

**ANALISIS INJECTION CAPACITY PADA WATER DISPOSAL  
INJECTION DENGAN MENGGUNAKAN PROSPER  
SIMULATION PADA LAPANGAN “ESY”**

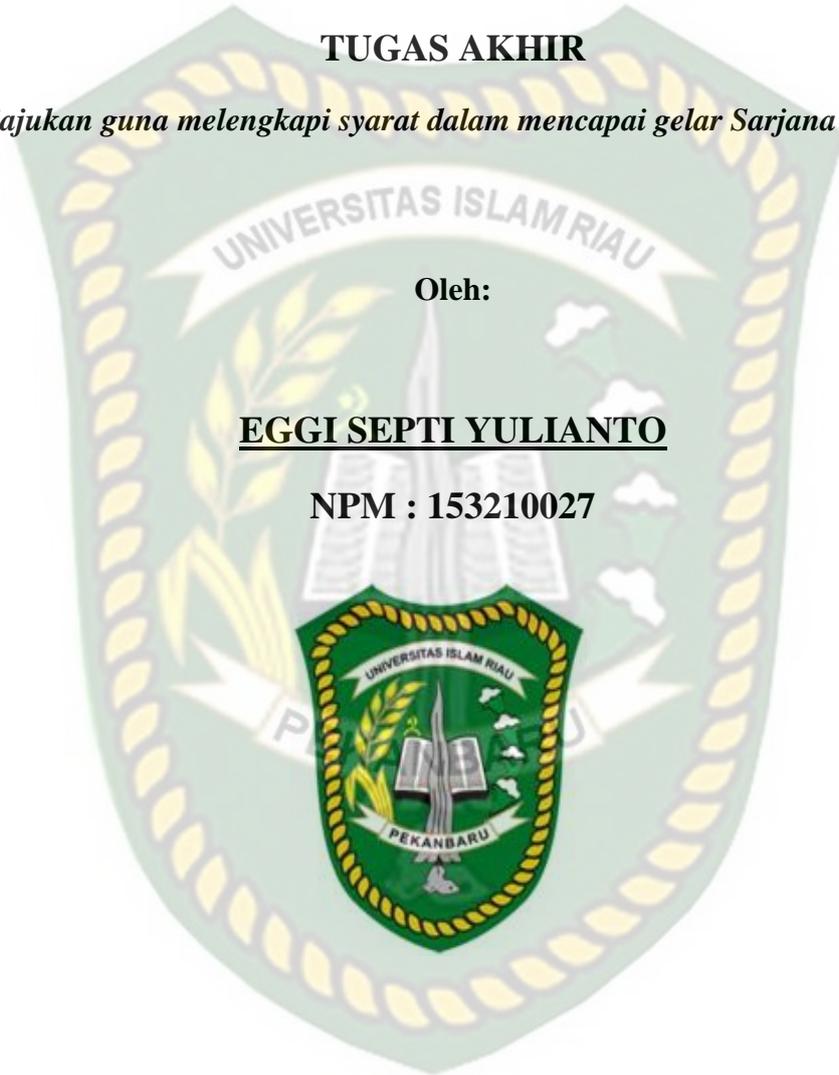
**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh:

**EGGI SEPTI YULIANTO**

**NPM : 153210027**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna 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. Novrianti, ST.,MT selaku dosen pembimbing yang telah banyak membantu dalam menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Dr. Eng Muslim selaku Ketua Prodi dan M. Aryon, ST., MT. Selaku pembimbing akademik, serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan yang telah diberikan.
3. Cece Muharam selaku pembimbing lapangan dan pihak PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan tugas akhir saya.
4. Kedua Orang Tua saya Bapak Julianto dan Ibu Neli Yuniarti serta keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Teman-teman Kelas A serta sahabat dan seorang Perawat yang telah memberikan semangat dan bantuan sehingga penulis mampu untuk menyelesaikan perkuliahan ini.

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

Pekanbaru, 30 April 2020

Eggi Septi Yulianto

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	Error! Bookmark not defined.i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL .....	x
ABSTRAK .....	xi
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
2.1 <i>Disposal Well</i> .....	4
2.2 <i>Integrated Production Modelling (IPM)</i> .....	9
2.3 Analisis Keberhasilan.....	11
<b>BAB III METODELOGI PENELITIAN.....</b>	<b>14</b>
3.1 Metode Penelitian.....	14
3.1.1 Energi Potensial (Ep) .....	15
3.1.2 Menentukan <i>Friction Loss by well (FL)</i> .....	16
3.2 Flow Chart Tugas Akhir.....	17
3.3 Time Table .....	18
3.4 Studi Lapangan.....	18
3.4.1 Peta struktur lapangan ESY .....	18
3.4.2 Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah.....	19
3.4.3 Stratigrafi Lapangan ESY .....	20
3.5 Tempat Penelitian.....	21
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>22</b>

4.1	Memodelkan Sistem Bawah Permukaan Sumur .....	27
4.2	Menentukan <i>Friction Loss vertical by well</i> .....	34
4.3	Melakukan Perbandingan antara hasil Analisis aktual data Simulasi .....	35
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>37</b>
5.1	Kesimpulan.....	37
5.2	Saran.....	37
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>38</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>		<b>41</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 3.1</b> Keadaan aktual sumur.....	15
<b>Gambar 3.2</b> Lokasi Lapangan ESY (Dokumentasi PT.CPI,2015) .....	19
<b>Gambar 3.3</b> Stratigrafi Sumatra Tengah (Dokumentasi PT.CPI).....	21
<b>Gambar 4.1</b> Grafik Rate vs Pressure vs <i>Limit pressure</i> .....	23
<b>Gambar 4.2</b> Kurva Injectivity Index Well SM-89C .....	23
<b>Gambar 4.3</b> Grafik Rate vs Pressure vs <i>Limit pressure</i> .....	24
<b>Gambar 4.4</b> Injectivity Index Well NY 85B.....	25
<b>Gambar 4.5</b> Grafik Rate vs Pressure vs <i>Limit pressure</i> .....	26
<b>Gambar 4.6</b> Injectivity Index Well JL 34Z.....	26
<b>Gambar 4.7</b> IPR Plot Multilayer Reservoir SM-89C .....	29
<b>Gambar 4.8</b> Data IPR pada sumur NY-85B .....	31
<b>Gambar 4.9</b> IPR Plot Multilayer Reservoir JL-34Z .....	33

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4.1</b> PVT Data Sumur pada lapangan ESY.....	27
<b>Tabel 4.2</b> Data IPR pada sumur SM-89C.....	28
<b>Tabel 4.3</b> Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir .....	30
<b>Tabel 4.4</b> Data IPR pada sumur NY-85B.....	30
<b>Tabel 4.5</b> Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir .....	32
<b>Tabel 4.6</b> Data IPR pada sumur JL-34Z .....	32
<b>Tabel 4.7</b> Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir .....	34
<b>Tabel 4.8</b> Hasil friction loss secara vertical.....	35
<b>Tabel 4.9</b> Hasil dari Analisis Data sumur vs Simulasi .....	35



## DAFTAR SINGKATAN

BWPD	: <i>Barrel Oil Per Day</i>
NORM	: <i>Naturally Occuring Radioactive Materials</i>
PROSPER	: <i>Production and System Performance Analysis Software</i>
IPM	: <i>Integrated Production Modelling</i>
II	: <i>Injectivity Index</i>
FL	: <i>Friction Loss</i>
Ep	: <i>Energi Potensial</i>
GPM	: <i>Gallons Per Minute</i>
IPR	: <i>Inflow Performance Relationship</i>
Pwf	: <i>Pressure well flow</i>
GAP	: <i>General Allocation Package</i>
MBAL	: <i>Material Balance</i>



## DAFTAR SIMBOL

- P : Tekanan  
T : Temperatur  
L : Panjang  
Q : Laju Alir  
D : Diameter  
C : *Coefficient pipe material*



**ANALISIS INJECTION CAPACITY PADA WATER DISPOSAL INJECTION  
DENGAN MENGGUNAKAN PROSPER SIMULATION PADA  
LAPANGAN “ESY”**

**EGGI SEPTI YULIANTO**  
**153210027**

**ABSTRAK**

Dalam proses produksi minyak bumi terdapat air yang ikut terproduksi, sehingga air tersebut semakin lama akan semakin banyak seiring dengan tingginya *water cut* saat proses produksi minyak. Salah satu cara PT.CPI menanggulangi air yang ikut terproduksi tersebut yakni dengan membuat sumur pembuangan baru. Permasalahan yang terjadi pada *disposal well* yang menyebabkan penurunan injeksi air adalah karena tidak diketahui berapa kapasitas sumur tersebut dapat menampung air yang setiap hari diinjeksikan, yang mana hasil rata-rata penurunan injeksi pada sumur SM-89C yakni mencapai 9876 BWPD yang sebelumnya mencapai 16069 BWPD. Pada Sumur NY-85B hasil rata-rata penurunan injeksi yakni mencapai 6893 BWPD yang sebelumnya mencapai 7226 BWPD. Dan pada sumur JL-34Z hasil rata-rata penurunan injeksi yakni mencapai 1172 BWPD yang sebelumnya mencapai 4216 BWPD. Salah satu penyebab penurunan injeksi air karena daya tampung sumur tersebut semakin lama akan semakin meningkat sehingga injeksi air akan semakin berkurang.

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui *injection capacity* pada *water disposal well* dengan menggunakan simulator PROSPER. Pemilihan simulator ini dilakukan karena simulator ini mampu mengetahui kapasitas setiap lapisan pada sumur disposal dengan cara menganalisis kurva IPR hasil dari simulator. Adapun persamaan yang dipergunakan untuk perhitungan IPR adalah persamaan *semi steady state*. Persamaan ini dipilih karena adanya perubahan tekanan terhadap waktu. Hasil laju alir maksimum antara hasil simulator dan actual dibandingkan untuk menentukan tindakan yang tepat dalam pengerjaan injeksi air pada sumur *disposal*.

Hasil yang didapatkan dari analisis aktual data dan simulasi maka dapat disimpulkan hasilnya yaitu pada *well* SM-89C itu mendapatkan perbedaan tekanan adalah sebesar 3% dan laju alirnya 0.6%, pada *well* NY-85B mendapatkan perbedaan tekanannya sebesar 4% dan laju alirnya 1% dan *well* JL-34Z mendapatkan perbedaan tekanan sebesar 7% dan laju alirnya 2%.

**Kata kunci :** *Injectivity, Water Disposal Well, Injection capacity, PROSPER*

**ANALYSIS INJECTION CAPACITY ON WATER DISPOSAL INJECTION  
USING PROSPER SIMULATION AT “ESY” FIELD**

**EGGI SEPTI YULIANTO**  
**153210027**

**ABSTRACT**

*In the process of petroleum production, there is also water produced, so that the water will get more and more along with the high water cut during the oil production process. One of the ways PT.CPI is to cope with the water produced by creating a new disposal well. The problem that occurs in the disposal well that causes a decrease in water injection is because it is not known how much capacity the well can accommodate the injected water every day, which results in an average decrease in injection in the SM-89C well which reached 9876 BWPD which previously reached 16069 BWPD. On the NY-85B Well, the average injection reduction result reached 6893 BWPD which previously reached 7226 BWPD. And in the JL-34Z well the average decrease in injection results is 1172 BWPD which previously reached 4216 BWPD. One of the causes of the decrease in water injection is because the capacity of the well will increasingly increase so that the water injection will decrease.*

*This research was conducted to determine the injection capacity of the water disposal well by using the PROSPER simulator. The selection of the simulator is done because the simulator is able to determine the capacity of each layer in the disposal well by analyzing the IPR curve results from the simulator. The equation used for the calculation of IPR is the semi steady state equation. This equation was chosen because of a change in pressure over time. The results of the maximum flow rate between the results of the simulator and the actual are compared to determine the right course of action in the injection of water at the disposal well.*

*The results obtained from the actual data analysis and simulation can be concluded that the results in the SM-89C well that get a pressure difference of 3% and a flow rate of 0.6%, the well NY-85B get a pressure difference of 4% and a flow rate of 1% and well JL-34Z gets a pressure difference of 7% and a flow rate of 2%.*

**Keywords :** *Injectivity, Water Disposal Well, Injection capacity, PROSPER*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Dalam suatu proses produksi minyak dan gas bumi, terdapat air yang ikut terproduksi yang biasanya dikenal dengan air formasi. Produksi air yang ikut terproduksi semakin lama akan semakin banyak sesuai dengan umur sumur yang sudah tua. Jumlah air yang ikut terproduksi ini dimanfaatkan untuk berbagai macam hal yakni seperti penginjeksian kembali agar dapat meningkatkan laju alir produksi minyak, air yang terproduksi bisa juga di buang ke lingkungan dan di buang ke dalam tanah. PT.CPI menerapkan *Zero Water Discharge*, yang dimana 0% air tidak dibuang ke lingkungan melainkan di injeksikan ke dalam tanah, untuk mengurangi dampak lingkungan agar permasalahan pada limbah ini tidak berdampak pada lingkungan dan menguntungkan di kemudian hari (Steinar, Eimund, & Egil, 2016). Selain itu, PT.CPI melakukan pengolahan terhadap air yang di produksi bersamaan dengan minyak dengan cara melakukan pembuangan air dengan membuat *Disposal well* ataupun menjadikannya bahan *steam injection*. *Disposal well* merupakan salah satu proses pembuangan air terproduksi ke dalam *reservoir*. *Disposal well* ini juga dikenal dengan sumur servis karena mengembalikan air formasi yang terproduksi kedalam tanah agar dalam hal penanganan limbah secara terpadu demi melindungi kelangsungan lingkungan tersebut. (Environmental Protection Agency, 2017).

Pengolahan terhadap air terproduksi tersebut dilakukan dengan cara penginjeksian yang bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak melalui *injection well*. Dalam hal ini, prinsip *recycle* selalu diterapkan seefisien mungkin. Metode yang digunakan dalam pengelolaan limbah cair ini adalah metode injeksi melalui *Disposal Well*. (Andarani & Rezagama, 2015). *Simulation PROSPER* merupakan salah satu bagian dari *Integrated Production Modelling (IPM)* yang dapat menganalisis kemampuan sistem produksi, desain dan optimasi sumur untuk memodelkan sebagian besar jenis konfigurasi sumur yang ada di industri minyak dan gas (Memon & Zameer, 2012).

Permasalahan pada *disposal well* yang menyebabkan penurunan injeksi air adalah karena tidak diketahui berapa kapasitas sumur tersebut dapat menampung

air yang setiap hari diinjeksikan, yang mana hasil rata-rata injeksi air pada sumur SM-89C yakni 16069 BWPD pada tahun 2011- 2017 dan menurun sampai 9876 BWPD pada tahun 2018- Mei 2019 . Pada Sumur NY-85B hasil rata-rata injeksi air yakni 7226 BWPD pada tahun 2011- 2017 dan menurun sampai 6893 pada tahun 2018-Mei 2019. Dan pada sumur JL-34Z hasil rata-rata injeksi air yakni 4216 BWPD pada tahun 2011- 2017 dan menurun sampai 1172 BWPD pada tahun 2018-Mei 2019. Salah satu penyebab penurunan injeksi air karena daya tampung sumur tersebut semakin lama akan semakin meningkat sehingga injeksi air akan semakin berkurang.

Berdasarkan keterangan diatas maka dilakukannya penelitian dengan menggunakan *software* PROSPER, karena *simulation* PROSPER dapat memprediksi *injection rate* dan *injection pressure* pada setiap lapisan sumur, dan juga pada penelitian ini dapat mengetahui *injection performance* setiap sumur tersebut, apakah sumur tersebut mengalami penurunan *injection rate* ataupun mengalami peningkatan.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Menentukan kapasitas *injection rate* pada *water disposal well* dan mengetahui sumur yang mengalami perubahan *injection performance*
2. Menentukan kapasitas *injection* pada masing-masing *layer disposal well* dengan *simulation* PROSPER pada setiap sumur.
3. Membandingkan *injection rate* dan *injection pressure* setiap sumur antara data *actual* dan hasil *simulation*.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini ialah :

1. Menentukan kapasitas *injection* pada setiap *well* dan setiap lapisan.
2. Mengetahui *pressure injection* pada setiap *well* dan setiap lapisan, mengetahui *prediksi injection performance* pada setiap *well* dan setiap lapisan.

3. Memberikan pengkayaan materi dalam menangani limbah hasil produksi minyak dengan teknologi yang dilakukan oleh perusahaan minyak luar negeri bagi mahasiswa Universitas Islam Riau khususnya Program Studi Teknik Perminyakan.

#### 1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan dalam melakukan penelitian ini yaitu Penelitian ini hanya fokus membahas tentang kapasitas *injection* dan *injection performance* pada sebagian *disposal well*, pembuatan model pada *simulation* PROSPER, tidak membahas karakteristik reservoir, tidak membahas mengenai analisis keekonomian, serta melakukan pendekatan untuk membandingkan hasil simulasi dengan data *actual*.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 *Disposal Well*

*Disposal well* adalah jenis sumur yang digunakan untuk membuang cairan limbah dengan aman ke dalam tanah tanpa mencemari lingkungan, sebagaimana dijelaskan dalam firman Allah dalam QS Al-Baqarah/2: 11:

وَإِذَا قِيلَ لَهُمْ لَا تُفْسِدُوا فِي الْأَرْضِ قَالُوا إِنَّمَا نَحْنُ مُصْلِحُونَ

Dan apabila dikatakan kepada mereka: "Janganlah berbuat kerusakan di bumi ! Mereka menjawab: "Sesungguhnya Kami justru orang-orang yang Melakukan perbaikan.

Salah satu cara membuat *disposal well* adalah dengan cara membuat sumur baru atau sumur bekas *Injector*, pada perusahaan PT. Chevron Pacific Indonesia mereka membuat sumur baru untuk dijadikan disposal. Minyak bumi terdapat dalam pori-pori yang berada di antara batuan-batuan *sandstone* dan *limestone*. Pori-pori ini memiliki ukuran yang beragam serta selain terdapat minyak, juga terdapat gas dan air yang ditemukan dalam suatu *reservoir* (Robinson, 2010). Oleh karena itu, dalam produksi minyak bumi dari suatu sumur minyak, gas dan air juga turut terproduksi. Apabila air terproduksi tersebut akan dibuang atau dialirkan ke suatu badan air penerima, tentunya karakteristik air tersebut harus dapat memenuhi baku mutu yang telah ditentukan. Karakteristik air terproduksi berbeda-beda sehingga setiap area dapat berbeda pula unit pengolahannya (Cakmaci dkk, 2008). Berdasarkan Arthur dkk (2005) dalam Fakhru'l-Razi dkk, (2009), tujuan utama pengolahan air terproduksi adalah untuk (1) menyisahkan minyak dan lemak; (2) menyisahkan zat organik terlarut; (3) disinfeksi; (4) menyisahkan *suspended solids*; (5) menyisahkan gas terlarut; (6) desalinasi; (7) menurunkan kesadahan; (8) menyisahkan NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*). Volume air terproduksi akan semakin meningkat seiring dengan bertambahnya umur sungai (Judd dkk, 2014). Estimasi rasio antara air minyak secara global adalah ~4:1 (TUV-NEL, 2010 dalam Judd dkk, 2014). Air terproduksi adalah limbah cair terbesar yang dihasilkan oleh industri minyak dan gas oleh sebab itu air terproduksi dapat dibuang

ke lingkungan yang berarti tidak diperoleh nilai dari air terproduksi tersebut, (Ahmadun dkk, 2009).

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Sullivan, Tyrer, Cheeseman, & Graham, 2010) tentang Pembuangan limbah pengolahan air yang mengandung arsenik yaitu dengan cara memberi semen portland karena semen portland sangat bagus dalam menangani limbah yang mengandung arsenik.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Von Sperling, 2015) tentang operasi pengolahan air limbah, ada beberapa cara dalam penanggulangannya yaitu :

1. *physical unit operation*, yaitu metode perawatan yang dilakukan dengan cara melakukan penyaringan, sedimentasi dan sebagainya untuk didaur ulang kembali.
2. *Chemical Unit Processes*, yaitu metode perawatan dengan cara penambahan bahan kimia untuk menghilangkan zat kimia yang tercampur pada limbah tersebut.
3. *Biological Unit Processes*, yaitu metode perawatan dengan cara penghapusan kontaminasi yang terjadi melalui aktivitas biologis.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Plappally & Lienhard V, 2012) yakni dengan cara melakukan proses *desalination* untuk menghilangkan kadar garam berlebih dalam air untuk dapat dikelola menjadi sumber daya kehidupan. Karena air yang didapatkan dari proses produksi dapat berguna untuk proses irigasi.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Gregory, Vidic, & Dzombak, 2011) yakni proses yang dilakukan adalah menginjeksikan air ke dalam tanah tanpa bantuan dari simulasi, dan pada penelitian ini juga dilakukan pada sumur gas. Penelitian ini bertujuan untuk membuang air ke dalam tanah hasil dari produksi gas, yang tidak bisa dimanfaatkan tanpa harus membuang ke lingkungan.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Hasianny, Noor, & Yani, 2015) yakni air terproduksi adalah air formasi yang naik ke permukaan tanah melalui sumur gas atau minyak dan juga air yang dihasilkan dari proses produksi gas dan minyak. Air terproduksi merupakan limbah cair terbesar yang dihasilkan oleh industri minyak dan gas dalam proses produksinya. Metode yang digunakan adalah *Analitycal Hierarchy Process* (AHP) digunakan untuk tujuan pemilihan teknologi bersih yang akan di terapkan dan untuk memutuskannya diperlukan beberapa Faktor sehingga

model AHP dirasa tepat dalam pengambilan keputusan. Untuk memperoleh pertimbangan-pertimbangan yang objektif maka digunakan pendekatan dengan metode AHP dengan responden dari para pakar yang dianggap kompeten dalam bidang yang dimaksud.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Nurhayati, 2010) yakni tentang Pengolahan Limbah Cair Kegiatan Eksplorasi Minyak dan Gas Bumi dengan Metode *Comprehensive Solution* (Bioremediasi-*Biotreatment*-Biofiltrasi) telah dilakukan. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui penurunan kadar pencemaran limbah cair dengan penambahan bakteri yang diisolasi dari limbah tersebut. Tahap pertama adalah bioremediasi dengan penambahan mikroba hasil dari isolasi. Pada tahap ini ditambahkan bakteri sebanyak 6% v/v dari volume limbah cair minyak bumi yang akan diolah dan pertumbuhan bakteri dioptimalkan. tahap ke dua adalah *biotreatment* yaitu dengan memberikan kesempatan bakteri yang telah ditambahkan sehingga mampu menginisiasi pembentukan flok. pada tahap ini limbah cair dialirkan secara perlahan dan tidak dilakukan aerasi sehingga terbentuk plak yang diinisiasi oleh bakteri, sedang tahap ke tiga adalah *biofiltrasi* dengan mengalirkan limbah ke bagian akhir *bioreaktor* yang mengandung arang aktif. Arang aktif yang ada telah mengandung bakteri pada bagian permukaannya sehingga limbah cair yang melewatinya akan mengalami *biofiltrasi*. Tiga tahapan tersebut mampu mengolah limbah sehingga parameter yang dipersyaratkan yaitu H, S, Fenol, pH, COD, minyak-lemak, dan amoniak menurun hingga dibawah BML dengan waktu yang lebih cepat. Untuk mengetahui efektivitas metode *comprehensive solution* dilakukan pengolahan limbah skala mikrokosmos menggunakan agen biologis. Pada hasil uji coba pengolahan skala mikrokosmos sampai enam belas hari menunjukkan metode *comprehensive solution* cukup efektif dalam pengolahan limbah cair minyak bumi.

Selanjutnya, pada penelitian yang dilakukan oleh (Maloney & Yoxtheimer, 2012) bahwa *Disposal of flowback and salt water* menjadi perhatian khusus karena hasil produksi air yang didapatkan dan salinitas yang cukup tinggi, maka pada penelitian ini menyarankan untuk memanfaatkan air tersebut, mengurangi kebutuhan air tawar dan mengurangi volume pembuangan.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Wulandari, 2016) bahwa limbah yang dihasilkan JOB Pertamina-Medco E & P Tomori Sulawesi berupa limbah cair, padat dan gas. Limbah cair yang dihasilkan berupa air dan fluida berminyak. Proses pengolahan limbah atau (WWTP) di Tiaka *Field* menggunakan WWTP *portable* dengan sistem (DAF) yang berfungsi menghilangkan materi tersuspensi seperti minyak, lemak, gemuk atau padatan. Sistem DAF ini memanfaatkan udara yang dilarutkan ke dalam air atau air limbah dibawah tekanan dan kemudian melepaskan udara pada tekanan atmosfer dalam tangki flotasi. Secara Garis Besar Proses pengolahan limbah atau (WWTP) di Tiaka *Field* menggunakan WWTP *portable* dengan sistem (DAF) yang berfungsi menghilangkan materi tersuspensi seperti minyak, lemak, gemuk atau padatan. Sistem DAF ini memanfaatkan udara yang dilarutkan ke dalam air atau air limbah dibawah tekanan dan kemudian melepaskan udara pada tekanan atmosfer dalam tangki flotasi.

Selanjutnya pada penelitian yang dilakukan oleh (Utami, Wihandhita, Marsela, & Nurma, 2017) bahwa limbah cair minyak bumi sangatlah berbahaya jika langsung di buang ke laut atau ke sungai, karena banyak mengandung zat-zat kimia yang berbahaya dan beracun. Oleh karena itu sebelum limbah cair minyak bumi di buang ke laut sesuai syarat yang harus dipatuhi yang sudah ditetapkan dalam Pemerintah-07-2013 Baku Mutu Air Limbah Minyak dan Gas Fasilitas Darat (*Onshore*) Baru. Baku Mutu Air Limbah Fasilitas Eksplorasi dan Produksi Migas Fasilitas Darat (*Onshore*) Baru , untuk parameter COD 200 mg/L, BOD 100 mg/l. Limbah cair minyak bumi yang akan di buang ke laut harus memenuhi standar baku mutu air limbah untuk COD 200 mg/L dan BOD 100 mg/L. Hal ini berarti kandungan limbah cair minyak bumi tersebut lebih tinggi dari pada standart yang ada sehingga dapat berbahaya bagi lingkungan sekitar dan kesehatan masyarakat, maka limbah cair minyak bumi perlu diadakan pengolahan air limbah. Pengolahan air limbah bisa dilakukan dengan berbagai metode atau cara yaitu dengan secara fisik, kimia dan biologi. Secara biologi aerob dapat menurunkan kandungan minyak pada limbah cair dan dapat memisahkan minyak yang terakumulasi di dalam limbah cair, sehingga minyak dapat terdispersi ke atas. Proses aerasi biologi digunakan pada pengolahan limbah cair minyak bumi dengan memanfaatkan bakteri aerob. Hal ini bermanfaat dalam penurunan konsentrasi zat organik di dalam limbah cair.

Selain diperlukan untuk proses metabolisme bakteri aerob, kehadiran oksigen juga bermanfaat untuk proses oksidasi senyawa-senyawa kimia di dalam limbah cair serta untuk menghilangkan bau.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Yudono, Estuningsih, Said, Sabaruddin, & Napoleon, 2013) bahwa Penelitian ini bertujuan untuk mengeksplorasi bakteri indigen di wilayah PT Pertamina UBEP Limau Muara Enim yang mampu mendegradasi limbah minyak bumi. Penelitian bakteri indigen pendegradasi limbah minyak bumi ini dilakukan secara bertahap yaitu isolasi, pemurnian, karakterisasi dan identifikasi bakteri isolat bakteri. Sampel berupa air, *sludge* dan tanah yang diambil dari lokasi penampungan limbah. Hasil penelitian ini diperoleh 10 isolat bakteri indigen yang mampu mendegradasi limbah minyak bumi, berdasarkan hasil identifikasi : 4 isolat bakteri tersebut termasuk ke dalam *genera pseudomonas*, 4 isolat termasuk dalam *genera bacillus*, 1 isolat termasuk *genus micrococcus* dan 1 isolat masuk dalam *genus flavobacterium*.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Siti Holifah, 2018) bahwa dalam proses penambangan minyak bumi akan terdapat limbah yang dihasilkan. Bioremediasi merupakan suatu proses rehabilitasi lingkungan yang tercemar dengan memanfaatkan aktivitas mikroorganisme untuk menguraikan pencemar tersebut menjadi bentuk yang lebih sederhana, tidak berbahaya, dan memberikan nilai tambah bagi lingkungan. Kotoran hewan merupakan bahan organik yang mengandung banyak mikroba, kotoran hewan dengan kandungan nutrisi terbaik adalah kotoran kambing dan kuda. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kemampuan konsorsium bakteri indigen lumpur minyak bumi dengan bakteri dari kotoran kambing dan kuda dalam mendegradasi limbah minyak bumi. Penelitian bioremediasi ini dilakukan secara bertahap yaitu isolasi, aplikasi, analisis parameter pH, TPH, TPC dan kadar air, serta analisis komponen hidrokarbon dengan *Gas Chromatography* (GC). Hasil penelitian ini diperoleh bahwa penggunaan kotoran kambing dan kuda pada bioremediasi limbah minyak bumi (*oil sludge*) mampu menjadi agen bioremediasi yang baik, dengan presentase penurunan kadar TPH tertinggi dengan proporsi limbah dalam reaktor 4:1:0 dengan presentase penurunan 68,83%. Pada waktu 5 minggu penelitian, TPH *oil sludge* terus mengalami penurunan waktu remediasi yang dibutuhkan untuk menurunkan 100% kadar TPH

pada limbah *oil sludge* dengan kotoran hewan kambing dan kuda adalah lebih dari 5 minggu, karena pada batas penelitian selama 5 minggu kadar penurunan TPH adalah sebesar 68,83%.

## 2.2 *Integrated Production Modelling (IPM)*

IPM (*Integrated Production Model*) adalah suatu gambaran matematis yang saling berhubungan antara *reservoir*, lubang sumur (*wellbore*) dan fasilitas permukaan (*surface facilities*). Rangkaian software IPM, *Petroleum Expert's* terdiri dari MBAL (*material balance*), PROSPER (*nodal analysis*), GAP (*networking modelling*) dll, yang digunakan sebagai standar industri dan memberikan hasil yang cepat dan akurat. (Edih, Nnanna, & Nwankwo, 2016).

Software MBAL memberikan kemampuan untuk mendefinisikan volume hidrokarbon dan mekanisme pendorong yang mana digunakan untuk peramalan produksi pada masa yang akan datang dengan simulasi ini. PROSPER (*Production and System Performance Analysis Software*) memungkinkan pembuatan model sumur yang membentuk hubungan antara komponen sistem produksi *subsurface* dan *surface*, karena PROSPER bisa digunakan untuk mencari analisis nodal, *well performance*, desain, dan optimisasi yang mungkin dengan *software* ini. Sedangkan *Software GAP (General Allocation Package)* digunakan untuk mensimulasikan aliran multifasa, memberikan optimisasi pada sistem produksi, dalam *network simulation* (GAP) ini dilakukan perancangan jaringan yang saling berinteraksi mulai dari *reservoir*, sumur, hingga peralatan produksinya. Perangkat software IPM memungkinkan GAP untuk terhubung ke model *reservoir* dan model sumur yang disediakan oleh MBAL dan PROSPER. (Mantopoulos et al., 2015)

(IPM PROSPER Manual Book, 2009) *Petroleum Experts Limited* merupakan bagian dari *software* analisis kemampuan sistem produksi (*PROSPER*). *PROSPER* dapat membantu pekerjaan teknik produksi dan teknik *reservoir* dalam memprediksi kenaikan *temperature* pada tubing dan pipa produksi dengan cepat dan akurat. *PROSPER* memiliki kelebihan dalam hal perhitungan *sensitivity* yang memungkinkan kita untuk mendesain sumur yang ada dan melakukan optimasi dan melihat efek perubahan yang terjadi pada parameter sistem yang ingin dinilai. Dengan memisahkan pemodelan setiap komponen dari satu sistem produksi, maka memungkinkan pengguna untuk memverifikasi setiap model dari subsistem dengan

kinerja yang sesuai, *PROSPER* dapat memastikan bahwa setiap desain yang dikerjakan dapat dihitung seakurat mungkin. Ketika model sumur menggunakan data aktual dilapangan, *PROSPER* dapat menghitungnya berdasarkan skenario yang berbeda yang berguna untuk membuat peramalan dari tekanan *reservoir* di masa depan berdasarkan data produksi dipermukaan.

*PROSPER* merupakan elemen mendasar pada *software Integrated Production Modelling (IPM)*, yang terhubung dengan *GAP*, yaitu program optimasi jaringan produksi untuk pemodelan sistem pengumpul (*gathering station*) dan *MBAL*, yaitu pemodelan bagian *reservoir* untuk membuat satu sistem utuh yang terintegrasi dari sistem sumur dan peramalan produksi. *PROSPER* tentu dapat juga digunakan untuk mendesain kinerja aliran *reservoir (IPR)* untuk *single layer, multi-layered*, atau sumur multilateral dan sumur *directional*, yang akan mengoptimalkan semua aspek dari desain kompleksi termasuk rincian perforasi dan *gravel packing* dapat juga digunakan untuk secara akurat untuk memprediksi tekanan dan temperatur pada sumur produksi, sumur injeksi, pada choke dan sepanjang garis aliran. Perhitungan sensitivitas yang terdapat pada *PROSPER* memungkinkan untuk mendesain dan dengan mudah mengoptimalkan konfigurasi tubing, choke dan kinerja *flow line* dipermukaan, menggunakan *artificial lift* seperti: *gas lift, coiled tubing, ESP, PCP, HPU, jet pump* dan *SRP*. Korelasi aliran multifasa dilakukan untuk mendapatkan model yang sesuai dengan data lapangan yang diukur untuk menghasilkan *vertical lift performance (VLP)* yang digunakan dalam simulator dan model jaringan.

*PROSPER* dapat membantu perusahaan CPI untuk memaksimalkan penghasilan produksi mereka dengan menyediakan simulasi yang akan menganalisis kinerja pada sumur produksi maupun pada sumur injeksi. Masing-masing komponen sistem sumur yang memberikan kontribusi pada seluruh kinerja sumur dimodelkan secara terpisah: sifat fluida, kinerja laju alir, penurunan tekanan di pipa dan kehilangan tekanan dalam sistem pengumpulan dipermukaan secara individual yang dapat dievaluasi, dianalisis, divalidasi dan dikalibrasi terhadap data kinerja actual. Potensi sumur dan produksi kehilangan tekanan tergantung pada karakteristik fluida (*PVT*). Keakuratan perhitungan dari analisis sistem tergantung pada keakuratan model sifat fluida yaitu *PVT*.

## 2.3 Analisis Keberhasilan

Dari hasil analisis di atas sangat penting dalam mengetahui kapasitas suatu sumur dalam melakukan injeksi, sehingga pada saat menginjeksikan dapat mengetahui batas laju injeksi. Pernyataan hasil penelitian tersebut juga didukung oleh peneliti lainnya yaitu (Newgord, Mediani, Ouenes, & O’Conor, 2015) menyatakan bahwa penentuan kapasitas suatu sumur sangatlah penting karena merupakan pemilihan *strategi* terbaik sebelum dilakukannya produksi maupun injeksi, tetapi juga ada ketidakpastian dalam faktor-faktor variabel penentuan kapasitas dan juga akan ada resikonya. Dalam meningkatkan hasil injeksi maka perlu dilakukannya beberapa indikator dalam penelitian ini yaitu : melakukan analisis lapangan dalam menentukan kapasitas injeksi, melakukan perbandingan hasil analisis lapangan dengan simulasi, kurva *inflow performance relationship* (IPR) dan peningkatan *Injectivity Index* (II).

### 2.3.1 Injectivity Index

*Injectivity Indeks* merupakan *indeks* yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk menginjeksikan fluida pada suatu kondisi tertentu, atau Sumur injeksi tersebut dapat berupa *disposal well* atau sumur injeksi dalam proyek perolehan sekunder (*secondary recovery*) atau *pressure maintenance*. (A.Settari, 2000). *Injectivity index* didefinisikan sebagai perbandingan laju injeksi dalam STB/day terhadap kelebihan tekanan di atas tekanan reservoir yang menyebabkan laju injeksi tersebut. atau secara matematis bentuknya dapat dituliskan sebagai berikut :

$$II = \frac{Q}{P_{wf} - p_s} \quad (1)$$

Dimana:

II = *Injectivity Index* (STB/day/Psi)

Q = Laju Alir Fluida (Bbl)

$P_{wf}$  = *Pressure Well Flow* (Psi)

$P_s$  = *Pressure Static* (Psi)

*Injectivity index* juga dapat di perluas keperumusan jenis hukum

Darcy semi-steady state, yang biasanya dihitung sebagai:

$$II = \frac{Q}{P_{bhi} - P_e} = \frac{k_w \cdot h_i}{141.2 \cdot \mu_w \cdot B_w \cdot \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (2)$$

Dimana:

$k_w$	: Permeability (md)
$h$	: Net thickness (ft)
$\mu$	: Viscosity (cp)
$B$	: Faktor volume formasi (bbl/STB)
$Re$	: External boundary radius (ft)
$Rw$	: Wellbore radius (ft)
$S$	: Skin

### 2.3.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) adalah kurva yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi ( $q$ ) terhadap tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ). Dalam persiapan pembuatan kurva IPR terlebih dahulu harus diketahui *Injectivity Index* ( $II$ ) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. (Musnal, 2014). Gambar ini merupakan hubungan antara tekanan alir ( $P_{wf}$ ) terhadap laju Injeksi ( $Q$ ). Perhitungan laju produksi dapat menggunakan persamaan IPR kombinasi sebagai berikut :

$$Q_b = PI \times (P_r - P_b) \quad (3)$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{PI \times P_b}{1.8} \quad (4)$$

$$Q_o = PI \times (P_r - P_{wf}), P_{wf} > P_b \quad (5)$$

$$Q_o = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left[ 1 - 0.2 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (6)$$

Dimana;

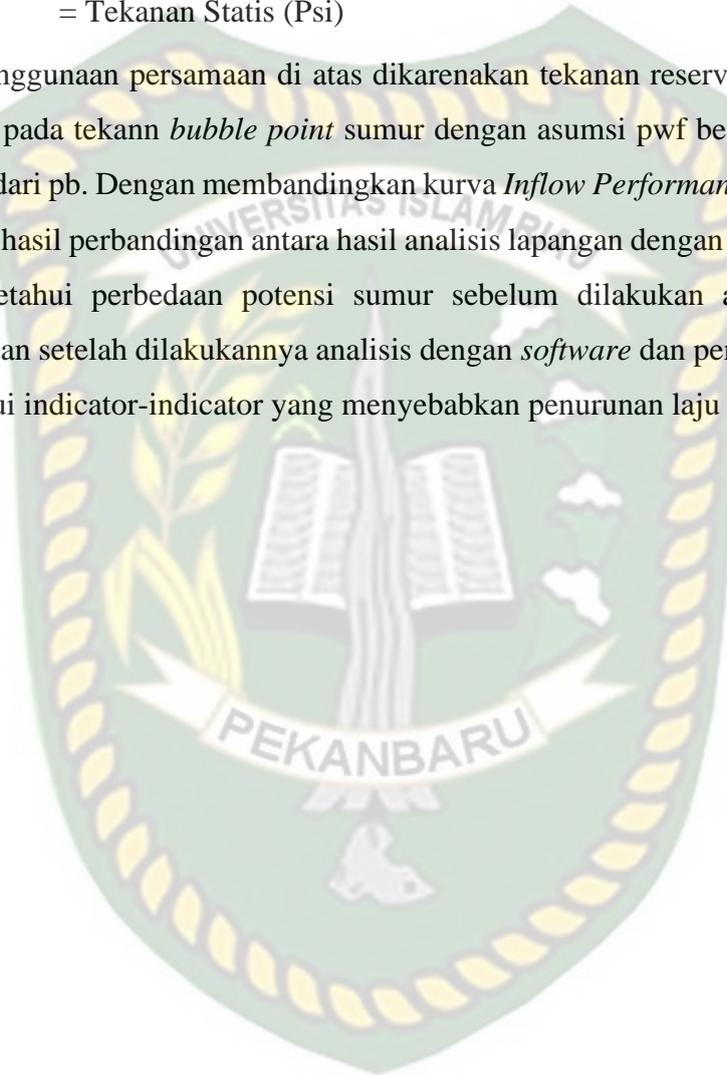
$Q_{max}$  = Laju Alir Maksimum (Bbl)

$Q_0$  = Laju Alir Minyak Awal (Bbl)

$P_{wf}$  = Tekanan Alir (Psi)

$P_s$  = Tekanan Statis (Psi)

Penggunaan persamaan di atas dikarenakan tekanan reservoir sumur lebih besar dari pada tekann *bubble point* sumur dengan asumsi  $p_{wf}$  besar dari  $p_b$  atau  $p_{wf}$  kecil dari  $p_b$ . Dengan membandingkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dari hasil perbandingan antara hasil analisis lapangan dengan simulasi , maka dapat diketahui perbedaan potensi sumur sebelum dilakukan analisis dengan *software* dan setelah dilakukannya analisis dengan *software* dan peneliti juga dapat mengetahui indicator-indicator yang menyebabkan penurunan laju injeksi.



## BAB III METODELOGI PENELITIAN

### 3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui *capacity injection* pada setiap sumur *disposal*, dengan cara menentukan nilai *Injectivity* pada setiap *well* dengan dibandingkan *Injectivity* maksimum yang pernah dicapai pada sumur tersebut, hubungan dengan simulasi PROSPER yakni adalah untuk membandingkan nilai yang di dapat pada hasil analisis dan simulasi. Kemudian pada penelitian ini juga membandingkan setiap lapisan untuk di injeksikan air ke *reservoir*, lapisan manakah yang dapat menampung air dengan tekanan *reservoir* yang tidak terlalu tinggi. Karena pada penelitian ini yang di diharapkan adalah *injection rate* sebanyak mungkin dengan *pressure* sekecil mungkin.

Penelitian ini menggunakan metode penelitian analisis data dan membuat model simulasi, yang mana data tersebut sudah didapatkan dari perusahaan yang diteliti di-manage untuk diolah dalam rangka menjawab rumusan masalah. Dalam mendapatkan rangka jawaban dari rumusan masalah pada penelitian ini diperlukan teknik analisis data dimana perlunya dukungan dari hasil penelitian terdahulu, dan mengolah data dengan studi kasus yang terjadi dilapangan. Berikut metodologi dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data-data sumur produksi (data sekunder) yang berkaitan dengan topik penelitian seperti *grid well name*, *well injection data*, *injection pressure*, *fracture gradient*, and *limit pressure*. *Limit pressure* adalah batas tekanan yang mampu dicapai oleh sumur tersebut, yang dimana nilai *limit pressure* didapatkan dari rumus (Indonesia c. p., 2018) :

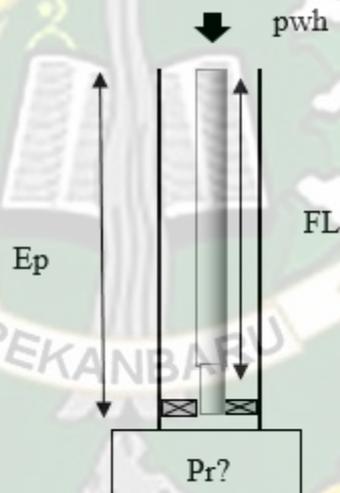
$$\text{Limit pressure} = \text{Depth (ft)} \times \text{Fracture gradient (psi/ft)} \quad (7)$$

GRID_NAME	Month	OP_FCTY_1_CODE	BWPM	Psi	BWPD	Depth (ft)	Frac Gradient (psi/ft)	Limit Pressure (psi)
SM-89C	01-Agu-11	DISPOSAL Area NU	10,388	5	335	760	0.7	532

2. Melakukan analisis data lapangan
3. Mengumpulkan data yang berhubungan dengan PROSPER yang didapatkan dari analisis data, seperti : *ID and OD Tubing (inches)*, *Water Salinity (ppm)*, Tekanan *Reservoir* ( *psig* ), *Temperature (F)*, *Layer Thickness (ft)*, *Permeability (mD)*, *Drainage Area (acres)*, *Drainage Area (acres)*, *Dietz*

*shape factor, Wellbore Radius (ft).*

4. Mengolah data dengan studi kasus yang terjadi di lapangan.
5. Pengolahan dilakukan dengan melakukan analisis antara laju injeksi tanpa *software* dan dengan menggunakan *software*, menghitung *productivity index* dan pembuatan kurva IPR untuk membandingkan antara analisis lapangan dan *prediction* dengan *software* PROSPER.
6. Melakukan Perbandingan antara hasil analisis aktual data dan simulasi, setelah didapatkan hasil dari analisis aktual data dan hasil *simulation* maka selanjutnya perlu dilakukannya perbandingan. Perbandingan yang dilakukan adalah dengan membandingkan nilai  $P_r$  aktual data dan  $P_r$  *simulation*, untuk  $P_r$  aktual data belum diketahui sehingga harus dicari terlebih dahulu, seperti **Gambar 3.1** yakni menggambarkan yang diketahui pada data aktual.



**Gambar 3.1** Keadaan aktual sumur

Berdasarkan dari gambar tersebut bahwa nilai data aktual yang diketahui adalah  $P_{wh}$ ,  $E_p$ , dan  $FL$ . Untuk nilai  $P_{wh}$  itu didapatkan berdasarkan hasil lapangan, sedangkan nilai dari  $E_p$  dan  $FL$  itu didapatkan dari perhitungan, berikut perhitungannya :

### 3.1.1 Energi Potensial ( $E_p$ )

Energi Potensial adalah energi yang mempengaruhi benda karena posisi (ketinggian) benda tersebut yang mana kecenderungan tersebut menuju tak terhingga dengan arah dari gaya yang ditimbulkan dari energi potensial tersebut (Tipler, 1998). Sehingga perhitungannya yakni :

$$E_p = \text{gradient air (0.4333 psi)} \times \text{Depth (ft)} \quad (8)$$

### 3.1.2 Menentukan *Friction Loss by well (FL)*

*Friction Loss* merupakan kehilangan tekanan yang diakibatkan gesekan antara fluida dengan dinding pipa sehingga dapat menurunkan laju alir pada fluida tersebut. Besarnya hambatan yang diakibatkan gesekan pada pipa tergantung dengan jenis pipa yang digunakan dan dapat ditentukan dengan rumus Hazen Williams jika aliran yang digunakan adalah Laminar (J. P. Powers, 2007). Tujuan penelitian ini menggunakan rumus ini adalah untuk menentukan tekanan *reservoir* yang belum diketahui, maka rumus *Friction Loss* adalah:

$$FL = \left[ 0.2083 \times \left( \frac{100}{C} \right)^{1.85} \times \left( \frac{Q^{1.85}}{D^{4.866}} \right) \right] \times 0.433 \quad (9)$$

Dimana:

- FL* : *Friction Loss Psi/100ft*
- C* : *Coeffecient pipe material (100 for steel pipe)*
- Q* : *Flow rate (GPM)*
- D* : *Inside Diameter of pipe (inches)*

7. Menarik suatu kesimpulan dari hasil penelitian.

### 3.2 Flow Chart Tugas Akhir



### 3.3 Time Table

Berikut waktu penelitian dilaksanakan seperti rincian pada tabel dibawah ini:

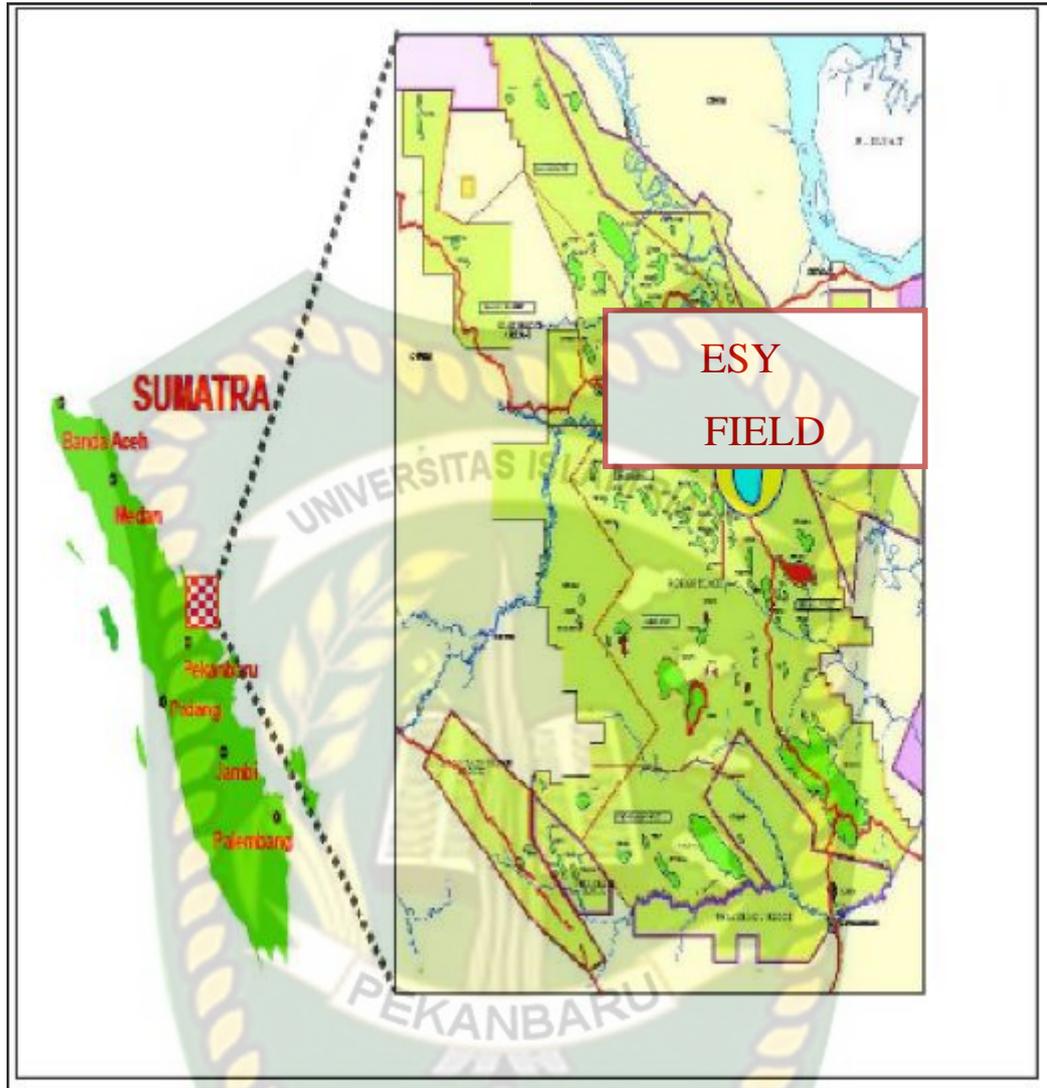
NO	Kegiatan	Tahun 2019											
		Oktober				November				Desember			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2		
1	Studi literatur												
2	Pengajuan proposal TA												
3	Pengerjaan BAB I												
4	Pengerjaan BAB II												
5	Pengerjaan BAB III												
6	Seminar Proposal												
7	Pengumpulan data langsung dari PT. CPI												
8	Analisis dan pembahasan												
9	Kesimpulan												
10	Bimbingan dan revisi												
11	Pembuatan laporan akhir												

### 3.4 Studi Lapangan

Berikut penjelasan kondisi lapangan penelitian berupa peta stuktur lapangan, data sumur, model data *simulation* dan sejarah sumur yang membantu dalam penyelesaian penelitian ini :

#### 3.4.1 Peta struktur lapangan ESY

Lapangan ESY yang dioperasikan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia terletak di Provinsi Riau kurang lebih 120 km ke utara kota Pekanbaru dan 5 km ke arah selatan kota administrasi Dumai. Lapangan ESY berbentuk memanjang dari arah utara keselatan agak simetris dengan lebar kira-kira 8 km dan panjang sekitar 18 km.



**Gambar 3.2** Lokasi Lapangan ESY (Dokumentasi PT.CPI,2015)

### 3.4.2 Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah

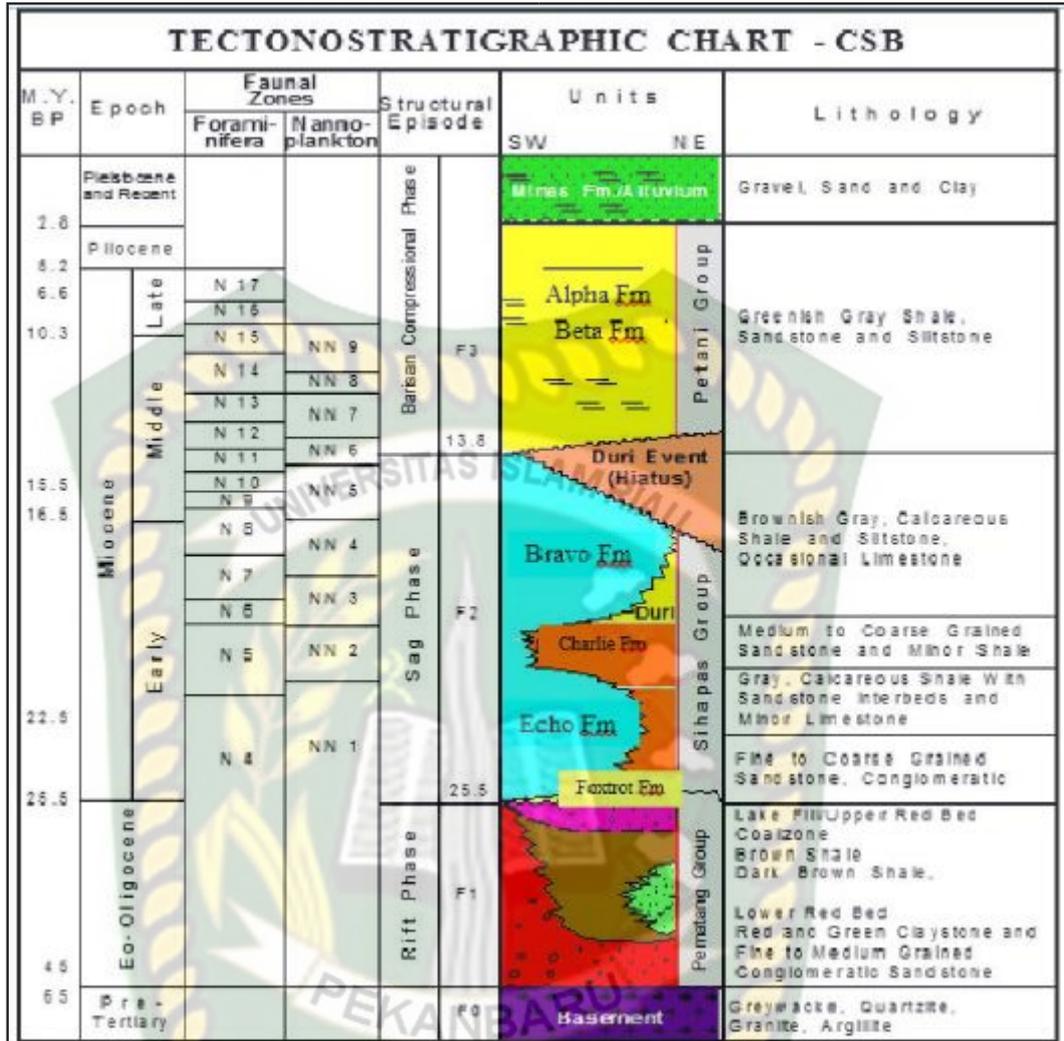
Secara fisiografi, daerah penelitian berada pada Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan busur belakang yang berkembang di sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda terletak di barat daya Asia Tenggara. Cekungan ini terbentuk akibat subduksi Lempeng Samudera Hindia yang menunjam ke bawah Lempeng Benua Eurasia diawal Tersier (Eosen-Oligosen) dan merupakan seri dari struktur setengah graben yang terpisah oleh blok *horst*. Cekungan ini berbentuk asimetris berarah barat laut-tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian barat daya dan melandai ke arah timur laut. Pada beberapa bagian setengah graben ini diisi oleh sedimen klastik *non-marine* dan sedimen danau (Eubank dan Makki, 1981; dalam Heidrick dan Aulia, 1993).

Cekungan ini terbentuk akibat posisi tumbukan yang menyudut dengan arah N60°E antara lempeng benua Eurasia dengan lempeng samudera Hindia di Sumatra selama Miosen. Geometri dari cekungan ini berbentuk asimetri dengan bagian terdalamnya berada di barat daya yang semakin melandai ke arah timur laut (Mertosono & Nayoan, 1974). Produk lain yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng ini adalah unit fisiografi sejajar yang berarah barat laut, berupa busur kepulauan di sepanjang muka pantai barat daya Sumatra, cekungan muka busur Nias, busur vulkanik Barisan, cekungan belakang busur, dan zona sesar Sumatra atau yang lebih dikenal dengan sebutan sesar Semangko.

Unit fisiografi dengan arah barat laut ini merupakan fenomena pada zaman Kenozoikum Akhir yang menghasilkan Busur Asahan dengan arah timur laut (NNE), Tinggian Lampung dan Tinggian Tiga puluh yang berarah timur-timur laut (ENE). Busur dan tinggian ini bergabung secara efektif membagi daratan Sumatra menjadi Cekungan Sumatra Utara, Cekungan Sumatra Tengah, dan Cekungan Sumatra Selatan (gambar 2.1). Cekungan Sumatra Tengah di sebelah barat daya dibatasi oleh uplift Bukit Barisan, di sebelah barat laut oleh Busur Asahan, di sebelah tenggara dibatasi oleh ketinggian tiga puluh, dan di sebelah timur laut oleh Kraton Sunda.

### 3.4.3 Stratigrafi Lapangan ESY

Stratigrafi Tersier di Cekungan Sumatra Tengah dari yang tua ke yang paling muda adalah Pematang, Sihapas (Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, dan Duri), Formasi Telisa, Formasi Petani dan diakhiri oleh Formasi Minas. Sedangkan cadangan gas pada lapangan kali ini terdapat pada Formasi Petani. Pada **Gambar 3.2** memperlihatkan kolom stratigrafi cekungan Sumatra Tengah.



**Gambar 3.3** Stratigrafi Sumatra Tengah (Dokumentasi PT.CPI)

### 3.5 Tempat Penelitian

Tempat Penelitian dan Pengambilan data ini lakukan di Main Office Rumbai PT. Chevron Pacific Indonesia.

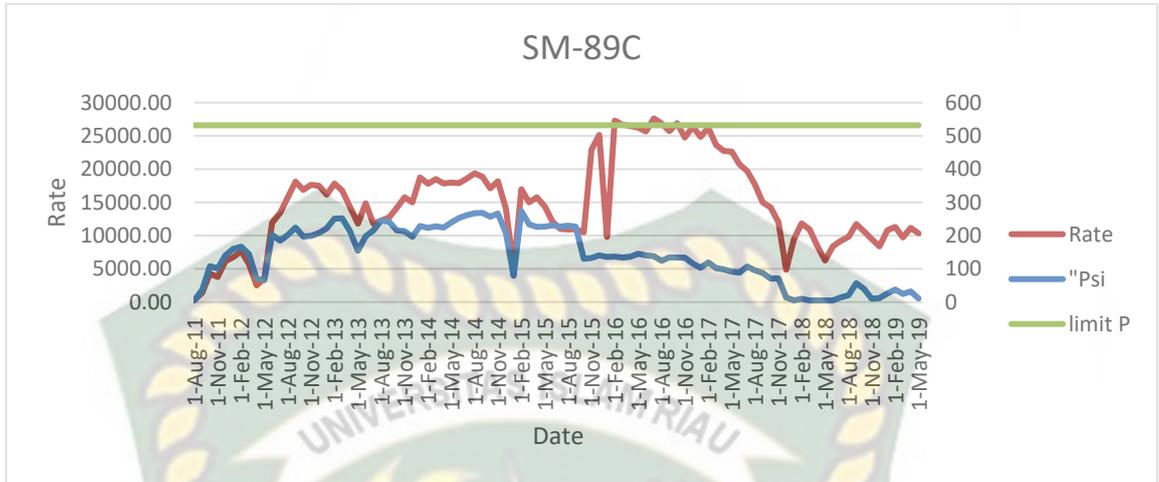
## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Salah satu lapangan di PT. Chevron Pacific Indonesia yang menginjeksikan air ke reservoir adalah lapangan ESY. Lapangan ESY pada saat ini memiliki 3 disposal *well* diantaranya *well* SM-89C, NY-85B dan JL-34Z yang akan dilakukannya analisis setiap sumur *disposal*. Pada *well* tersebut diperlukan pengembangan pada lapangan ESY dengan melakukan optimasi untuk peningkatan laju injeksi ke reservoir. Proses pertama yang dilakukan adalah melakukan analisis data sumur SM-89C, NY-85B dan JL-34Z untuk mengetahui *rate*, *pressure* dan kapasitas injeksinya, sebelum diinputkan ke dalam simulasi PROSPER. Berdasarkan data tersebut maka dapat ditentukan nilai *limit pressure* sewaktu penginjeksiannya dengan menggunakan persamaan (7). Gambar antara *pressure* dan *rate* digunakan untuk menganalisis kondisi sumur tersebut 3 bulan terakhir sehingga akan diperoleh hasil kondisi sumur tersebut mengalami *decline* maupun *maintenance*. Simulasi dilakukan dengan menggunakan *software* IPM (*Integrated Production Modelling*) berupa PROSPER dimana data yang dibutuhkan data sumur, data produksi, dan data karakteristik reservoir serta data *pipeline* dari masing-masing sumur yang akan disimulasikan.

### 4.1. Analisis Sumur SM-89C

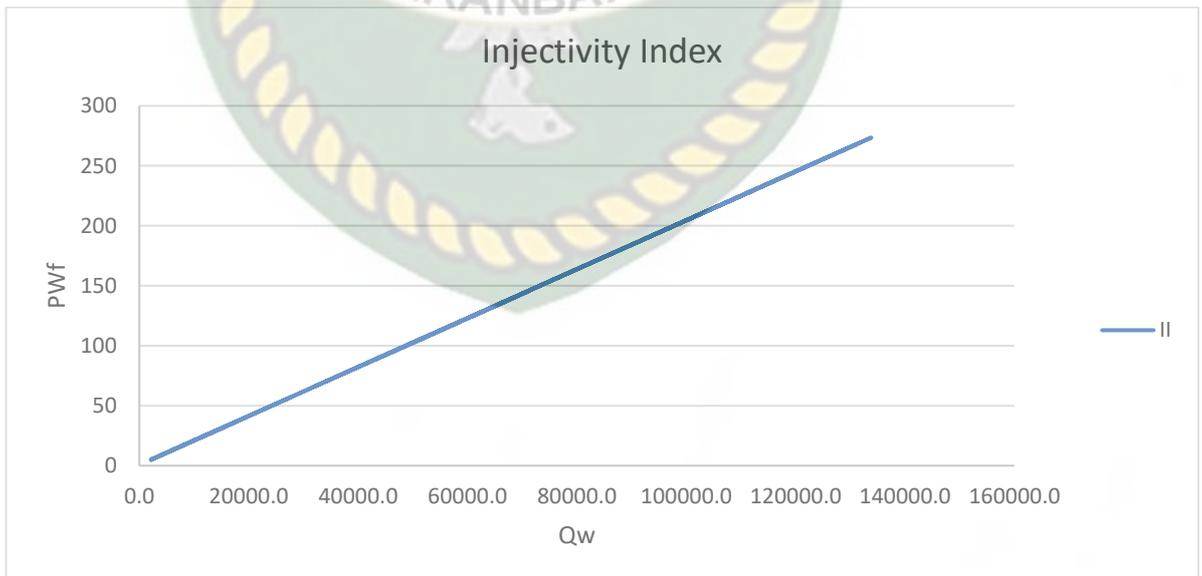
Sumur SM-89C ini merupakan sumur *disposal* yang sudah beroperasi sejak Agustus 2011 hingga saat ini. Sumur tersebut merupakan sumur yang mengalami penurunan *rate injection* dan *pressure injection* sejak tahun 2017 hingga tahun 2019. Adapun data sumur SM-89 C terdapat pada lampiran 1 dan Perhitungan *limit pressure* sumur SM-89 C terdapat pada lampiran ke 2 Berdasarkan perhitungan tersebut nilai *limit pressure* diperoleh sebesar 532 psi. Sehingga hasil tersebut dapat dilihat dalam gambar 4.1.

**Gambar 4.1** menunjukkan hubungan antara *rate injection*, *pressure injection* dan *limit pressure* adalah sebagai berikut:



**Gambar 4.1** Grafik Rate vs Pressure vs Limit pressure

Berdasarkan Gambar 4.1 terlihat *rate injection* pada 3 bulan terakhir yaitu bulan Maret 2019 ratenya 9729 BWP/D, April 11,169 BWP/D dan Mei 10,322 BWP/D dimana mengalami penurunan dibandingkan dari hasil sebelumnya, selain itu nilai tekanannya juga rendah yaitu pada bulan maret sebesar 25 psi, April 32 psi dan Mei 11 psi, sehingga masih bisa ditingkatkan sampai *limit pressure* untuk meningkatkan *rate* nya. Adapun *limit pressure* untuk sumur ini adalah 532 psi.

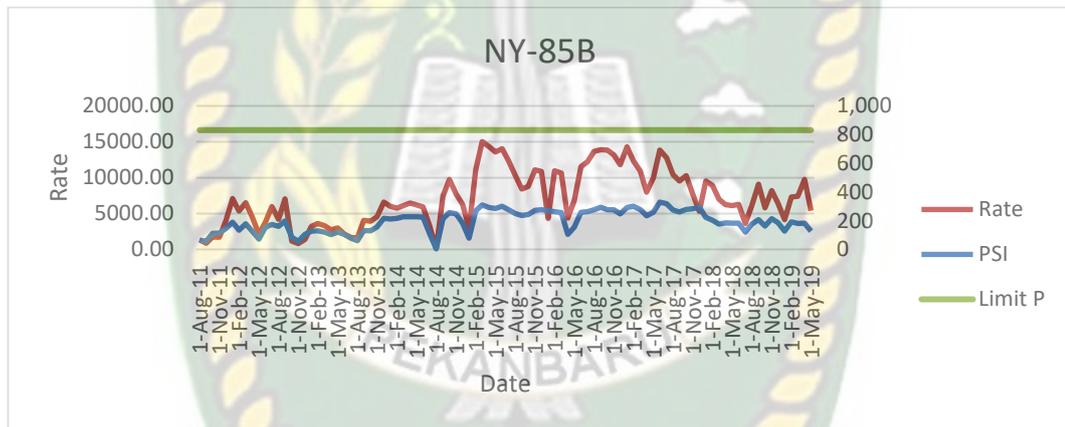


**Gambar 4.2** Kurva Injectivity Index Well SM-89C

Gambar ini merupakan kurva IPR injeksi pada sumur SM-89C yang diperoleh dengan menggunakan persamaan *semi-steady state*. ( Persamaan 1) Persamaan ini digunakan karena adanya perubahan tekanan terhadap waktu. Adapun data yang dipergunakan untuk perhitungan IPR ini dan hasil perhitungan terdapat pada lampiran 3. Hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa nilai Pwf terhadap Qw berbanding lurus. Apabila nilai laju alir air injeksi (qw) semakin besar maka nilai pwf juga semakin besar, begitu pun sebaliknya.

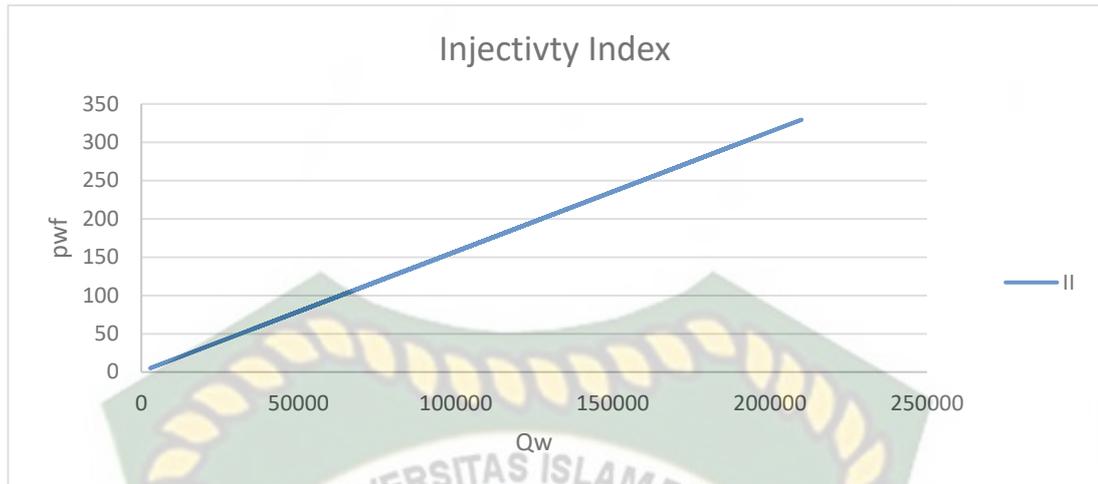
**4.1.1 Well NY-85B**

Sumur NY-85B merupakan sumur disposal yang memiliki kedalaman 1188 ft dan 5 lapisan dengan kedalaman yang berbeda-beda. Dapat dilihat pada Gambar untuk menentukan *rate injection*, tekanan dan R/P manakah *well* yang bagus.



**Gambar 4.3** Grafik Rate vs Pressure vs *Limit pressure*

Pada Gambar ini dapat dilihat bahwa untuk 3 bulan terakhir mengalami penurunan *rate* yakni pada bulan Maret 2019 yakni 7415 BWP/D, bulan April 9741 BWP/D dan Mei 2019 yakni 5398 BWP/D dengan tekanan yang juga rendah yakni pada 3 bulan terakhir 181 psi, 183 psi dan 127 psi, dengan *limit pressure* 831.6 psi. Sehingga masih bisa untuk *rate injection* tersebut dapat ditingkatkan lagi dengan cara menambah tekanannya.

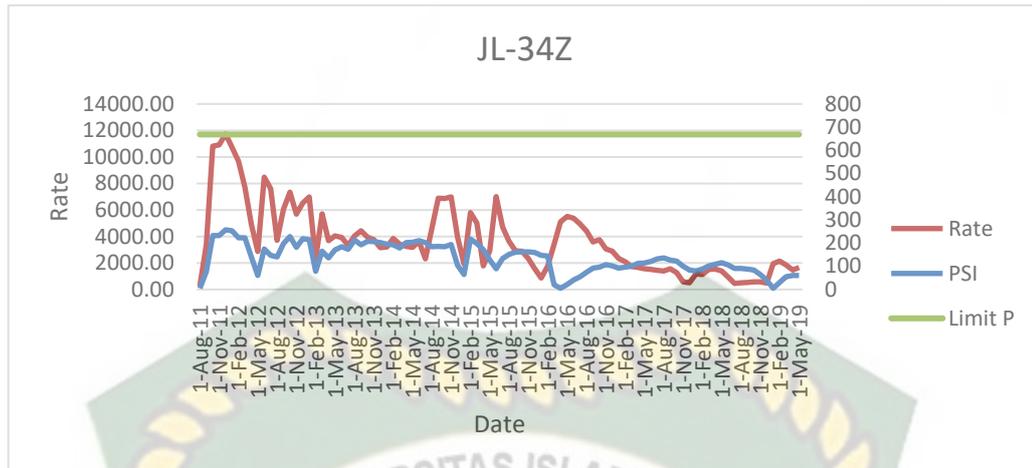


**Gambar 4.4** Injectivity Index Well NY 85B

Gambar ini merupakan kurva IPR injeksi pada sumur NY 85B yang dimana hasil yang didapatkan berbanding lurus antara pwf terhadap  $Q_w$ . Pada Gambar tersebut artinya jika nilai pwf sebesar 160 psi maka laju injeksi airnya yakni sebesar 101943 BWP. Laju injeksi air akan semakin meningkat ketika pwf semakin besar, di karenakan keadaan sumur dengan pwf yang besar dan bantuan dari laju alir air injeksi menyebabkan tekanan pada sumur semakin besar, oleh karena itu nilai pwf terhadap laju alir air berbanding lurus.

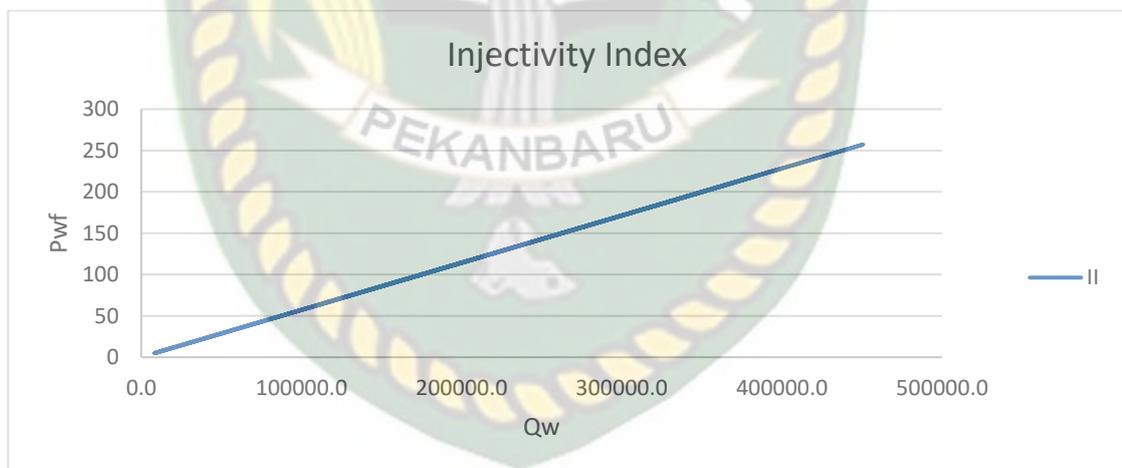
#### 4.1.2 Well JL-34Z

Sumur JL-34Z ini merupakan salah satu sumur *disposal* yang diteliti, sumur ini memiliki kedalaman 955 ft dengan 4 lapisan dan memiliki ketebalan yang berbeda-beda. Untuk menentukan apakah *well* ini bagus atau tidak untuk *water disposal* maka perlu di analisis data sumur salah satunya pembacaan dari kurva IPR *injectivity index*.



**Gambar 4.5** Grafik Rate vs Pressure vs *Limit pressure*

Pada Gambar ini dapat dilihat untuk *rate injection* dalam 3 bulan terakhir rata-rata konstan yakni pada bulan Maret 2019 nilai ratenya 1855 BWP/D, April 1470 BWP/D dan bulan Mei 1656 BWP/D, maka dari itu untuk membuktikannya apakah *well* tersebut bagus atau mengalami penurunan dapat dilihat dari kurva *injectivity index*.



**Gambar 4.6** Injectivity Index Well JL 34Z

Gambar ini merupakan kurva IPR injeksi pada sumur JL 34Z yang dimana hasil yang didapatkan berbanding lurus antara  $p_{wf}$  terhadap  $Q_w$ . Pada Gambar tersebut artinya jika nilai  $p_{wf}$  sebesar 232 psi maka laju injeksi airnya yakni sebesar 10808 BWP/D.

#### 4.1 Memodelkan Sistem Bawah Permukaan Sumur

Penelitian ini menggunakan simulasi PROSPER. PROSPER merupakan tool yang dapat mendesain *wellbore* sumur, seperti VLP correlation, model PVT dan kurva IPR. PROSPER ini juga dapat menghubungkan hasilnya ke simulasi lainnya seperti GAP, MBAL, PVTP, OLGA dan PIPESIM. PROSPER merupakan software untuk memodelkan suatu sumur berdasarkan data input seperti Options Summary, PVT data, IPR data, Equipment data dan Analysis Summary. Namun PROSPER hanya dapat memodelkan sistem bawah permukaan saja, PROSPER tidak dapat memodelkan permukaan sehingga ruang lingkup modelnya terbatas. Adapun data yang digunakan untuk permodelan adalah:

**Tabel 4.1** PVT Data Sumur pada lapangan ESY

Nama sumur	PVT Data	<i>Water Salinity use fresh water ( Ppm )</i>
SM-89C	Water Salinity	500
NY-85B	Water Salinity	500
JL-34Z	Water Salinity	500

Nilai PVT yang diinputkan pada masing-masing sumur menggunakan nilai *water salinity* yang sama karena air injeksi yang digunakan pada permodelan ini berasal dari sumber air yang sama yaitu air formasi itu sendiri.

Setelah melakukan penginputan data PVT maka langkah selanjutnya adalah input data *options summary, PVT data, deviation survey, downhole equipment, input multilayer reservoir, input data by layer* dan design kurva IPR, untuk step ada pada lampiran 4. Pada penelitian ini model yang digunakan untuk membuat kurva IPR pada masing-masing *water disposal well* yaitu model *Darcy-Multilayer Reservoir*, karena media alirnya 1 fasa dan porositasnya homogen. Data-data yang dibutuhkan dari masing-masing sumur untuk simulasi PROSPER adalah Tekanan Reservoir Perlayer, Temperature Reservoir, *Layer Thickness, Permeability, Drainage area, Wellbore radius, Dietz shape factor* dan skin.

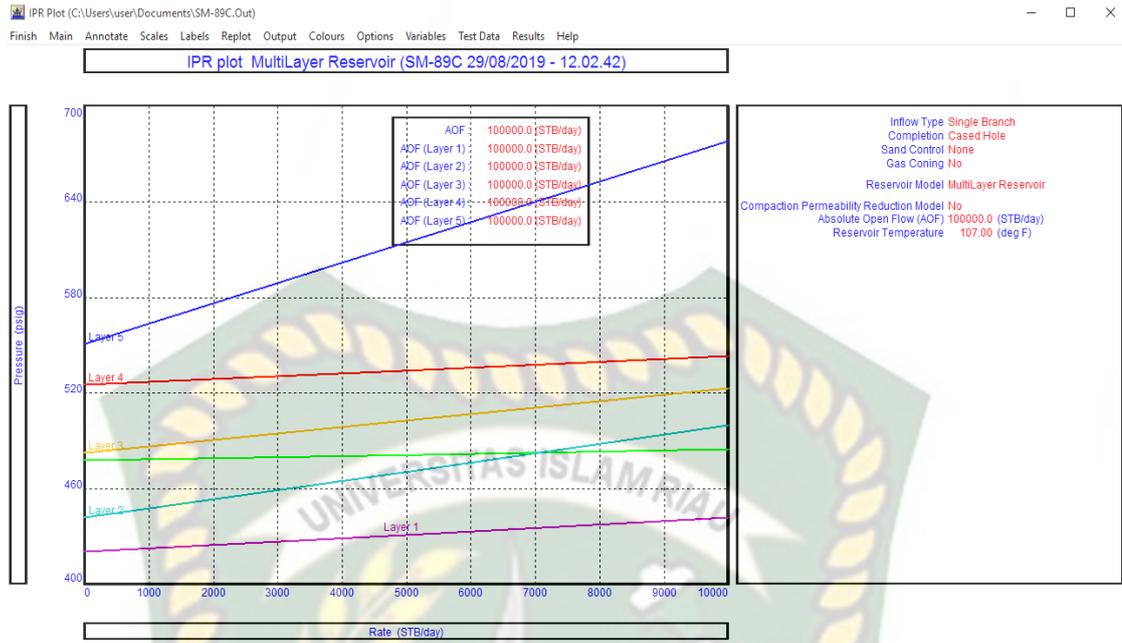
#### 4.2.1 Sumur SM-89C

Sumur ini memiliki kedalaman total adalah 1300 ft, memiliki 5 lapisan dengan ketebalan dan tekanan reservoir yang berbeda-beda, berikut adalah data untuk inputan kurva IPR pada sumur SM-89C:

**Tabel 4.2** Data IPR pada sumur SM-89C

Data	Layer 1	Layer 2	Layer 3	Layer 4	Layer 5
Tekanan Reservoir ( psig )	420.51	442.02	482.62	524.9	550.7
Temperature (F)	107.4	108.78	111.86	115.07	117.04
Layer Thickness (ft)	40	44.5	82	87.5	53.5
Permeability (mD)	1395.94	467.47	363.2	753.47	174.53
Drainage Area (acres)	60	60	60	60	60
Dietz shape factor	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6
Wellbore Radius (ft)	0.896	0.896	0.896	0.896	0.896

Setelah melakukan design pada PROSPER maka diperoleh Gambar IPR untuk masing – masing later sebagai berikut:



**Gambar 4.7** IPR Plot Multilayer Reservoir SM-89C

Pada Gambar IPR plot multilayer ini didapat hasilnya ialah

**Tabel 4.3** Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir

Layer 1 Rate	Layer 1 Pressure	Layer 2 Rate	Layer 2 Pressure	Layer 3 Rate	Layer 3 Pressure	Layer 4 Rate	Layer 4 Pressure	Layer 5 Rate	Layer 5 Pressure
(STB/day)	(psig)								
0.01	420.51	0.01	442.02	0.01	482.62	0.01	524.91	0.01	550.77
5263.2	431.71	5263.2	472.07	5263.2	503.61	5263.2	534.39	5263.2	617.69
10526.3	442.90	10526.3	502.12	10526.3	524.59	10526.3	543.87	10526.3	684.62
15789.5	454.10	15789.5	532.17	15789.5	545.58	15789.5	553.35	15789.5	751.54
21052.6	465.29	21052.6	562.22	21052.6	566.57	21052.6	562.83	21052.6	818.47
26315.8	476.49	26315.8	592.27	26315.8	587.55	26315.8	572.31	26315.8	885.39
31579.0	487.68	31579.0	622.32	31579.0	608.54	31579.0	581.78	31579.0	952.32
36842.1	498.88	36842.1	652.36	36842.1	629.52	36842.1	591.26	36842.1	1019.24
42105.3	510.07	42105.3	682.41	42105.3	650.51	42105.3	600.74	42105.3	1086.17
47368.4	521.27	47368.4	712.46	47368.4	671.50	47368.4	610.22	47368.4	1153.09
52631.6	532.47	52631.6	742.51	52631.6	692.48	52631.6	619.70	52631.6	1220.02
57894.7	543.66	57894.7	772.56	57894.7	713.47	57894.7	629.18	57894.7	1286.94
63157.9	554.86	63157.9	802.61	63157.9	734.46	63157.9	638.66	63157.9	1353.87
68421.1	566.05	68421.1	832.66	68421.1	755.44	68421.1	648.14	68421.1	1420.79
73684.2	577.25	73684.2	862.71	73684.2	776.43	73684.2	657.62	73684.2	1487.71
78947.4	588.44	78947.4	892.76	78947.4	797.41	78947.4	667.10	78947.4	1554.64
84210.5	599.64	84210.5	922.81	84210.5	818.40	84210.5	676.58	84210.5	1621.56
89473.7	610.84	89473.7	952.86	89473.7	839.39	89473.7	686.06	89473.7	1688.49
94736.8	622.03	94736.8	982.91	94736.8	860.37	94736.8	695.53	94736.8	1755.41
100000.0	633.23	100000.0	1012.96	100000.0	881.36	100000.0	705.01	100000.0	1822.34

Setelah dilihat dari tabel hasil plot kurva IPR multilayer maka layer 1 adalah layer yang memiliki *pressure* yang paling kecil sehingga layer tersebut adalah layer yang bagus untuk dilakukan *rate injection* berdasarkan analisis dari software.

#### 4.2.2 NY-85B

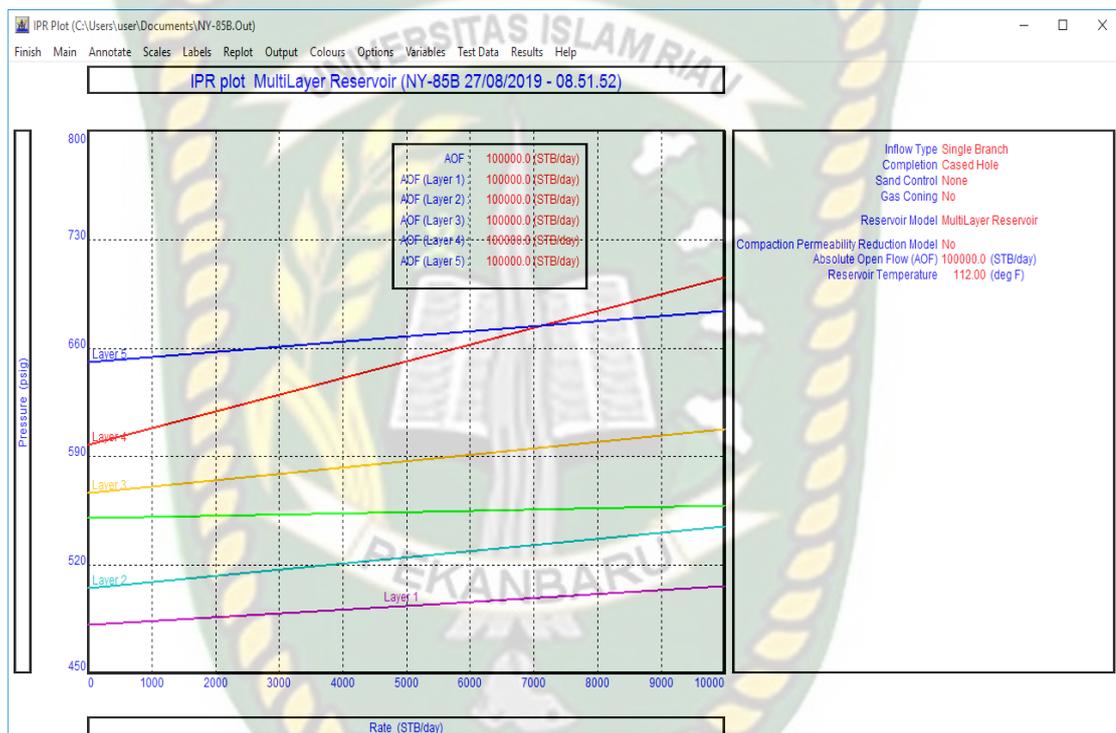
Pada sumur ini memiliki kedalaman total sampai zona perforasi adalah 1518 ft, dengan memiliki 5 lapisan dengan ketebalan dan tekanan reservoir yang berbeda-beda, berikut adalah data untuk inputan kurva IPR pada sumur NY-85B :

**Tabel 4.4** Data IPR pada sumur NY-85B

Data	Layer 1	Layer 2	Layer 3	Layer 4	Layer 5
Tekanan Reservoir ( psig )	481.37	504.81	566.68	597.37	650.78
Temperature (F)	113.5	116	118.25	120.58	124.63
Layer Thickness (ft)	98	48.5	60.5	63.5	110.5

Permeability (mD)	1451.2	1823.6	1449.97	519.21	978.56
Drainage Area (acres)	60	60	60	60	60
Dietz shape factor	31.6	31.6	31.6	31.6	31.6
Wellbore Radius (ft)	0.896	0.896	0.896	0.896	0.896

Dan pada data ini didapatkan output calculate Gambar IPR, yakni :



**Gambar 4.8** Data IPR pada sumur NY-85B

Pada Gambar IPR plot multilayer ini dapat hasilnya ialah :

**Tabel 4.5** Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir

Layer 1 Rate	Layer 1 Pressure	Layer 2 Rate	Layer 2 Pressure	Layer 3 Rate	Layer 3 Pressure	Layer 4 Rate	Layer 4 Pressure	Layer 5 Rate	Layer 5 Pressure
(STB/day)	(psig)								
0.01	481.37	0.01	504.81	0.01	566.68	0.01	597.37	0.01	650.78
5263.2	494.50	5263.2	525.92	5263.2	587.96	5263.2	653.99	5263.2	668.04
10526.3	507.63	10526.3	547.03	10526.3	609.24	10526.3	710.61	10526.3	685.30
15789.5	520.76	15789.5	568.15	15789.5	630.53	15789.5	767.23	15789.5	702.56
21052.6	533.89	21052.6	589.26	21052.6	651.81	21052.6	823.85	21052.6	719.82
26315.8	547.02	26315.8	610.37	26315.8	673.09	26315.8	880.47	26315.8	737.09
31579.0	560.15	31579.0	631.48	31579.0	694.37	31579.0	937.09	31579.0	754.35
36842.1	573.28	36842.1	652.59	36842.1	715.65	36842.1	993.71	36842.1	771.61
42105.3	586.41	42105.3	673.71	42105.3	736.94	42105.3	1050.33	42105.3	788.87
47368.4	599.54	47368.4	694.82	47368.4	758.22	47368.4	1106.95	47368.4	806.13
52631.6	612.67	52631.6	715.93	52631.6	779.50	52631.6	1163.57	52631.6	823.39
57894.7	625.80	57894.7	737.04	57894.7	800.78	57894.7	1220.19	57894.7	840.65
63157.9	638.94	63157.9	758.15	63157.9	822.06	63157.9	1276.81	63157.9	857.91
68421.1	652.07	68421.1	779.27	68421.1	843.35	68421.1	1333.43	68421.1	875.18
73684.2	665.20	73684.2	800.38	73684.2	864.63	73684.2	1390.05	73684.2	892.44
78947.4	678.33	78947.4	821.49	78947.4	885.91	78947.4	1446.67	78947.4	909.70
84210.5	691.46	84210.5	842.60	84210.5	907.19	84210.5	1503.29	84210.5	926.96
89473.7	704.59	89473.7	863.71	89473.7	928.47	89473.7	1559.91	89473.7	944.22
94736.8	717.72	94736.8	884.83	94736.8	949.76	94736.8	1616.53	94736.8	961.48
100000.0	730.85	100000.0	905.94	100000.0	971.04	100000.0	1673.15	100000.0	978.74

Tabel tersebut merupakan hasil dari plot kurva IPR multilayer yang dimana pada hasil plot tersebut bahwa layer 1 adalah layer yang memiliki *pressure* yang paling kecil sehingga layer tersebut adalah yang bagus untuk dilakukan *rate injection*, karena pada setiap layer diharapkan *pressure injection* sekecil mungkin dengan *rate injection* sebesar mungkin. (Indonesia c. p., 2018)

#### 4.2.3 JL-34Z

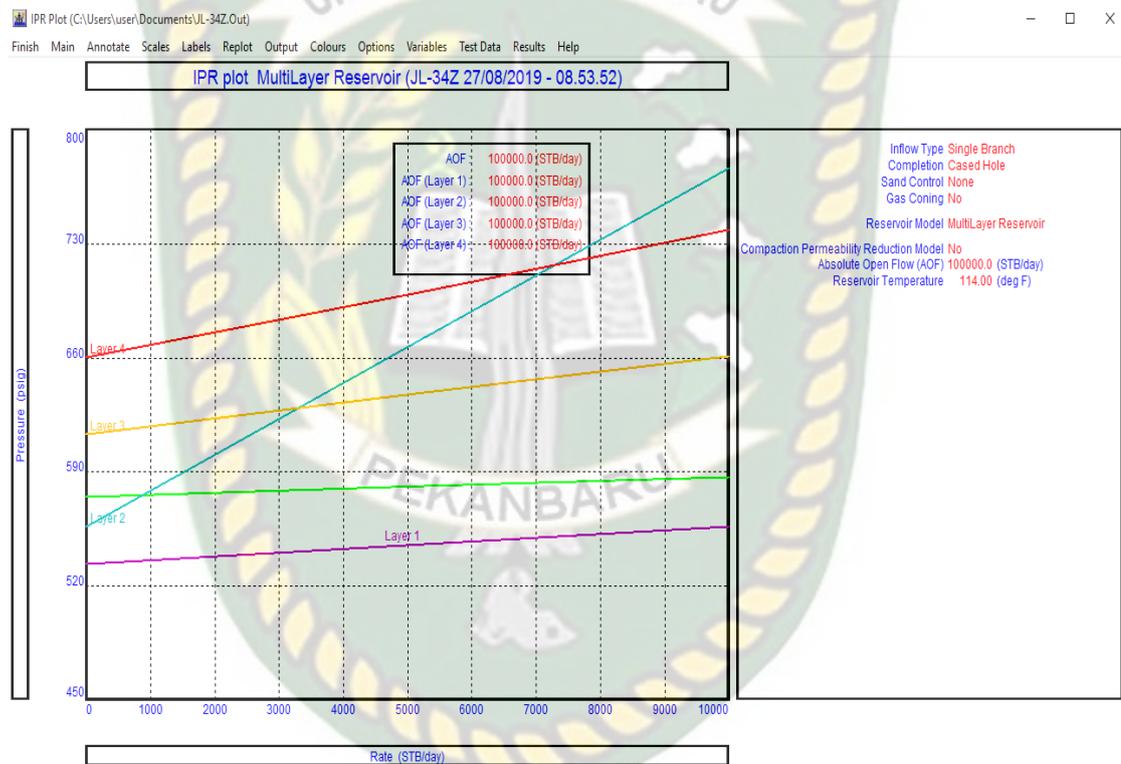
Pada sumur ini memiliki kedalaman total sampai zona perforasi adalah 1410 ft, dengan memiliki 4 lapisan dengan ketebalan dan tekanan reservoir yang berbeda-beda, berikut adalah data untuk inputan kurva IPR pada sumur JL-34Z :

**Tabel 4.6** Data IPR pada sumur JL-34Z

Data	Layer 1	Layer 2	Layer 3	Layer 4
Tekanan Reservoir ( psig )	553.85	556.56	613.11	660.24
Temperature (F)	116	117.5	122	125.4

Layer Thickness (ft)	97.5	47	63	40.5
Permeability (mD)	1600.7	337.35	1156.36	1105.79
Drainage Area (acres)	60	60	60	60
Dietz shape factor	31.6	31.6	31.6	31.6
Wellbore Radius (ft)	0.896	0.896	0.896	0.896

Dan pada data ini didapatkan output calculate Gambar IPR, yakni :



**Gambar 4.9** IPR Plot Multilayer Reservoir JL-34Z

Pada Gambar IPR plot multilayer ini didapat hasilnya ialah

Tabel 4.7 Hasil dari Plot IPR Multilayer Reservoir

Layer 1 Rate	Layer 1 Pressure	Layer 2 Rate	Layer 2 Pressure	Layer 3 Rate	Layer 3 Pressure	Layer 4 Rate	Layer 4 Pressure
(STB/day)	(psig)	(STB/day)	(psig)	(STB/day)	(psig)	(STB/day)	(psig)
0.01	533.85	0.01	556.56	0.01	613.11	0.01	660.24
5263.2	545.58	5263.2	672.05	5263.2	638.24	5263.2	701.12
10526.3	557.32	10526.3	787.55	10526.3	663.37	10526.3	741.99
15789.5	569.05	15789.5	903.04	15789.5	688.51	15789.5	782.87
21052.6	580.79	21052.6	1018.53	21052.6	713.64	21052.6	823.75
26315.8	592.52	26315.8	1134.03	26315.8	738.77	26315.8	864.62
31579.0	604.25	31579.0	1249.52	31579.0	763.90	31579.0	905.50
36842.1	615.99	36842.1	1365.01	36842.1	789.04	36842.1	946.38
42105.3	627.72	42105.3	1480.51	42105.3	814.17	42105.3	987.26
47368.4	639.46	47368.4	1596.00	47368.4	839.30	47368.4	1028.13
52631.6	651.19	52631.6	1711.49	52631.6	864.43	52631.6	1069.01
57894.7	662.92	57894.7	1826.99	57894.7	889.56	57894.7	1109.89
63157.9	674.66	63157.9	1942.48	63157.9	914.70	63157.9	1150.76
68421.1	686.39	68421.1	2057.97	68421.1	939.83	68421.1	1191.64
73684.2	698.13	73684.2	2173.46	73684.2	964.96	73684.2	1232.52
78947.4	709.86	78947.4	2288.96	78947.4	990.09	78947.4	1273.39
84210.5	721.59	84210.5	2404.45	84210.5	1015.22	84210.5	1314.27
89473.7	733.33	89473.7	2519.94	89473.7	1040.36	89473.7	1355.15
94736.8	745.06	94736.8	2635.44	94736.8	1065.49	94736.8	1396.02
100000.0	756.80	100000.0	2750.93	100000.0	1090.62	100000.0	1436.90

Tabel tersebut merupakan hasil dari plot kuva IPR multi layer pada sumur disposal yang menyatakan bahwa layer 1 adalah layer yang memiliki *pressure* gradien yang paling kecil sehingga layer tersebut adalah yang bagus untuk dilakukan *injection rate*, karena pada setiap layer diharapkan *injection pressure* sekecil mungkin dengan *rate* sebesar mungkin.

#### 4.2 Menentukan *Friction Loss vertical by well*

*Friction loss* merupakan kehilangan tekanan yang diakibatkan gesekan antara fluida dengan dinding pipa sehingga dapat menurunkan laju alir pada fluida tersebut. Besarnya hambatan yang diakibatkan gesekan pada pipa tergantung dengan jenis pipa yang digunakan dan dapat ditentukan dengan rumus hazen Williams (9) jika aliran yang digunakan adalah laminar, bentuk aliran pada penelitian ini yakni laminar, hasil perhitungan *friction loss* secara laminar dan perhitungan ini terdapat pada lampiran 2

**Tabel 4.8** Hasil *friction loss* secara *vertical*

Nama sumur	<i>Inside diameter</i> (inci)	<i>Flow rate</i> (GPM)	Jenis pipa ( <i>Steel Pipe</i> )	Kedalaman (Feet)	<i>Friction Loss</i> (psi)
SM-89C	4.026	167.84	100	760	10.3
NY-85B	4.026	304	100	901	137
JL-34Z	4.026	312	100	965	41

#### 4.3 Melakukan Perbandingan *Injection rate* dan *Pressure* hasil Analisis aktual data dan Simulasi

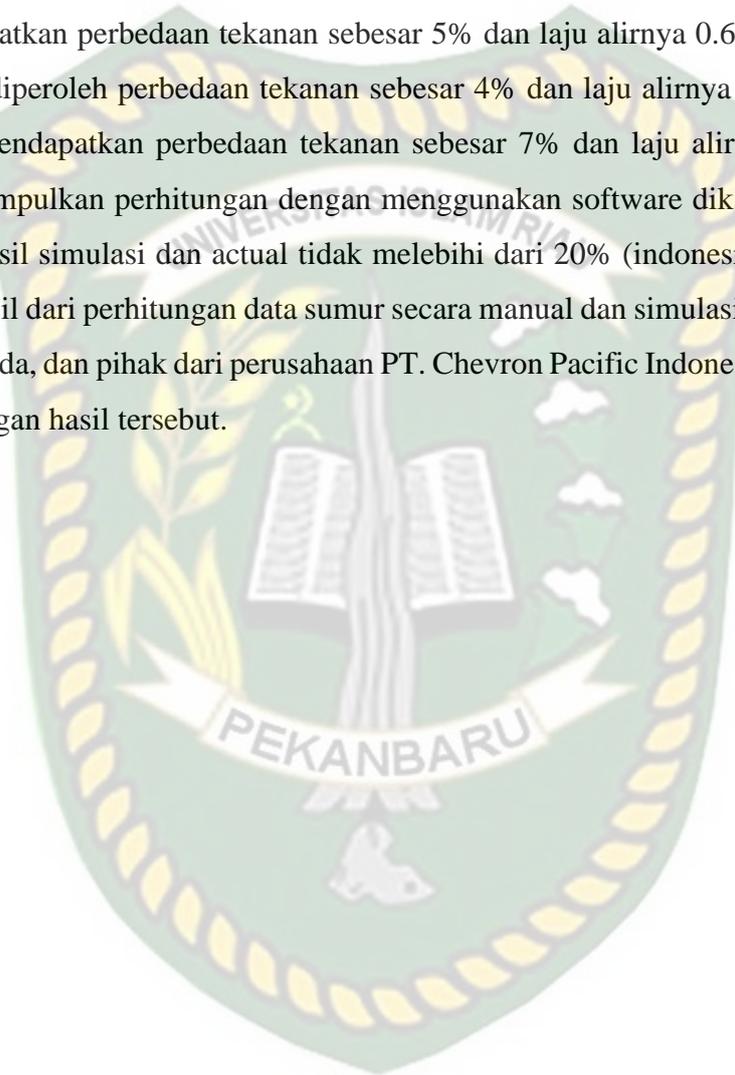
Analisis perbandingan antara data sumur dan hasil simulasi dilakukan untuk mengetahui keberhasilan perhitungan simulator PROSPER. Berikut adalah hasil perbandingan antara analisis data sumur dan data simulasi :

**Tabel 4.9** Hasil dari Analisis aktual data aktual vs Simulasi

<i>Well</i>	Depth (ft)	FL (psi)	Pwh Aktual (psi)	Pwh Simulasi (psi)	Pr Aktual (psi)	Pr Simulasi (psi)	Q Aktual (BWPD)	Q Simulasi (BWPD)
SM-89C	760	31.2	130	144	428	442	10466	10526
NY-85B	901	137	275	255	528	508	10409	10526
JL-34Z	965	41.4	253	211	629	587	10713	10526

<i>Well</i>	Depth (ft)	Pressure Difference (%)	Q Difference (%)
SM-89C	760	3	0.6
NY-85B	901	4	1
JL-34Z	965	7	2

Dari table 4.9 di atas maka dapat disimpulkan bahwa pada sumur SM-89C diperoleh perbedaan tekanan sebesar 3% dan laju alirnya 0.6%, pada sumur SM-43Z didapatkan perbedaan tekanan sebesar 5% dan laju alirnya 0.6%, pada sumur NY-85B diperoleh perbedaan tekanan sebesar 4% dan laju alirnya 1% dan sumur JL-34Z mendapatkan perbedaan tekanan sebesar 7% dan laju alirnya 2%. Maka dapat disimpulkan perhitungan dengan menggunakan software dikatakan berhasil apabila hasil simulasi dan actual tidak melebihi dari 20% (Indonesia C. p., 2018). karena hasil dari perhitungan data sumur secara manual dan simulasi software tidak jauh berbeda, dan pihak dari perusahaan PT. Chevron Pacific Indonesia memaklumi perbandingan hasil tersebut.



## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan dari analisis yang telah dilakukan penulis maka dapat disimpulkan :

1. Pada lapangan ESY ini memiliki 3 Disposal *Well* untuk dilakukan Analisis aktual data, Kemudian akan dikombinasikan dengan hasil simulasi. Hasil dari analisis *injection capacity* didapatkan dari pembacaan kurva IPR *injectivity index*. Pada sumur SM-89C didapatkan pembacaan kurva IPR yakni 10466 BWPD dengan tekanan 130 Psi, NY-85B 10409 dengan tekanan 275 Psi dan pada sumur JL-34Z 10713 BWPD dengan tekanan 253 Psi.
2. Pada hasil simulator PROSPER didapatkan *injection capacity* pada sumur SM-89C yakni 10526 BWPD dengan tekanan 144 Psi, NY-85B didapatkan 10526 BWPD dengan tekanan 255 dan JL-34Z yakni 10526 dengan tekanan 211 Psi.
3. Dari Hasil yang didapatkan dari Analisis aktual data dan simulasi maka dapat disimpulkan hasilnya yaitu pada *Well* SM-89C itu mendapatkan perbedaan tekanan adalah sebesar 3% dan laju alirnya 0.6%, pada *Well* NY-85B mendapatkan perbedaan tekanannya sebesar 4% dan laju alirnya 1% dan *Well* JL-34Z mendapatkan perbedaan tekanan sebesar 7% dan laju alirnya 2%. Maka dapat disimpulkan perhitungan dengan menggunakan software dikatakan berhasil apabila hasil simulasi dan actual tidak melebihi dari 20%., karena perbedaannya masih bisa dimaklumin sehingga bisa dikatakan penelitian ini berhasil.

### 5.2 Saran

Untuk peneliti selanjutnya disarankan :

1. Menggunakan IPM GAP dan MBAL untuk dapat diintegrasikan dengan PROSPER agar mendapatkan hasil yang lebih optimal.
2. Melakukan Analisis Keekonomian pada Water disposal *Well*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Andarani, P., & Rezagama, A. (2015). ANALISIS PENGOLAHAN AIR TERPRODUKSI DI WATER TREATING PLANT PERUSAHAAN EKSPLOITASI MINYAK BUMI (STUDI KASUS: PT XYZ). *Jurnal Presipitasi: Media Komunikasi Dan Pengembangan Teknik Lingkungan*. <https://doi.org/10.14710/presipitasi.v12i2.78-85>
- Edih, M., Nnanna, E., & Nwankwo, C. (2016). A systematic approach to intelligent well performance modelling using IPM Suite. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/184328-ms>
- Environmental Protection Agency. (2017). General Information About Injection Wells. *Underground Injection (UIC)*.
- Gregory, K. B., Vidic, R. D., & Dzombak, D. A. (2011). Water Management Challenges Associated with the Production of Shale Gas by Hydraulic Fracturing. *Elements*, 7(3), 181–186. <https://doi.org/10.2113/gselements.7.3.181>
- Hasianny, S., Noor, E., & Yani, M. (2015). PENERAPAN PRODUKSI BERSIH UNTUK PENANGANAN AIR TERPRODUKSI DI INDUSTRI MINYAK DAN GAS The Implementation Cleaner Production to Manage Produced Water in the Petroleum Industry. *Jurnal Pengelolaan Sumberdaya Alam Dan Lingkungan*. <https://doi.org/10.19081/jpsl.2015.5.2.25>
- Maloney, K. O., & Yoxtheimer, D. A. (2012). Research article: Production and disposal of waste materials from gas and oil extraction from the marcellus shale Play in Pennsylvania. *Environmental Practice*. <https://doi.org/10.1017/S146604661200035X>
- Mantopoulos, A., Marques, D. A., Hunt, S. P., Ng, S., Fei, Y., & Haghghi, M. (2015). Best practice and lessons learned for the development and calibration of integrated production models for the Cooper Basin, Australia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/176131-ms>
- Memon, S., & Zameer, A. (2012). To develop the optimum Field development plan for condensate wells using Integrated Production Modeling (IPM). *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium 2012, YPTS 2012*

- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *JOURNAL OF EARTH ENERGY ENGINEERING*. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Newgord, C., Mediani, M., Ouenes, A., & O’Conor, P. (2015). Bakken well performance predicted from Shale Capacity. *Society of Petroleum Engineers - Unconventional Resources Technology Conference, URTEC 2015*. <https://doi.org/10.2118/178652-ms>
- Plappally, A. K., & Lienhard V, J. H. (2012). Energy requirements for water production, treatment, end use, reclamation, and disposal. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), 4818–4848. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.022>
- Steinar, N., Eimund, G., & Egil, D. (2016). Produced water management under the Norwegian zero harmful discharge regime-benefits with the risk based approach. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility*.
- Sullivan, C., Tyrer, M., Cheeseman, C. R., & Graham, N. J. D. (2010). Disposal of water treatment wastes containing arsenic — A review. *Science of The Total Environment*, 408(8), 1770–1778. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2010.01.010>
- Utami, L. I., Wihandhita, W., Marsela, S., & Nurma, K. (2017). Pengolahan Limbah Cair Minyak Bumi Secara Biologi Aerob Proses Batch Processing of Liquid Waste Equipment on. *Jurnal Teknik Kimia*.
- Von Sperling, M. (2015). Wastewater Characteristics, Treatment and Disposal. *Water Intelligence Online*, 6, 9781780402086–9781780402086. <https://doi.org/10.2166/9781780402086>
- Wulandari, N. (2016). Pengolahan Limbah Cair Minyak Bumi Pada Job Pertamina- Medco E & P Tomori Sulawesi Kabupaten Morowali Utara Provinsi Sulawesi Tengah. *Jurnal Geomine*. <https://doi.org/10.33536/jg.v4i1.41>
- Yudono, B., Estuningsih, S. P., Said, M., Sabaruddin, & Napoleon, A. (2013). Eksplorasi Bakteria indigen Pendegradasi Limbah Minyak Bumi di Wilayah PT Pertamina UBEP Limau Muara Enim. *Prosiding Semirata FMIPA Universitas Lampung*.

- Fakhru'l-Razi., Pendashteh, A., Abdullah, L.C., Biak, D.R.A., Madaeni, S.S., Abidin, Z.Z. 2009. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, VI. 170, Hlm. 530-551.
- Judd, S., Qiblawey, H., Al-Marri, M., Clarkin, C., Watson, S., Ahmed, A., Bach, S. 2014. The size and performance of offshore produced water oil-removal technologies for *injection*. *Separation and Purification Technology*, Vol. 134, Hlm. 241-246.
- Robinson, David. 2013. Oil and gas: Treatment and discharge of produced waters onshore. *Filtration + Separation*, Volume 50, Issue 3, May–June 2013, Hlm. 40–46.
- Robinson, David. 2010. Oil and gas: Water treatment in oil and gas production – does it matter?. *Filtration & Separation*, Volume 47, Issue 1, January–February 2010, Hlm. 14–18
- Petroleum Engineering File*. (2018). Departemen *Heavy Oil* (HO). PT. Chevron Pacific Indonesia. Rumbai. (tidak dipublikasikan)
- Petroleum Expert Limited PROSPER manual book*. IPM Version 7.0. PROSPER Version 11. (2009). Petex House, Edinburgh, Scotland, UK
- Petroleum Expert Limited GAP manual book*. IPM Version 7.0. GAP Version 8 (2009). Petex House, Edinburgh, Scotland, UK
- Tarek, A., *Reservoir Engineering Handbook*., Third Edition., Elsevier., 2006
- A. Settari. (2000). *Reservoir solutions*.
- J. P. Powers, A. B. (2007). *Construction Dewatering and Groundwater Control*..
- Tipler, P. (1998). *fisika untuk sains dan teknik*. erlangga.