

**MENGHITUNG BESARNYA LAJU ALIR OPTIMUM UNTUK
BERBAGAI JUMLAH *SHOT PER FOOT (SPF)* PERFORASI PADA
SUMUR X1, X2 PADA LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

NURUL HIDAYAD TULLAH

143210249



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya ucapkan kepada Allah SWT atas berkat rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat diberikan kesempatan untuk menyelesaikan tugas yang merupakan syarat terakhir untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik, Program Studi Perminyakan, Universitas Islam Riau. Banyak pihak yang membantu penulis dalam bentuk pengetahuan, materil, maupun moral penulis dalam penyelesaian Tugas Akhir ini. Oleh sebab itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Ir. Ali Musnal, M.T. dan Ibu Fitrianti S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan arahan maupun masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku Ketua Prodi dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku sekretaris prodi serta dosen-dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan.
3. Kedua orang tua saya yang tercinta Khaidir dan Sudarni, S.Pd. kakak saya Fitri Mariani, A. Md. Kep. dan adik saya Try Hadira Mutia yang selalu memberikan doa dan dukungan baik berupa moril dan materil.
4. Meryannav Sabilah (*soon* S.Pd.) yang terkasih yang telah mendampingi, memberi masukan dan motivasi serta turut langsung membantu dalam menyusun Tugas Akhir ini.
5. PT. BOB Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan memperoleh data yang diperlukan pada Tugas Akhir ini.
6. Dan teman saya Asman dan Rizky yang telah meluangkan waktunya untuk membantu saya belajar juga dalam menyusun Tugas Akhir ini.

Teriring doa semoga Allah SWT memberi balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Desember 2021

Nurul Hidayad Tullah

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR SIMBOL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
ABSTRAK.....	xi
ABSTRACT.....	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
1.5 Metodologi Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Teknik Perforasi	6
2.1.1 Perforasi <i>Overbalance</i>	6
2.1.2 Perforasi <i>Underbalance</i>	6
2.2 Penentuan Interval Perforasi	8
2.3 Jenis Perforator.....	8
2.3.1 Bullet (Gun) Perforator.....	8
2.3.2 Jet Perforator	11
2.4 Kurva <i>IPR</i>	12
2.4.1 <i>Productivity Index (PI)</i>	13
2.4.2 Kurva <i>IPR</i> Satu Fasa.....	14
2.4.3 Kurva <i>IPR</i> Dua Fasa	15
2.5 Analisa Sistem Nodal Untuk Sumur Minyak.....	17
2.5.1 Perhitungan Kehilangan Tekanan Pada Lubang Perforasi.....	24
2.6 <i>State Of The Art</i>	25
BAB III TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....	27
3.1 Letak Geografis dan Sejarah Area BOB	27

3.2	Sejarah Pedada.....	30
3.3	Stratigrafi Cekungan Sumatra	30
3.3.1	Formasi Bekasap	31
3.3.2	Formasi Bangko.....	31
3.4	Kondisi Geologi Lapangan Pedada	31
3.5	Karakteristik Lapangan Pedada.....	31
3.5.1	Lingkungan Pengendapan.....	32
3.5.2	Karakteristik Fluida	32
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		33
4.1	Perhitungan Kurva <i>IPR</i> Sumur X1, X2.....	33
4.1.1	Data Sumur X1	33
4.1.2	Data Sumur X2.....	36
4.2	Analisa Jumlah <i>Shoot Per Foot (SPF)</i> Perforasi.....	39
4.2.1	Perhitungan Kehilangan Tekanan pada Lubang Perforasi.....	40
4.2.2	Kurva Analisa Sistem Nodal	45
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		47
5.1	Kesimpulan.....	47
5.2	Saran	47
DAFTAR PUSTAKA		48
LAMPIRAN		51

DAFTAR TABEL

Tabel		Halaman
3.1	Karakteristik Fluida Lapangan Pedada.....	30
4.1	Data Lapangan Sumur X1.....	32
4.2	Hasil Perhitungan Pwf.....	33
4.3	Data Lapangan Sumur X2.....	34
4.4	Hasil Perhitungan Pwf.....	36
4.5	Kehilangan Tekanan Setiap Perforasi.....	40
4.6	Kehilangan Tekanan Setiap Perforasi.....	42



DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1.1 Diagram Alir Penelitian	4
2.1 Metode Perforasi <i>Overbalance</i>	6
2.2 Metode Perforasi <i>Underbalance</i>	6
2.3 Bentuk Irisan Melintang Suatu Gun Perforator	8
2.4 Proses Perforasi dengan Gun Perforator	9
2.5 Proses Perforasi dengan Jet Perforator	10
2.6 Kurva <i>IPR</i> Satu Fasa	14
2.7 Kurva <i>IPR</i> Dua Fasa	15
2.8 Sistem Sumur Secara Keseluruhan	19
2.9 Kehilangan Tekanan dalam Sistem Korelasi	20
2.10 Lokasi Berbagai Node pada Sistem Produksi	22
2.11 Arah Perhitungan Analisa Nodal di Dasar Sumur	23
2.12 Plot Kurva <i>IPR</i> dan Kurva <i>Tubing Intake</i>	23
4.1 <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur X1	34
4.2 <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur X2	36
4.3 Kurva Analisa Sistem Nodal Sumur X1	43
4.4 Kurva Analisa Sistem Nodal Sumur X2	44

DAFTAR SIMBOL

P_{wf}	= Tekanan didasar sumur, Psi
P_{wfs}	= Tekanan dasar sumur di <i>sandface</i> ,Psi
ΔP	= Perubahan tekanan, Psi
P_r	= Tekanan reservoir,Psi
P_{wh}	= Tekanan dikepala sumur, Psi
h	= Tebal formasi produksi, ft
μ_o	= Viscositas minyak,cp
ρ	= Densitas minyak, API
β	= Faktor turbulensi
K_c	= Permeabilitas zone terkompaksi, md
P_b	= Tekanan <i>bubble point</i> , Psi
Q	= Laju alir,Bpd
ΔP	= Kehilangan tekanan, Psi
k	= Permeabilitas formasi, md
r_e	= Radius pengurasan, ft
GOR	= Perbandingan gas minyak, scf/stb
D	= Kedalaman Sumur, ft
B_o	= Faktor volume formasi
R_w	= Jari - jari lubang sumur, ft
r_c	= Jari – jari zone terkompaksi, ft
r_p	= Jari – jari lubang perforasi, ft
L_p	= Panjang lubang perforasi, ft
C	= Koefisien aliran laminar
D	= Koefisien aliran turbulen
T	= Temperatur
SG_o	= Spesifik gravity minyak

DAFTAR SINGKATAN

<i>PI</i>	= <i>Produktivity Indeks</i>
<i>Qmax</i>	= Laju produksi maksimum
<i>IPR</i>	= <i>Inflow performance relationship</i>
<i>SPF</i>	= <i>shoot perfoot</i>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Hasil Perhitungan *Inflow Performance Relationship (IPR)*
LAMPIRAN II Perhitungan Kehilangan Tekanan Pada Lubang Perforasi



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ABSTRAK
MENGHITUNG BESARNYA LAJU ALIR OPTIMUM UNTUK
BERBAGAI JUMLAH *SHOT PER FOOT (SPF)* PERFORASI
PADA SUMUR X1, X2 PADA LAPANGAN Y

NURUL HIDAYAD TULLAH

143210249

ABSTRAK

Salah satu penyebab tidak tercapainya target produksi pada suatu sumur minyak adalah adanya kesalahan dalam pemilihan jumlah *Shot Per Foot (SPF)* perforasi. Salah satu cara agar target produksi yang diharapkan dapat terpenuhi adalah dengan menggunakan jumlah *Shot Per Foot (SPF)* perforasi yang disesuaikan dengan kemampuan laju produksi optimal suatu sumur. Untuk mengetahui kesesuaian dalam memilih jumlah *Shot Per Foot (SPF)* perforasi yang tepat maka dilakukan analisa dengan menggunakan perhitungan kurva *tubing intake* yang digabungkan dengan analisa kurva *IPR*. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan maka didapatkan laju produksi optimal pada sumur produksi X1 adalah sebesar 300 bopd dan kemampuan laju produksi optimal pada sumur X2 sebesar 400 bopd. Berdasarkan analisa nodal yang dilakukan maka jumlah *SPF* yang tepat digunakan pada sumur produksi X1 adalah 6 *SPF* dan dan sumur produksi X2 adalah 4 *SPF*.

Kata kunci: laju alir optimum, *IPR*, *Shot Per Foot (SPF)* perforasi

ABSTRACT

CALCULATING OPTIMUM FLOW RATE FOR VARIOUS NUMBER OF SHOT PER FOOT (SPF) PERFORMANCE AT WELL X1, X2 IN Y FIELD

NURUL HIDAYAD TULLAH
143210249

ABSTRACT

One of the causes of not achieving the production target in an oil well is an failure in the selection of the number of Shot Per Foot (SPF) perforations. One way that the expected production target can be met is to use the number of Shot Per Foot (SPF) perforations that are adjusted to the ability of the optimal production rate of a well. To find the suitability in choosing the right number of Shot Per Foot (SPF) perforations, an analysis was carried out using the calculation of the intake tubing curve combined with the IPR curve analysis. Based on the calculations, the optimal production rate in the X1 production well is 300 bopd and the optimal production rate capability in the X2 well is 400 bopd. Based on the nodal analysis carried out, the appropriate amount of SPF used in the X1 production well is 6 SPF and the X2 production well is 4 SPF.

Keywords: *optimum flow rate, IPR, Shot Per Foot (SPF) perforation*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Perforasi merupakan suatu kegiatan dalam well completion, yaitu pembuatan lubang pada casing, semen dan formasi untuk menghubungkan formasi dan sumur, sehingga memungkinkan fluida formasi mengalir ke dalam sumur (King, 1998). Penggunaan bahan peledak (perforator) pada kegiatan perforasi bertujuan untuk melubangi casing, semen dan formasi, dalam proses pelubangan diperlukan tekanan yang besar, dan jenis bahan peledak yang disesuaikan dengan cara atau teknik perforasi yang akan diaplikasikan di lapangan.

Perforasi mempunyai peranan sangat penting dalam kompleksi sumur. Perforasi akan menjadi jalur komunikasi antara reservoir dan sumur bor. Tanpa desain dan implementasi yang tepat, meninju akan menghasilkan kehilangan tekanan yang besar. Ini akan merugikan karena produksi yang diharapkan tidak akan tercapai, dan cadangan yang diharapkan dari sebuah sumur tidak akan pernah tercapai (Apolianto dan Leksono Mucharam 2012).

Dalam hal optimasi produksi hidrokarbon penting untuk mengetahui hubungan antara laju alir dan kinerja perforasi sumur produksi. Ini menggambarkan laju alir di bagian bawah sumur dalam penerapan fungsi tekanan *draw down*. Proses ini sangat dipengaruhi oleh kerapatan perforasi, karakteristik bentuk dan sifat cairan reservoir yang dihasilkan. Perhitungan yang benar memberikan desain perforasi yang optimal dan mengoptimalkan produksi fluida. Pada perforasi sumur, fluida reservoir mengalir melalui saluran perforasi sebelum masuk ke dalam sumur. Dengan demikian jumlah *shoot per foot (SPF)* perforasi memiliki pengaruh yang signifikan terhadap laju alir.

Menurut Doniko dkk (2014) kemampuan berproduksi suatu sumur minyak merupakan tolok ukur didalam perencanaan peralatan produksi, tujuannya adalah untuk mendapatkan laju produksi yang optimal dan continuous yang sesuai dengan target. Kegiatan produksi dan operasi bertujuan untuk meningkatkan produksi sumur agar dapat menghasilkan minyak dan gas bumi secara efektif ke

permukaan. (Beggs, 1991). Cara yang dilakukan oleh PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu Kegiatan yang digunakan untuk operasi produksi antara lain *natural flow*, *artificial lift*, dan *advanced method* yang biasa disebut *EOR* (*Enhanced Oil Recovery*), yang bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak secara kumulatif karena tingkat produksi berkurang, dan target produksi tercapai.

Menurut Widayaputra (2014), faktor masalah yang mengakibatkan target produksi menurun pada sumur migas yaitu kesalahan dalam menentukan jumlah *shoot per foot* (*SPF*) perforasi. Langkah untuk meningkatkan tercapainya target produksi sesuai keinginan adalah dengan menyesuaikan antara jumlah *shoot per foot* (*SPF*) perforasi dan kemampuan laju produksi optimal pada sumur produksi (Brown, 1986).

Untuk mengetahui kesesuaian dalam memilih jumlah *shoot per foot* (*SPF*) perforasi yang tepat maka dilakukan analisa kurva *IPR* dengan menggunakan perhitungan kurva *tubing intake* (gunakan data laju produksi fluida (Q_f), tekanan statik sumur (P_s) dan tekanan aliran lubang bawah (P_{wf})).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah:

- a. Menghitung kemampuan laju produksi optimal pada lapangan Y sumur X1 dan X2 untuk berproduksi.
- b. Menghitung jumlah *shoot per foot* (*SPF*) perforasi yang tepat untuk digunakan pada lapangan Y sumur X1 dan X2 berdasarkan analisa nodal.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Menambah wawasan tentang laju alir yang optimum berdasarkan jumlah *SPF*.
2. Membandingkan antara teori yang didapat melalui kegiatan perkuliahan di kampus dengan kenyataan di lapangan.
3. Sebagai acuan atau pedoman untuk penelitian berikutnya.

1.4 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian tugas akhir ini adalah:

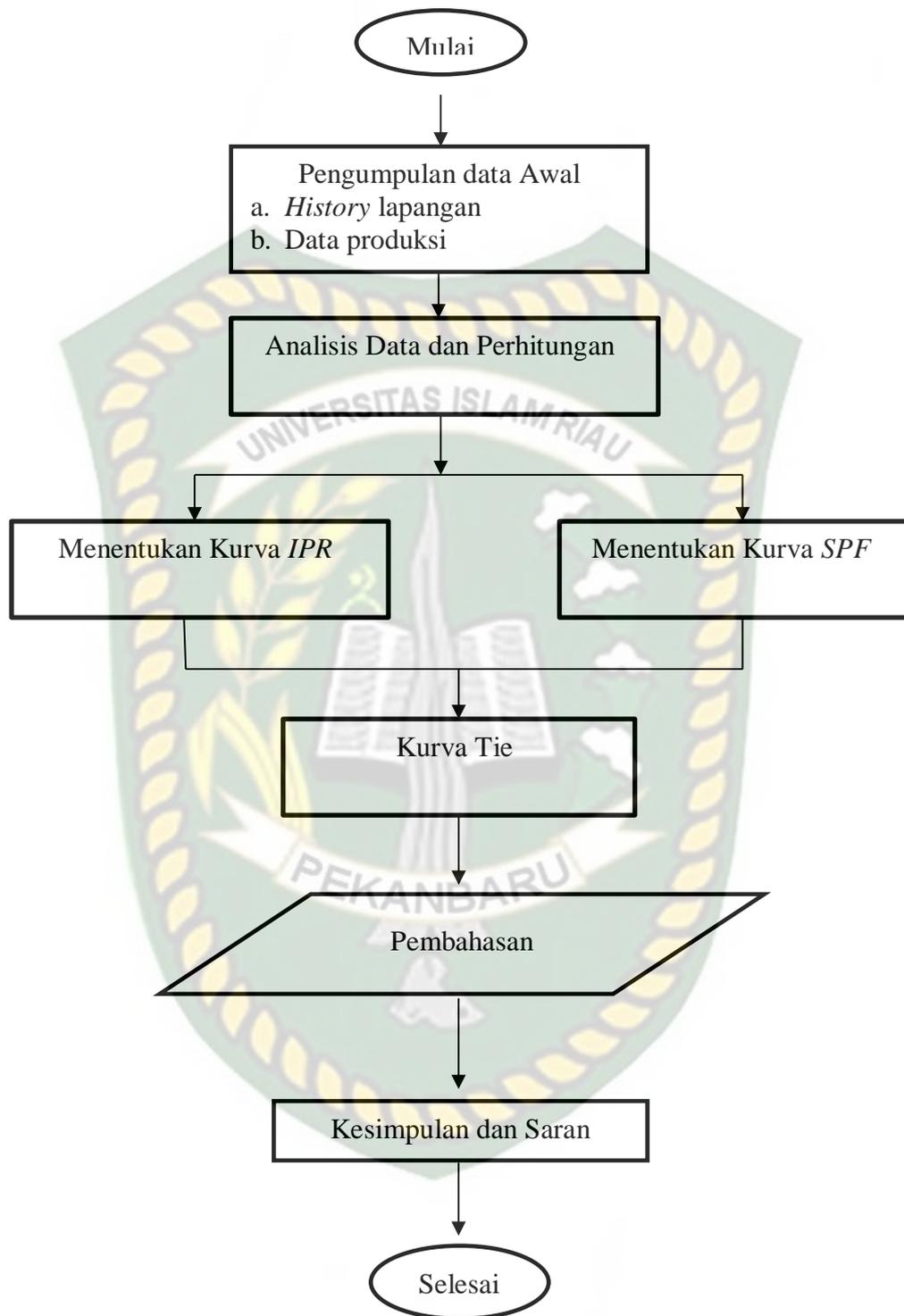
1. Menghitung *Productivity Index* (*PI*) setiap sumur kajian.

2. Menghitung besarnya laju produksi untuk setiap sumur kajian.
3. Sumur yang diteliti pada lapangan X yaitu sumur X1 dan X2
4. Menghitung *shoot per foot (SPF)* perforasi yang tepat untuk sumur X1 dan X2 menggunakan analisa nodal agar target produksi optimal tercapai.

1.5 Metodologi Penelitian

Adapun metodologi dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Lokasi : Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu
2. Metode penelitian : *Field Research*
3. Teknik pengumpulan data : Data sekunder, data yang bersumber dari teori dan kumpulan jurnal penelitian, dan kumpulan dari suatu perusahaan yang berhubungan terhadap penelitian ini serta diskusi dengan dosen pembimbing.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan sumber daya alam yang tidak 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 "Kepunyaan Allah lah langit dan bumi dan apa yang ada diantara keduanya. Dan Allah maha kuasa atas segala sesuatu". Oleh karena itu, pemanfaatan harus bijaksana dan memperhatikan lingkungan.

Walaupun fakta tentang pembentukan minyak dari bahan organik ini baru dikenal satu- dua abad ini, namun ternyata hal ini telah disebutkan dalam Al-Qur'an 14 abad yang lalu di surah Al-A'la ayat 1-5 yang artinya :

1. Sucikanlah nama Tuhanmu Yang Maha Tinggi
2. Yang menciptakan dan menyempurnakan
3. Dan yang menentukan kadar dan yang mengarahkan (memberi petunjuk)
4. Dan yang (telah) menumbuhkan / menciptakan rumput-rumputan (al-mar'a)
5. Lalu dijadikan-Nya rumput-rumput itu kering kehitam-hitaman.

Seperti dapat dilihat pada ayat 4 dan 5 di atas, bagaimana Allah menjelaskan bahwa dalam hal ini, bahan organik dibuat oleh Allah pada saat kematian dan bercampur dengan cairan gelap yang mengalir (kita menyebutnya minyak bumi) di dalamnya.

Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya. Dengan melakukan perencanaan well completion pada reservoir harus dipertimbangkan kemungkinan terjadinya problematik produksi yang akan mengganggu proses produksi (Ekaningtyas, 2017). Dalam kegiatan produksi khususnya pada industri minyak bumi, perlu memperkirakan jumlah *shoot per foot (SPF)* perforasi yang tepat agar target produksi optimal tercapai, maka dilakukan analisa sistem nodal dengan hasil yang didapatkan adalah kerapatan perforasi dengan laju produksi optimum.

2.1 Teknik Perforasi

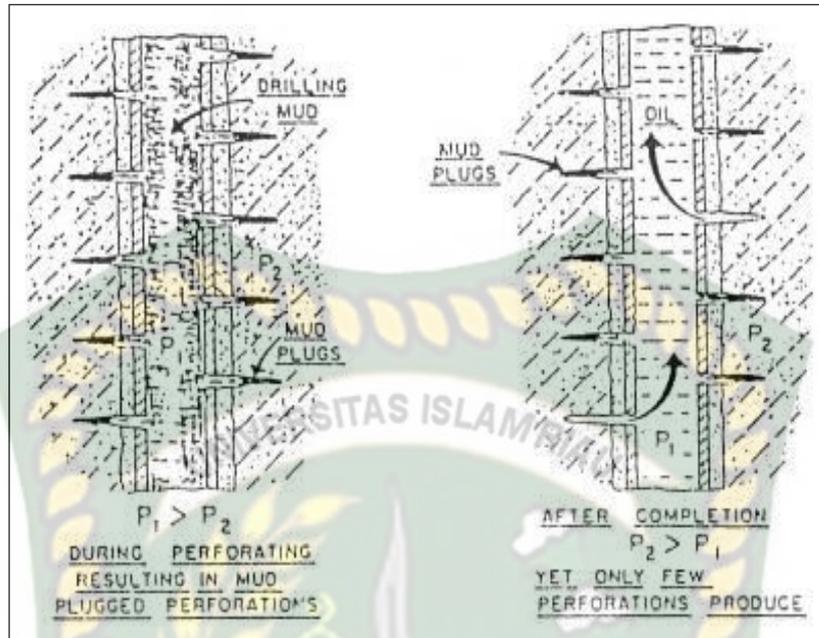
Untuk melakukan kegiatan perforasi memerlukan bahan peledak (explosive charges) yang diturunkan kedalam sumur baik dengan menggunakan *electric conductor wireline cable, tubing*, atau *drill pipe*, dimana kedalaman perforator ditentukan dengan mengukur panjang kabel dan penyalaannya dilakukan di permukaan (Solesa, 2012). Selama pengerjaan diperlukan lumpur bor untuk mengimbangi tekanan sumur agar tidak terjadi *blow out*. Disini ada dua macam perforasi yang umum, yaitu perforasi *overbalance* dan perforasi *underbalance*.

2.1.1 Perforasi *Overbalance*

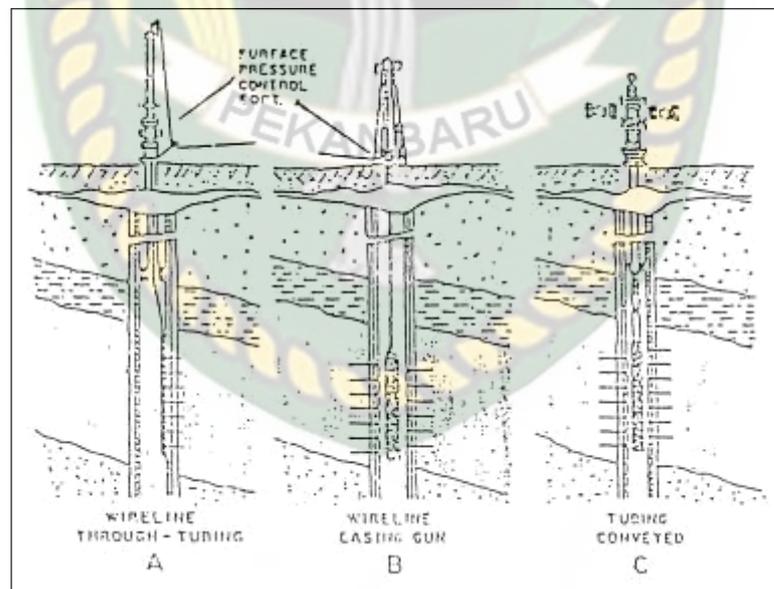
Teknik perforasi ini digunakan saat tekanan dasar sumur lebih besar dari tekanan formasi, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.1. Dari hasil penelitian diketahui bahwa metode ini tidak efisien, dikarenakan partikel yang menghambat lubang dari perforasi, yaitu berupa lumpur dan serpih pecahan batuan sebagai akibat aliran fluida pemboran dari lubang sumur ke dalam formasi pada saat pelubangan. Hal ini terjadi karena tekanan dasar sumur lebih tinggi dari tekanan formasi, sehingga pada saat sumur diproduksi, aliran fluida akan terhalang oleh partikel padatan yang menyumbat lubang perforasi.

2.1.2 Perforasi *Underbalance*

Perforasi *underbalance* merupakan kebalikan dari teknik perforasi *overbalance*, yaitu tekanan dasar sumur lebih kecil dari tekanan formasi. Pada dasarnya secara teknik perforasi teknik *underbalance* dapat digolongkan menjadi dua metode, yaitu metode *wireline* dan *tubing conveyed*.



Gambar 2.1 Metoda Perforasi *Overbalance* (Allen, 1982).



Gambar 2.2 Metoda Perforasi *Underbalance* (Allen, 1982).

Karena perforasi dilakukan pada tekanan formasi lebih tinggi dari tekanan dasar sumur, maka saat setelah perlubangan akan terjadi aliran fluida ke dalam

sumur, dimana aliran ini akan membersihkan lubang perforasi dari pecahan batuan, semen dan padatan lumpur pemboran.

2.2 Penentuan Interval Perforasi

Penentuan interval perforasi dimaksudkan untuk mendapatkan suatu posisi dan panjang rangkaian perforasi optimum yang memberikan laju produksi maksimum tanpa ikut terproduksinya air dan gas. Chierici menggunakan model potentiometric dalam mencari hubungan antara laju produksi kritis dengan parameter-parameter reservoir serta produksi untuk menentukan interval perforasi serta posisinya.

Anggapan-anggapan atau asumsi yang digunakan dalam perhitungan Chierici ini adalah sebagai berikut :

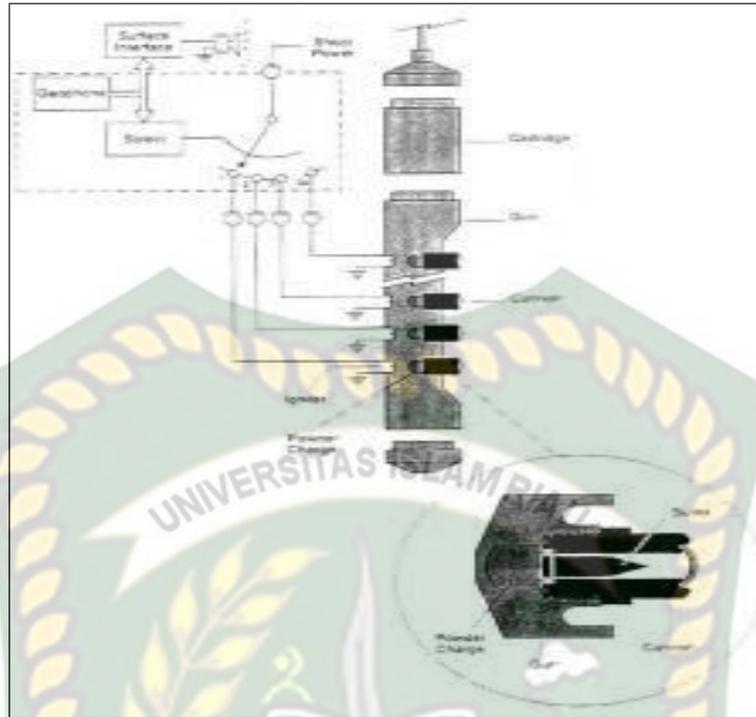
- Reservoir homogen.
- Kontak antar muka fluida adalah horizontal pada kondisi statik.
- Pengaruh tekanan kapiler diabaikan.
- Fluida reservoir bersifat *incompressible*.
- Volume aquifer terbatas dan tidak memiliki kontribusi sebagai mekanisme dorong reservoir.
- Gas cap berkembang dengan kecepatan yang relatif kecil, sehingga gradien potensialnya diabaikan.

2.3 Jenis Perforator

Jenis perforator ada dua macam, yaitu *bullet perforator* dan *shape charge* (jet) perforator.

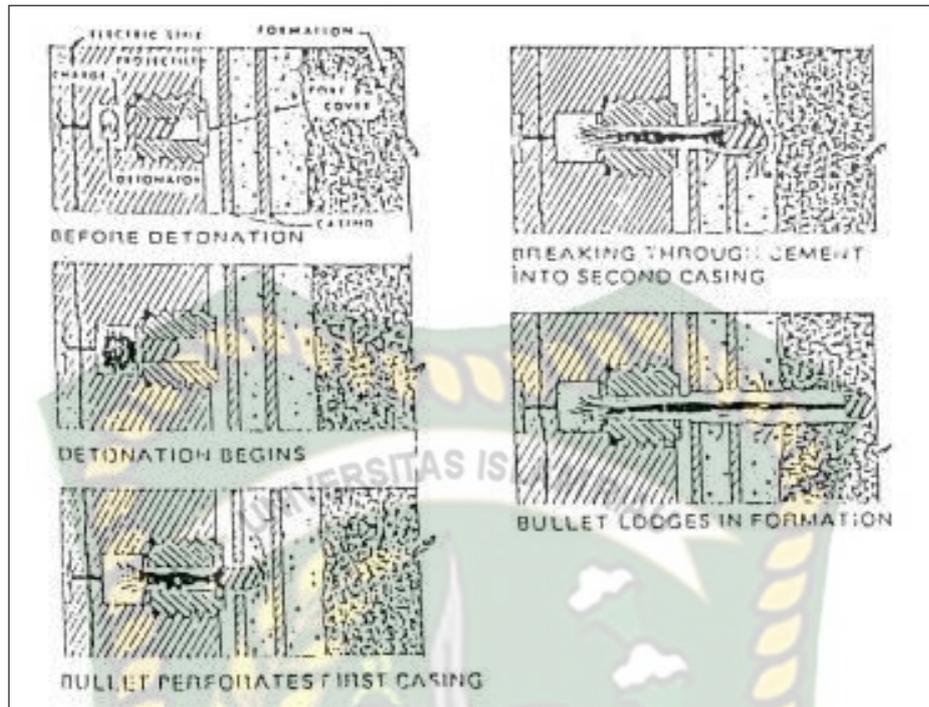
2.3.1 Bullet (Gun) Perforator

Gambar 2.3 memperlihatkan bentuk irisan melintang dari gun perforator. Gun body terdiri dari silinder panjang yang terbuat dari besi, sejumlah gun ditempatkan pada gun body dengan interval tertentu. Masing-masing gun berisi sebuah "bullet" (peluru) yang terbuat dari baja.



Gambar 2.3 Bentuk Irisan Melintang Suatu Gun Perforator (Allen, 1982).

Rangkaian gun body yang berisi beberapa gun diturunkan ke dalam sumur dengan bantuan *wireline*. Melalui *wireline* arus listrik dialirkan dari permukaan menuju igniter (penyala/pematik api) untuk menyalakan *propellant* (bahan pembakar) yang terdapat di dalam *cartridge tube* (tempat peluru). Terbakarnya *propellant* disertai dengan timbulnya ledakan yang mampu melontarkan *bullet* dengan kecepatan yang sangat tinggi, hingga dapat menembus casing, semen dan formasi yang ditargetkan. Tembakan gun dapat dilakukan secara satu per satu atau secara serentak. Proses perforasi dengan gun perforator dapat dilihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Proses Perforasi dengan Gun Perforator (Allen, 1982).

Berikut beberapa keuntungan penggunaan *bullet* perforator :

- Ekonomis untuk interval perforasi kecil.
- Dapat menimbulkan rekahan pada formasi, sehingga dapat memperbesar permeabilitas di depan lapisan produktifnya.
- Lubang yang dihasilkan bulat, sehingga apabila sewaktu-waktu diperlukan dapat disumbat dengan klep bola.
- Pada formasi yang lunak, lubang yang dihasilkan lebih dalam dibandingkan dengan jet perforator.
- Besarnya "*stand off*" (jarak perforator dengan casing) tidak begitu berpengaruh terhadap kekuatan penembusan.

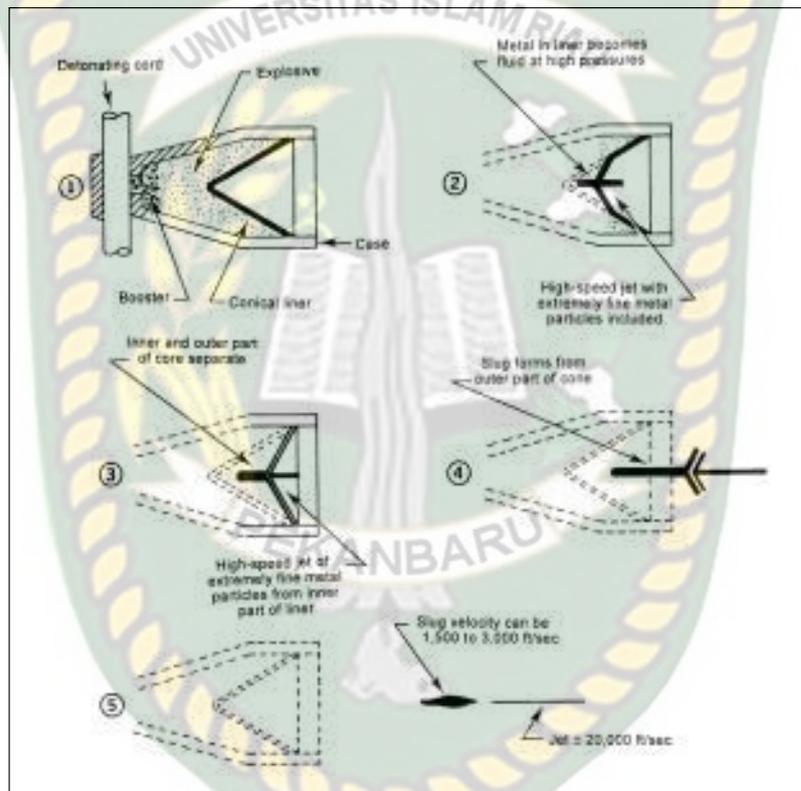
Sedangkan kerugian dari penggunaan gun perforator:

- Penggunaan gun perforator pada formasi tidak sesuai apabila memiliki temperatur lebih dari 250 °F.
- Untuk lapisan tipis, terbentuknya rekahan dapat menyebabkan ikut terproduksinya air ataupun gas.
- Kurang baik untuk casing yang berlapis-lapis dan formasi yang keras, juga jenis ini tidak dapat digunakan untuk perforasi pada permanen *type*

completion, karena tidak dapat diturunkan melalui tubing (diameternya lebih besar dari diameter tubing).

2.3.2 Jet Perforator

Prinsip kerja jet perforator berbeda dengan *bullet* perforator. Disini bukan gaya *explosive* (bahan peledak berkekuatan besar/*propellant*) yang melontarkan *bullet*, melainkan explosivenya sendiri yang diarahkan oleh bentuk *explosive charge* menjadi arus berkekuatan besar ke sasaran yang telah ditentukan. Proses perforasi dengan menggunakan jet perforator dapat dilihat pada Gambar 3.8.



Gambar 2.5 Proses Perforasi dengan Jet Perforator (Allen, 1982).

Dalam hal ini *liner* (penyekat) dan *case* (tempat bahan peledak) yang hancur akibat ledakan *explosive*, akan menyatu dengan arus jet berkekuatan tinggi (± 3000 feet/detik) dan secara bersama-sama menembus casing, semen dan lapisan produktif yang telah ditargetkan. Masuknya pecahan *liner* dan *case* yang terbawa oleh arus jet (disebut dengan *carrot*) ke dalam lapisan produktif dapat menutup perforasi yang telah dibuat. Tetapi desain jet perforator yang baru mampu mengatasi masalah seperti ini.

Jet perforator ada yang diturunkan pada alat *retrievable* (yang dapat diambil kembali) seperti halnya gun perforator, ada pula yang setelah penembakan dapat hancur dengan sendirinya. Menurut Alexandri (2018) beberapa keuntungan penggunaan jet perforator adalah sebagai berikut :

- Dapat digunakan untuk formasi dengan temperatur tinggi, yaitu hingga 400 °F.
- Tidak menimbulkan rekahan yang besar pada semen dan formasi, sehingga terproduksinya air dapat dicegah.
- Lebih murah untuk interval perforasi yang panjang karena dapat menghasilkan lubang yang banyak untuk sekali pengoperasian.
- Penembusan pada formasi yang keras lebih baik dari pada gun perforator.
- Cocok untuk perforasi pada *permanent type completion*, karena dapat diturunkan melalui *tubing* (diameternya lebih kecil dari pada diameter *tubing*).

Kerugian jet perforator adalah sebagai berikut:

- Rekahan yang dihasilkan kecil, sehingga tidak dapat menaikkan harga permeabilitas pada lapisan yang tebal.
- Karena lubang yang dihasilkan runcing-runcing di bagian dalam dan tidak bulat, maka klep-klep bola tidak dapat digunakan untuk menutupnya bila diperlukan.
- *Stand off* (jarak perforator dengan casing) yang besar akan mengurangi kecepatan jet.

2.4 Kurva IPR

Menurut Adnan dkk (2021) *Inflow Performance Relationship (IPR)* ialah korelasi dari produktivitas dan tekanan dasar sumur atau kurva yang menggambarkan produktivitas suatu sumur, kurva tersebut dinyatakan sebagai hubungan antara produktivitas (q) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}).

Saat mempersiapkan penggambaran kurva *IPR*, harus memiliki data *Productivity Index (PI)* suatu sumur minyak, yaitu perkiraan kualitatif produktivitas suatu sumur minyak.

2.4.1 *Productivity Index (PI)*

Menurut Musnal dan Richa Melisa (2016) *Productivity Index (PI)* yaitu indeks yang menunjukkan kinerja suatu sumur untuk menaikkan fluida ke permukaan dalam keadaan tekanan tertentu. Dalam kata lain bahwa dengan membandingkan laju produksi dan perbedaan tekanan yang diperoleh dari sumur dengan tekanan *draw down pressure*, maka rumus penurunan tekanan yaitu:

$$PI = J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots(3.1)$$

Dimana:

- PI = *Productivity Index*, bpd/psi
- Q = Laju Produksi, bbl/day
- P_r = Tekanan Statik Dasar Sumur, Psi
- P_{wf} = Tekanan Alir Dasar Sumur, Psi

Persamaan (3.1) mendekati persamaan Darcy, yaitu persamaan radial digunakan untuk fluida homogen, *incompressible* dan horizontal. Sehingga persamaan untuk aliran minyak persamaan berlaku yaitu:

$$J = \frac{7.082 \times 10^{-3} kh}{\mu_o \beta_o \ln(re/rw)} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$J = \frac{7.082 \times 10^{-3} kh \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} + \frac{k_w}{\mu_w B_w} \right)}{\ln(re/rw)} \dots\dots\dots(3.3)$$

Dimana :

- J = *Productivity index*, bbl/hari/psi
- k = Permeabilitas batuan, mD
- h = Tebal formasi produksi, ft, m
- μ_o = Viscositas minyak, cp
- re = Jari-jari pengurasan sumur, ft
- rw = Jari-jari sumur, ft
- k_w = Permeabilitas efektif terhadap sumur, mD
- k_o = Permeabilitas efektif terhadap minyak, mD
- μ_w = Viscositas air, cp
- B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB

B_w = Faktor volume formasi air, bbl/STB

Selain itu, apabila aliran fluida adalah gabungan antara fluida satu fasa dan fluida dua fasa, bila tekanan reservoir (P_r) lebih besar dari tekanan *bubble point* (P_b) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) menurun dan lebih kecil dari P_b . Aliran satu fasa yaitu q_b , terjadi mulai dari P_r hingga P_b , dan aliran fluida dua fasa yaitu q , akan terjadi mulai dari P_b hingga P_{wf} .

Hal yang dipersiapkan untuk membuat kurva *IPR* satu fasa adalah hubungan di mana PI (J) ketika $P_{wf} = 0$ Psi sebagai berikut :

$$Q_{max} = J(P_r - P_{wf}) \dots \dots \dots (3.4)$$

Penentuan nilai J pada kondisi dibawah tekanan gelembung minyak (P_b) yaitu:

$$J = \frac{q_{test}}{\left[Pr - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \right]} \dots \dots \dots (3.5)$$

Saat test dilakukan dan diperoleh nilai $P_{wf} > P_b$ maka :

$$J = \frac{q_{test}}{Pr - P_{wf_{test}}}$$

Nilai PI dapat ditentukan apabila tersedia data-data dari hasil tes.

2.4.2 Kurva *IPR* Satu Fasa

Untuk nilai PI yang tetap di seluruh nilai P_{wf} , serta kondisi tekanan reservoir (P_r) besar dari tekanan *Bubble Point* (P_b), maka terbentuk garis linier. Ketika *IPR* adalah linear, itu dapat ditunjukkan dengan apa yang dikenal sebagai indeks produktivitas (PI), yang merupakan kebalikan dari kemiringan *IPR*. PI pada dasarnya adalah tingkat produksi per unit drawdown (perbedaan tekanan antara tekanan statis reservoir rata-rata, P_r , dan P_{wf}). (Abdel-Aal, 2003)

Kurva *IPR* satu fasa sehingga persamaan untuk menentukan kurva *IPR* satu fasa yaitu:

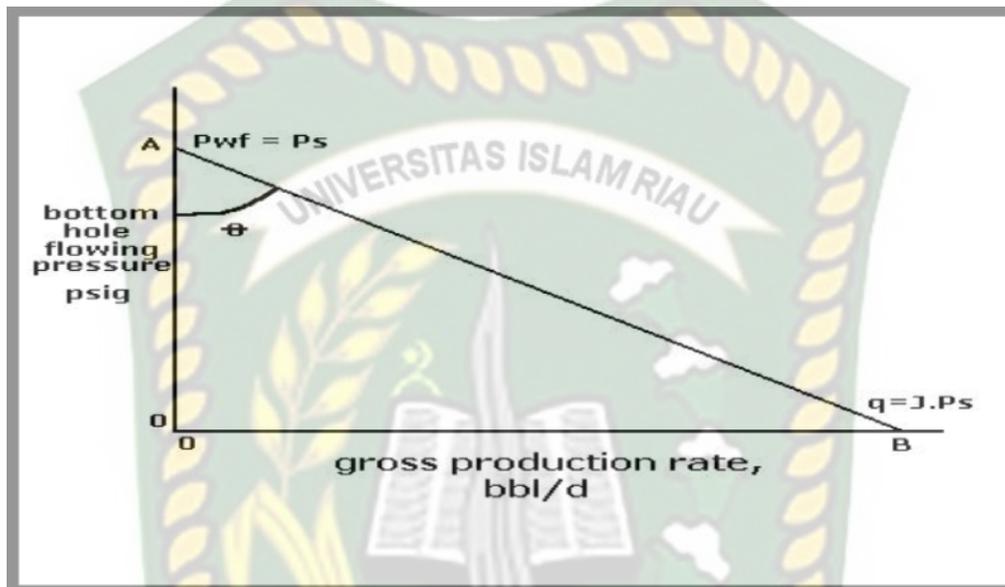
$$P_{wf} = Pr - \frac{q}{PI} \dots \dots \dots (3.6)$$

Berdasarkan persamaan (3-6) diketahui P_{wf} memiliki hubungan linier dengan produktivitas yang disebut dengan hubungan kurva *IPR*, yang menggambarkan respon ketika terjadi perbedaan tekanan pada reservoir.

Pada penjelasan di atas, sehingga garis yang terbentuk dari persamaan (3-6) adalah garis lurus (Lihat Gambar 3.1).

Apabila sudut OAB adalah θ , maka :

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = \frac{PI \times P_s}{P_s} = PI \dots\dots\dots(3.7)$$



Gambar 2.6 Kurva *IPR* Satu Fasa (Yohana, 2010).

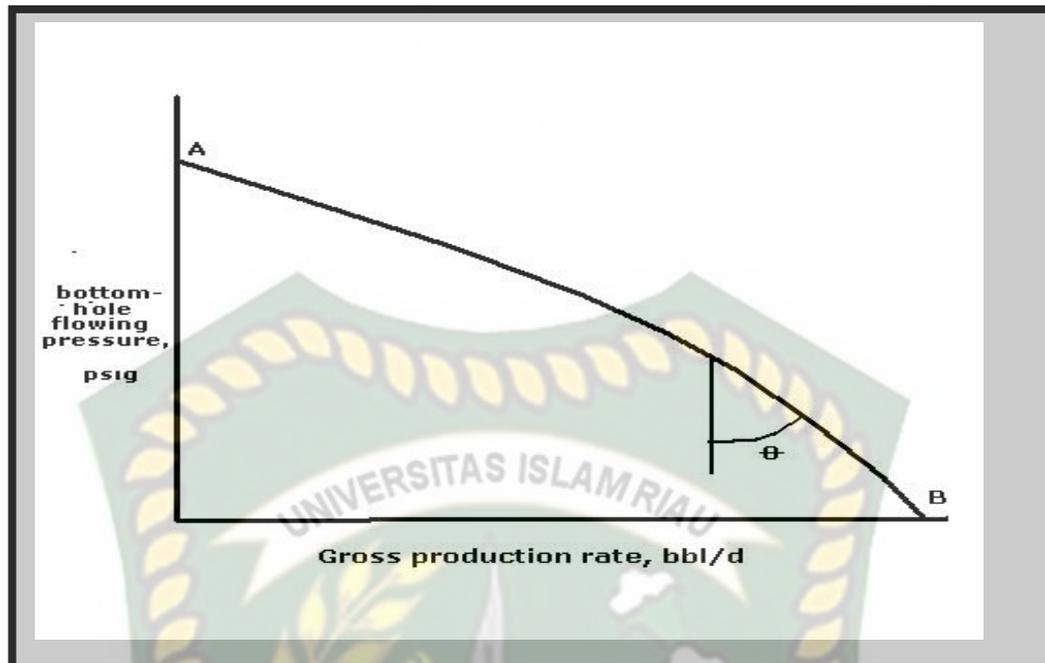
Dalam menentukan kurva *IPR*, data yang digunakan adalah:

- Laju produksi (q)
- Tekanan alir dasar sumur (P_{wf})
- Tekanan statik atau tekanan reservoir (P_r)

Data di atas didapat dari hasil pengujian sumur dan pengujian produksi sumur yang terkait.

2.4.3 Kurva *IPR* Dua Fasa

Menurut Muskat (1949) jika aliran berupa minyak dan air (fluida dua fasa), maka kurva *IPR* membentuk garis melengkung, sehingga mengakibatkan kemiringan garis *IPR* pada seluruh nilai P_{wf} dan nilai PI tidak konstan.



Gambar 2.7 Kurva *IPR* Dua Fasa (Yohana, 2010).

Dalam menentukan kurva *IPR* dua fase untuk *solution gas drive* reservoir, maka digunakan persamaan yang telah dikembangkan oleh Vogel yaitu persamaan yang hanya berlaku untuk fluida dua fase (minyak dan gas). Metode Vogel digunakan karena kondisi reservoir yang bersifat homogen dengan tenaga pendorong gas terlarut dan tekanan reservoirnya di bawah bubble point sehingga dapat diasumsikan (Pranondo dan Tholib, 2020). Namun, persamaan Vogel masih bisa digunakan untuk sumur yang terisolasi dari penetrasi air pada reservoir partial *water drive*. Persamaan Vogel yaitu:

$$\frac{q_0}{q_{0\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots(3.8)$$

atau:

$$P_{wf} = 0,125P_r \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_0}{q_{0\max}} \right)} \right]$$

.....(3.9)

Dalam menentukan kurva *IPR* menggunakan persamaan di atas, ini dibutuhkan data uji produksi (q_0 dan P_{wf}) dan uji tekanan statik (tekanan statik lebih besar dari tekanan gelembung). Pada gambar 2.7. kurva *IPR* membentuk menjadi dua bagian:

- Kurva *IPR* linier, terjadi jika tekanan alir dasar sumur lebih besar dari tekanan gelembung, maka dalam menentukan kurva *IPR* digunakan persamaan (3-6).
- Kurva *IPR* tidak linier, jika tekanan dasar sumur kecil dari *bubble point* maka berlaku persamaan (3-8) dalam menentukan kurva *IPR*.

Nilai q_o dan q_{max} diketahui menggunakan persamaan berikut ini :

$$q_{vogel} = J(P_r - P_b) \dots \dots \dots (3.10)$$

$$q_{max} = q_{vogel} + \frac{JxP_b}{1,8} \dots \dots \dots (3.11)$$

Dimana:

q_o = Laju produksi, BPD

q_{vogel} = Laju produksi pada tekanan *bubble point*, BPD

P_{wf} = Tekanan dasar sumur, Psia

P_b = Tekanan *bubble point*, Psia

q_{max} = Laju produksi maksimum, BPD

$PI = J = Productivity Index$, BPD/Psia

Pada reservoir simulator dengan model reservoir yang disimulasikan (reservoir asumsi dan tenaga dorong gas terlarut), maka garis pada grafik *IPR* melengkung. Kemudian untuk tahap pengembangan dapat digunakan asumsi sebagai berikut:

- Reservoir bertenaga dorong gas terlarut
- Harga skin di sekitar lubang bor sama dengan nol
- Tekanan reservoir di bawah tekanan saturasi

2.5 Analisa Sistem Nodal Untuk Sumur Minyak

Sistem produksi sumur yang berkaitan dengan formasi produktif dan separator, dikelompokkan ke dalam beberapa bagian sesuai dengan karakteristik aliran untuk setiap bagian (yaitu karakteristik aliran media berpori dan aliran dalam pipa). Untuk sumur dengan kompleks sederhana, dapat dibagi menjadi enam bagian yaitu:

1. Komponen formasi produktif/reservoir

Perbandingan tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir produksi diperoleh dari aliran fluida yang mengalir melalui celah rekahan (media berpori).

2. Komponen kompleksi

Kompleksi sumur merupakan penyempurnaan sumur agar fluida dari dasar sumur dapat mengalir ke permukaan (Abadiyah, 2016). Lubang perforasi atau *gravel pack* dasar sumur akan berpengaruh pada aliran fluida yang mengalir dari formasi ke dasar sumur. Analisa dampak dari adanya *gravel pack* terhadap laju produksi sumur dapat ditentukan.

3. Komponen tubing

Pipa produksi atau yang lebih dikenal dengan tubing merupakan sebuah pipa tegak lurus di dalam sumur produksi yang dipasang setelah dilakukan pemasangan kepala sumur yang bertujuan untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur agar mencapai ke permukaan (Guo, 2007). Ukuran tubing serta kemiringan pipa memiliki pengaruh terhadap kehilangan tekanan pada fluida yang mengalir. Pada komponen ini ukuran tubing terhadap laju produksi memiliki hubungan yang dapat ditentukan.

4. Komponen pipa salur

Analisa kehilangan tekanan juga dapat terjadi di sepanjang aliran pada pipa salur.

5. Komponen jepitan

Safety valve yang terdapat di dalam tubing merupakan jepitan yang dipasang di kepala sumur berdampak terhadap besarnya laju produktivitas suatu sumur. Pada komponen ini dapat dianalisa pengaruh jepitan terhadap produktivitas suatu sumur.

6. Komponen separator

Perubahan pada tekanan separator mempengaruhi laju produksi suatu sumur. Pengaruh pada perubahan tekanan kerja separator dan laju produksi di sumur dapat di komponen ini.

Keenam faktor tersebut mempengaruhi produktivitas sumur produksi. Dengan mengubah ukuran tubing, pipa salur, jepitan dan tekanan kerja separator

maka akan diperoleh laju alir produksi optimum yang diinginkan. Sistem nodal akan digunakan untuk menganalisis pengaruh perilaku aliran fluida pada setiap komponen terhadap keseluruhan sistem sumur.

Nodal adalah pertemuan titik dari dua komponen. Pada titik pertemuan tersebut terjadi keseimbangan massa fluida yang mengalir dari satu komponen ke komponen yang saling berhubungan serta tekanan salah satu komponen akan sama dengan tekanan di ujung komponen lainnya yang berhubungan.

Analisa sistem nodal dilakukan dengan membuat grafik tekanan produktivitas yang menghubungkan tekanan tiap komponen dengan perubahan produktivitas. Pada sistem sumur diketahui kelakuan aliran terhadap tekanan dan laju produksi di setiap komponen, yaitu:

1. Media berpori menuju dasar sumur
2. Pipa tegak/tubing dan pipa datar/horizontal
3. Jepitan

Tujuan dari analisa sistem nodal terhadap suatu sumur adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui pengaruh di setiap komponen berdasarkan aliran fluida reservoir terhadap sistem sumur secara keseluruhan.
2. Memperkirakan laju produksi sumur dengan cara menggabungkan aliran fluida di reservoir di setiap komponen.

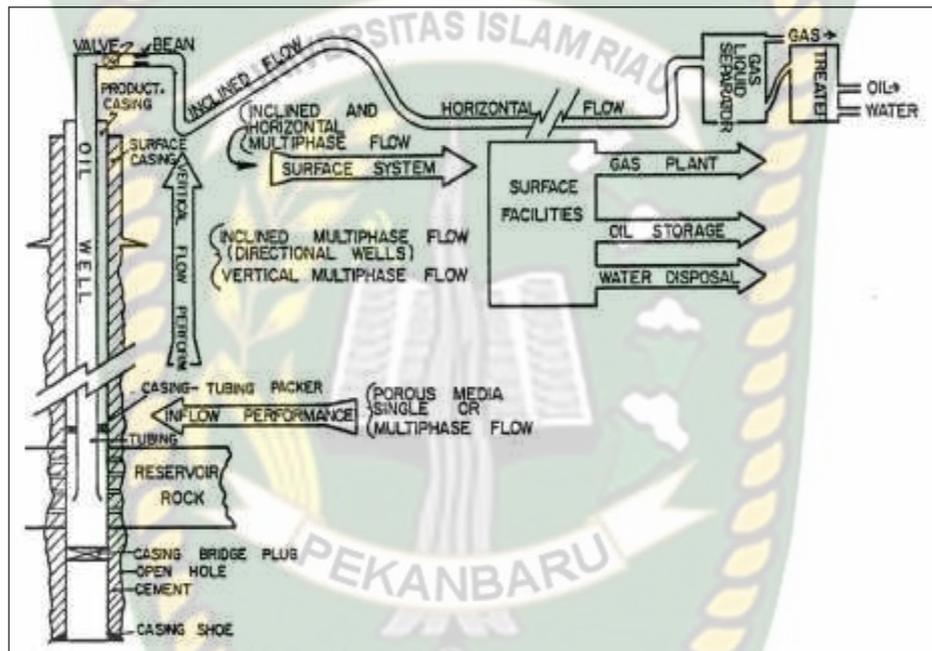
Untuk menganalisis dampak komponen pada sistem sumur secara keseluruhan, titik yang dipilih adalah titik yang paling dekat dengan komponen yang dipilih. Misalnya, untuk melihat dampak ukuran jepitan terhadap produktivitas dipilih titik nodal di kepala sumur, atau untuk melihat dampak jumlah lubang perforasi terhadap produktivitas maka titik nodal yang dipilih adalah di dasar sumur.

Minyak yang terproduksi pada saat pertama kali dilakukan perforasi memiliki tenaga dorong alami (*natural flow*) yang dapat mengalirkan fluida dari reservoir ke permukaan dengan sendirinya (Iktibar dkk, 2018). Dalam menentukan laju produksi sumur atau menganalisis kinerja produksi sumur *natural flow*, maka hal-hal yang harus diperhatikan (lihat Gambar 2.8), yaitu:

1. *Inflow Performance*, yaitu sifat fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur.

2. Vertikal *Flow Performance*, yaitu sifat fluida yang mengalir dalam pipa vertikal atau tubing.
3. Sistem di permukaan.
4. Fasilitas peralatan di permukaan.
5. Fasilitas peralatan di dalam sumur.

Faktor-faktor ini saling berhubungan sehingga berpengaruh terhadap laju alir fluida dari reservoir hingga ke permukaan.



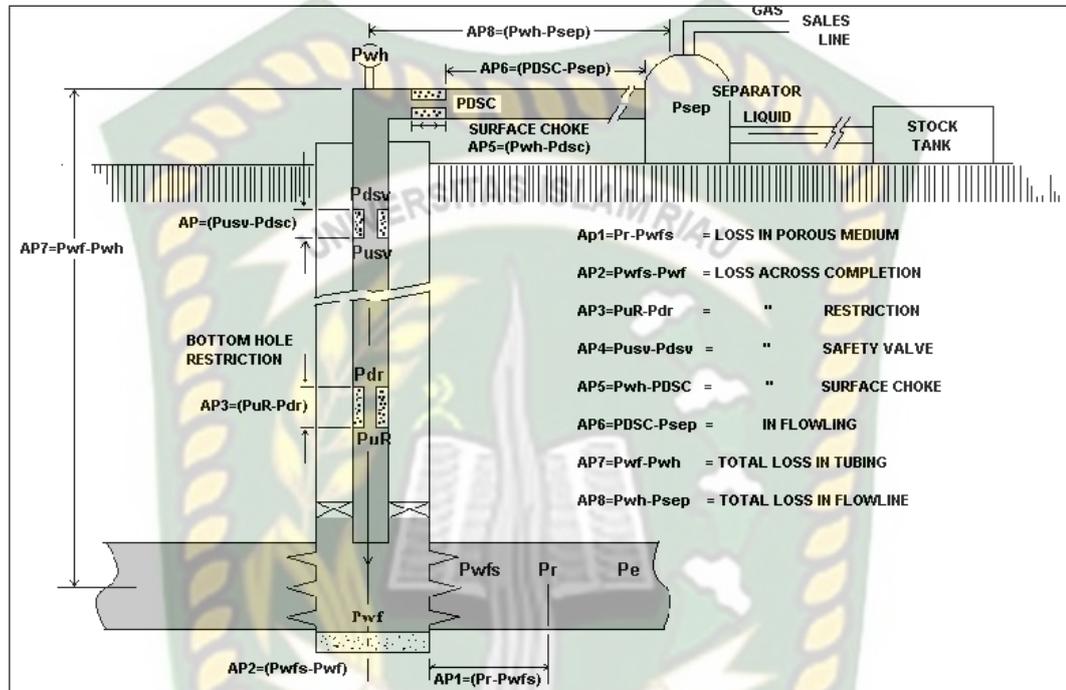
Gambar 2.8 Sistem Sumur Secara Keseluruhan (Pamungkas, 2004).

Menurut Hermadi (2016), analisa sistem nodal merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *Inflow Performance Relationship* dengan kurva *tubing intake*, yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi. Tujuan analisa nodal untuk sumur yang berproduksi sebagai berikut:

1. Mengetahui laju alir produksi sumur *natural flow*.
2. Meramalkan perkiraan usia sumur.
3. Mementukan langkah yang tepat apabila mengganti sumur *natural flow* menjadi sumur injeksi.
4. mengoptimalkan produktivitas sumur.

5. Mengevaluasi adanya hambatan aliran setiap komponen dalam sistem sumur produksi.

Pada saat dua komponen sistem produksi saling bertemu, maka laju produksi suatu sumur dapat dianalisa menggunakan nodal. Analisa ini bertujuan untuk meningkatkan fungsi dari setiap komponen sistem produksi.



Gambar 2.9 Kehilangan Tekanan dalam Sistem Korelasi (Yohana, 2010).

Perubahan tekanan dapat terjadi di beberapa tempat di dalam sistem keseluruhan (lihat Gambar 2.9), mulai dari reservoir hingga keseparator. Nodes atau titik tersebut adalah:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_{wfs} \quad : \text{perubahan tekanan pada media berpori.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad : \text{perubahan tekanan pada kompleksi}$$

$$\Delta P_3 = P_{ur} - P_{DR} \quad : \text{perubahan tekanan pada } tubing \text{ nipple atau } choke.$$

$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{DSV} \quad : \text{perubahan tekanan pada } safety \text{ valve}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} \quad : \text{perubahan tekanan pada } choke \text{ permulaan.}$$

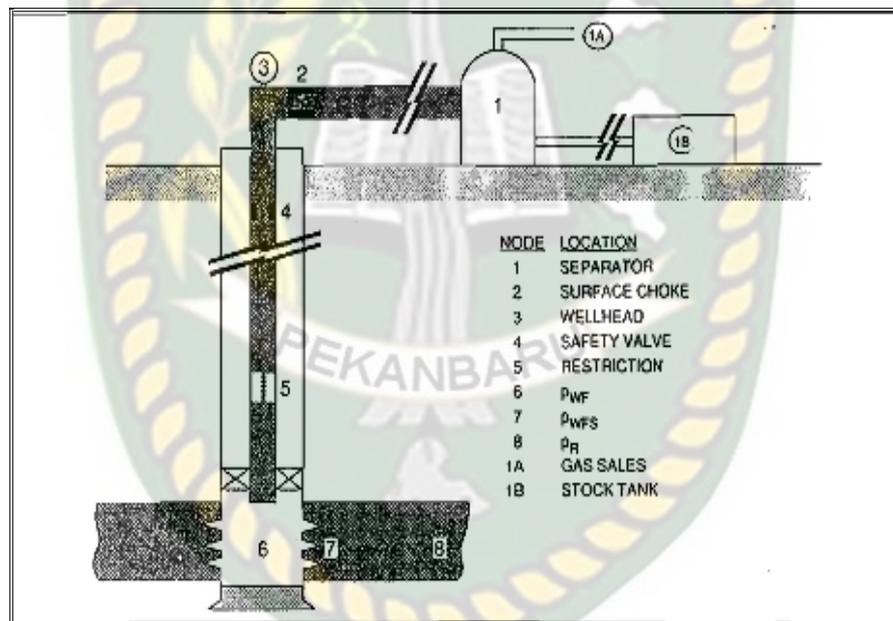
$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad : \text{perubahan tekanan pada } flow \text{ line permukaan.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} \quad : \text{total kehilangan pada tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} \quad : \text{total kehilangan tekanan pada } flow \text{ line.}$$

Selanjutnya akan dibahas permasalahan kehilangan tekanan, terutama yang berkaitan terhadap produktivitas suatu sumur terhadap kemampuan pipa yang telah ditentukan.

Urutan penyelesaian kasus sistem produksi secara keseluruhan, digunakan analisa nodal yang ditentukan oleh persamaan atau perbedaan korelasi dengan menggunakan metode Hagedorn dan Brown. Gambar 2.10 digunakan untuk kehilangan tekanan. Suatu nodal dikelompokkan sebagai fungsi jika terdapat perbedaan pada suatu titik tertentu. Beberapa persamaan matematika dapat menggambarkan pengaruh tekanan atau laju alir. Penentuan analisa nodal berdasarkan komponen yang dibutuhkan seperti di dasar sumur, kepala sumur, separator, pertengahan reservoir, ujung reservoir dan sebagainya.



Gambar 2.10 Lokasi Berbagai Node pada Sistem Produksi (Yohana, 2010)

Mengatasi permasalahan analisa sistem nodal pada sumur *natural flow*, menggunakan sistem analisis nodal adalah cara yang tepat untuk mengetahui penurunan tekanan yang berakibat pada laju produksi yang menurun. Setiap komponen dapat dievaluasi di dalam sumur mulai dari reservoir (P_r) sampai separator (P_{sep}).

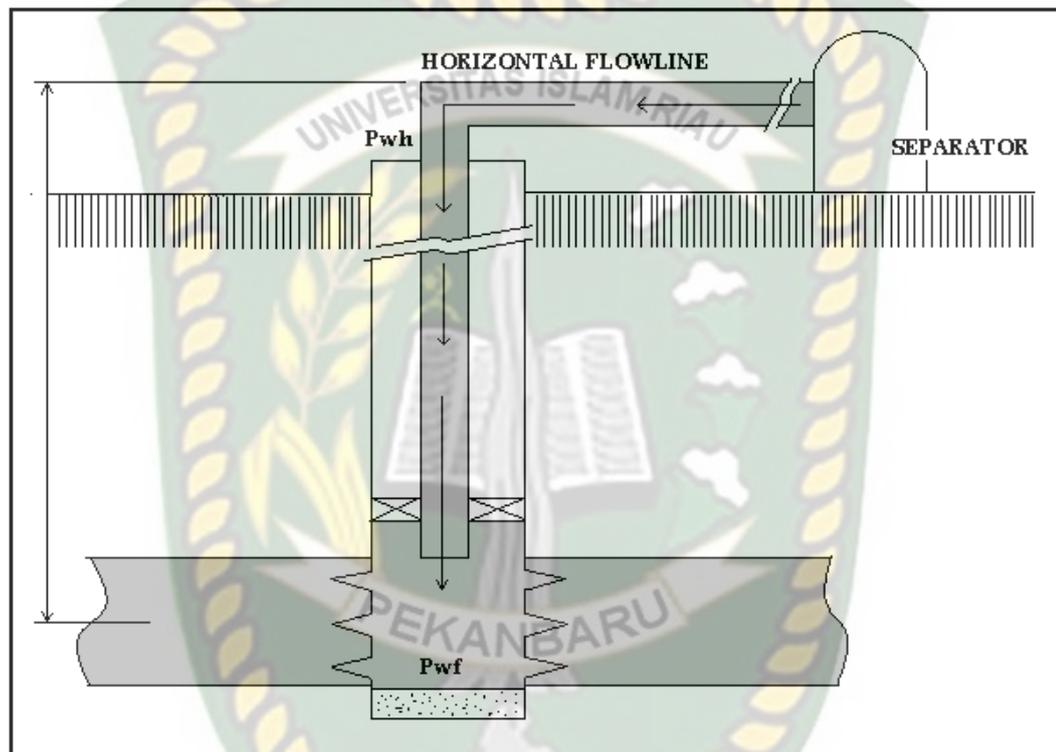
Analisa nodal di suatu sumur dapat dilakukan pada 4 titik nodal yaitu:

1. Di dasar sumur

2. Di kepala sumur
3. Di separator
4. Di pertengahan reservoir

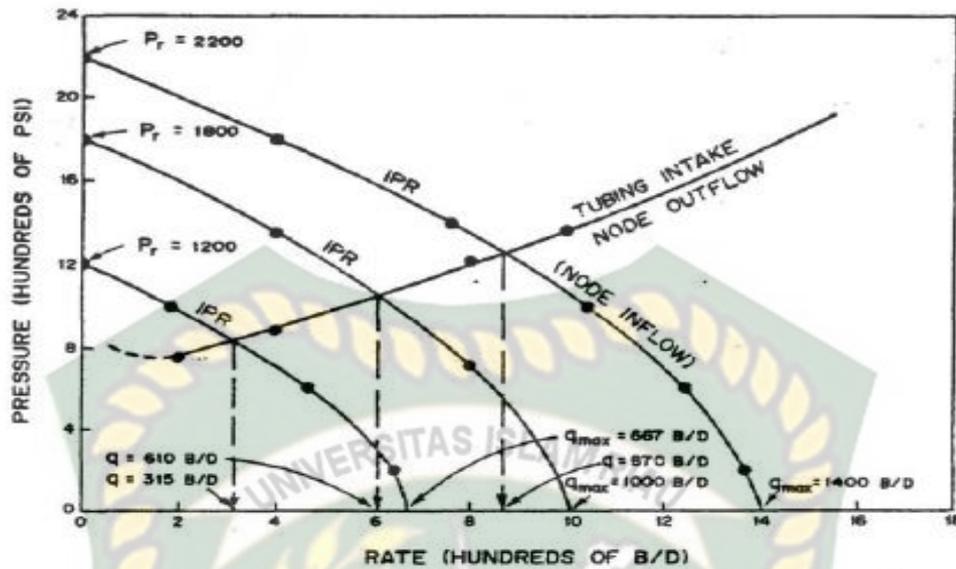
Dari Gambar 2.11 terlihat bahwa dasar sumur merupakan pertemuan antara dua komponen yaitu:

1. Komponen sistem rangkaian pipa keseluruhan.
2. Komponen kemampuan sumur untuk berproduksi (*IPR*).



Gambar 2.11 Arah Perhitungan Analisa Nodal di Dasar Sumur (Brill, 1999).

Kedua komponen tersebut dinyatakan secara grafis dalam diagram tekanan dan laju produksi, seperti tertera pada pada Gambar 2.12. Perpotongan kedua grafik tersebut memberikan laju produksi yang sesuai dengan kedua komponen tersebut di atas.



Gambar 2.12 Plot Kurva *IPR* dan Kurva *Tubing Intake* (Yohana, 2010)

Analisa nodal dengan titik nodal di dasar sumur ini terutama digunakan untuk meramalkan penurunan produksi sebagai akibat perubahan *IPR* di kemudian hari untuk sistem rangkaian pipa keseluruhan yang tetap.

2.5.1 Perhitungan Kehilangan Tekanan Pada Lubang Perforasi

Pada penurunan persamaan yang dibuat oleh Darcy, tidak berlaku jika terjadi aliran turbulen dalam media berpori. Menurut Setiawan (2017) aliran turbulen adalah aliran dimana pergerakan partikel-partikel fluida sangat tidak menentu karena mengalami percampuran serta putaran partikel antar lapisan. Sehingga persamaan yang sesuai dengan kondisi tersebut adalah persamaan Jones, Blount dan Glaze. Persamaan ini berlaku untuk aliran satu fasa, minyak atau gas saja.

Persamaan yang dikembangkan oleh Jones yaitu dengan mengikut sertakan pengaruh lubang perforasi terhadap aliran. Dalam satuan lapangan dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\frac{dp}{da} = \frac{q_0 \mu_o \beta_o}{1,127 \times 10^{-3} kA} \frac{P}{A} + \frac{9,08 \times 10^{-13} \beta (q_0 B_o)^2 P_o}{A^2} \dots \dots \dots (3.10)$$

Langkah-langkah perhitungan kehilangan tekanan aliran sepanjang perforasi adalah sebagai berikut:

1. Siapkan data penunjang yang diperlukan pada perhitungan

2. Hitung permeabilitas zone kompaksi

$$Kc = 0,1 \times K \dots\dots\dots(3.11)$$

3. Hitung koefesien turbulen, B

$$\beta = 2,33 \times 10^{10} / Kc^{1,201} \dots\dots\dots(3.12)$$

4. Hitung jari – jari zone terkompaksi, yaitu :

$$rp = dp / (2 \times 12) \dots\dots\dots(3.13)$$

$$rc = \frac{rp}{(0,51/12)} \dots\dots\dots(3.14)$$

5. Hitung panjang lubang perforasi dibelakang casing

$$Lp = L - \frac{(Ukuran\ lubang\ bor - Diameter\ dalam\ casing)}{2} \dots\dots\dots(3.14)$$

6. Hitung konstanta aliran laminar C

$$C = \frac{Bo \cdot \mu_o (rc / rp)}{7,06 \times 10^{-3} Lp \cdot Kc} \dots\dots\dots(3.15)$$

7. Hitung koefesien aliran turbulen D

$$D = \frac{2,30 \times 10^{-14} \beta \cdot Bo^2 \cdot \rho_o}{Lp^2} \left(\frac{1}{rp} - \frac{1}{rc} \right) \dots\dots\dots(3.16)$$

8. Hitung jumlah lubang perforasi diseluruh interval perforasi

$$\text{Perforasi} = \text{Tebal formasi produktif} \times \text{kerapatan formasi} \dots\dots\dots(3.17)$$

9. Hitung kehilangan tekanan sepanjang perforasi

$$Pwfs - Pwf = Cq + Dq^2 \dots\dots\dots(3.18)$$

2.6 State Of The Art

No	Deskripsi	
1.	<i>Autors</i>	Muhammad Arif Wibowo (2017)
	<i>Objective</i>	Optimasi laju alir produksi pada sumur M#01, A#03, W#20 menggunakan analisa nodal
	<i>Metodelogi</i>	Penelitian ini menggunakan data sekunder, informasi yang diperoleh dari teori-teori dan jurnal-jurnal serta data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian
	<i>Parameter</i>	Analisa nodal, laju alir optimum, tubing
	<i>Result</i>	Berdasarkan hasil analisis nodal, laju produksi optimal pada sumur M#01 160 BFPD, sumur A#03

		sebesar 800 BFPD dan sumur W#20 sebesar 800 BFPD
2.	<i>Autors</i>	Erbi Kurniawan (2017)
	<i>Objective</i>	Peningkatan laju alir sumur produksi dengan melakukan kegiatan perforasi di sumur injeksi B#106 menggunakan metode <i>wireline conveyed perforation</i> pada lapangan X
	Metodelogi	Metode yang digunakan adalah penelitian terhadap rata-rata pemboran dan produksi setelah dilakukan perforasi menggunakan <i>wireline conveyed perforation</i> serta pengumpulan data yang diperoleh dari jurnal dan data perusahaan
	Parameter	<i>Injector, Injectivity, penetration, jet perforator, perforation</i>
	<i>Result</i>	Interval pavorasi untuk injeksi di sumur B#106 adalah 1918 ft – 1938 ft dengan laju injeksi sebesar 3525,26 bwipd dan peningkatan laju produksi setelah perforasi sebesar 6 – 150 bopd
3.	<i>Autors</i>	Sandro Alvin Alvisha (2016)
	<i>Objective</i>	Analisa produksi dan skenario penanggulangan permasalahan produksi minyak di lapangan alvisha
	Metodelogi	Penelitian ini menggunakan data-data perusahaan yang berhubungan dengan penelitian, buku serta jurnal-jurnal yang terkait
	Parameter	<i>Well service, work over, oil gain, Fluid Above Pump (FAP), swab</i>
	<i>Result</i>	Hasil <i>work over</i> untuk ST001 memperoleh produksi minyak 25,64 bopd Np sebesar 13040 bbl dengan oil gain 11,64 bbl dan untuk sumu ST002 memperoleh produksi minyak 66,64 bopd , Np sebesar 14778 bbl dengan oil gain 27,64 bbl

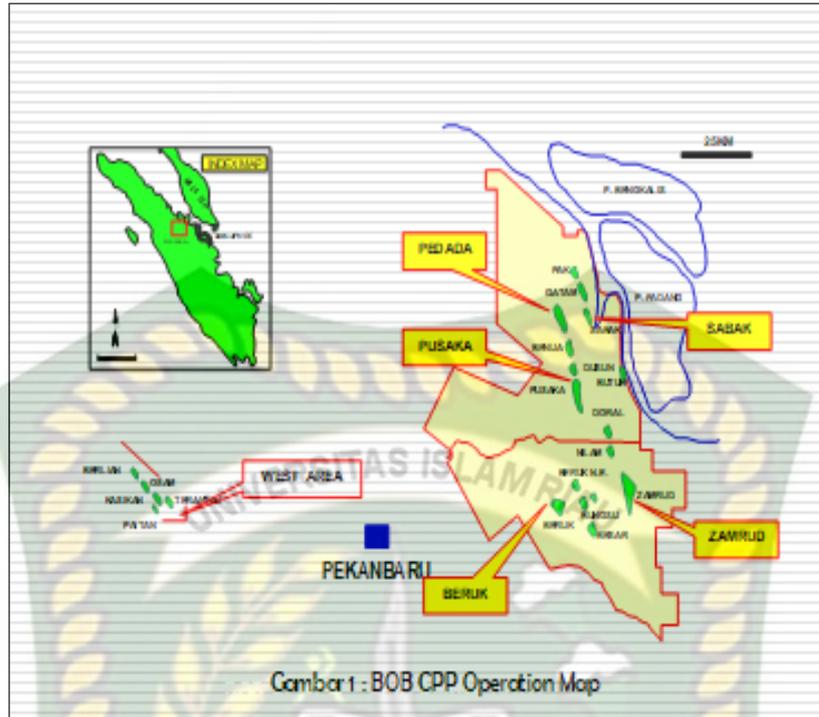
BAB III

TINJAUAN UMUM LAPANGAN

3.1 Letak Geografis dan Sejarah Area BOB (PT. BSP-Pertamina Hulu)

Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu adalah warisan dari PT, dan juga merupakan peninggalan dari PT. Caltex Pacific Indonesia yang bermula di Kasikan pada tahun 1972. Selanjutnya, baru ditemukan sumur minyak di Pedada (1973), Kemudian ditemukan sumur minyak di kawasan Zamrud (1975), dan minyak tersebut dimanfaatkan di segala bidang PT Badan Operasi Bersama (BOB). Terbentuknya Bumi Siak Pusako (BSP) -Pertamina Hulu bermula dari munculnya keinginan yang bertujuan untuk mendapatkan peran yang seimbang kepada pemerintah daerah dalam memanfaatkan serta mengolah hasil sumber daya alam (SDA). PT. Bumi Siak Pusako (BSP) diberikan kewenangan untuk mengelola sumber daya alam tersebut.

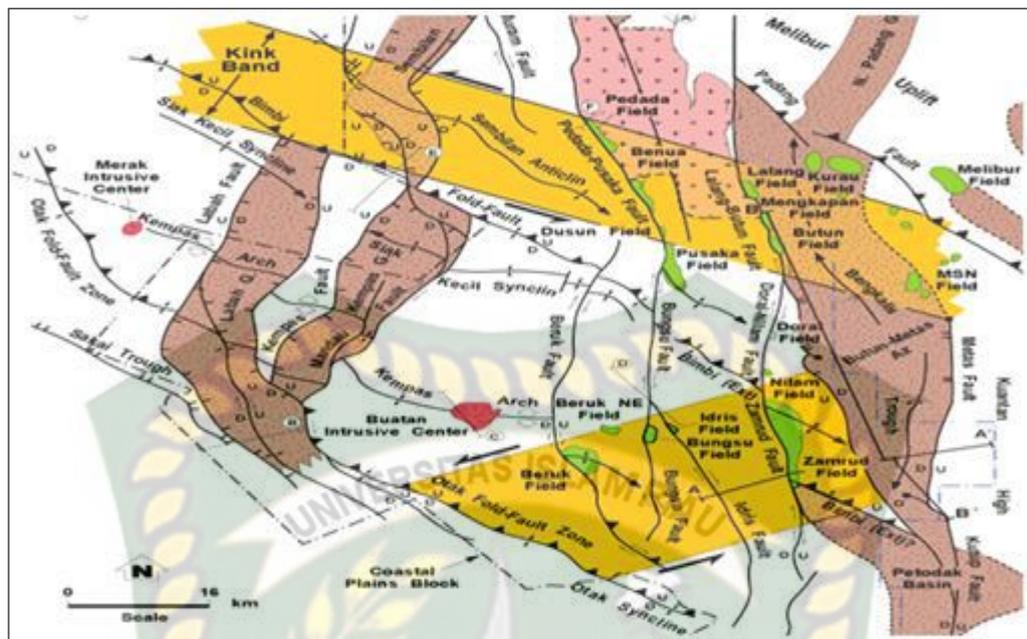
Menurut catatan geografis, lapangan minyak berada di belahan timur cekungan tersier di Pulau Sumatera. Lempengan tektonik Sumatera adalah pusat magmatik yang terhubung dengan lempeng Indo-Australia menghadap lempeng Eurasia pada arah N 6 °. Wilayah kerja BOB PT Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu meliputi wilayah seluas 9.135,06 km² yang terletak di Provinsi Riau dan dicakup oleh Kabupaten Siak, Bengkalis, dan Kampar Rokan Hulu. Beberapa lokasi produksi BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu dapat dilihat pada gambar 3.1:



Gambar 1 : BOB CPP Operation Map

Gambar 3.1 Operation Map BOB (Sumber: BOB PT. BSP-Pertamina Hulu Siak)

Secara umum struktur tanah gambut mendominasi di area di BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu, sehingga ketinggian tanah menurun setiap tahun. Sekitar tahun 1980, rencana perluasan area produksi dilaksanakan, lapangan minyak dengan luas area 248 acre yang dikembangkan, dan pengeboran untuk 10 sumur. Pada tahun 1981, dilakukan pengeboran kembali untuk 4 sumur yang terdiri dari 2 sumur drawing kontur dan 2 sumur infill dengan luas 62 acre. Sistem pengangkatan produksi *Artificial Lift* secara keseluruhan menggunakan *ESP (Electric Submersible Pump)* dengan metode *zero discharge water*. Letak area produksi secara keseluruhan BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu dapat dilihat pada gambar 3.2.



Gambar 3.2 Peta Lokasi & Struktur *Framework* Lapangan (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)

Terdapat 201 sumur di kawasan Perdada yang semuanya aktif berproduksi. Sumur vertikal banyak dijumpai di kawasan Pedada yang merupakan sumur yang tidak dalam. Area Pedada memiliki *Target Depth* 600-800 ft MD. Formasi Bekasap merupakan Area Payzone karena sebagian besar *sandstone* berada di formasi tersebut. 164 sumur di wilayah Zamrud aktif berproduksi, dan sebagian besar sumur di wilayah Zamrud merupakan sumur *directional*. *Directional drilling* untuk mencapai daerah penghasil minyak di daerah *Payzone* merupakan pemboran rata-rata J-type. *Target depth* di area ini sekitar 2000-3000 ft MD. Daerah sasaran ini memiliki kesamaan dengan daerah Pedada yang ditemukan pada formasi Bekasap. Penggunaan *Directional Drilling* pada saat pengeboran di kawasan Zamrud karena merupakan hutan dilindungi. Oleh sebab itu, izin pengadaaan tanah susah didapat, maka upaya yang dilakukan untuk mendapatkan hidrokarbon adalah dengan metode pengeboran berarah (*horizontal drilling* dan *directional drilling*).

Kemudian west area yang merupakan area ketiga, terdapat 37 sumur yang aktif berproduksi. Penggunaan *Horizontal Drilling* juga digunakan untuk beberapa sumur di West Area. West Area juga memiliki *Target Depth* berkisar 2000-4000 ft MD. West Area juga memiliki zona target yang sama dengan Pedada Area dan

Zamrud Area, yaitu terletak di formasi Bekasap. Jumlah produksi (*cummulative production*) BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu untuk semua area sekitar 13000-16000 BOPD.

3.2 Sejarah Pedada

Pedada adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Field ini termasuk dalam bagian field asset di blok milik BOB PT. BSP-Pertamina Hulu. Secara administratif terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau. Dulunya lapangan ini dikelola oleh PT Caltex Pasific Indonesia (2002). Lapangan ini bagian dari termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1978 yang mempunyai 2 formasi reservoir. Lapangan Pedada diproduksi dimulai pada tahun 1984 dan memiliki 14 sumur produksi.

Produksi lapangan Pedada semuanya berasal dari lapisan *alva sand* dengan kedalaman berkisar antara 1771 ft sampai 2025 ft. Sejak pertama ditemukan hingga sekarang jumlah sumur yang sudah dibor mencapai 27 sumur, dengan 27 sumur yang menghasilkan minyak sebesar 46.838 Mbo. Lapangan Pedada memiliki 27 sumur produksi, 2 sumur injeksi, 1 sumur disposal serta 1 fasilitas *Gathering Station (GS)*. Total produksi fluida 55.072 BFPD (2017) dimana jumlah air yang terproduksinya mencapai 48.075 BWPD.

Penggunaan pompa untuk sumur produksi adalah *Electrical Submersible Pump/ESP*, *Progressing Cavity Pump/PCP*, dan *Sucker Rod Pump/SRP*. Lapangan Pedada ini mengandung pasir yang dapat merusak pompa (SRP), karena itu lebih banyak menggunakan PCP dan ESP.

3.3 Stratigrafi Cekungan Sumatra

Mertosono dan Nayoan tahun 1974 (dalam Heidrick dan Aulia, 1993) menyatakan satuan stratigrafi Tersier Cekungan Sumatera Tengah dikelompokkan kedalam 5 satuan, dari Paleogen hingga Kuartar. Kelima kelompok tersebut adalah kelompok Pematang, kelompok Sihapas, kelompok

Telisa, kelompok Tani, dan terakhir kelompok Minas. Untuk lapangan Alastor, terdiri dari kelompok sihapus yaitu formasi bekasap dan formasi bangko.

3.3.1 Formasi Bekasap

Formasi Lapisan batuan diendapkan di zona estuarine intertidal, secara bersama di inner-neritic sampai middle/outer neritic (Dawson et al., 1997), dan usianya berkisar dari N5 hingga akhir N8. Litologi komposisinya adalah batu pasir glaukonitan bagian atas, sisipan serpih, batu gamping dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi sekitar 1.300 ft.

3.3.2 Formasi Bangko

Pengendapan formasi bangko sesuai di atas formasi Menggala dan berumur N5 (*Miosen* Awal). Area pengendapan formasi ini adalah *open marine shelf* terkontaminasi *intertidal* dan laut dengan litologi berbentuk serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan batu pasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 300 ft.

3.4 Kondisi Geologi Lapangan Pedada

Dari sejarah Geologi dan struktur bumi lapangan minyak Pedada berada pada cekungan Sumatera Tengah. Cekungan di bagian barat daya tidak simetris karena dibatasi sesar serta singkapan batuan pra-tercier yang terangkat sepanjang kaki pengunungan Bukit Barisan. Pada bagian timur laut, ketinggian lempung dan dataran tinggi terhalang karena 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 – tercier.

3.5 Karakteristik Lapangan Pedada

Secara umum perangkap minyak bumi (*reservoir map*) pada lapangan minyak Pedada merupakan kombinasi antara lipatan dan patahan (*anticlin* dan *fault*) sedangkan tenaga pendorong alamiah *reservoirnya* adalah air (*strong water drive*). *Reservoir* Pedada terjebak pada perangkap *antiklin* atau patahan.

3.5.1 Lingkungan Pengendapan

Analisa lingkungan pengendapan sangat penting untuk diketahui dalam menentukan karakteristik *reservoir* karena berhubungan dengan distribusi, *continue*, dan heterogenitas batuan *reservoir*. Lapangan Pedada merupakan *reservoir* batu pasir hasil pengendapan delta yang terdiri dari *channel* dan *bar*. Lingkungan pengendapan delta adalah hasil pengendapan yang terjadi dimana sungai menyalurkan bahan-bahan sedimennya ke dalam suatu wadah air yang besar, biasanya laut. Pada saat bahan sedimen bergerak dari sungai ke laut, terjadi pengendapan beberapa batuan karena pengaruh arus, sehingga terbentuk *channel* dan *bar*.

3.5.2 Karakteristik Fluida

Data fluida pada reservoir lapangan Pedada dapat dilihat pada Tabel 3.1

Tabel 3.1 Data Fluida Lapangan Pedada

Reservoir and Fluid Data	Dimension	Reservoir				
		1	2	3	4	5
FVL, Oil	RB/STB	1,0689	1,0689	1,0689	1,0689	1,0689
Permeability, Avg	Md	280	700	0	0	0
Pressure, Orig. Res	Psig	284	283	283	283	283
Pressure, Oil Sat	Psig	105	235	181	181	181
Gor, Dissolved Gas	SCF/STB	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Viscosity, Oil, Res	Cp	4,9	4,3	6,7	6,7	6,7
Temperature, Res	°F	168,0	170,0	172,0	172,0	172,0
Gravity, Oil	°API	36	31	29	29	29

Sumber: Dokumen BOB PT. BSP Pertamina Hulu.

Keterangan:

Reservoir

1. Bekasap 0350 Ft SD
2. Bekasap 0550 Ft SD
3. Bekasap 0700 Ft SD
4. Bekasap 0700 Ft SD
5. Bekasap 0700 Ft SD

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pembahasan ini bertujuan untuk menghitung besarnya laju alir optimum untuk berbagai jumlah *Shot Per Foot (SPF)* perforasi pada Lapangan Y. Penelitian ini dilakukan pada sumur X1 dan X2 yang merupakan salah satu lapangan minyak yang memproduksi milik BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu dan merupakan salah satu lapangan besar di BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu.

4.1 Perhitungan Kurva *IPR* Sumur X1, X2

Menurut Musnal (2014), *Inflow Performance Relationship (IPR)* adalah kurva yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Jika kurva *IPR* digabungkan dengan kurva pipa alir maka menghasilkan produktivitas yang diinginkan. Permasalahan yang sering terjadi pada kurva *IPR* disebabkan oleh skin sehingga merubah kemiringan kurva dan terjadi penurunan tekanan di dasar sumur.

Kemampuan suatu sumur untuk berproduksi dapat dinyatakan dalam bentuk *Inflow Performance Relationship (IPR)* atau kurva, yaitu korelasi laju produksi dan tekanan alir dasar sumur di bawah tekanan reservoir. Jika kurva *IPR* dan kurva tabung aliran digabungkan, perpotongan antara kurva *IPR* dan kurva tabung aliran adalah laju aliran optimal. Untuk mengetahui besarnya kinerja sumur minyak tersebut maka ditentukan berdasarkan perhitungan P_{wf} berikut ini untuk nilai P_{wf}/P_s .

4.1.1 Data Sumur X1

Tabel 4.1. Data Lapangan Sumur X1

No	Data	Simbol	Nilai	Satuan
1	Permeabilitas Formasi	K	280	Md
2	Tekanan Reservoir	Pr	284	Psi
3	Radius Pengurasan	Re	250	Ft

4	Ketebalan Formasi	H	25	Ft
5	Densitas Minyak	ρ	36	API
6	Temperature	T	168	F
7	Perbandingan gas minyak	GOR	30	scf/stb
8	Tekanan kepala sumur	pwh	95	Psi
9	Kedalaman Sumur	D	1025	Ft
10	Laju produksi	q	300	Bpd
11	Tekanan gelembung	Pb	152	Psig
12	Faktor volume Formasi	Bo	1,0689	
13	Viscositas minyak	μ_o	4,9	Cp
14	Jari - jari lubang sumur	Rw	7,23	Ft
15	Ukuran sumur		10,75	Inch
16	Ukuran casing		7	Inch
17	Ukuran tubing		3 ¹ / ₂	Inch

Berdasarkan data yang tersedia maka kurva *IPR* dapat dihitung dengan cara:

1. Menentukan nilai *Productivity Index (PI)*

$$PI = \frac{7,082 \times 10^{-3} k \cdot h}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 \right]}$$

$$= \frac{7,082 \times 10^{-3} \times 280 \times 25}{4,9 \times 1,0689 \left[\ln \left(\frac{250}{7,23} \right) - 0,75 \right]}$$

$$= 3,389 \text{ bpd/psi}$$

2. Menentukan Laju Alir Maksimum (Q_{max}), pada saat $P_{wf} = 0$ Psi.

$$Q_{maks} = 3,389 \frac{\text{bpd}}{\text{psi}} \times (284 \text{ psi} - 0)$$

$$= 962 \text{ bpd}$$

3. Menentukan nilai P_{wf} untuk masing-masing Q_{sumsi}

- Asumsi I

Asumsikan laju alir ($Q = 0$ Bpd)

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

$$= 284 - \frac{0}{3,389} = 284 \text{ psi}$$

- Asumsi II

Asumsikan laju alir (Q = 100 Bpd)

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

$$= 284 - \frac{100}{3,389} = 254 \text{ psi}$$

- Asumsi III

Asumsikan laju alir (Q = 300 Bpd)

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

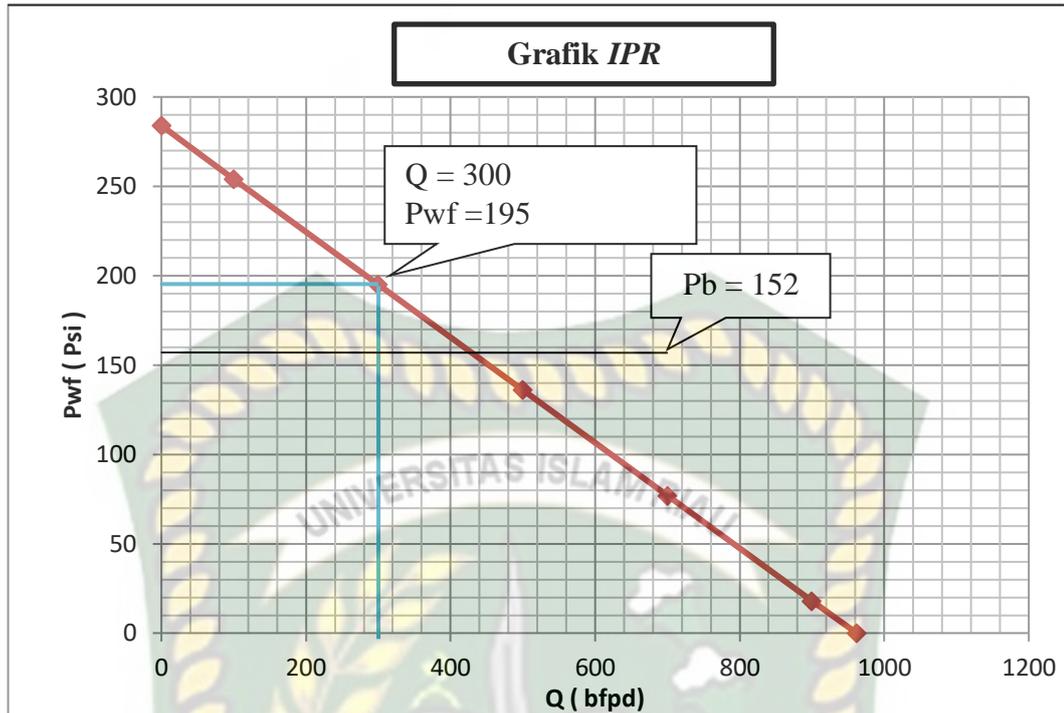
$$= 284 - \frac{300}{3,389} = 195 \text{ psi}$$

Nilai Pwf lainnya dapat diketahui pada tabel 4.1.

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Pwf

Q asumsi (Stb/d)	Pwf (Psi)
0	284
100	254
300	195
500	136
700	77
900	18
962	0

Tabel 4.2 merupakan grafik dari hasil plot Q terhadap Pwf



Gambar 4.1 Inflow Performance Relationship Sumur X1

Dari kurva *IPR* untuk sumur X1 di atas, apabila tekanan dasar sumur (P_{wf}) sebesar 195 psi, maka laju alir optimum sebesar 300 bbl/day. Kurva *IPR* untuk sumur X1 membentuk garis lurus dengan nilai PI tetap di seluruh nilai P_{wf} dikarenakan tekanan reservoir (P_r) lebih besar dari tekanan gelembung minyak (P_b) dan nilai P_{wf} lebih besar dari P_b .

4.1.2 Data Sumur X2

Tabel 4.3 Data Lapangan Sumur X2

No	Data	Simbol	Nilai	Satuan
1	Permeabilitas Formasi	K	700	Md
2	Tekanan Reservoir	Pr	283	Psig
3	Radius Pengurasan	Re	250	Ft
4	Ketebalan Formasi	H	20	Ft
5	Densitas Minyak	ρ	31	API
6	Temperature	T	170	F
7	Perbandingan gas minyak,	GOR	30	scf/stb

8	Tekanan kepala sumur	Pwh	105	Psi
9	Kedalaman Sumur	D	1000	Ft
10	Laju produksi	Q	341	Bpd
11	Tekanan gelembung	Pb	195	Psig
12	Faktor volume Formasi	Bo	1,0689	
13	Viscositas minyak	μ_o	4,3	Cp
14	Jari - jari lubang sumur	Rw	7,23	Ft
15	Ukuran sumur		10,75	Inch
16	Ukuran casing		7	Inch
17	Ukuran tubing		3 ½	Inch

Berdasarkan data yang tersedia maka kurva *IPR* dapat dihitung dengan cara:

1. Menentukan nilai *Productivity Index (PI)*

$$PI = \frac{7,082 \times 10^{-3} k \cdot h}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 \right]}$$

$$= \frac{7,082 \times 10^{-3} \times 700 \times 20}{4,3 \times 1,0689 \left[\ln \left(\frac{250}{7,23} \right) - 0,75 \right]}$$

$$= 6,777 \text{ bpd/psi}$$

2. Menentukan Laju Alir Maksimum (Q_{max}), pada saat $P_{wf} = 0$ Psi.

$$Q_{maks} = 6,777 \frac{\text{bpd}}{\text{psi}} \times (283 \text{ psi} - 0)$$

$$= 1917,891 \text{ bpd}$$

3. Menentukan nilai P_{wf} untuk masing-masing Q_{sumsi}

- Asumsi I

Asumsikan laju alir ($Q = 0$ Bpd)

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

$$= 283 - \frac{0}{6,777} = 283 \text{ psi}$$

- Asumsi II

Asumsikan laju alir ($Q = 100$ Bpd)

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

$$= 283 - \frac{100}{6,777} = 268 \text{ psi}$$

- Asumsi III

Asumsikan laju alir ($Q = 341$ Bpd)

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

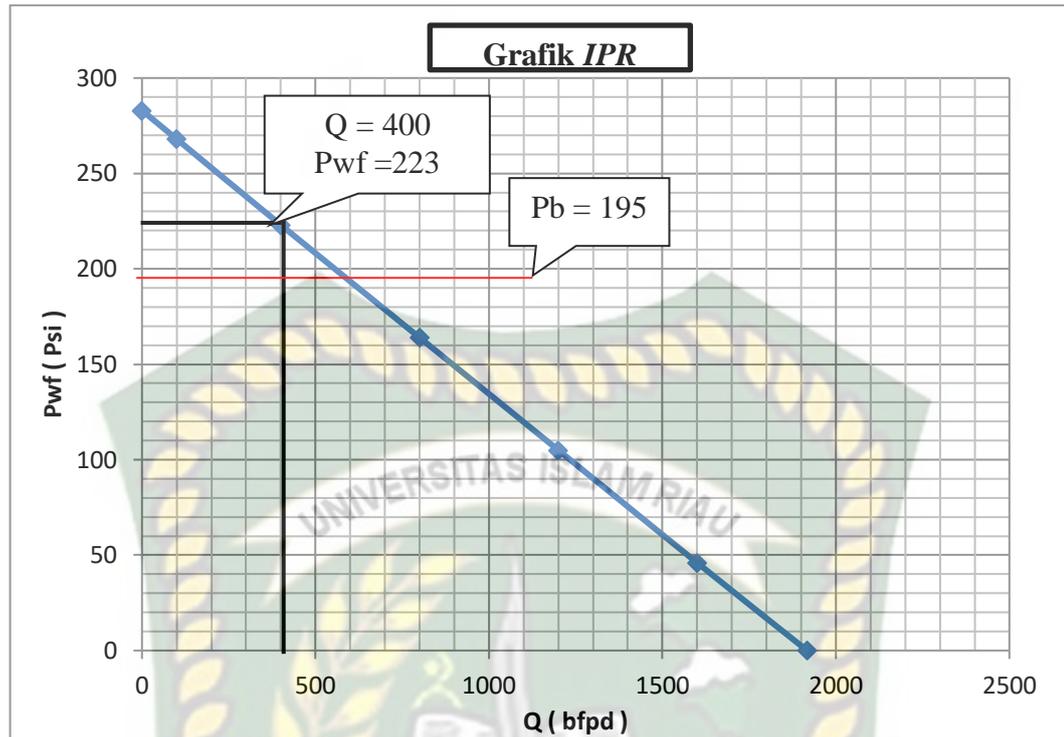
$$= 283 - \frac{400}{6,777} = 223 \text{ psi}$$

Nilai Pwf lainnya dapat diketahui pada tabel 4.3.

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Pwf

Q asumsi (Stb/d)	Pwf (Psi)
0	283
100	268
400	223
800	164
1200	105
1600	46
1917	0

Tabel 4.4 merupakan grafik dari hasil plot Q terhadap Pwf



Gambar 4.2 *Inflow Performance Relationship* Sumur X2

Dari kurva *IPR* untuk sumur X2 di atas, apabila tekanan dasar sumur (P_{wf}) sebesar 223 psi, maka laju alir optimum sebesar 400 bbl/day. Kurva *IPR* untuk sumur X2 juga membentuk garis lurus dengan nilai PI tetap di seluruh nilai P_{wf} dikarenakan tekanan reservoir (P_r) lebih besar dari tekanan gelembung minyak (P_b) dan nilai P_{wf} lebih besar dari P_b .

4.2 Analisa Jumlah *Shoot Per Foot (SPF)* Perforasi

Saat menganalisis jumlah *Shoot Per Foot (SPF)* yang akan digunakan, langkah yang harus dilakukan adalah menganalisis kurva *tubing intake* untuk menggambarkan laju alir dan tekanan alir dasar sumur pada setiap asumsi *Shoot Per Foot (SPF)*. Selanjutnya, analisis yang dilakukan menggunakan sistem nodal untuk perpotongan antara kurva *Tubing Intake* setiap jumlah *Shoot Per Foot (SPF)* perforasi yang dihubungkan dengan kurva *IPR* sehingga didapatkan hasil nilai laju produksi yang diinginkan (optimal).

4.2.1 Perhitungan Kehilangan Tekanan pada Lubang Perforasi

A. Sumur X1

Untuk melakukan analisis nodal untuk sumur perforasi di sumur X1 ini dengan cara mengambil asumsi jumlah *SPF* yaitu 2, 4, 8, 10. Dengan data penunjang sebagai berikut:

Permeabilitas Formasi	: 280 md
Ketebalan Formasi	: 25 ft
Panjang lubang perforasi	: 11,6 in
Diameter dalam casing	: 5,875
Diameter lubang bor	: 9,875 n
Diameter lubang perforasi	: 0,51 in
Densitas minyak	: 30 lbm / cuft

1. Hitung permeabilitas zone terkompaksi, sesuai dengan teknik perforasi. Dalam hal ini digunakan teknik perforasi *overbalanced*, maka :

$$Kc = 0,1 \times K = 0,1 \times 280 = 28 \text{ md}$$

2. Hitung koefisien turbelensi, B sebagai berikut :

$$\beta = 2,33 \times 10^{10} / 28^{1,201} = 42,59 \times 10^{10}$$

3. Hitunglah jari-jari zone terkompaksi, yaitu :

$$rp = 0,51 / (2 \times 12) = 0,021 \text{ ft}$$

$$rc = \frac{0,021}{(0,51/12)} = 0,063 \text{ ft}$$

4. Hitung panjang lubang perforasi di belakang casing

$$Lp = 11,6 - (9,875 - 5,875) / 2 = 10,2 \text{ in} = 0,85 \text{ ft}$$

5. Hitung konstanta aliran laminar C, yaitu:

$$C = \frac{Bo \cdot \mu_o (rc/rp)}{7,06 \times 10^{-3} Lp \cdot Kc}$$

$$= \frac{4,9 \times 1,0689 \ln(0,063/0,021)}{7,06 \times 10^{-3} \times 0,83 \times 28} = 93,513$$

$$D = \frac{2,30 \times 10^{-14} \beta \cdot Bo^2 \cdot \rho_o \left(\frac{1}{rp} - \frac{1}{rc} \right)}{Lp^2}$$

$$= \frac{(2,30 \times 10^{-14}) \cdot (42,59 \times 10^2) \cdot (1,0689)^2 \times 30 \times (1/0,021 - 1/0,63)}{0,85^2}$$

$$= 2,197$$

6. Menghitung jumlah lubang perforasi di seluruh interval perforasi:

Perforasi = Tebal formasi produktif x Kerapatan formasi

Perforasi = 25 x 2 = 50 perforasi

= 25 x 4 = 100 perforasi

= 25 x 6 = 150 perforasi

= 25 x 8 = 200 perforasi

= 25 x 10 = 250 perforasi

7. Menghitung kehilangan tekanan sepanjang perforasi

Kerapan perforasi= 2 SPF

q = 100 STB/Day

q/perf = 100/50 = 2 STB/Day

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi :

$$P_{wfs} - P_{wf} = 96,613 q + 2,197 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (96,613 \times 2) + (2,197 \times 2^2) = 196,01 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 4 SPF

q = 100 STB/Day

q/perf = 100/100 = 1 STB/Day

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi :

$$P_{wfs} - P_{wf} = 96,613 q + 2,197 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (96,613 \times 1) + (2,197 \times 1^2) = 196,01 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 6 SPF

q = 100 STB/Day

q/perf = 100/150 = 0,66 STB/Day

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 96,613 q + 2,197 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (96,613 \times 0,66) + (2,197 \times 0,66^2) = 58,33 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 8 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/200 = 0,50 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 96,613 q + 2,197 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (96,613 \times 0,50) + (2,197 \times 0,50^2) = 47,53 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 10 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/250 = 0,40 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 96,613 q + 2,197 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (96,613 \times 0,40) + (2,197 \times 0,40^2) = 37,48 \text{ Psi}$$

Tabel 4.5 Kehilangan Tekanan Setiap Perforasi

Laju Produksi	2 SPF		4 SPF		6 SPF		8 SPF		10 SPF	
	q/perf (STB/ Day)	Δp (Psi)								
100	2	196,01	1	95,81	0,66	58,33	0,50	47,35	0,40	37,48
300	6	588,03	3	287,43	2,00	196,01	1,50	142,05	1,20	115,49
500	10	980,05	5	487,05	3,33	336,09	2,50	236,75	2,00	196,01
700	14	1372,07	7	670,67	4,66	457,95	3,50	331,45	2,80	279,34

B. Sumur X2

Untuk melakukan analisis nodal untuk sumur perforasi di sumur X2 ini dengan cara mengambil asumsi jumlah *SPF* yaitu 2, 4, 8, 10. Dengan data penunjang sebagai berikut:

Permeabilitas Formasi	: 700 md
Ketebalan Formasi	: 20 ft
Panjang lubang perforasi	: 11,6 in
Diameter dalam casing	: 5,875
Diameter lubang bor	: 9,875 n
Diameter lubang perforasi	: 0,51 in
Densitas minyak	: 30 lbm / cuft

1. Hitung permeabilitas zone terkompaksi, sesuai dengan teknik perforasi. Dalam hal ini digunakan teknik perforasi *overbalanced*, maka :

$$Kc = 0,1 \times K = 0,1 \times 700 = 70 \text{ md}$$

2. Hitung koefisien turbelensi, B sebagai berikut :

$$\beta = 2,33 \times 10^{10} / 70^{1,201} = 14,17 \times 10^{10}$$

3. Hitunglah jari-jari zone terkompaksi, yaitu :

$$rp = 0,51 / (2 \times 12) = 0,021 \text{ ft}$$

$$rc = \frac{0,021}{(0,51/12)} = 0,063 \text{ ft}$$

4. Hitung panjang lubang perforasi di belakang casing

$$Lp = 11,6 - (9,875 - 5,875) / 2 = 10,2 \text{ in} = 0,85 \text{ ft}$$

5. Hitung konstanta aliran laminar C, yaitu :

$$C = \frac{Bo \cdot \mu_o (rc/rp)}{7,06 \times 10^{-3} Lp \cdot Kc}$$

$$= \frac{4,9 \times 1,0689 \ln(0,063/0,021)}{7,06 \times 10^{-3} \times 0,85 \times 70} = 32,82$$

$$D = \frac{2,30 \times 10^{-14} \beta \cdot Bo^2 \cdot \rho_o \left(\frac{1}{rp} - \frac{1}{rc} \right)}{Lp^2}$$

$$= \frac{(2,30 \times 10^{-14}) \cdot (17,17 \times 10^{10}) \cdot (1,0689)^2 \times 30 \times (1/0,021 - 1/0,63)}{0,85^2}$$

$$= 3,08$$

6. Menghitung jumlah lubang perforasi di seluruh interval perforasi:

Perforasi = Tebal formasi produktif x Kerapatan formasi

$$\begin{aligned} \text{Perforasi} &= 20 \times 2 = 40 \text{ perforasi} \\ &= 20 \times 4 = 80 \text{ perforasi} \\ &= 20 \times 6 = 120 \text{ perforasi} \\ &= 20 \times 8 = 160 \text{ perforasi} \\ &= 20 \times 10 = 200 \text{ perforasi} \end{aligned}$$

7. Menghitung kehilangan tekanan sepanjang perforasi

$$\text{Kerapan perforasi} = 2 \text{ SPF}$$

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/40 = 2.5 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 32,82 q + 3,08 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (32,82 \times 2,5) + (3,08 \times 2,5^2) = 101,3 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 4 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/80 = 1.25 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 32,82 q + 3,08 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (32,82 \times 1,25) + (3,08 \times 1,25^2) = 45,83 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 6 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/120 = 0,83 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 32,82 q + 3,08 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (32,82 \times 0,83) + (3,08 \times 0,83^2) = 29,39 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 8 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/160 = 0,625 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi :

$$P_{wfs} - P_{wf} = 32,82 q + 3,08 q^2$$

$$P_{wfs} - P_{wf} = (32,82 \times 0,625) + (3,08 \times 0,625^2) = 21,71 \text{ Psi}$$

Kerapan perforasi= 10 SPF

$$q = 100 \text{ STB/Day}$$

$$q/\text{perf} = 100/200 = 0,50 \text{ STB/Day}$$

Kehilangan tekanan sepanjang perforasi:

$$P_{wfs} - P_{wf} = 32,82 q + 3,08 q^2$$

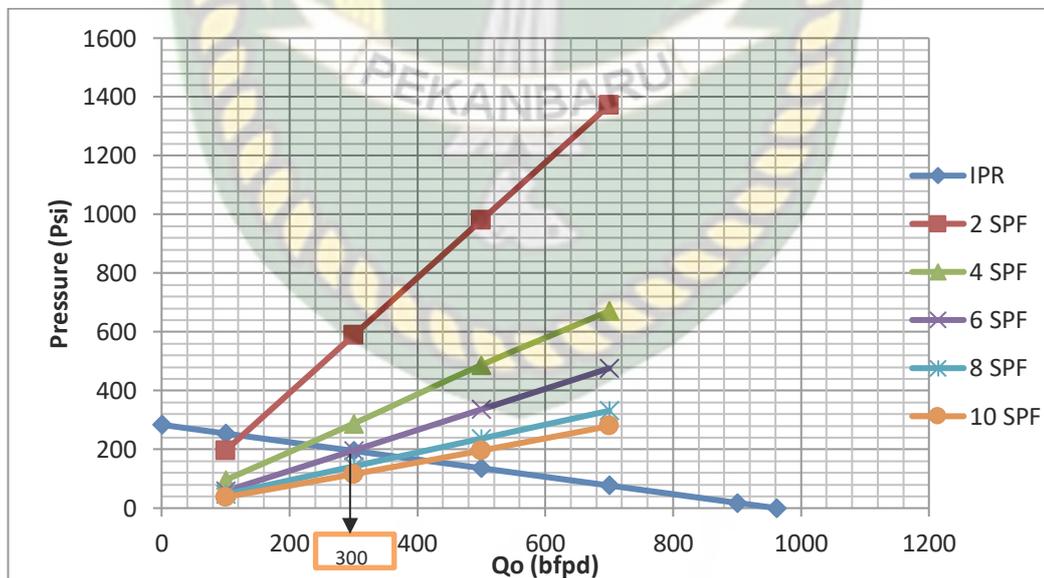
$$P_{wfs} - P_{wf} = (32,82 \times 0,5) + (3,08 \times 0,5^2) = 17,18 \text{ Psi}$$

Tabel 4.6 Kehilangan Tekanan Setiap Perforasi

Laju Produksi	2 SPF		4 SPF		6 SPF		8 SPF		10 SPF	
	q/perf (STB/ Day)	Δp (Psi)								
100	2,5	101,3	1,25	45,84	0,83	29,49	0,62	21,72	0,5	17,18
400	10	636,2	5	241,1	3,33	143,2	2,5	143,62	2	77,96
800	20	1888,4	10	636,2	6,67	355,69	5	355,69	4	180,56
1200	30	3756,6	15	1185,3	10	636,2	7,5	419,4	6	307,8

4.2.2 Kurva Analisa Sistem Nodal

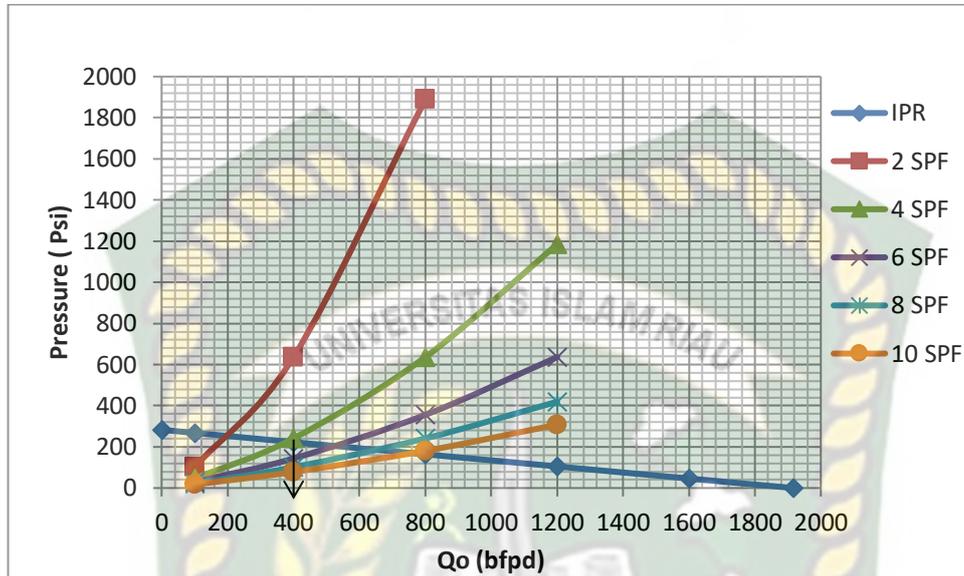
Untuk menentukan jumlah *SPF* sesuai dengan kapasitas produksi sumur digunakan analisis sistem nodal yaitu menentukan jumlah *SPF* 2, 4, 6, 8 dan 10 melalui kombinasi kurva *IPR* dan kurva *tubing intake*. Perpotongan kedua kurva ini akan menghasilkan laju alir yang ideal.



Gambar 4.3 Kurva Analisa Sistem Nodal Sumur X1

Dengan menganalisa sistem nodal pada sumur produksi X1, kita dapat membandingkannya dengan produksi terbaik 300 BOPD untuk mengetahui tingkat produksi yang dapat dicapai. Berdasarkan hasil produktivitas pada analisis

nodal, *SPF* yang sesuai yang dapat digunakan adalah 6 *SPF* karena mendekati produktivitas optimal.



Gambar 4.4 Kurva Analisa Sistem Nodal Sumur X2

Dengan menganalisa sistem nodal pada sumur produksi X2, kita dapat membandingkannya dengan produksi terbaik sebesar 400 BOPD untuk mengetahui tingkat produksi yang dapat dicapai. Berdasarkan hasil produktivitas pada analisis nodal, jumlah *SPF* yang digunakan dengan benar adalah 4 *SPF* karena telah mendekati laju produksi yang optimum.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari pembahasan sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Kemampuan laju produksi optimal pada sumur produksi X1 adalah sebesar 300 BOPD dan kemampuan laju produksi optimal pada sumur produksi X2 adalah sebesar 400 BOPD.
2. Berdasarkan analisa nodal yang dilakukan maka jumlah *SPF* yang tepat untuk digunakan pada sumur produksi X1 adalah 6 *SPF* dan sumur produksi X2 adalah 4 *SPF*.

5.2 Saran

Dari hasil penelitian ini dapat dilanjutkan untuk peneliti selanjutnya dalam membahas keekonomiannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Abadiyah, Anita Kurniati. (2016). *Optimasi Produksi Zona Multilayer untuk Completion Single dan Multiple String di Lapangan AN*. Teknik Perminyakan Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- Abdel Aal. K. (2003). *Petroleum And Gas Field Processing*, King Fahd University of Petroleum & Minerals.
- Adnan, Muhammad dkk. (2021). *Memprediksi Keadaan Sumur di Masa Depan dengan Melakukan Optimasi Menggunakan Electrical Submersible Pump pada Sumur "AD-96"*. Vol. 3. No.1 Hal. 10.
- Alexandri, Agus. (2018). Peran Penting Perencanaan Kompleksi Formasi dalam Keberhasilan Kompleksi Sumur. *Swara Patra*. Vol. 8. No. 4. Hal.23.
- Allen, T.O. and A.P. Robert. (1982). "*Production Operation, Well Completion, Work Over and Stimulation*". Vol. I & II and Gas Consultant International, Inc., Second Edition.
- Apolianto, Eko dan Leksono Mucharam. (2012). *Evaluasi Perencanaan dan Hasil Perforasi Berdasarkan Target Performa Lapangan X*. Institut Teknologi Bandung.
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis, Oil and Gas*. Tulsa, Oklahama : Consultant International Inc.
- Brill, P.J. (1999). *Multiphase Flow In Well*, First Printing Henry L. Doherty Memorial Fund of Society of Petroleum Engineers Inc.
- Brown, K. E. (1986). *The Technology Of Artificial Lift Methods*, Volume 1. Tulsa, Oklahoma : Penn well Publishing Company.
- Doniko, M. Taufik Toha, dan Abuamat Hak. (2014). Evaluasi Teknis dan Ekonomis Well Completion untuk Ukuran Tubing pada Sumur Minyak X-26 di PT. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*. Vol. 2. No. 5. Hal. 2.
- Ekaningtyas. E. (2017). *Perencanaan Well Completion Berdasarkan Karakteristik Reservoir Batu Pasir Pengendapan Delta*. Universitas pembangunan Nasional "Veteran". Yogyakarta.
- Guo, Boyun William C. Lyons, Ali G. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Lafayette LA: Elsevier Science & Technology Books.

- Hermadi, Ganjar. (2016). Analisa Sistem Nodal dalam Metode Artificial Lift. *Swara Patra*. Vol. 6. No. 2. Hal 33.
- Iktibar, Redha dkk. (2018). Meningkatkan Laju Alir Minyak dengan Mengoptimasi Injeksi Gas pada Sumur M Lapangan N. *Jurnal Petro 2018*. Vol. 7. No. 2. Hal.83.
- King, G. E. (1998). *An Introduction to the Basics of Well Completion, Stimulations, and Workovers*. Oklahoma.
- Mandala, Wirawan W. dan Aristanti Oktavia D. (2017). Analisa Perbandingan Perencanaan Optimasi Continuous Gas Lift dengan Simulator Pipesim dan Manual Sumur “A1” Dan “A2” di Lapangan “D”. *Jurnal OFFSHORE*. Vol. 1. No.1. Hal.22.
- Muskat, M. (1949). “*Physical Principle of oil production*”, Mc Graw Hill Book Co., New York – Toronto – London.
- Musnal, Ali. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Engineering*. Vol. 3. No. 1. Hal. 2.
- Musnal, Ali dan Richa Melisa. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Tange Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur Di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP – Pertamina Hulu. *Jurnal of Earth Energy Engineering*. Vol.5 No.1 Hal. 51.
- Pamungkas, Joko. (2004). *Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110)- Buku IV- Pengantar Teknik Produksi*. Jurusan Teknik Perminyakan. Universitas Pembangunan Nasional "Veteran". Yogyakarta.
- Pranondo, Diky dan Tholib Canali Sobli. (2020). Analisis Sumur dengan *Inflow Performance Relationship* Metode Vogel serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal pada Sumur TCS. *Jurnal Teknik Patra Akademik*. Vol. 11. No. 2. Hal. 34.
- Setiawan, Syabam. (2015). *Aliran Fluida*. Bengkulu: Fakultas Teknik Universitas Bengkulu.
- Solesa, D. M. (2012). *OMV Petrom Workover Best Practices*. Buskares: Petrom.

Widaputra. Y, Yusuf. M, HAK. A. (2014). Studi Pengaruh Pipa Produksi Terhadap Tingkat Laju Produksi Pada Sumur Produksi Y-19, W-92, Dan HD-91 di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*. Vol. 2. No. 5. Hal. 2.

Yohana, Kenes. (2010). *Analisa Pengaruh Water Cut Pada Sistem Produksi Menggunakan Analisa Nodal Dengan Metode Hagedorn & Brown di Lapangan "JK"*. Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

