jumlah yang besar sehingga *gas lift* merupakan *artificial lift* yang cocok digunakan pada sumur U-21. Dikarenakan sumur U-21 memiliki kompleks *monobore* maka tidak dapat dilakukan penginstalan *conventional gas lift* sehingga memerlukan *coiled tubing* sebagai media penginjeksi gas. Tetapi *conventional coiled tubing gas lift* juga memiliki keterbatasan berupa kurang fleksibel terhadap titik kedalaman injeksi sehingga penulis memilih *coiled tubing gas lift with unloader* sebagai solusi dari kekurangan tersebut.

Dalam proses desain *coiled tubing gas lift with unloader* dibutuhkan beberapa data untuk mengoptimalkan laju produksi sumur U-21. Data yang dibutuhkan untuk dianalisis diantaranya data reservoir, data produksi dan data kompleks pada sumur U-21 tersebut. Penulis mencoba membandingkan desain *coiled tubing gas lift with unloader* secara manual dan *simulator* prosper. Analisis *coiled tubing gas lift with unloader* dengan bantuan perangkat lunak prosper menggunakan korelasi *petroleum expert*. Korelasi ini paling mendekati keadaan

actual sumur.

Sumur U-21 memiliki PI dan BHP (*Bottom Hole Pressure*) yang tinggi, sehingga *continuous flow gas lift* sangat cocok untuk digunakan pada sumur U-21. *Continuous flow* merupakan sebuah metode *gas lift* yang diinjeksikan secara terus menerus pada kedalaman tertentu.

Tekanan reservoir sebesar 1955 Psi, dengan laju alir 1041 bopd didapatkan Pwf sebesar 1091 dan kedalaman sumur 7419 ft. Pada desain manual didapatkan kedalaman POB sebesar 6645 ft dan POI pada kedalaman 6410 ft dengan injeksi gas sebesar 0.615 MMSCFD, dilihat dari GLPC sebesar 0.5 MMSCFD. Untuk desain *software* POI berada pada kedalaman 6800 ft, dengan injeksi gas sebesar 0.615 MMSCFD. Laju alir optimum sumur U-21 pada perhitungan manual sebesar 1420 bbl/day sedangkan pada simulator prosper didapatkan nilai sebesar 1400 bbl/day. Jumlah *valve unloader* atau *unloader module* pada masing-masing metode desain adalah 1.

Jadi, dari nilai diatas perbandingan perhitungan secara manual dan *software* tidak terlalu signifikan. Dan terdapat kekurangan perhitungan pada *software* yaitu, tidak ditampilkan SFL (*static fluid level*) dan DFL (*dynamic fluid level*) serta titik POB (*point of balance*) selain itu, juga tidak adanya pilihan kalkulasi untuk penentuan titik injeksi (POI).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Menurut penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Volume gas injeksi yang diperoleh dari perhitungan manual sebesar 0.610 MMSCFD, sedangkan dari perhitungan *simulator* prosper didapatkan nilai sebesar 0.615 MMSCFD.
2. Kedalaman *unloader module* pada perhitungan manual 6179.053 ft dan *simulator* sebesar 6300 ft.
3. Perbandingan antara perhitungan manual dan *simulator* prosper tidak terdapat perbedaan yang terlalu signifikan. Yakni titik injeksi pada perhitungan manual di kedalaman 6410 ft sedangkan pada *simulator* prosper pada kedalaman 6800 ft. Kemudian volume injeksi perhitungan manual sebesar 0.610 MMSCFD dan dengan *simulator* prosper sebesar 0.615 MMSCFD.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan oleh penulis, saran yang diberikan untuk peneliti berikutnya adalah membandingkan *conventional coiled tubing gas lift* dengan *coiled tubing gas lift with unloader* dan menganalisis sensitivitas parameter lebih detail seperti Pko, Pso, GOR dan lain sebagainya.

DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, K. E. B. nad H. D. (1980). *Artificial Lift Methods Kermit Brown 2b.pdf*.
- Benamara, A. (2016). *Gas Lift - Past & Future*. 1–6.
- Bortolin, L., Johnson, K. J., & Bechtold, H. D. (1992). *Use of Reeled Tubing in Gas Lift Completion Systems*.
- Byrd, K. E. B. J. J. D. J. P. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2a.pdf*. Tulsa, Oklahoma: University of Tulsa.
- Cooper, R. E. (1988). Coiled tubing in horizontal wells. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE*, 323-334 17581.
- Decker, K., & Sutton, R. P. (2018). *SPE-190929-MS Gas Lift Annulus Pressure*. (August), 28–30.
- Edy, I. K. O., Wicaksono, D. N., Saputra, R., Anantokusumo, F., & Indonesia, V. (2015). *Coiled Tubing Gas Lift Design and Troubleshooting - Case History*. (October), 20–22.
- Fedriando, F., Ketut Oscar Edy, I., Izwardy, S., Wijanarko, A., Pratomo, A. I., & Firmansyah, N. (2017). Coiled tubing gas lift with unloader-a case history in cemented monobore completion. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*, 1–9. <https://doi.org/10.2118/186192-ms>
- Ghobadi, H., & Haghi, A. H. (2004). *Optimization of Unloading Operation with Coiled Tubing (Nitrogen Lifting) in One of the Southern Iranian Oil Fields SEE PROFILE*. (March). Retrieved from <https://www.researchgate.net/publication/314323183>
- Gu, H., Walton, I. C., & Dowell, S. (1994). Development of a computer wellbore simulator for coiled-tubing operations. *Proceedings - Petroleum Computer Conference*, 33–45. <https://doi.org/10.2523/28222-ms>
- Hall, J. W. (1996). *Simulator Optimizes Gas Lift Unloading*. (August), 715–716.
- Hulu, M. P. (2003). *Sistem Pengangkatan Buatan Teknik Produksi*.
- Intervention, T. Y. (n.d.). *Coiled-Tubing Services*.
- Izwardy, S., Edy, I. K. O., Wijanarko, A., Fedriando, F., Pratomo, A. I., & Firmansyah, N. (2017). Gas lift techniques modification to overcome evolution in completion. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia*

Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua, 1–9.
<https://doi.org/10.2118/186183-ms>

Khalid, I. (2016). *Modul Guru Pembelajar*.

Kramadibrata, A. T., Sumaryanto, & Panjaitan, P. (2011). Developing oil in monobore well completion using permanent coil tubing gas lift application. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2011*, 2, 1622–1627.

Misselbrook, J., Wilde, G., Falk, K., & Well, N. (1991). *The Development and Use of a Coiled-Tubing Simulation for Horizontal Applications*.

Modeling, W. (1989). *DEPLOYMENT OF A COILED-TUBING GAS-LIFT COMPLETION*.

Moore, B. K., Services, N., Laflin, W. J., Products, C., & Walker, E. J. (1993). *OTC 7321 Rigless Completions : A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift System*. 597–602.

Mukherjee, H. K. E. B. (1986). *Improve Your Gas Lift Design*.

Muñoz, E. A., & Quintero, N. (1999). Production optimization using a dynamic gas-lift simulator, history case. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 1999-May*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/54636-ms>

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>

Petroleum Experts. (2010). Petroleum Experts User Manual IPM. *IPM PROSPER Version 11.5*, (January2010).

Pittman, R. W. (1982). Gas lift design and performance. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, IPETS 1982*, 1–8.

Sajjad, F., Sastradinata, K., Dewi Rahmawati, S., Mansur, A., Wirawan, A., & Mujib, E. (2018). Gas lift robbing prevention in dual string completion using production pressure operating valve. *Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition 2018, MEAL 2018*.

<https://doi.org/10.2118/196392-ms>

- Salim, P., Aitken, B., & Li, J. (2010). A transient multi-phase flow simulation using steady-state correlations for coiled tubing applications- New insights to old problems. *Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 2010*, 338–352.
- Sherik, A., Ben Abdalla, M., Abdoalqader, A., Abusninah, G., Abdaldaem, A. A., & Ben Ayad, A. N. (2019). *Coiled-Tubing Gas Lift System Doubled Oil Production from Al-Wafa Field*. <https://doi.org/10.2118/198096-ms>
- Tang, Y., Schmidt, Z., & Blais, R. (1997). *Transient Dynamic Characteristics of Gas-Lift Unloading Process* (pp. 647–661). pp. 647–661.
- Tran, T. . (1997). *Field Instaled with Coiled Tubing Gas Lift.pdf*.
- Walker, E. J. (1993). *A Spoolable Coiled-Tubing Gas-Lift Completion System*. 291–301.
- Zhou, Y., Smalley, E., Opel, S., & Ctes, N. O. V. (2011). *SPE 143337 Determination of Optimum N 2 Rate for Unloading Gas Wells With Coiled Tubing*.