

**MODIFIKASI KURVA IPR *STANDING* UNTUK HARGA *FLOW*
EFISIENSI KECIL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HARRISON*
DAN *FETKOVICH***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

JERI SYAF PUTRA

143210668



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada ALLAH SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya, sehingga 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 mendukung saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua saya, serta saudara dan saudari saya atas segala kasih sayang, doa, dan dukungannya, baik moril maupun materil hingga penyelesaian tugas akhir ini.
2. Pak Ir. H. Ali Musnal, M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan, nasihat, dan semangat selama menjalani perkuliahan dan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bang Norahmasyah, S.T., M.T selaku pembimbing lapangan PT. Bumi Siak Pusako yang telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan selama penelitian tugas akhir ini.
4. Senior dan anggota MAPEDALLIMA HANGTUAH FT-UIR atas doa, dan dukungannya, baik moril hingga penyelesaian tugas akhir ini.
5. Teman-teman jurusan Teknik Perminyakan UIR angkatan 2014, khususnya kelas E dan Rekan-rekan seperjuangan selama kegiatan penelitian di PT. Bumi Siak Pusako yang selalu memberikan dukungan dan semangat selama masa perkuliahan dan penelitian ini.

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

Pekanbaru, 9 November 2021

JERI SYAF PUTRA

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Inflow Performance Relationship (IPR).....	4
2.2 Aliran Dalam Media Berpori.....	5
2.3 Produktiviti Indek (PI).....	6
2.4 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Harga PI	8
2.4.1 Permeabilitas Absolut dan Permeabilitas Relatif (K dan Kr)	8
2.4.2 Saturasi Fluida.....	9
2.4.3 Viscositas	9
2.4.4 Tekanan Statik dan Penurunan Tekanan (Drawdown).....	9
2.4.5 Ketebalan Lapisan Produktif.....	9
2.4.6 Jari-Jari Pengurasan	10
2.4.7 Faktor Skin	10
2.5 Grafik Inflow Performance Relationship	10
2.5.1. Pembuatan Grafik IPR	15

2.6	Perkiraan Adanya Perbaikan Atau Kerusakan Sumur.....	16
2.7	Peramalan Kurva IPR Untuk Masa Yang Akan Datang (Future)	17
2.8	Metoda Standing.....	19
2.9	Metode Harrison.....	20
2.10	Metode Fetkovich.....	20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		23
3.1	Metode Penelitian.....	23
3.2	<i>Flow Chart</i>	25
3.3	Tempat Penelitian.....	26
3.4	Studi Lapangan.....	26
3.5	Rencana Pelaksanaan Penelitian.....	29
BAB IV PEMBAHASAN DAN HASIL.....		30
4.1	Data Lapangan Y	31
4.1.1	Data Produksi.....	31
4.1.2	Data Fluida.....	32
4.2	Hasil Perhitungan Qo Masa Sekarang Dan Masa Akan Datang Di Sumur X Lapangan Y.....	33
4.3	Analisis Kurva IPR Pada Sumur X Lapangan Y.....	34
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		36
5.1.	KESIMPULAN	36
5.2.	SARAN.....	36
DAFTAR PUSTAKA.....		37
LAMPIRAN.....		39

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Grafik IPR ideal (linear) (Ahmad, 2000)	11
Gambar 2. 2 Grafik IPR Aktual (Tidak linear) (Ahmad, 2000).....	12
Gambar 2. 3 Inflow Performance Relationship Solution Gas Drive Reservoir (Brown, 1997).	14
Gambar 2. 4 Perbandingan IPR untuk aliran cairan, aliran gas dan aliran dua fasa (Brown, 1977)	15
Gambar 2. 5 Kurva IPR Present dan Future (Beggs, 1991).....	18
Gambar 2. 6 Modifikasi kurva IPR standing dengan Harrison dan Fetkovich.....	21
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian.....	25
Gambar 3. 2 Lokasi Lapangan Y	26
Gambar 4. 1 Grafik tekanan vs Time di sumur X.....	33
Gambar 4. 2 Kurva IPR masa sekarang dan masa yang akan datang pada sumur X	35

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data produksi.....	23
Tabel 3. 2 Data fluida reservoir.....	24
Tabel 3. 3 Rencana Pelaksanaan Penelitian.....	29
Tabel 4. 1 Data produksi sumur X di lapangan Y.....	31
Tabel 4. 2 Data Fluida sumur X di lapangan Y	32
Tabel 4. 3 Data yang digunakan di perhitungan metode <i>Harrison</i> dan <i>Fetkovich</i> untuk sumur X	32
Tabel 4. 4 Hasil perhitungan menggunakan metode <i>Harrison</i> untuk membuat kurva IPR sumur X	34

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Perhitungan PI	39
Lampiran II Perhitungan masa sekarang metode <i>Harrison</i>	40
Lampiran III Perhitungan masa yang akan datang metode <i>Harrison</i>	43
Lampiran IV perhitungan metode <i>fetkovich</i>	45
Lampiran V Grafik waktu vs tekanan, Kurva IPR masa sekarang dan masa yang akan datang, dan <i>Harrison vs Fetkovich</i>	47

DAFTAR SINGKATAN

FE	Flow efficiency
BOPD	Barrel oil per day
IPR	Inflow performance relationship
GF	Gradien Fluid
SFL	Static Flud Level
WFL	Working Flud Level



DAFTAR SIMBOL

Pr	Tekanan reservoir
Pwf	Tekanan dasar sumur
Wc	Water cut
Qo	Laju air
Oc	Oil contact
Sg	Specific gravity



**MODIFIKASI KURVA IPR *STANDING* UNTUK HARGA *FLOW*
EFISIENSI KECIL DENGAN MENGGUNAKAN METODE *HARRISON*
DAN *FETKOVICH***

**Jeri syaf putra
143210668**

ABSTRAK

Lapangan Y Sumur X sumur tua yang berada di Kabupaten Siak, Riau. Secara geografis, lapangan ini terletak di Sumatera Tengah. Lapangan Y sumur X seiring berjalannya waktu laju produksi akan menurun. Sumur X memiliki *Water cut* 76%, diproduksi terus menerus dalam waktu lama, sumur tersebut mengalami penurunan produksi dibanding dengan awal diproduksi. Penurunan produksi ini disebabkan menurunnya tekanan reservoir sendiri. Untuk itu diperlukan peramalan produksi potensi sumur, salah satu peramalan produksi adalah kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*). Dalam kasus ini di evaluasi dengan metode Harrison dan Fetkovich.

Metode Harrison dan Fetkovich merupakan peramalan kurva IPR yang memperhitungkan laju alir minyak. Metode ini memodifikasi persamaan *standing* dengan karena FE 0,28 dan skin tidak ada. Peramalan Kurva IPR sangat perlu buat menentukan laju produksi minyak di waktu sekarang dan akan datang, baik pada sumur pengangkatan alami (*natural flow*) maupun pengangkatan dengan menggunakan pengangkatan buatan (*artificial lift*). Kurva IPR buat melihat membandingkan laju produksi minyak dengan Pwf.

Hasil perhitungan dari metode Harrison dan Fetkovich untuk masa sekarang di dapat sebesar $Q_{o_{maks}} = 22.78$ BOPD, sedangkan masa yang akan datang di dapat sebesar $Q_{o_{maks}} = 21.53$ BOPD. Grafik kurva IPR metode ini hampir mendekati linier, hal ini disebabkan sumur X lapangan Y memiliki *Water cut* yang tinggi dan laju alir minyak yang sedikit.

Kata Kunci : Sumur X, Kurva IPR, Laju Produksi, *Water cut* , *Harrison* dan *Fetkovich*

**MODIFICATION OF IPR STANDING CURVE FOR SMALL EFFICIENCY
FLOW PRICES USING HARRISON AND FETKOVICH METHODS**

Jeri syaf putra

143210668

ABSTRACT

Field Y Well X is an old well located in Siak Regency, Riau. Geographically, this field is located in Central Sumatra. Field Y well X over time the production rate will decrease. Well X has a water cut of 76%, produced continuously for a long time, the well has decreased production compared to the initial production. This decrease in production is due to the decrease in reservoir pressure itself. For this reason, it is necessary to forecast the production of potential wells, one of the production forecasting is the IPR (Inflow Performance Relationship) curve. In this case, it is evaluated by the Harrison and Fetkovich method.

Harrison and Fetkovich method is an IPR curve forecasting that takes into account the oil flow rate. This method modifies the standing equation because the FE is 0.28 and the skin does not exist. Forecasting the IPR curve is very important to determine the current and future oil production rates, both in natural flow wells and artificial lifts. IPR curve to see comparing the rate of oil production with P_{wf} .

The calculation result of Harrison and Fetkovich's method for the present is $Q_{o_{max}} = 22.78$ BOPD, while the future is $Q_{o_{max}} = 21.53$ BOPD. The graph of the IPR curve of this method is almost linear, this is due to the well X field Y has a high water cut and a low oil flow rate.

Keywords: Well X, IPR Curve, Production Rate, Water cut, Harrison and Fetkovich

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Seiring berjalannya waktu, produksi dalam suatu sumur akan mengalami penurunan produksi dibandingkan pada awal sumur itu diproduksi. Penurunan produksi diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir. Sumur X adalah sumur tua, sumur yang memiliki Flow efisiensi kecil dari satu, memiliki water cut 76% dan selain itu penurunan produksi diakibatkan oleh penurunan tekanan reservoir dan tekanan alir sumur. Penurunan tekanan alir sumur yang mengakibatkan penurunan laju alir produksi sumur X, perlu dilakukan peramalan potensi sumur. Selain penurunan produksi sumur minyak mengakibatkan peningkatan WC (water cut), sehingga mengakibatkan jumlah minyak yang diproduksi semakin menurun. Salah satu peramalan potensi sumur yang digunakan adalah kurva IPR (Inflow Performance Relationship) (Jahanbani, 2009). Kurva IPR (Inflow Performance Relationship) merupakan gambaran kurva yang menggambarkan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara lajur produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) (Samosir, 2008).

Dalam melihat dan mengetahui laju alir terhadap tekanan suatu sumur yang telah lama di produksi. Diidentifikasi dulu suatu sumur itu termasuk 1 fasa, 2 fasa ataupun 3 fasa. Kalau 3 fasa bisa menggunakan Kurva IPR Pudjo Sukarno atau Wiggins (Aris Buntoro, 2007). Kurva IPR Pudjo Sukarno yang menggunakan berdasarkan hasil simulasi digabung Vogel, yang memiliki nilai skin. Kurva IPR Pudjo Sukarno ini menentukan kinerja gas, minyak, dan air di formasi. Waktu pengembangan memiliki nilai skin. Gas, minyak dan air berada satu lapisan mengalir secara radial (Musnal, 2010). Kurva IPR Wiggins 3 fasa sama dengan IPR Pudjo sukarno 3 fasa, tapi IPR wiggins lebih sederhana dari kurva IPR 3 fasa lainnya . Apabila memaksakan metode yang tidak sesuai dengan sumur, maka kurva IPR nya tidak benar (Brown, 1984).

(Brown, 1977) mengatakan, Kurva IPR Standing merupakan modifikasi dari persamaan Vogel, kurva IPR Standing digunakan dengan alasan sumur yang diteliti memiliki harga flow efisiensi yang kecil, memiliki 2 fasa dan tidak ada skin, suatu sumur minyak yang telah di produksi terus-menerus akan memiliki harga flow efisiensinya kecil, memiliki 2 fasa dan tidak ada skin.

Metode yang cocok pada kasus menggunakan metode *Harrison* dan *Fetkovich* setelah melakukan modifikasi kurva IPR *standing* harga flow efisiensi kecil dari 1 dengan menggunakan metode *Harrison* dan *Fetkovich*, maka akan didapat kurva IPR dengan laju produksi yang lebih kecil dari laju produksi pada saat awal produksi.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengamati kurva IPR *standing* untuk harga *flow* efisiensi kecil dengan metode *Harrison* dan *Fetkovich*
2. Menghitung dan Membuat kurva IPR masa sekarang dan masa yang akan datang dengan metode *Harrison* dan *Fetkovich*

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat yang didapat dari penelitian ini adalah untuk mengetahui modifikasi kurva IPR *standing* untuk harga *flow* efisiensi kecil, Membaca dan membuat kurva IPR yang akan datang menggunakan metode *Harrison* dan *Fetkovich*, dan Dapat dijadikan referensi bagi mahasiswa untuk melakukan penelitian selanjutnya.

1.4 BATASAN MASALAH

Pada pembahasan penelitian ini penulis membatasi masalah mengenai modifikasi kurva IPR *Standing* untuk harga *flow* efisiensi kecil dari 1, pada sumur minyak yang telah lama di produksi.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan sumber daya alam yang dapat diperbaharui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak dan gas bumi. Sumber daya minyak dan gas bumi dapat habis dan punah apabila dieksploitasi terus-menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum islam telah menjelaskan secara tegas hal tersebut dalam QS. AL-Ma'idah ayat 17 yang artinya "Sungguh, telah kafir orang yang berkata, "Sesungguhnya Allah itu dialah Al-Masih putra Maryam." Katakanlah (Muhammad), "Siapakah yang dapat menghalang-halangi kehendak Allah, jika Dia hendak membinasakan Al-Masih putra Maryam beserta ibunya dan seluruh (manusia) yang berada di bumi?" Dan milik Allah-lah kerajaan langit dan bumi dan apa yang ada di antara keduanya. Dia menciptakan apa yang Dia Kehendaki. Dan Allah Maha Kuasa atas segala sesuatu". Oleh karena itu, pemanfaatan harus bijaksana dan memperhatikan lingkungan.

Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya. Sehingga memproduksi sumur itu menjadi semakin susah. Dalam kegiatan produksi khususnya pada industri minyak bumi, suatu sumur menghasilkan tiga jenis fluida yaitu air, minyak dan gas. Setelah proses produksi yang lama maka suatu sumur akan terjadi suatu penurunan produksi dan perubahan tekanan dari sumur tersebut.

2.1 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}) (Musnal, 2014).

Inflow Performance Relationship merupakan gambaran kemampuan sumur reservoir untuk mengalirkan produksi minyak. Inflow Performance Relationship atau dikenal juga dengan nama IPR diberikan dalam bentuk grafik yang merupakan hubungan antara tekanan alir dasar sumur dimuka formasi

(Pwf) terhadap alju alir fluida (Q), yang terdiri dari aliran minyak dan air (satu fasa), maupun Minyak, Air, dan Gas (dua fasa) (Desma, 2018).

Pada kondisi tekanan reservoir diatas tekanan saturasi atau *bubble point pressure*, harga PI akan konstan yang ditunjukkan dengan garis lurus pada kurva. Sedangkan dengan reservoir dengan tekanan dibawah *bubble point pressure*, kurva IPR akan membentuk garis lengkung. (Desma Cendra. 2018).

Menurut (Marpaung, 2015), Pada dasarnya kemampuan suatu sumur untuk menghasilkan fluida dapat diketahui berdasarkan data-data yang didapat seperti data reservoir dan data produksi. melalui data tersebut dapat dilihat kemampuan suatu sumur mengalir fluida melalui pembacaan pada kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Melalui pembacaan pada kurva IPR juga dapat diketahui laju alir maksimal yang dapat diperoleh dari suatu sumur.

Dalam persiapan grafik IPR terlebih dahulu harus diketahui Productivity Indek (PI) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi (Pudjo, 2001).

2.2 Aliran Dalam Media Berpori

Fluida yang mengalir dari formasi produktif ke dasar sumur, di pengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu :

- a. Sifat- sifat fisik batuan formasi
- b. Geometri sumur dan daerah pengurusan
- c. Sifat-sifat fisik fluida formasi
- d. Perbedaan tekanan antara formasi produktif dengan dasar sumur pada saat terjadi aliran.

Menurut Sarip (2015), perhitungan aliran fluida satu fasa dari formasi ke dasar sumur pertama kali dikemukakan oleh Darcy dalam persamaan:

$$V = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\alpha} \frac{dp}{dL} \dots \dots \dots (1)$$

Persamaan tersebut berlaku untuk aliran horizontal, fluida satu fasa dan incompressible. Persamaan ini selanjutnya dikembangkan untuk kondisi aliran dari

formasi ke lubang sumur, yang merupakan aliran radial, dimana dalam satuan lapangan persamaan tersebut berbentuk :

$$q = \frac{0,007082 kh (Pe - P_{wf})}{\alpha_0 B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2)$$

Persyaratan yang harus di penuhi untuk penggunaan persamaan (2) adalah :

- a. Fluida berfasa satu
- b. Aliran mantap
- c. Formasi homogen
- d. Fluida incompressible

Dengan demikian jika variabel-variabel dan persamaan (2) tersebut diketahui, maka laju produksi sumur dapat ditentukan.

2.3 Produktiviti Indek (PI)

Pada umumnya sumur-sumur yang baru ditemukan mempunyai tenaga pendorong alamiah yang mampu mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir ke permukaan dengan tenaganya sendiri, dengan berjalannya waktu produksi, kemampuan dari formasi untuk mengalirkan fluida tersebut akan mengalami penurunan, yang besarnya sangat tergantung pada penurunan tekanan reservoir. Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada kondisi tekanan tertentu. Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR) (Widartono, 1998).

Menurut (Brown, 1977), Produktiviti Indek (PI) adalah indek yang digunakan untuk menyatakan kemampuan produksi dari suatu sumur pada kondisi tertentu. Secara definisi PI adalah perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}), atau dapat dinyatakan dalam persamaan:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \text{ bbl/d/psi} \dots\dots\dots (3)$$

Dengan melakukan substitusi persamaan (2) kedalam persamaan (3) maka PI juga dapat ditentukan berdasarkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, serta geometri sumur, yaitu :

$$PI = \frac{0,007082 k h bbl}{\alpha_0 B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) d} / psi \dots\dots\dots (4)$$

Dengan catatan bahwa persamaan (4) tersebut dapat digunakan asalkan memenuhi persyaratan dari persamaan (3). Persyaratan pada persamaan (3) tidak selalu dapat di penuhi, misalnya yang sering di jumpai dalam praktek adalah adanya gas dalam aliran.

Hal ini terjadi jika tekanan reservoir berada di bawah tekanan *bubble point* minyak. Pada kondisi ini PI tidak dapat ditentukan dengan persamaan (3) dan (4) dan harga PI untuk setiap harga P_{wf} tertentu tidak sama dan selalu berubah. Sehubungan dengan perubahan tersebut, maka untuk kondisi diatas, maka persamaan PI, dapat diperluas menjadi :

$$PI = \frac{dq}{dP_{wf}} \dots\dots\dots (5)$$

Persyaratan fasa untuk persamaan (3), dapat juga tidak terpenuhi jika dalam aliran fluida tersebut terdapat air formasi. Tetapi dalam praktek, keadaan ini masih dapat di anggap berfasa satu, sehingga persamaan (3) dapat lebih diperjelas dengan memasukkan laju produksi air kedalam persamaan tersebut :

$$PI = \frac{q_0 + q_w}{P_S - P_{wf}} \dots\dots\dots (6)$$

Sesuai dengan persamaan Darcy (persamaan 2), maka persamaan dapat dinyatakan dalam bentuk :

$$PI = \frac{0,007082 h}{\ln(r_e \cdot r_w)} \left[\frac{k_0}{\alpha_0 B_0} + \frac{k_w}{\alpha_w B_w} \right] \dots\dots\dots (7)$$

Bentuk yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Specific Produktivity Indek* (SPI) dengan ketebalan, yaitu :

$$SPI = \frac{PI}{h} \dots\dots\dots (8)$$

SPI ini sering digunakan untuk membandingkan produktivitas sumur- sumur yang berada dalam suatu lapangan.

(Brown, 1977) telah mencoba memberikan batasan terhadap besarnya produktivitas sumur, yaitu:

1. PI rendah jika kurang dari 0,5
2. PI sedang jika antara 0,5 sampai 1,5
3. PI tinggi jika lebih dari 1,5

Jika harga PI konstan, maka kurva yang terbentuk merupakan garis lurus. Ini menandakan bahwa aliran fluida tersebut adalah satu fasa ($P_r > P_b$). PI yang terbentuk menunjukkan ratio antara laju alir produksi sumur dengan tekanan *drawdown* yaitu selisih dari tekanan reservoir (P_r) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}). Pada kondisi IPR satu fasa, fluida reservoir yang terproduksi adalah minyak dan gas terlarut. Untuk kasus dua fasa, tekanan dasar sumur (P_{wf}) telah berada di bawah tekanan *bubble point pressure* (P_b). Penyebab utama hal tersebut adalah karena gas terlarut dari minyak telah menjadi gas bebas akibat turunnya tekanan (Allika & Utoyo, 2015).

2.4 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Harga PI

Indeks produktivitas dipengaruhi oleh beberapa parameter penting yang ada di reservoir, yaitu :

2.4.1 Permeabilitas Absolut dan Permeabilitas Relatif (K dan K_r)

Semakin besar harga permeabilitas absolut maupun relatif maka harga PI akan semakin besar. Oleh karena itu untuk meningkatkan indeks productivity diusahakan agar harga permeabilitas efektif semakin besar. Salah satu metode yang dipakai yaitu dengan melakukan perekahan dengan suatu tekanan tertentu (*hydraulic acidizing*), yaitu dengan memberikan tekanan yang cukup besar kepada formasi sehingga formasi akan mengalami *relative vertical*. Untuk reservoir karbonat dapat dilakukan usaha perekahan dengan menggunakan asam (*fracturing acidizing*).

2.4.2 Saturasi Fluida

Harga saturasi fluida (saturasi minyak, S_o atau saturasi air, S_w) sangat mempengaruhi harga permeabilitas relative minyak dan air. Jadi semakin besar harga S_w atau S_o maka semakin besar harga permeabilitas relative air atau permeabilitas minyak sehingga akan memperbesar indeks produktifitas.

2.4.3 Viscositas

Viscositas berbanding terbalik dengan produktivitas indeks. Viskositas fluida sangat dipengaruhi oleh besarnya tekanan reservoir dan temperatur. Pada kondisi tekanan titik gelembung (*bubble point pressure*, P_b) turunnya tekanan akan menaikkan viscositas. Dengan makin besarnya viskositas maka harga indeks produktivitas akan semakin kecil. Begitu juga sebaliknya pengaruh temperature terhadap harga viskositas. Semakin besar temperature maka semakin kecil harga viskositas minyak, sehingga semakin mudah minyak untuk mengalir.

2.4.4 Tekanan Statik dan Penurunan Tekanan (Drawdown)

Sejalan dengan berlangsungnya produksi suatu sumur maka tekanan juga akan berkurang. Dari test produksi yang dilakukan secara periodik akan diketahui besarnya penurunan tekanan static. Semakin besar penurunan tekanan ($P_r - P_{wf}$) maka harga PI akan semakin kecil. Untuk tekanan reservoir lebih besar dari tekanan bubble point (P_b), perubahan tekanan tidak akan mempengaruhi harga indektivitas, dimana kuva IPR akan linier. Sebaliknya jika kondisi tekanan alir dasar sumur kecil dari P_b maka sejumlah gas akan terbebaskan, dimana bentuk IPR tidak akan konstan. Artinya semakin besar penurunan tekanan harga PI akan semakin kecil.

2.4.5 Ketebalan Lapisan Produktif

Semakin tebal lapisan produktif maka makin besar harga indeks produktivitasnya terutama untuk lapisan yang secara keseluruhannya seragam. Sedangkan untuk lapisan yang heterogen dimana lapisan pasir di selang-selangi oleh lapisan lempung maka harga indek produktivitas akan berkurang.

2.4.6 Jari-Jari Pengurasan

Jari-jari merupakan parameter yang sangat mempengaruhi laju produksi, saat mulai sumur mulai memproduksi sampai pada saat sumur ditutup. Makin besar harga re semakin kecil harga PI karena harga PI berbanding terbalik dengan logaritme re.

Jari-jari sumur juga mempengaruhi harga PI, semakin besar jari-jari sumur maka PI akan semakin besar. Besarnya harga rw untuk sumur-sumur produksi tetap sama. Namun untuk menaikkan harga PI dapat dilakukan dengan memperbesar jari-jari lubang sumur.

2.4.7 Faktor Skin

Sebelum memutuskan untuk tidak memperbaiki skin positif perlu di perhatikan apakah formasi benar-benar rusak, yaitu bisa dilihat dari test pressure build up. Jika dari test ini diperoleh skin positif maka formasi memang rusak (damage).

Untuk memperbaiki kerusakan atau untuk menurunkan harga skin, salah satu cara adalah dengan melakukan usaha pengasaman. Tipe asam yang digunakan tergantung pada batuan reservoir dan tipe material penyumbat pori. Jika formasinya lime stone maka tipe asam yang sering di pakai adalah hidrokarbon acid (HCI), karena hasilnya akan lebih bagus. Ini disebabkan oleh sifat dari daya larut batuan itu sendiri. Keberhasilan pekerjaan pengasaman dapat dibuktikan dari harga skin yang baru, maka harganya menjadi berkurang bahkan negative.

2.5 Grafik Inflow Performance Relationship

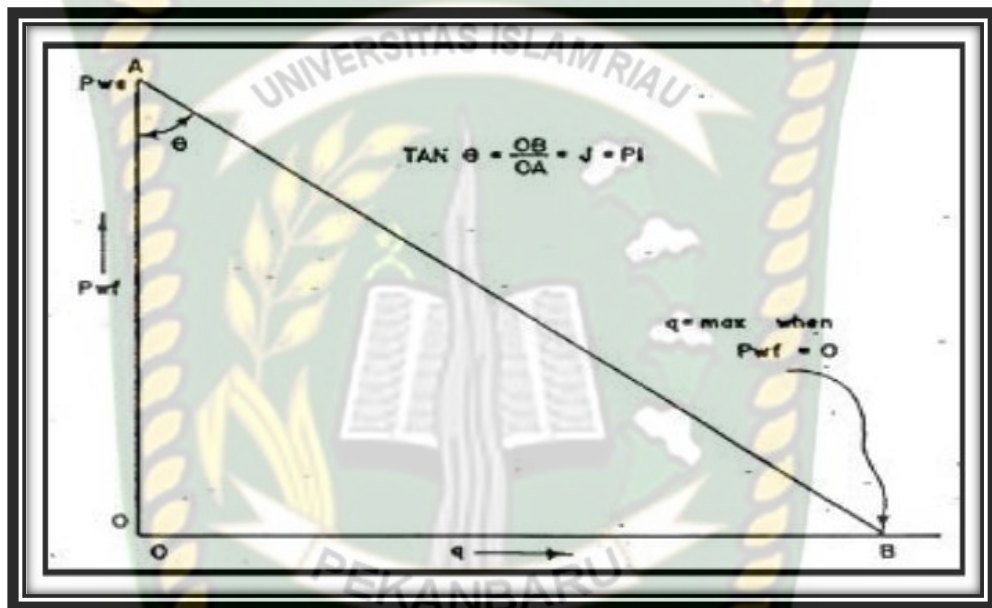
Produktivitas indeks (PI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan, merupakan gambaran secara kuantitatif tentang kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur, maupun untuk memproduksi maka harga PI tersebut dapat dinyatakan secara grafis, yang disebut grafik Inflow Performance Relationship (IPR). Berdasarkan definisi PI pada persamaan (3), untuk suatu saat tertentu dimana P_s konstan dan PI juga

konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (Pwf).

Persamaan (3) dapat di rubah menjadi :

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{PI} \dots\dots\dots (9)$$

Berdasarkan asumsi diatas, maka bentuk persamaan (3) merupakan garis lurus, seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.



Gambar 2. 1 Grafik IPR ideal (linear) (Ahmad, 2000)

Titik A adalah merupakan harga pwf pada saat Q = 0 dan sesuai dengan persamaan (3), pwf= ps. Sedangkan titik B adalah harga q pada saat pwf = 0 dan sesuai dengan persamaan (3) : q = PI x ps, dan laju produksi ini merupakan batas laju produksi maksimum, yang dapat disebut sebagai potensial sumur, dan merupakan batas laju produksi maksimum yang diperbolehkan dari suatu sumur. Jika AOB adalah θ , maka :

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = \frac{P_s \times PI}{P_s} = PI \dots\dots\dots (10)$$

Dengan demikian harga PI menyatakan kemiringan dari garfik IPR bentuk garis IPR yang linear tersebut dapat juga diturunkan dari persamaan aliran radial dan Darcy, yaitu persamaan (2) dan (4) juga harus dipenuhi jika garis IPR merupakan garis linier.

Seperti telah dikemukakan sebelumnya, bahwa persyaratan yang sulit untuk dipenuhi adalah persyaratan fluida yang mengalir satu fasa. (Muskat, 1945) menyatakan jika fluida yang mengalir terdiri dari dua fasa (minyak dan gas), maka bentuk grafik IPR akan merupakan lengkungan, dan harga PI tidak lagi merupakan harga yang konstan, karena kemiringan garis IPR akan berubah secara kontinyu, untuk setiap harga Pwf (Gambar 2.2). Dalam hal ini persamaan (3) tidak berlakulagi, dimana secara umum defenisi yang tepat adalah persamaan (5).



Gambar 2. 2 Grafik IPR Aktual (Tidak linear) (Ahmad, 2000).

Pembuatan grafik IPR untuk aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh Weller, dimana Weller (1966) menurunkan persamaan PI untuk solution gas drive reservoir, sebagai berikut :

$$PI = \frac{kh (r_e^2 - r_w^2) \int_{P_w}^{P_e} \frac{kr_o}{\alpha_o B_o} dP}{141.294 r_e^2 \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} (r_e^2 - r_w^2) P_e - P_w} \dots \dots \dots (11)$$

Dalam menurunkan persamaan (2-11) tersebut, diterapkan beberapa asumsi, yaitu :

- a. Bentuk reservoir adalah lingkaran dan terbatas (*bounded reservoir*) dan sumur berada tepat ditengah lingkaran.
- b. Media berpori uniform dan isotropis, dan harga sw konstan di setiap titik.

- c. Pengaruh gradien tekanan diabaikan.
- d. Kompresibilitas air dan batuan diabaikan.
- e. Komposisi minyak dan gas konstan.
- f. Tekanan pada fasa minyak dan gas sama.
- g. Kondisi semi-steady state, dimana laju desaturasi minyak sama disetiap titik pada saat tertentu.

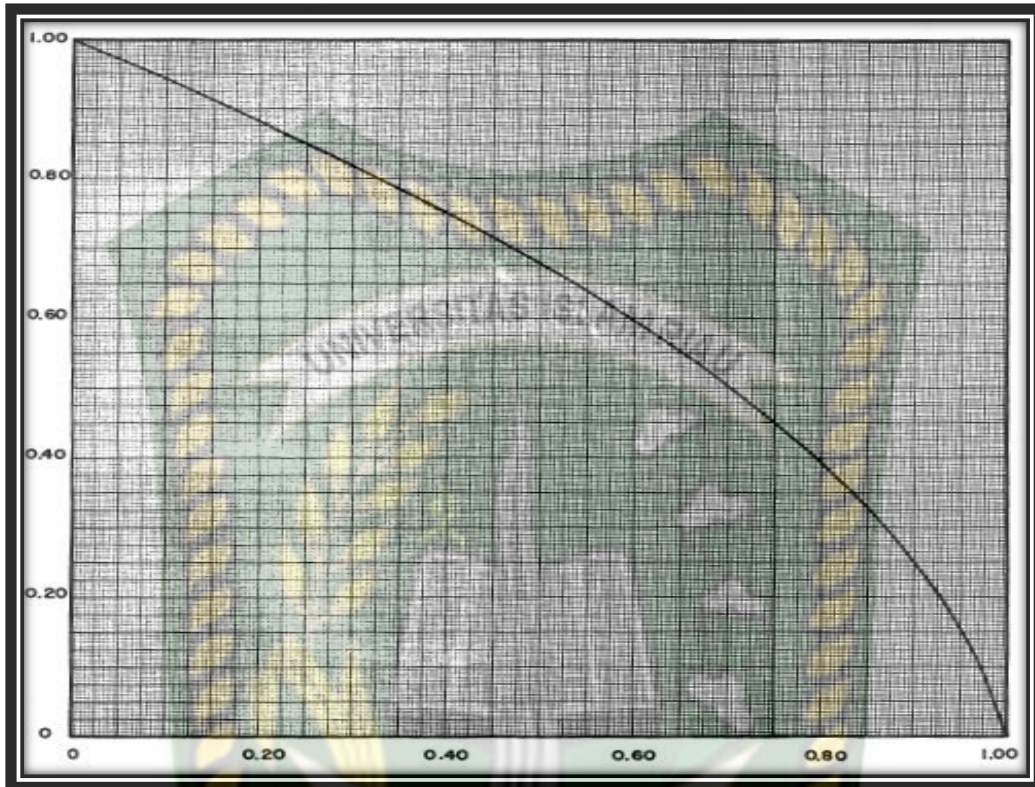
Melihat persamaan tersebut cara pemecahan cukup rumit, sehingga cara Weller ini dianggap tidak praktis. Selanjutnya Vogel mengemukakan suatu cara yang lebih sederhana jika dibanding dengan metode Weller. Dasar pengembangan metode Vogel, adalah persamaan Weller, dimana berdasarkan persamaan tersebut, Vogel membuat grafik IPR untuk :

- a. Beberapa harga recovery kumulatif tertentu
- b. Beberapa harga viskositas minyak tertentu
- c. Beberapa harga permeabilitas relatif dan kondisi – kondisi lain.

Hal yang sama dilakukan Vogel untuk berbagai viskositas minyak yang berbeda, kemudian grafik – grafik tersebut diplot sebagai “*Dimensionless IPR*” dan berdasarkan hasil IPR tak berdimensi tersebut, Vogel membuat grafik dasar IPR yang mewakili semua kondisi yang diamati, dan merupakan peratarataan dari grafik – grafik IPR tak berdimensi yang diperoleh. Untuk tujuan praktis, grafik IPR tak berdimensi dinyatakan dalam bentuk persamaan :

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (12)$$

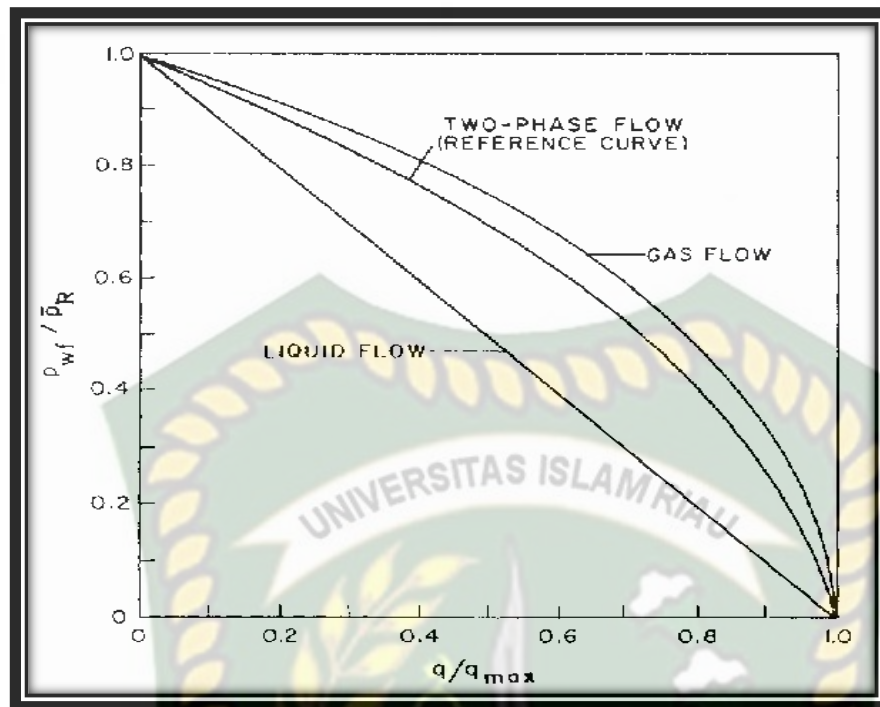
Seberapa jauh ketelitian dari grafik dasar IPR tersebut setelah diuji oleh Vogel, dengan membandingkan IPR hasil perhitungan dengan komputer dan IPR yang dibuat dengan menggunakan Gambar 2.3 atau persamaan (3-12).



Gambar 2. 3 Inflow Performance Relationship Solution Gas Drive Reservoir (Brown, 1997).

Ternyata kesalahan maksimum untuk reservoir yang bersangkutan kurang dari 5% untuk hampir seluruh masa produksi dan meningkat menjadi 20% selama masa terakhir produksi.

Meskipun kesalahan 20% kelihatannya cukup tinggi, tetapi harus kesalahan sebenarnya kurang dari 0,5 bbl/hari. Pada gambar 2.4 menunjukkan perbedaan perhitungan IPR.



Gambar 2. 4 Perbandingan IPR untuk aliran cairan, aliran gas dan aliran dua fasa (Brown, 1977)

Sesuai dengan persamaan Weller yang digunakan untuk solution gas drive reservoir, yang merupakan dasar pengembangan cara Vogel, maka penggunaan cara dasar IPR tersebut, hanya berlaku untuk solution gas drive reservoir saja, selain itu juga hanya berlaku untuk aliran dua fasa (minyak dan gas). Tetapi dalam hal reservoir – partial water drive, dimana terdapat sumur – sumur yang terisolasi dari pembesian air, grafik dasar IPR masih dapat digunakan.

2.5.1. Pembuatan Grafik IPR

Sesuai dengan defenisi, PI maka untuk membuat grafik IPR diperlukan data :

- a. Laju Produksi
- b. Tekanan alir dasar sumur
- c. Tekanan statis

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan data ketiga tersebut dapat dibuat IPR sesuai dengan kondisi aliran fluidanya, baik satu fasa maupun dua fasa

(multifasa). Selanjutnya dalam sub bab ini hanya akan dijelaskan tentang pembuatan grafik IPR untuk aliran multifasa.

Menurut (Musnal, 2011) Laju alir minyak diketahui dari (*swab test*), dan tekanan diketahui dari test tekanan atau dapat juga dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

Nilai Datum perforasi

$$\text{Datum} = \frac{\text{Top perforasi} + \text{bottom Perforasi}}{2} \dots \dots \dots (13)$$

Dimana :

$$G_f = S_{g \text{ mix}} \times 0,433 \dots \dots \dots (14)$$

$$S_{g \text{ mix}} = (WC \times S_{g \text{ water}}) + (1 - WC) \times S_{g \text{ oil}} \dots \dots \dots (15)$$

Maka dari persamaan diatas

$$P_r = (\text{Datum} - \text{SFL}) \times G_f \dots \dots \dots (16)$$

Tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) didapat dengan persmaan sebagai berikut:

$$P_{wf} = (\text{Datum} - \text{WFL}) \times G_f \dots \dots \dots (17)$$

2.6 Perkiraan Adanya Perbaikan Atau Kerusakan Sumur

Perkiraan tersebut dikembangkan oleh Standing berdasarkan hasil penelitian yang menganggap bahwa harga efisiensi aliran sama dengan satu dan tidak memperhitungkan sumur-sumur yang mengalami kerusakan atau perbaikan.

Banyak faktor yang menyebabkan adanya tambahan tahanan terhadap aliran, disebabkan oleh invasi mud filtrasi atau fluida yang digunakan untuk mematikan sumur, pengembangan clay atau shale dan sebagainya.

Penentuan ΔP_{skin} pertama dengan menentukan S (Skin Faktor) dari pressure build up test.

Persamaan standard untuk menentukan skin effect adalah :

$$S = 1.151 \left\{ \frac{P_{1 \text{ jam}} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_o r_w^2} + 3.23 \right\} \dots \dots \dots (18)$$

Harga S tersebut menunjukkan keadaan lapisan atau sumur yaitu sebagai berikut :

$S = +$ (positif), menyatakan adanya kerusakan

$S = 0$, menyatakan $K_e = K_a$

$S = -$ (negatif), menyatakan adanya perbaikan dan untuk harga -3 sampai -5 biasanya ditemui untuk fractured reservoir.

Harga ΔP_{skin} dihitung dengan persamaan :

$$\Delta P_{skin} = 0.87Sm$$

Dimana :

S = Skin Faktor

m = Kemiringan dari pada bagian yang linier dari grafik pressure Build Up dan ditentukan dengan persamaan :

$$m = \frac{162.5q_o\mu_oB_o}{k_o h} \dots\dots\dots(19)$$

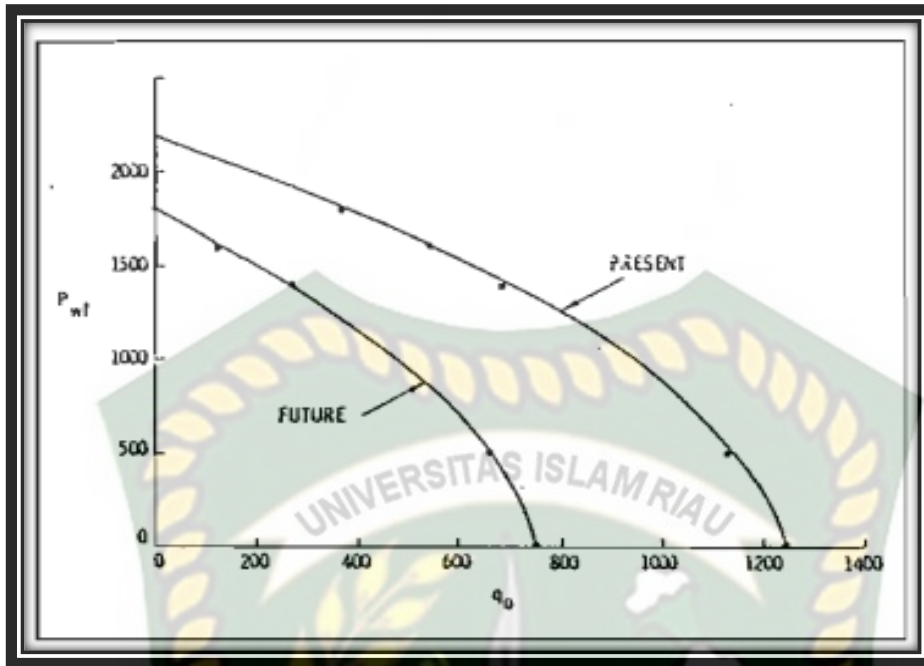
Dengan demikian ΔP_{skin} dapat ditentukan dan FE dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots(20)$$

2.7 Peramalan Kurva IPR Untuk Masa Yang Akan Datang (Future)

Sesuai dengan waktu produksi, maka bentuk grafik IPR akan mengalami perubahan yaitu menjadi lebih kecil, perubahan tersebut disebabkan oleh :

1. Penurunan tekanan statis
2. Peningkatan jumlah gas yang terbebaskan
3. Perubahan saturasi hidrokarbon dalam pori-pori



Gambar 2. 5 Kurva IPR Present dan Future (Beggs, 1991)

Untuk keperluan analisa terhadap perubahan kelakuan suatu sumur, peramalan kurva IPR sangat penting untuk menentukan laju produksi diwaktu yang akan datang, baik pada sumur dengan pengangkatan alami (natural flow) maupun dengan menggunakan system pengangkatan buatan (artificial lift). Kurva IPR ini juga mewakili pengertian dari penentuan performance suatu sumur saat sumur diletakkan pada artificial lift. Kurva IPR juga penting untuk melihat dan membandingkan produksi laju alir (rate) dengan metode artificial lift.

Untuk waktu yang akan datang, kondisi aliran dua fasa, kondisi aliran dua fasa semi mantap dan anggapan :

- Tidak ada aliran dibatas reservoir
- Jari-jari pengurasan tetap
- Faktor skin tetap

Dalam menentukan kurva IPR waktu yang akan datang digunakan atau mengikuti kurva IPR di waktu sekarang dengan persamaan berikut :

$$\frac{q}{(q_{maks})} = \frac{P_1 + P_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) + P_5 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2}{1 + P_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) + P_4 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2} \dots\dots\dots (21)$$

(Metode IPR *Standing*)

$$\frac{q}{(q_{maks})} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2 \dots\dots\dots(22)$$

Syarat : $P_s < P_b$

Dari persamaan kurva IPR di waktu sekarang variable utama yang berubah terhadap waktu adalah P_s . Perubahan P_s dapat diperkirakan melalui :

- Plot P_s dan N_p (produksi kumulatif)
- Dari perhitungan material balance
- Simulasi reservoir, tetapi menghabiskan biaya yang banyak dan data-data yang diperlukan banyak.

2.8 Metoda Standing

(Standing M.D, 1970)Metoda Standing memodifikasi dari persamaan Vogel, untuk sumur yang mengalami kerusakan, maka terjadi tambahan kehilangan secara skematik. Bentuk kurva IPR hampir lurus untuk $FE < 1$ dan aliran 2 fasa. Tekanan alir dasar sumur ideal, P_{wf} tidak di pengaruhi oleh adanya faktor skin = 0, sedangkan P_{wf}' adalah tekanan dasar sumur sebenarnya yang dipengaruhi oleh faktor skin. Hubungan anatara kedua tekanan alir sumur :

$$P_{wf}' = P_r - (P_r - p_{wf})FE$$

Rumus metode standing:

$$\frac{q}{(q_{maks})} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2$$

Ket:

FE = Flow efisiensi/ efisiensi aliran

P_r/P_s = Tekanan statik, P_s

Kelemahan metode Standing yang menghasilkan kurva IPR :

- Hampir lurus, untuk $FE < 1$, meskipun kondisi aliran 2 fasa

- Berlawanan dengan pengertian kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur

Kelemahan metode di atas disebabkan dari penggabungan 2 metode yang berbeda yaitu dari Vogel yang berlaku untuk 1 fasa dan Standing yang berlaku untuk 2 fasa.

2.9 Metode Harrison

Menurut (Brown, 1984), Metode Harrison memodifikasi dari persamaan Standing karena flow efisiensinya sangat kecil atau FE positif besar (pwf negatif) yang menghasilkan bentuk IPR yang tidak semestinya. Metode Harrison memiliki aliran 2 fasa yang dipengaruhi skin

$$\frac{q}{(q_{maks})} = 1,2 - 0,2e^{1,792 \left(\frac{p_{wf}}{P_s} \right)}$$

Ket :

q = Laju alir, STB/d

q_{maks} = Laju alir maksimal, STB/d

p_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, Psi

P_s/P_r = Tekanan statik, Psi

2.10 Metode Fetkovich

Metode Fetkovich dikembangkan berdasarkan konsep Productivity Index (PI) dalam mendeskripsikan water influx dari aquifer ke reservoir, sehingga laju water influx dapat dikatakan berbanding lurus terhadap perbedaan tekanan rata-rata aquifer dengan tekanan pada batas aquifer dengan reservoir (Oktokilian, 2008).

Metode Fetkovich dipengaruhi oleh faktor turbulensi dan skin. Fetkovich menganalisa hasil uji back-pressure yang dilakukan di sumur minyak yang memproduksi dari berbagai kondisi di reservoir. Dari analisa ini disimpulkan bahwa kurva back-pressure di sumur minyak mengikuti kurva back-pressure yang

dilakukan di sumur gas yaitu plot antara q_o terhadap $(p_s^2 - p_w f^2)$ pada kertas grafik log-log memberikan kurva yang linier. Dengan demikian seperti halnya sumur gas, grafik IPR sumur minyak dari uji back-pressure dapat dinyatakan:

$$Q_o = C \times (P_r^2 - P_w f^2)^n$$

Ket:

Q = Laju alir, STB/d

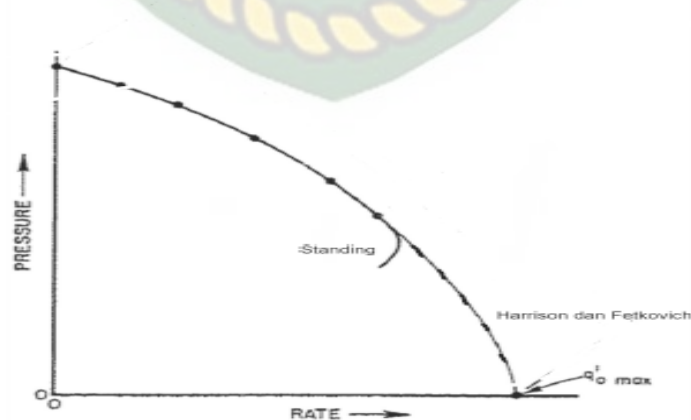
C = konstanta

J = Produktivitas index, bbl/d/psi

n = 1/ kemiringan

Harga n menunjukkan faktor turbulensi. Apabila harga n mendekati satu, berarti tidak terjadi turbulensi. Sedangkan untuk harga n yang lebih kecil dari 1, minimum 0,5 terjadi turbulensi. Makin kecil harga n maka makin besar turbulensi (Fetkovich, 1973).

Setelah membuat kurva IPR standing dengan menggunakan metode Horison kemudian dilanjutkan dengan menggunakan metode fetkovich. Kurva IPR standing metode Fetkovich di dapat dari garis perpotongan IPR standing dan metode horison. Maka didapat modifikasi kurva IPR standing dengan menggunakan metode horison dan fetkovich.



Gambar 2. 6 Modifikasi kurva IPR standing dengan Harrison dan fetkovich

Penelitian terdahulu, Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri. Sumur x ini memiliki kedalaman 6000 ft. Untuk mengetahui kurva IPR nya dengan metode *Standing* pada tahun 2017 (Musnal, 2017).

Penerapan metode *Harrison*, Sumur DIA-13 Lapangan Athena pada tahun 2020 (Olivia, 2020). Penerapan metode *Fetkovich*, Data lapangan dari tesis milik Nurhidayat pada tahun 2006 (Oktokilian, 2008). Penelitian berikutnya, penggunaan metode Fetkovich digunakan dalam kasus pengembangan peramalan kurva IPR dua fasa secara analitis 2001 (Pudjo, 2001).



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode *Research* dimana data yang dipergunakan adalah data sekunder yang akan didapatkan dari perusahaan akan dilakukan perhitungan dengan menggunakan metode Harrison dan Fetkovich. Hasil perhitungan tersebut akan di buat kurva IPR Standing flow efisiensi kecil, metode Harrison dan Fetkovich. Berdasarkan data lapangan y sumur x, Dari kurva tersebut bisa di lihat berapa laju alir nya dengan menggunakan metode Horrison dan Fetkovich. Berikut metodologi dalam penelitian tugas akhir ini:

1. Mengumpulkan data yang berhubungan dengan Modifikasi kurva IPR Standing, Metoda Harrison dan Fetkovich berupa *paper*, jurnal, dan hasil penelitian terdahulu yang mendukung pada hasil penelitian ini.
2. Mengumpulkan data-data untuk modifikasi kurva IPR, seperti data produksi sumur dan data fluida reservoir:

Tabel 3. 1 Data produksi

Parameter	Satuan
Laju Produksi Fluida	BFPD
Laju Produksi Minyak	BOPD
Water Cut	%
Static Fluida Level (SFL)	Ft
Working Fluida Level (WFL)	Ft

Tabel 3. 2 Data fluida reservoir

Parameter	Satuan
FE	
Permeabilitas (K)	MD
Jari-jari Pengurasan (re)	ft
Jari-jari sumur (re)	ft
Ketebalan formasi (h)	ft
Tekanan Reservoir (Pr/Ps)	Psia
μ_0	Cp
Sg minyak	
Sg Air	

3. Mengolah data dengan studi kasus yang terjadi dilapangan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut :

$$P_{wf}' = Pr - (Pr - p_{wf})FE \quad (1)$$

$$\frac{q}{(q_{maks})} = 1,2 - 0,2e^{1,792 \left(\frac{p_{wf}}{Pr} \right)} \quad (2)$$

$$n = \frac{\log() - \log Q}{\log() - \log Q} \quad (3)$$

$$C = \frac{Q_0}{(Pr^2 - P_{wf}^2)} \quad (4)$$

$$Q_o = C x (Pr^2 - P_{wf}^2)^n \quad (5)$$

4. Menarik suatu kesimpulan dari hasil penelitian ini.

3.2 Flow Chart



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

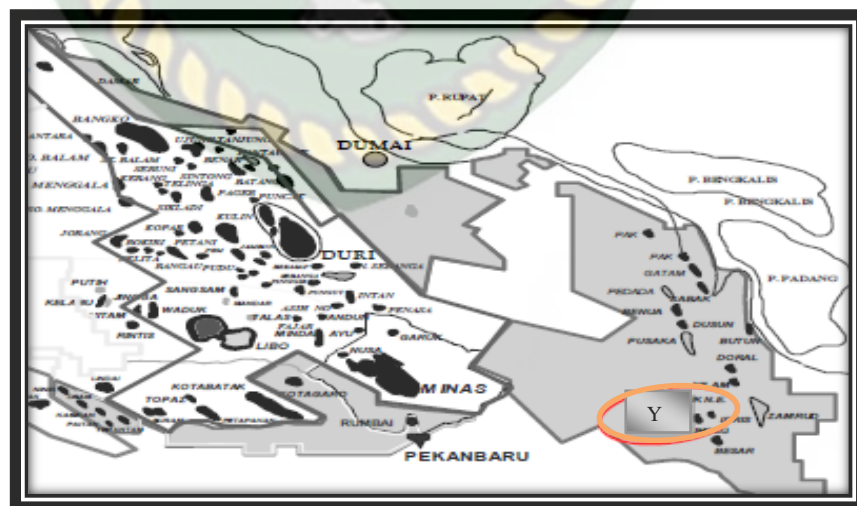
3.3 Tempat Penelitian

Tempat pelaksanaan Tugas Akhir adalah di BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu terletak di Kabupaten Siak, Riau. Terdapat 26 lapangan produksi dan terbagi dalam 3 area, yakni Zamrud Area, Pedada Area, dan *West Area* wilayah kerja. Yang disesuaikan dengan materi yang akan diperoleh nantinya.

3.4 Studi Lapangan

1. Sejarah Umum Lapangan Y

Lapangan Y adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh BOB PT. BSP-Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (*production sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB. PT Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau. Dulunya lapangan ini dikelola oleh PT CPI (2002). Lapangan ini bagian dari termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1982 yang mempunyai 2 formasi reservoir. Lapangan Y memulai diproduksi pada tahun 1989 dan memiliki 9 sumur produksi (BOB PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu, 2007).



Gambar 3. 2 Lokasi Lapangan Y

2. Stratigrafi Cekungan Sumatera

Menurut Mertosono dan Nayoan, 1974 (Heidrick and Aulia, 1993) unit Stratigrafi Tersier regional Cekungan Sumatra Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari Kala Paleogen sampai Kuartar. Kelima kelompok tersebut yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas. Untuk lapangan Alastor, terdiri dari Kelompok Sihapas yaitu Formasi Bekasap dan Formasi Bangko.

a. Formasi Bekasap

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko pada lingkungan *estuarine intertidal*, *inner-neritic* sampai *middle/outer neritic* (Dawson, et.al, 1997) dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. Litologi penyusunnya adalah batu pasir *glaukonitan* di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

b. Formasi Bangko

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur N5 atau *Miosen* Awal. Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah *open marine shelf* dipengaruhi oleh *intertidal* dan laut. Litologinya berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan Batupasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 300 ft.

Formasi Telisa, Formasi Bekasap dan Duri secara lateral dan vertical berubah menjadi batu lempung laut dari formasi Telisa yang terbentuk pada lingkungan neritic luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatra tengah. Formasi telisa merupakan suatu batuan penutup (*sealing*) regional bagi kelompok sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 feet. Formasi Telisa berumur Miosen Awal – Miosen Tengah (NN4-NN5). Batu pasir dalam formasi Telisa merupakan reservoir yang potensial dan telah diproduksi melalui

lapangan Bulu south, beruk Northeast, kotabatak dan Minas. Formasi tebal dan homogen(Siki DBurara ITriwibowo B, 2016).

3. Kondisi Geologi Lapangan

Dari sejarah geologi dan struktur bumi lapangan minyak Y berada Cekungan Sumatera Tengah. Disebelah barat daya cekungan tidak simetris dibatasi oleh sesar serta singkapan batuan pra-tersier yang terangkat sepanjang kaki pengunungan Bukit Barisan. Disebelah timur laut dibatasi oleh ketinggian lempung dan suatu dataran tinggi yang terletak sejajar dengan pantai timur Sumatera sedangkan sebelah utara dan barat laut dibatasi oleh tinggian Asahan, disebelah barat laut Pekanbaru cekungan ini dibatasi oleh batuan pra-tersier.

4. Karakteristik Lapangan

Reservoir lapangan Y termasuk kedalam Formasi Bekasap yang terjebak pada perangkap *faulted anticlinal structure*. Reservoir ini memiliki tenaga pendorong alamiah *water drive (strong water drive)* dengan *recovery factor (RF)* mencapai 36.8%. Setiap reservoir yang ada memiliki sifat-sifat yang berbeda. Hal ini tergantung kepada temperatur dan tekanan saat terbentuk hidrokarbon tersebut.

3.5 Rencana Pelaksanaan Penelitian

Tabel 3. 3 Rencana Pelaksanaan Penelitian

NO	Uraian Kegiatan	Agustus				September				Oktober			
		Minggu Ke											
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Seminar Proposal												
3	Penelitian Lapangan												
4	Pengumpulan dan Pengolahan Data												
5	Penyusunan TA												
6	Prsentasi TA												

BAB IV

PEMBAHASAN DAN HASIL

Lapangan Y memiliki sumur X yang memiliki *water cut* 76% Lapangan Y memiliki sumur X yang memiliki *water cut* 76%. Sumur X, lapangan Y merupakan sumur yang memiliki *water cut* yang cukup tinggi. Hal ini bias di lihat dari data produksi yang ada. Hal ini menunjukkan bahwasanya sumur X lapangan Y memproduksi bukan hanya minyak saja, melainkan juga ada jumlah air yg cukup banyak yang ikut bersamaan dengan minyak. Lapangan Y memiliki formasi yang tebal serta homogen, hal ini bisa dilihat dari bab 3 hal 25.

Sebelum mengolah data untuk membuat grafik IPR yang akan dianalisa, diperlukan data-data yang mendukung. Data itu antara lain data sumur dan data fluida reservoir pada sumur yang akan dianalisa. Data produksi sumur dan data fluida reservoir sumur tersebut diolah untuk mengetahui laju aliran produksi minyak(Q_o) sumur pada setiap penurunan tekanan dasar (P_{wf}). Untuk mengetahui dan mendapatkan nilai(Q_o) sumur tersebut pada setiap penurunan pada tiap P_{wf} , pada masa sekarang(Present) dan akan datang (future), peneliti menggunakan IPR metode *Harrison* dan *Fetkovich*.

Setelah nilai lajur alir produksi nilai(Q_o) sumuer pada setiap penurunan tekanan dasar (P_{wf}) di dapat dari metode *Harrison* dan *Fetkovich* plot nilai nya akan didapat grafik IPR masa sekarang dan masa yang akan datang. Dari grafik ini bisa dilihat dan melakukan analisa dari produksi minyak sumur X lapangan Y, serta penerapan IPR Metode *Harrison* dan *fetkovich* di sumur X ini...

Di dalam perhitungan yang dilakukan, data yang digunakan 1 sumur kajian, adalah sumur X lapangan Y. Adapun pemilihan sumur ini berdasarkan berdasarkan formasi yang tebal dan homogen cocok menggunakan metode *Harrison* dan *Fetkovich*, nilai *water cut* serta nilai tekanan reservoir (P_r) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}). Dimana tekanan reservoir (P_r) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}) didapat dari hasil well test maupun dari hasil perhitungan yang

dilakukan dengan menggunakan dari hasil swab test yang telah dilakukan pada sumur X lapangan Y, yang akan dipaparkan sebagai berikut:

4.1 Data Lapangan Y

Sebelum melakukan pengolahan data, diperlukan beberapa persiapan di data. Data-data yang diperlukan yaitu hasil data produksi dan hasil data fluida reservoir. Data-data itu akan diproses dan di hitung.

4.1.1 Data Produksi

Data produksi di dapat dari hasil uji produksi sumur yang dilakukan di setiap hari nya. Tabel 4.1 menunjukkan data produksi di lapangan Y

Tabel 4. 1 Data produksi sumur X di lapangan Y

No	DATA	SUMUR X	SATUAN
1	Laju Produksi Fluida	145	BFPD
2	Laju Produksi Minyak	120	BOPD
3	Statik Fluid Level	121	FT
4	Working Fluid Level	1304	FT
5	Mid. Perforasi	1579	FT
6	Water cut	76	%

Dilihat dari data produksi sumur X lapangan Y yang didapat dari hasil sonolog di dapat Laju alir fluida (Q_f) sebesar 145 BFPD, Laju alir minyak (Q_o) sebesar 120 BOPD dengan water cut 76% dilihat dari water cut nya sumur X ini tergolong sumur cukup tua dan produksi air nya besar. Adapun Statik fluid level(SFL) berada di kedalaman 121 ft, Working fluid level (WFL) berada di kedalaman 1579 ft yang diperoleh dari hasil swab test. Diketahui sumur X produksi air nya cukup besar dan terjadi penurunan produksi seiring berjalannya waktu produksi.

4.1.2 Data Fluida

Data fluida yang di gunakan merupakan sifat fisik fluida saat produksi berlangsung sebagai berikut :

Tabel 4. 2 Data Fluida sumur X di lapangan Y

No	Data	Sumur X	Satuan
1	Permeabilitas (K)	65.12	MD
2	Minyak kontak (OC)	1678	Ft
3	Jari-jari pengurasan (re)	350	Ft
4	Jari-jari sumur (rw)	0.26	Ft
5	FE	0.28	
6	Sg minyak	0.83	
7	Sg air	1.02	

Dilihat dari data fluida komposisi nya diperoleh minyak kontak 1678 Ft, jari- jari pengurasan 0.26 ft, FE 0.28 , SG minyak 0.83 , Sg water 1.02. Buat menghitung lajur alir minyak peneliti menggunakan metode Harrison dan Fetkovich.

Tabel 4. 3 Data yang digunakan di perhitungan metode *Harrison* dan *Fetkovich* untuk sumur X

Data			
Parameter	Present	Future	Satuan
Pr	612.4	412	Psi
μ_o	2.4	3.7	Cp
Bo	1.078	1.041	RB/STB
Kro	0.68	0.56	MD

Dilihat dari data diatas diperoleh tekanan reservoir (Pr) masa sekarang sebesar 612,4 dan tekanan reservoir (Pr) masa akan datang sebesar 412, dimana sejalan dengan berjalan nya waktu produksi sumur maka tekanan akan mengalami penurunan bisa di lihat dari **Gambar 4.1** Grafik tekanan vs Time. Viscositas masa sekarang sebesar 2.4 dan viscos masa akan datang sebesar 3.7, dengan turun nya tkanan maka akan naik vicos minyak. Faktor volume formasi (Bo) sebesar 1.078

dan factor volume formasi masa akan datang sebesar 1.041, nilai factor volume formasi akan mengecil seiring dengan penurunan tekanan. Permeable relative minyak (Kro) sebesar 0.68 dan (Kro) masa akan datang 0.56, nilai kro akan menurun seiring dengan penurunan tekanan.



Gambar 4. 1 Grafik tekanan vs Time di sumur X

Gambar 4.1 memperlihatkan penurunan tekanan terhadap time (waktu). Ini membuktikan tekanan dapat menurun seiring dengan berjalannya waktu produksi minyak. Tekanan ini sangat perlu di perhatikan karena tekanan sangat berpengaruh terhadap peningkatan produksi, pendorong minyak dan efisiensi waktu produksi. Oleh karena itu tekanan reservoir harus di perhatikan secara cermat dan berkala.

4.2 Hasil Perhitungan Qo Masa Sekarang Dan Masa Akan Datang Di Sumur X Lapangan Y

Perhitungan Q_o masa sekarang dan masa akan datang menggunakan metode Harrison dan Fetkovich di sumur produksi X dengan berbagai tekanan P_{wf} asumsi seperti pada **LAMPIRAN II**. Berdasar perhitungan Harrison maka didapat hasil perhitungan seperti yang ditunjukkan pada **Tabel 4.4** sebagai berikut :

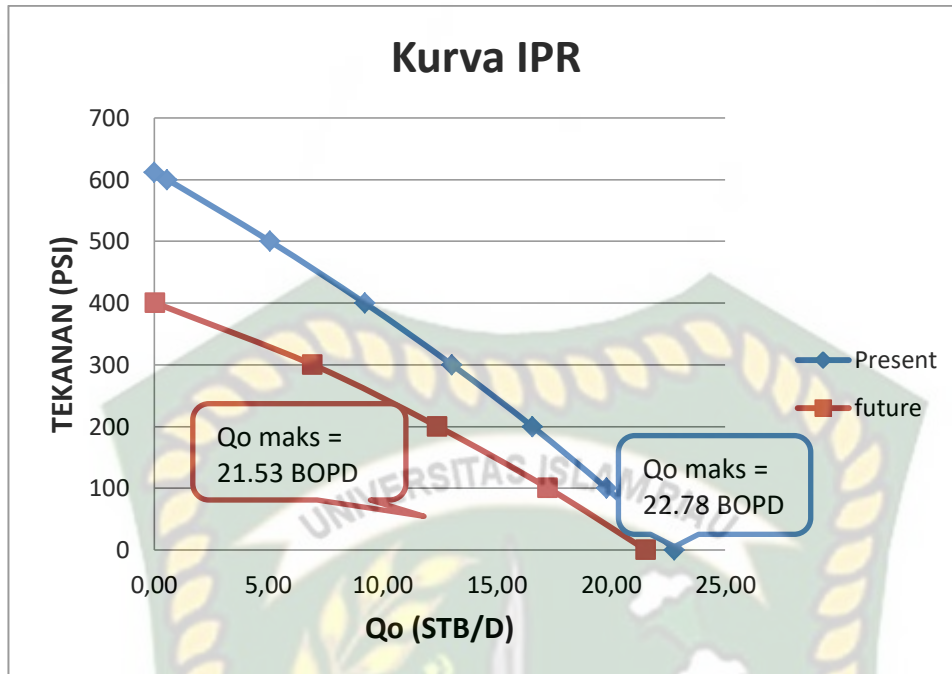
Tabel 4. 4 Hasil perhitungan menggunakan metode Harrison untuk membuat kurva IPR sumur X

Metode Harrison dan Fetkovich			
Pwf (Psi)		Qo(BOPD), FE ; 0.28	Qo(BOPD), FE ; 0.28
		Masa sekarang	Masa yang akan datang
	0	22.78	21.53
	100	19.80	17.25
	200	16.55	12.41
	300	13.04	6.95
411	400	9.22	0.05
	500	5.07	-
	600	0.58	-
	612	0.00	-

Pada **Tabel 4.4** terlihat bahwa hasil perhitungan lajur air minyak sekarang Qo Present di beberapa Pwf asumsi didapatkan dengan tekanan reservoir sebesar 612,4 Psi mak diperoleh laju alir minyak Qo maks masa sekrang sebesar 22.78 BOPD. Perhitungan lajur alir minyak Qo maks masa yang akan dtang pada beberapa pwf asumsi didapat dengan tekanan reservoir sebesar 412 psi, maka diperoleh laju alir maks sebesar 21.53 BOPD.

4.3 Analisis Kurva IPR Pada Sumur X Lapangan Y

Plot nilai Qo sumbu x dan tekanan Pwf pada sumbu Y maka didapatkan grafik IPR masa sekarang dan masa akan datang dilakukan dengan perhitungan pada **Gambar 4.2**



Gambar 4. 2 Kurva IPR masa sekarang dan masa yang akan datang pada sumur X

IPR atau *inflow performance relationship* sangat perlu dan penting dianalisa untuk melihat perilaku alir fluida dari reservoir menuju permukaan atau *surface* sumur. Gradik ini menggambarkan hubungan antara tekanan alir dasar sumur well (P_{wf}) terhadap laju aliran produksi (Q_o). Metode yang digunakan peneliti dalam hal ini metod *Harrison*. Pada sumur X memiliki nilai FE sebesar 0.28 dan memiliki (formasi tebal dan homogen), maka dapat digunakan metod *Harrison* dan *fetkovich*.

Pada **Gambar 4.2** ini menunjukkan hasil plot antara tekanan P_{wf} terhadap q minyak. Grafik IPR 2 fasa dan grafik ini menurun akibat ada nya tekanan gas yang terlarut berkurang atau terlepas. Dapat diketahui penurunan q masa sekarang dan masa akan datang dari kurva **Gambar 4.2** diketahui penurunan produksi dari q maks 22.78 BOPD menjadu 21.53 BOPD, factor penurunan penurunan produksi di sebabkan karna rendah nya tekanan reservoir seiring berjalannya waktu produksi di sumur X dan disebabkan perbedaan sifat fisik fluida pada sumur X awal produksi dan seiring dengan berjalan nya waktu.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan analisa hasil dan pembahasan yang telah dilakukan pada Bab sebelumnya dapat disimpulkan bahwa :

1. Hasil dari perhitungan dengan menggunakan metode *Harrison* dan *Fetkovich* di sumur X kurva IPR memiliki laju alir produksi maks masa sekarang 22.78 BOPD, sedangkan IPR lajur alir produksi masa yang akan datang sebesar 21.53 BOPD.
2. Berdasar hasil analisa Kurva IPR masa sekarang dan masa akan datang, bertambah nya masa waktu umur produksi akan mengalami penurunan produksi dibandingkan pada saat awal sumur itu di produksi. maka nilai produksi yang diperoleh masa sekarang tidak akan sama dengan nilai yang diperoleh beberapa tahun yang akan datang, semua itu mengalami penurunan.

5.2. SARAN

Saran penulis untuk peneliti selanjutnya yang ingin melanjutkan tugas akhir ini adalah agar melakukan peramalan dengan metode yang lain nya seperti metode pujo soekarno, metode couto, metode vogel dan metode lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Allika, P., & Utoyo. (2015). *Perbandingan Keekonomian Antara Desain Ulang Electric Submersible Pump (ESP) Dan Penggunaan Sucker Rod Pump (SRP) Di Sumur ALK-20 Lapangan-X.*
- Aris Buntoro. (2007). *Penerapan Metoda Wiggins Untuk Perhitungan Potensi Sumur Dengan Water Cut Tinggi Di Lapangan Tanjung.*
- BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu. (2007). *Sejarah lapangan dan letak geografis.*
- Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial lift, Vol 1*
- Brown, K. E. (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods Vol 4.*
- Desma. (2018). *Investigasi Critical Parameter untuk meningkatkan produksi sumur gas lift menggunakan prosper modelling pada lapangan "A".*
- Fetkovich, M. J. (1973). *Decline Curve Analysis Using Type Curves.*
- Heidrick and Aulia. (1993). *A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. Indonesia Petroleum Assosiation, Proceeding 22th Annual Convention.*
- Jahanbani, A. (2009). *Determination of Inflow Performance Relationship (IPR) by Well Testing.*
- Marpaung. (2015). *Optimasi Penggunaan Electric Submersible Pump Pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y Berikut Rincian Merode Pemasangannya. Seminar Nasional Cendekiawa.*
- Muskat, M. (1945). *The production histories of oil producing gas-drive reservoirs. Journal of Applied Physics.*
- Musnal, A. (2010). *Perhitungan Laju Alir Minyak Setiap Lapisan pada Sumur Commingle.*
- Musnal, A. (2011). *Perhitungan Laju Alir Minyak Setiap Lapisan pada Sumur*

Commingle.

- Musnal, A. (2014). *Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan.*
- Musnal, A. (2017). *Optimasi Gas Injeksi Pada Sembur Buatan Gas Lift Untuk Meningkatkan Besarnya Laju Produksi Minyak Maksimum Dan Evaluasi penghentian Kegiatan Gas Lift, Pada Lapangan Libo PT. Chevron Pacific Indonesia Duri.*
- Oktokilian, R. (2008). *Peramalan kurva ipr untuk sumur minyak pada reservoir.*
- Olivia, D. (2020). *Evaluasi Hasil Hydraulic Fracturing Pada Formasi Batupasir Berpermeabilitas Rendah Sumur Dia-13 Lapangan Athena.*
- Pudjo, S. (2001). *Pengembangan peramalan kurva ipr dua fasa secara analitis.*
- Samosir, F. D. (2008). *Kurva IPR Sumur Multi-Lateral pada Reservoir Bertenaga Dorong Gas Terlarut.*
- Siki DBurara ITriwibowo B. (2016). *Evaluasi Lapisan Batupasir B Formasi Bekasap Lapangan Tri Untuk Menentukan Sumur Infill.*
- Standing M.D. (1970). *Inflow Performance Relationships for damaged Wells Producing by solutions gas drive.*
- Widartono. (1998). *Diklat Kuliah Teknik Produksi Lanjut”, Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jakarta.*