

**ANALISIS PENENTUAN LAJU ALIRAN OPTIMUM PADA
SUMUR UKURAN TUBING 3,5 INCHI DENGAN IPR *VOGEL***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar sarjana teknik

Oleh

ERLINDA YANI

163210016



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**ANALYSIS OF DETERMINING OPTIMUM FLOW RATE AT
3.5 INCH TUBING WELL WITH IPR VOGEL**

THESIS

*Submitted to complete the requirements in achieving a bachelor of engineering
degree*

Oleh

ERLINDA YANI

163210016



**OIL ENGINEERING STUDY PROGRAM
RIAU ISLAMIC UNIVERSITY
NEW PEKANBARU
2021**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Erlinda Yani
NPM : 163210016
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Penentuan Laju Aliran
Optimum Pada Sumur Ukuran Tubing
3,5Inchi Dengan Ipr Vogel

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. H. Ali Musnal, M.T. (...)
Penguji : Muhammad Ariyon, S.T., M.T. (...)
Penguji : Richa Melysa, S.T., M.T. (...)
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : Maret 2021

Disahkan oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Novia Rita, ST., MT

DOSEN PEMBIMBING

Ir. H. Ali Musnal, M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, Maret 2021



Erlinda Yani
NPM. 163210016

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua saya Bapak Muhammad Isa dan Ibu Syamsinar, dan saudara-saudara saya Joni Arif, Ilham Saputra dan Naina atas dukungan kalian semua serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
2. Ir. H. Ali Musnal, M.T. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu
4. Terimakasih banyak untuk teman saya Miftahul Jannah Putri dan Rudi Irwansyah yang telah senantiasa memberikan semangat dalam berbagai bentuk untuk penyelesaian tugas akhir saya.

Teriring doa saya,. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Maret 2021



Erlinda Yani

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEAHLIAN TUGAS AKHIR	Iii
KATA PENGANTAR.....	Iv
DAFTAR ISI.....	Vi
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR ABSTRAK.....	x
DAFTAR ABSTRACT	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Manfaat Penelitian.....	2
1.4. Batasan Masalah	3
BAB II TINJUAN PUSTAKA	4
2.1. Perforasi	5
2.1.1 Fungsi Perforasi.....	7
2.1.2 Metode Perforasi.....	8
2.2. Performa Laju Alir Dalam Lubang Sumur	9
2.3. Tubing	9
2.4. Productivity Index (Pi).....	10
2.5. Inflow Performance Relationship (Ipr).....	11

2.5.1 IPR Vogel.....	11
2.5.1.1. Macam-Macam Kurva IPR	12
2.6. ANALISIS SISTEM NODAL.....	14
2.6.1. Pemilihan Komponen Tubing Yang Tepat Untuk Mendapatkan Produksi Optimum Menggunakan Analisis Nodal.....	15
2.7. PENGHITUNGAN LAJU ALIR.....	18
BAB III METODE PENELITIAN	19
3.1 Metode Penelitian	19
3.2 Alur Penelitian.....	22
3.3 Tempat Penelitian.....	23
3.4 Jadwal Penelitian	23
3.5 Tinjauan Lapangan	23
BAB IV PEMBAHASAN.....	26
4.1 Data Sumur.....	26
4.1 Penentuan Kurva Ipr	27
4.3 Analisis Kemampuan Laju Produksi Optimum Berdasarkan Ukuran Tubing Produksi	32
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	38
5.1 Kesimpulan	38
5.2 Saran	38
DAFTAR PUSTAKA.....	39

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Jenis-jenis gun perforasi.....	6
Gambar 2.2 Tipe-tipe perforator.....	7
Gambar 2.3 Perforasi	7
Gambar 2.4 IPR satu fasa	12
Gambar 2.5 IPR Aliran Dua Fasa	13
Gambar 2.6 IPR aliran kombinasi.....	14
Gambar 2.7 Sistem Nodal	14
Gambar 2.8 Analisis system nodal terhadap garis IPR dan tubing intake (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015).....	17
Gambar 2.9 Cekungan daratan pantai (BOB PT bumi siak pusako-pertamina hulu)	24

DAFTAR TABLE

Table 3.1 Perencanaan jadwal penelitian	23
Tabel 4.1 Hasil Perhitunga qo berdasarkan Pwf assumsi.....	29
Table 4.2 Hasil Perhitunga qo berdasarkan Pwf assumsi.....	31
Table 4.3 Pwf untuk berbagai ukuran tubing sumur Brk#16.....	33
Tabel 4.4 Pwf untuk berbagai ukuran tubing sumur Brk#23	34



DAFTAR SINGKATAN

BFPD	<i>Barel Fluida Per Day</i>
BOP	<i>Blow Out Preventer</i>
OD	<i>Out Diameter</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
API	<i>America Petroleum Intitute</i>
KOP	<i>Kick Of Point</i>
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
MD	<i>Measured Depth</i>
TD	<i>Terminal Depth</i>
BF	<i>Buoyancy Factor</i>
Psi	<i>Pound Per Sqare Inch</i>
RTC	<i>Round Thread Coupling</i>
BTC	<i>Buster Thread Connector</i>
ELC	<i>Extrame Line Thread Coupl</i>

ANALISIS PENENTUAN LAJU ALIRAN OPTIMUM PADA SUMUR UKURAN TUBING 3,5 INCHI DENGAN IPR *VOGEL*

ERLINDA YANI

163210016

ABSTRAK

Permasalahan yang sering terjadi pada sumur-sumur di lapangan Z adalah banyaknya pompa-pompa yang bekerja tidak secara optimal disebabkan oleh laju alir yang didapat tidak mendukung terhadap desain pompa yang dilakukan untuk itu perlu dilakukan analisa kembali terhadap laju alir setelah dilakukannya pekerjaan perforasi di sumur Brk#16 dan Brk#23. Sumur Brk#16 dan Brk#23 merupakan sumur yang produksinya sudah sangat rendah dan water cutnya sudah mendekati angka 100 %, dimana masalah produksi yang terjadi di sumur ini adalah ada beberapa interval yang fluida minyak ($S_{oi} = S_{or}$) dan interval ini perlu ditutup agar tidak mempengaruhi produksi minyak dari interval lain dan perlu dibuka interval baru. Dilakukan analisis sistem nodal disumur Brk#16 dan Brk#23 dengan metode Vogel faktor skin yang dimiliki oleh sumur Brk#16 dan Brk#23 adalah ($S=0$) dianggap sumur tidak mengalami kerusakan dan penurunan produksi disebabkan oleh kemampuan dari reservoir di interval yang dibuka sebelumnya sudah berkurang, adapun tujuan dilakukannya analisa adalah Menentukan kurva IPR setelah dilakukannya perforasi pada sumur Brk#16 dan Brk#23 dengan menggunakan metode Vogel dan Menghitung laju aliran optimum di pipa produksi 3,5 inch pada sumur Brk#16 dan Brk#23. Dari hasil perhitungan diperoleh berdasarkan kurva IPR, laju alir maksimum sumur Brk#16 adalah sebesar 837 bbl/day dan Brk#23 adalah sebesar 1050 bbl/day. Laju alir optimum sumur Brk#16 dengan memilih tubing produksi berukuran 3,5 inch adalah sebesar 720 bbl/day dan sumur Brk#23 adalah sebesar 1050 bbl/day.

Kata kunci : *Water Cut*, , *Produksi*, *Nodal*, *IPR*, *Optimum*, *Perforasi*, *Reservoir*

ANALYSIS OF DETERMINING OPTIMUM FLOW RATE AT 3.5 INCH TUBING WELL WITH IPR VOGEL

ERLINDA YANI
163210016

ABSTRACT

The problem that often occurs in wells in field Z is the number of pumps that are not working optimally because the flow rate obtained does not support the pump design carried out, it is necessary to re-analyze the flow rate after the perforation work is carried out in the well. Brk # 16 and Brk # 23. Well Brk # 16 and Brk # 23 are wells whose production is already very low and the water cut is approaching 100%, where the production problem that occurs in these wells is that there are several intervals of oil fluid ($S_{oi} = S_{or}$) and this interval needs to be closed so as not to affect oil production from other intervals and need to be opened new intervals. The nodal system analysis was carried out in Brk # 16 and Brk # 23 wells using the skin factor vogel method of Brk # 16 and Brk # 23 wells, which is ($S = 0$) it is considered that the wells are not damaged and decreased production is due to the ability of the reservoir at intervals. If opened before it has been reduced, the purpose of the analysis is to determine the IPR curve after the perforation of the Brk # 16 and Brk # 23 wells using the Vogel method and calculating the optimum flow rate in the 3.5 inch production pipe in Brk # 16 and Brk # wells 23. From the calculation results obtained based on the IPR curve, the maximum flow rate of Brk # 16 well is 837 bbl / day and Brk # 23 is 1050 bbl / day. The optimum flow rate of Brk # 16 well by selecting a 3.5 inch production tubing is 720 bbl / day and Brk # 23 well is 1050 bbl / day.

Keywords: *Water Cut, Production, Nodal, IPR, Optimum, Perforation, Reservoir*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Pekerjaan well service merupakan suatu bagian pekerjaan yang bertugas untuk menangani kegiatan yang berhubungan dengan sumur produksi, salah satu tujuan utamanya adalah mempertahankan laju produksi sesuai seperti apa yang diinginkan, salah satu pekerjaan tersebut adalah pekerjaan perforasi (Allison et al., 2015), permasalahan yang sering terjadi pada sumur-sumur di lapangan Z adalah banyaknya pompa-pompa yang bekerja tidak secara optimal disebabkan oleh laju alir yang didapat tidak mendukung terhadap desain pompa yang digunakan untuk itu perlu dilakukan analisa kembali terhadap laju alir di sumur Brk#16 dan Brk#23, dimana pada sumur dua ini melakukan produksi minyak menggunakan tubing dengan ukuran 3,5 inchie.

Sumur Brk#16 dan Brk#23 merupakan sumur yang produksinya sudah sangat rendah dan water cutnya sudah mendekati angka 100 %, dimana masalah produksi yang terjadi di sumur ini adalah ada beberapa interval yang fluida minyak ($S_{oi} = S_{or}$) dan interval ini perlu ditutup agar tidak mempengaruhi produksi minyak dari interval lain dan perlu dibuka interval baru dengan pekerjaan perforasi produksi minyak untuk dapat memenuhi kriteria dari pompa yang akan dipasang di sumur tersebut, dimana tingkat keberhasilan dari pekerjaan perforasi di sumur-sumur minyak khususnya sumur Brk#16 dan Brk#23 adalah diperolehnya laju alir produksi pada interval yang dipilih pada saat proses perforasi.

Dalam analisis sistem nodal di sumur Brk#16 dan Brk#23 dengan metode Vogel faktor skin yang dimiliki oleh sumur Brk#16 dan Brk#23 adalah ($S=0$) dianggap sumur tidak mengalami kerusakan dan penurunan produksi disebabkan oleh kemampuan dari reservoir di interval yang dibuka sebelumnya sudah berkurang dan untuk dalam analisisnya diperlukan data tekanan reservoir, tekanan dasar sumur dan laju alir, agar analisa sistem nodal berhasil dengan baik, maka

ketelitian dan ketepatan dalam pemelihan data reservoir sangat diperlukan dalam penyelesaiannya. Disini akan dibicarakan tentang mengenai ketelitian dan ketepatan data tersebut dan cara bagaimana pengaruhnya terhadap laju alir total suatu system sumur produksi pada penyelesaiannya. (Hermadi, 2013).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian dari tugas akhir ini adalah:

1. Menentukan kurva IPR setelah dilakukan nya perforasi pada sumur Brk#16 dan Brk#23 dengan menggunakan metode Vogel.
2. Menghitung laju aliran optimum di pipa produksi 3,5 inch pada sumur Brk#16 dan Brk#23

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan rumusan masalah diatas, manfaat penelitian yang diharapkan adalah sebagai berikut:

1. Bagi Penulis

Penelitian ini mampu memenuhi Tugas Akhir penulis sebagai syarat kelulusan perkuliahan Sarjana Teknik, Program Studi Teknik Perminyakan, Jurusan Teknik, Universitas Islam Riau, dan hasil penelitian ini dapat menambah wawasan penulis.

2. Bagi Perusahaan

Sebagai informasi atau data tambahan untuk menentukan bagaimana kemampuan dari pada perforasi yang baru dibuka yang nantinya akan memberikan kontribusi yang baik bagi produksi di sumur Brk#16 dan Brk#23

3. Bagi Pihak Lain

Penelitian ini berguna untuk menambah literatur pihak yang ingin mendapatkan informasi yang sama dengan permasalahan yang dibahas penulis dan sebagai bahan referensi bagi mahasiswa yang membutuhkan sebagai pedoman penulisan Tugas Akhir ke depannya.

1.4 Batasan Masalah

Pemasalahan akan di batasi dengan berfokus pada Analisa Penentuan Laju Alir Optimum Pada Perforasi Ukuran 3,5 *Inch Tubing* Dengan IPR Metode *Vogel*, dimana pembahasan data-data perhitungannya tidak lepas dari tekanan dan laju alir, serta data -data sumur dibawah dipermukaan.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II TINJUAN 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-Mai'dah ayat 17 yang artinya "kepunyaan Allah maha kuasa atas segala sesuatu". Oleh karena itu, pemanfaatan harus bisaksana dan memperhatikan lingkungan.

Hal ini membuat banyaknya ilmu terapan dan teknologi dikembangkan untuk mengelola kekayaan sumber daya alam tersebut. Contohnya seperti ilmu terapan dalam perminyakan. Melakukan eksplorasi minyak dan gas bumi untuk mengambil dan mengolah migas bumi yang berada dibawah permukaan bumi dengan menggunakan teknologi pemboran.

Menurut pandangan islam tindakan ini tentu saja sudah ada tertuang jelas dalam Al-Quran. Sebagaimana firman Allah SWT dalam Al-Quran surat Al Hadid ayat 4 yakni :

Artinya: *Dialah yang menciptakan langit dan bumi dalam enam masa: Kemudian Dia bersemayam di atas 'Arsy. Dia mengetahui apa yang masuk ke dalam bumi dan apa yang keluar daripadanya dan apa yang turun dari langit dan apa yang naik kepada-Nya. Dan Dia bersama kamu di mana saja kamu berada. Dan Allah Maha Melihat apa yang kamu kerjakan(Q.S Al Hadid (57) : 4).*

Pada ayat ini sudah terlihat jelas bahwa Allah SWT sudah menggambarkan penggunaan teknologi pemboran untuk mengeluarkan gas dan minyak dari dalam bumi bahkan jauh sebelum teknologi ini ditemukan. Apapun yang dilakukan manusia, baik mengelola sumber daya alam, pola kehidupan,

politik, ekonomi, dan teknologi tak lepas dari pedoman dan petunjuk yang tertuang dalam Al-Quran.

Sebagaimana Sabda Nabi Muhammad SAW:

Dan Al-Qur`an itu bisa menjadi hujjah (kenikmatan bagimu) atau bisa menjadi malapetaka bagimu.

Kaum muslim berserikat pada tiga hal: air, padang rumput dan api " (HR., Ibnu Majah)

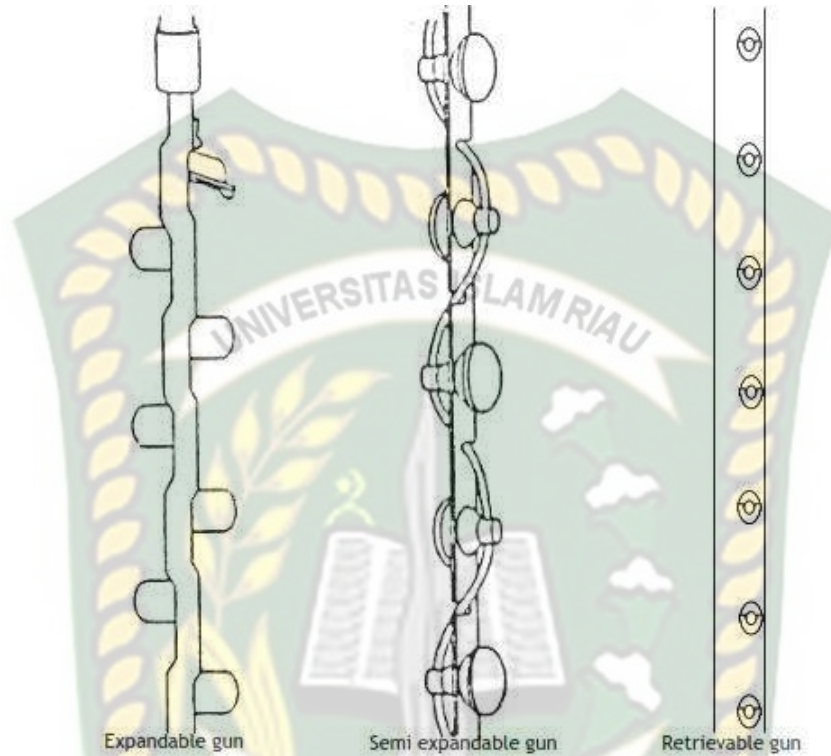
Dalam kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdapat dua sektor pengaturan yakni kegiatan hulu dan hilir. Sektor hulu mencakup penanganan eksplorasi dan eksploitasi (kontrak kerjasama). Sedangkan sektor hilir mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga (izin usaha). Penyelenggaraan kegiatan usaha hilir dilakukan melalui mekanisme persaingan usaha yang wajar, sehat dan transparan (UU 22 tahun 2001, pasal 7 ayat 2).

2.1. Perforasi

Dalam proses cased hole completion, casing dipasang sampai pada zone yang produktif dan disemen, sehingga tidak ada komunikasi baik antara satu formasi dengan formasi yang lain, atau dengan lubang sumur. Agar minyak atau gas bisa diproduksi, maka casing harus dilubangi (*perforated*). (Burky, Craddock, & Lavery, 2018) dan (Batarseh, Roman Alerigi, Al Harith, & Othman, 2019).

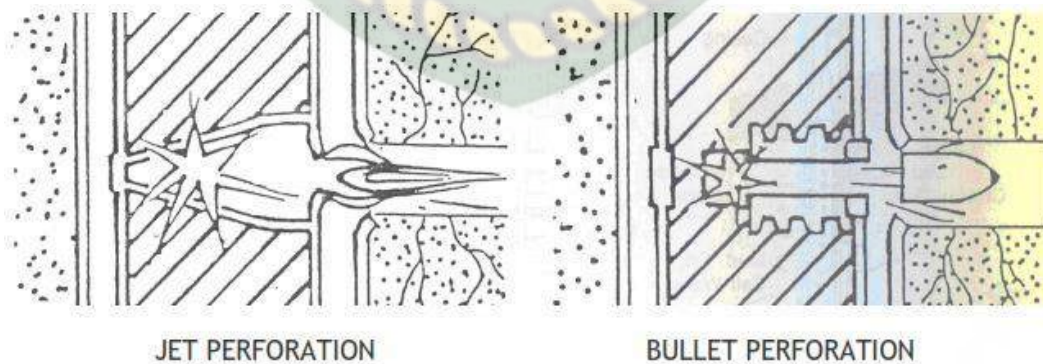
Tujuan utama melubangi casing adalah untuk membuat komunikasi antara reservoir dengan lubang sumur, sehingga formation fluid dapat diproduksi ke permukaan (Apolianto & Mucharam, 2012). Pada saat melakukan pelubangan dinding sumur diperlukan alat lain seperti Casing Collar Locator dan Gamma Ray untuk memastikan bahwa yang perforated adalah lapisan yang benar dan tidak pada casing collar.

Jenis gun pada pada pekerjaan perforation terdiri atas tiga macam seperti gambar dibawah ini:

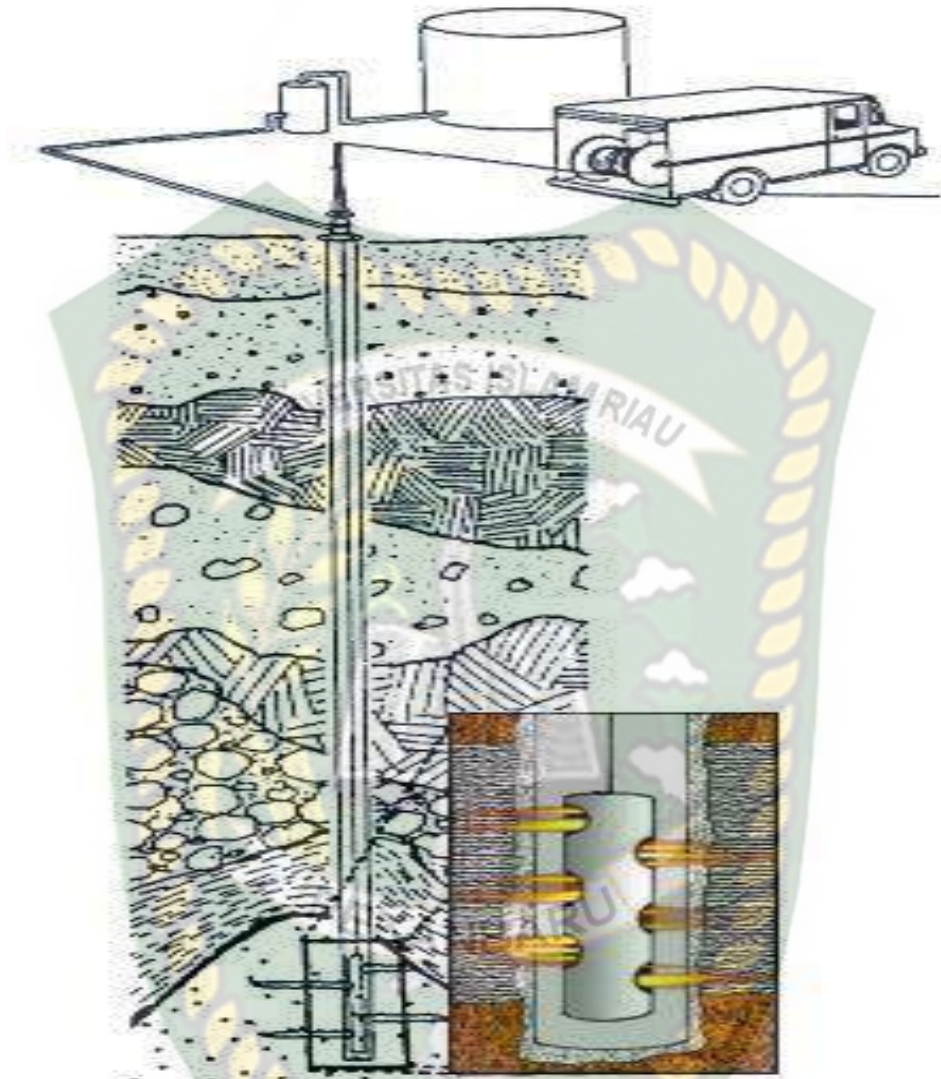


Gambar 2.1 Jenis-jenis gun perforasi

Kalau dilihat dari jenis eksplosif yang dipakai untuk pekerjaan perforate ini ada dua macam seperti Tipe Bullet dan Tipe jet (Shaped charge type)



Gambar 2.2 Tipe-tipe perforator



Gambar 2.3 Perforasi

2.1.1 Fungsi perforasi

1. Membuka komunikasi antara well bore dengan zona produksi
2. By pass damage yang di sebabkan oleh fitrasi lumpur
3. Memberikan aliran linear kelubang sumur
4. Mengurangi efek skin sekitar lubang bor

2.1.2 Metode perforasi

Conventional Underbalance perforasi merupakan kondisi dimana kerja tekanan hidrostatik lumpur kompleksi (PH) lebih kecil dibandingkan dengan tekanan formasi (PF). Dengan cara ini sangat cocok digunakan untuk formasi yang lebih sensitive atau reaktif dan pada umumnya lebih baik dibandingkan dengan overbalance (artikel divide keilmuan IATMI) karena:

1. Tidak terjadi loss circulation karena PH lebih kecil dari PF
 2. Clean up lebih cepat dan efektif.
- A. Underbalance perforasi ($P_{\text{tubing}} < P_{\text{res}}$)
- a. Biasanya pada trough tubing berforasi
 - b. Mendapatkan lubang berforasi yang bersih
 - c. Langsung mendapat aliran dari formasi

Conventional Overbalance perforasi kondisi kerja di dalam sumur dimana tekanan formasi dikontrol oleh fluida atau lumpur kompleksi, bahwa tekanan hidrostatik (PH) lebih besar dibandingkan tekanan formasi (PF) sehingga bias kemungkinan dilakukan pemasangan tubing dan perlengkapan sumur lainnya. Masalah yang sering terjadi pada overbalance yaitu: (artikel divisi keilmuan IATMI)

1. Terjadinya kerusakan formasi (formation damage) yang terlalu besar akibat reaksi antara lumpur kompleks dengan mineral batuan formasi
 2. Penyumbatan oleh bullet atau charge dan runtuh batuan
 3. Sulit mengontrol terjadinya loss circulation batuan $PH > PF$
 4. Clean up suka dilakukan.
- B. Overbalance perforasi ($P_{\text{tubing}} > P_{\text{res}}$)
- a. Biasanya pada TPC gun
 - b. Kemungkinan terjadi plugging pada lubang perforasi
 - c. Mendapatkan penetrasi yang lebih dalam

2.2 Performa Laju Alir Dalam Lubang Sumur

Kehilangan tekanan yang terjadi pada saat fluida akan mengalir dari reservoir menuju permukaan akan memberikan pengaruh yang besar terhadap suatu laju alir produksi sumur. (Saputra, Ariadji, Sc, & Ph, 2009) Pengaruh kehilangan tekanan tersebut bias mencapai 80% dari total kehilangan tekanan dalam suatu system produksi. Distribusi kehilangan tekanan biasa dimulai dari lubang perforasi, tubing dengan berbagai macam pelengkapan yang berada di dalamnya termasuk perubahan diameter atau tekanan yang terjadi pada pipa produksi mulai dari kepala sumur sampai kefasilitas pemrosesan (Alexandri, 2018). Dan kehilangan tekanan yang terjadi tersebut merupakan fungsi dari konfigurasi mechanical dari sumur, sifat fluida dan juga laju alir fluida.

2.3. Tubing

Tubing ialah merupakan suatu pipa produksi yang berfungsi untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur sampai menuju permukaan. Untuk suatu memilih ukuran diameter tubing yang tepat dapat dievaluasikan berdasarkan nilai dari suatu kemampuan perproduksi suatu sumur migas atau dikenal dengan sebagai indeks produktivitas (*productivity index*) (Ramadhani et al., 2018). Kesalahan memilih diameter tubing dapat akan menyebabkan terjadinya penurunan laju aliran produksi yang akan lebih cepat dari sumur migas. Ini akan dapat di sebabkan adanya *scale* yang terbentuk dalam tubing dan *flow line* ataupun bisa tererjadi kerusakan pada formasi (*formation damage*).

Penggunaan tubing terlalu besar dapat menyebabkan terbentuknya *scale*, sedangkan apabila ukuran tubing yang digunakan terlalu kecil dapat akan menimbulkan kerusakan formasi yang di akibatkan pasir di dalam fluida terjatuh kembali dan menyumbat pori-pori dari formasi tersebut.

2.4. Productivity Index (PI)

Productivity index (PI) adalah index yang digunakan menyatakan kemampuan produksi dari suatu sumur pada kondisi tertentu.(Yazid, Yusuf, & Herlina 2018).

Produktivitas index juga merupakan index yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk memproduksi pada suatu kondisi tertentu, atau dinyatakan sebagai perbandingan antara laju alir produksi suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur (pwf) tentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan static (ps) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (pwf) dinyatakan dalam *stock tank barrel per day*.(Musnal, 2014)

Pada kondisi actual PI dirumuskan sebagai berikut.(Mahenda, Prabu, & Susilo, 2014)

$$PI = \frac{q}{ps-pwf} bbl/d/psi \dots\dots\dots 1$$

Keterangan:

- PI : *productivity index*
- Q : laju produksi.bbl/day
- Ps : Tekanan statik reservoir, Psi
- Pwf : Tekanan alir dasar sumur, Psi

Dan dengan menggunakan persamaan aliran darcy, harga PI dapat pula ditentukan berdasarkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, serta geometri sumur dan reservoirnya, khusus untuk aliran radial maka (Pamungkas, Sudarmoyo, Hariyadi, & P, 2004).

$$PI = \frac{0,007082 kh}{\mu_o B_o \ln(\frac{r_e}{r_w})} \dots\dots\dots 2$$

Menurut Brown (1977) produktivitas sumur dibagi menjadi tiga katagori yaitu sebagai berikut (wicy,A.P,Hasjim, n.d.)

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

2.5. Inflow Performance Relationship (IPR)

Untuk perencanaan operasi suatu sumur produksi, data produktifitas sumur sangat diperlukan baik pada kondisi saat ini maupun dimasa yang akan datang. Produktifitas suatu sumur dinyatakan sebagai kurva *inflow performance relationship* (IPR), yang terkait dengan kelakuan aliran fluida pada komponen system sumur produksi yang lain. (Musnal, 2015)

Inflow performance relationship (IPR) merupakan grafik yang menggambarkan suatu kemampuan sumur untuk berproduksi yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara *laju produksi* (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (p_{wf}). Dalam persiapan pembuatan grafik IPR terlebih dahulu harus diketahui *produktifity index* (PI) sumur tersebut, yang merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk produksi. (Musnal, 2014)

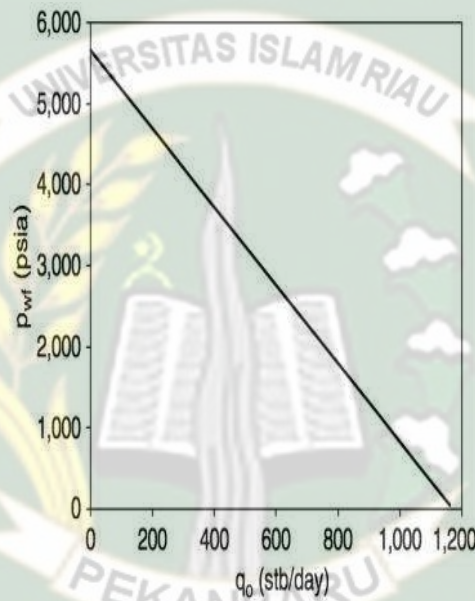
2.5.1 IPR Vogel

Kurva IPR merupakan plot antara tekanan alir dan laju alir fluida. Menurut Kermit (19977) dalam penggunaan IPR perlu di perhatikan jenis reservoir, bentuk, kurva, waktu, dan produksi kumulatif. Dengan kurva IPR tidak saja potensi sumur minyak dapat di ketahui tetapi juga dapat digunakan untuk permasalahan produksi di waktu yang akan datang. (Albokhari & Almubarak, 2015) Bentuk kurva IPR sangat dipengaruhi oleh jenis aliran atau biasa disebut sebagai fasa fluida didalam reservoir minyak. Secara umum fluida yang mengalir di dalam reservoir minyak dikelompokan sebagai fasa cair dan fasa gas. Pada kasus tertentu seperti pada kandungan air yang sangat tinggi fasa cair dapat dipisahkan menjadi fasa minyak dan fasa air.

2.5.1.1 Macam – Macam Kurva IPR

A. Kurva IPR Satu Fasa

Aliran satu fasa yang didefinisikan sebagai hanya satu jenis fasa fluida yang mengalir maka kurva IPR akan berupa garis lurus saja pada gambar di bawah ini.(Denny & Raharjo, 2017)



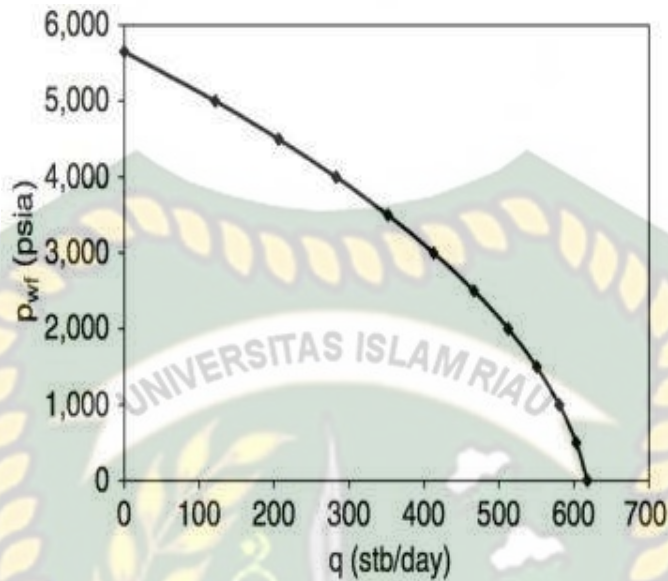
Gambar 2.4 IPR satu fasa

B. Kurva IPR Dua Fasa

Kurva IPR Dua fasa pertama kali di kembangkan oleh weller, kemudian disederhanakan oleh Vogel untuk mempermudah perhitungan. Berdasarkan persamaan yang di kembangkan Weller, Vogel mengembangkan kurva dasar dimensionless IPR yang dapat mewakili semua kondisi yang diamati. Persamaan dimensionless IPR Vogel adalah sebagai berikut:

$$q = q_{max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right)^2 \right] \dots\dots\dots 3$$

Dimana q_{max} adalah laju alir maksimal. Kurva IPR 2 fasa Vogel akan berbentuk seperti gambar di bawah.



Gambar 2.5 IPR Aliran Dua Fasa

C. Kurva ipr kombinasi

Bila fluida yang mengalir merupakan kombinasi aliran fluida satu fasa dan dua fasa, maka kurva ipr akan terdiri dari dua bagian yaitu:(Pamungkas et al., 2004)

1. Bagian yang lurus, untuk harga $P_s > P_{wf} > P_b$
2. Bagian yang melengkung, untuk harga $P_{wf} < P_b$

Pembuatan kurva IPR untuk kondisi ini tergantung harga P_{wf} apakah lebih besar atau lebih kecil dari harga P_b . Pada bagian garis IPR yang lengkung ($P_{wf} < P_b$) memiliki hubungan sebagai berikut:

- a. Untuk kuva IPR dimana $P_{wf} < P_b$ berlaku hubungan.

$$\frac{q_o - q_b}{q_m - q_b} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \dots\dots\dots 4$$

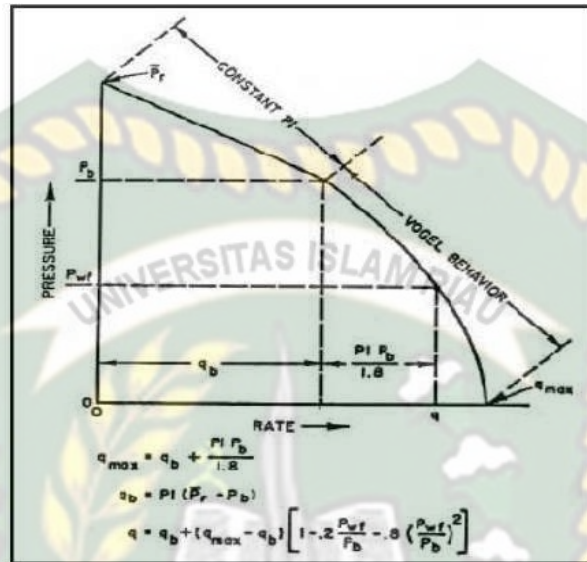
- b. Untuk penentuan Q_{max} , pada IPR dengan kondisi $P_s > P_b$ berlaku hubungan.

$$q_{max} = \frac{q_o \times P_b}{1,8(P_s - p_{wf})} + q_b \dots\dots\dots 5$$

Dimana :

- q_o = laju produksi (data tes)
- P_{wf} = tekanan aliran dasar sumur (data tes)
- P_s = tekanan static (data tes)

q_b = laju produksi pada tekanan bubble point
 P_b = tekanan bubble point



Gambar 2.6 IPR aliran kombinasi

2.6. Analisis Sistem Nodal

Nodal adalah suatu titik pertemuan dua performace aliran yang berbeda pada suatu sumur produksi digambarkan dalam bentuk grafik tekanan laju alir produksi minyak.(Musnal & Melisa, 2016)



Gambar 2.7 Sistem Nodal

Analisa system nodal merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* (IPR) dengan *tubing intake*, yang dapat digunakan untuk menentukan laju alir optimum yang terjadi dalam suatu system produksi.(Purwaka, 2018) Suatu persamaan matematis digunakan untuk menggambarkan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi fluida menuju lubang sumur dan system perpipaan yang mengalirkan fluida ke separator di permukaan.(Hermadi, 2013)

2.6.1 Pemilihan komponen tubing yang tepat untuk mendapatkan produksi optimum menggunakan analisis nodal.

Pemilihan komponen pada sumur produksi juga berpengaruh terhadap kondisi dari optimalnya produksi sumur jika salah memilih akan berdampak buruk terhadap komponen tersebut dan juga bisa menghambat laju alir terhadap sumur serta sampai matinya produksi suatu sumur. Menurut (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015) salah satu cara agar target produksi yang di harapkan dapat terpenuhi adalah dengan menggunakan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan laju alir optimal suatu sumur produksi dengan cara analisis nodal.

1. Analisis kemampuan laju produksi optimum
 - a. Analisis indeks produktivitas
 - PI rendah jika besarnya kurang dari 0,5
 - PI sedang jika besarnya berkisar antara 0,5 sampai 1,5
 - PI tinggi jika lebih dari 1,5

Untuk menentukan besar nilai PI dapat digunakan persamaan Gilberts.(Laju, Massa, & Pada, 2016)

$$P_{wh} = \frac{QGLRC}{ASB} \quad \text{atau} \quad S = \frac{ASGH}{TZ} \dots\dots\dots 6$$

Dimana:

- | | |
|----------|--|
| P_{wh} | = tekanan kepala sumur (pa) |
| Q | = laju alir awal (m ³ /s) |
| S_g | = specific gravity (0,66) |
| Z | = compressibility gas factor (0,167) |
| $BS\& W$ | = basic solid and water (0,005) |

H = kedalaman sumur (200 m)

S = bean size

Hasil perhitungan indeks produktivitas untuk sumur-sumur produksi Y-19 sebesar 1.96, W- 92 sebesar 14,19, dan HD-91 sebesar 4.24.

b. Analisis kurva IPR

Nilai Pwf yang terletak pada selang interval $0 \leq P_{wf} \leq p_s$ berdasarkan hasil dari analisis kurva IPR pada setiap sumur produksi, maka laju nilai produksi maksimal (Q_{max}) yaitu: Y-19 = 1.529,65 Bfpd, W-92 = 6.867,67 Bfpd, dan HD- 91 = 1.953,48 Bfpd.

$$q_{max} = \frac{q_o}{1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2} \dots\dots\dots 7$$

c. Hasil laju produksi optimal

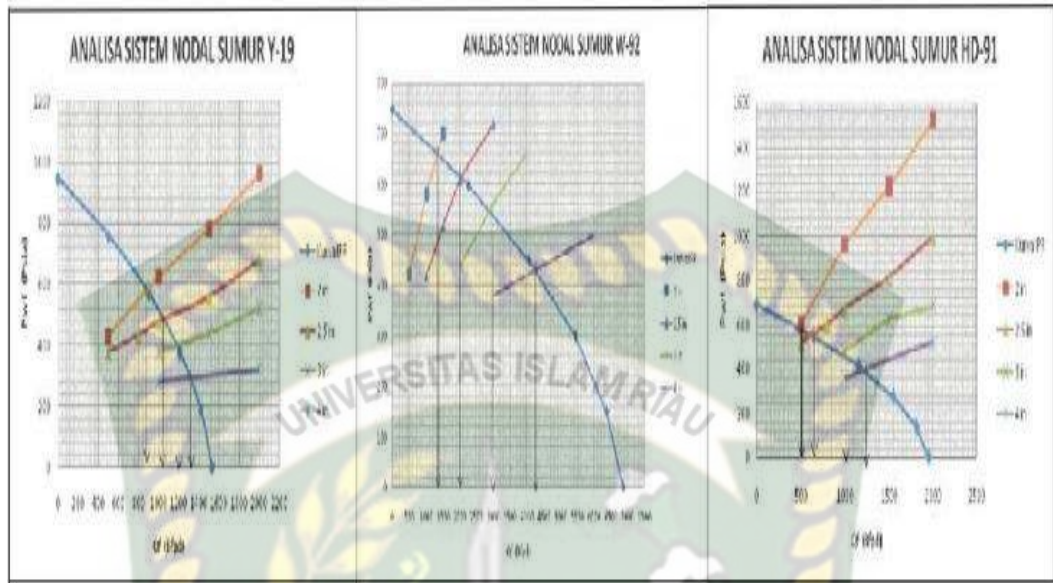
Berdasarkan data laju produksi maksimal (Q_{max}) menurut persamaan vogel adalah sebesar 80% dari Q_{max} yaitu pada sumur produksi Y-19 = 1.223.72, W-92 = 5.494.136 dan HD-91 = 1.562.784

d. Analisis kurva tubing inteks

Untuk menentukan nilai pwf setiap ukuran pipa produksi 2in, 2,5in, 3in, dan 4in dengan laju produksi 200-2000 bfpd hingga 6000 bfpd yaitu dengan menggunakan kurva pressure traverse aliran vertical, nilai pwf setiap sumur produksi ditunjukkan pada table di bawah ini.

e. Analisis system nodal

Untuk menentukan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan berproduksi suatu sumur adalah dengan menganalisa menggunakan analisis system nodal, yaitu melalui kombinasi kurva IPR dan kurva tubing intake untuk ukuran-ukuran tubing yaitu :



Gambar 2.8 Analisis system nodal terhadap garis IPR dan tubing intake (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015)

Dari hasil kuva analisis system nodal sumur pada gambar 2.1 bisa menentukan produksi optimum setiap sumur untuk setiap ukuran tubing sesuai dengan kemampuan produksi sumur. Adapun dampak negative yang akan timbul apabila ukuran pipa produksi yang digunakan tidak tepat (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015).

2.7 Penghitungan Laju Alir

Ada beberapa langkah perhitungan yang perlu akan dilakukan untuk mengetahui laju alir optimum pada perforasi.

1. Menghitung nilai P1 dan P2 yang berdasarkan nilai *watercup* (Wc)

$$P1 = 1.606207 - 0.130447 \times \ln(wc)$$

$$P2 = -0,517792 + 0,110604 \times \ln(wc) \dots\dots\dots 8$$
2. Menghitung nilai $Wc@Pwf = Pr$

$$Wc@Pwf = Pr = \frac{watercut}{P1 \times EXP \times (P2 \times \frac{PWF}{Pr})} \dots\dots\dots 9$$
3. Menghitung nilai konstanta A0,A1, dan A2 berdasarkan nilai WC@Pwf

$$An = C0 + C1 (watercut) + C2 (watercut)^2 \dots\dots\dots 10$$

4. Menghitung laju alir produksi maksimum berdasarkan nilai A1,A2, dan A3

$$Q_{\max} = \frac{Q_0}{A_0 + A_1 \left(\frac{PWF}{Pr}\right) + A_2 \left(\frac{PWF}{Pr}\right)^2} \dots\dots\dots 11$$

5. Menghitung laju alir produksi berdasarkan harga Qmax

$$Q_0 = Q_{\max} \times \left(A_0 + A_1 \left(\frac{PWF}{Pr}\right) + A_2 \left(\frac{PWF}{Pr}\right)^2 \right) \dots\dots\dots 12$$



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III METODE PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Metodologi penelitian adalah suatu tahapan kerja yang dilakukan untuk mempermudah suatu proses pengumpulan data yang diperlukan dalam suatu kegiatan analisis permasalahan yang terjadi di lapangan tersebut, sehingga dalam penulisan bisa lebih sistematis dan jelas. Adapun metodologi penelitian yang digunakan antara lain sebagai berikut adalah studi literatur yang berhubungan dengan Penentuan Laju Alir Optimum Pada Perforasi Ukuran 3,5 Inch Tubing Dengan Ipr Metode *Vogel* yaitu dengan mengumpulkan informasi mengenai data-data produksi setelah pekerjaan perforasi di sumur-sumur dalam bentuk berupa buku-buku literatur, artikel-artikel mengenai IPR metode *Vogel*, perforasi dan produksi sumur dan modul-modul mengenai perforasi dan produksi sumur.

Adapun prosedur dan langkah-langkah yang dilakukan dalam penelitian ini adalah pertama dengan melakukan pengumpulan data yang diperoleh dari laporan-laporan harian dan hasil *data record* yang dilakukan pada saat *monitoring* data sumur penelitian itu sendiri yang dilakukan setiap hari berupa data produksi sumur.

Lamanya waktu penelitian ini dilakukan selama dua bulan di perusahaan oil company PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu area Zamrud dan data-data diperoleh dengan melakukan komunikasi yang baik dengan team yang terkait, kemudian data tersebut dikumpulkan dan dilakukan koordinasi serta diskusi dengan pimpinan dari pada team yang terkait mengenai perforasi dan produksi sumur dan masukan-masukan di rangkumkan menjadi satu sebagai acuan untuk melanjutkan penelitian dan analisa.

Pemilihan komponen tubing yang tepat untuk mendapatkan produksi optimum menggunakan analisis nodal.

Pemilihan komponen pada sumur produksi juga berpengaruh terhadap kondisi dari optimalnya produksi sumur jika salah memilih akan berdampak buruk terhadap komponen tersebut dan juga bisa menghambat laju alir terhadap sumur

serta sampai matinya produksi suatu sumur. Menurut (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, 2015) salah satu cara agar target produksi yang di harapkan dapat terpenuhi adalah dengan menggunakan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan laju alir optimal suatu sumur produksi dengan cara analisis nodal.

1. Analisis kemampuan laju produksi optimum

a. Analisis indeks produktivitas

- PI rendah jika besarnya kurang dari 0,5
- PI sedang jika besarnya berkisar antara 0,5 sampai 1,5
- PI tinggi jika lebih dari 1,5

Untuk menentukan besar nilai PI dapat digunakan persamaan Gilberts. (Laju, Massa, & Pada, 2016)

$$P_{wh} = \frac{QGLRC}{ASB} \quad \text{atau} \quad S = \frac{ASGH}{TZ}$$

Dimana:

P_{wh}	= tekanan kepala sumur (pa)
Q	= laju alir awal (m ³ /s)
S_g	= specific gravity (0,66)
Z	= compressibility gas factor (0,167)
$BS\&W$	= basic solid and water (0,005)
H	= kedalam sumur (200 m)
S	= bean size

b. Analisis kurva IPR

Nilai P_{wf} yang terletak pada selang interval $0 \leq P_{wf} \leq p_s$ berdasarkan hasil dari analisis kurva IPR pada setiap sumur produksi.

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

c. Hasil laju produksi optimal

Berdasarkan data laju produksi maksimal (Q_{max}) menurut persamaan vogel adalah sebesar 80% dari Q_{max} .

d. Analisis kurva tubing inteks

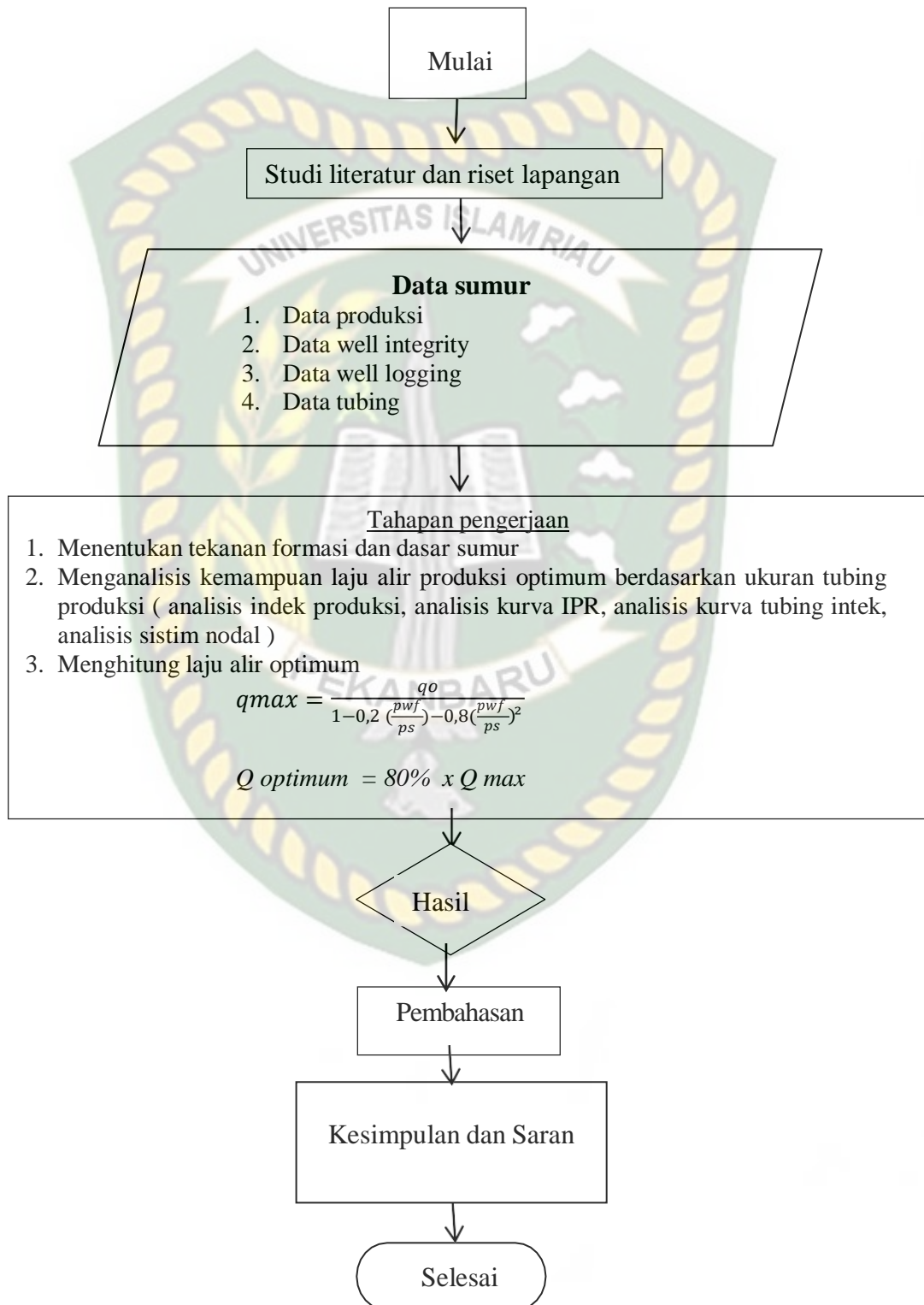
Untuk menentukan nilai pwf setiap ukuran pipa produksi 2in, 2,5in, 3,5 in, dengan laju produksi 200-1000 bfpd hingga 4000 bfpd yaitu dengan menggunakan kurva pressure traverse aliran vertical.

e. Analisis system nodal

Untuk menentukan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan berproduksi suatu sumur adalah dengan menganalisa menggunakan analisis system nodal, yaitu melalui kombinasi kurva IPR dan kurva tubing intake

Untuk menentukan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan berproduksi suatu sumur adalah dengan menganalisa menggunakan analisis system nodal, yaitu melalui kombinasi kurva IPR dan kurva tubing intake untuk ukuran-ukuran tubing.

3.2 ALUR PENELITIAN



3.4 TEMPAT PENELITIAN

Dalam penulisan proposal tugas akhir ini penulis melakukan penelitian di PT. PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu yang beralamat di Zamrud – Riau dimana perusahaan ini merupakan oil company yang bergerak di bidang migas dan membawahi beberapa bisnis partner yang mengerjakan sumur-sumur ladang minyak Negara dan sekalian melakukan produksi terhadap sumur-sumur tersebut menggunakan artificial lift.

3.4 JADWAL PENELITIAN

Adapun jadwal penelitian yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah terdapat pada tabel 3.1.

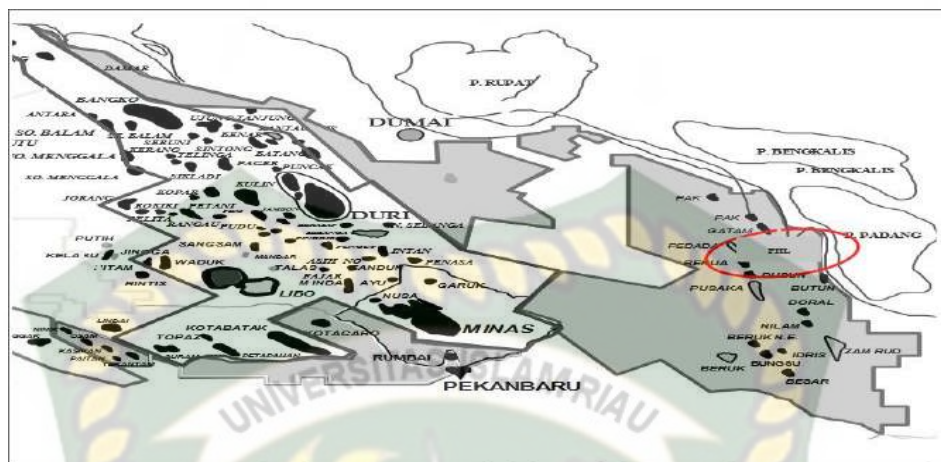
Tabel 3.1 Perencanaan jadwal penelitian

No	Uraian Kegiatan	Febuary-21				maret-21			
		Minggu ke							
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■	■						
2	Pengumpulan Data			■	■				
4	Pengolahan Data					■	■		
5	Analisis dan Pembahasan							■	■

3.5 TINJAUAN LAPANGAN

3.5.1 Geologi Regional

Sumur reaktivasi secara regional terletak di Sub-cekungan dataran pantai (coastal plain) sebelah utara. Sub cekungan ini merupakan bagian dari kerangka regional cekungan Sumatra Tengah.



Gambar 2.9 Cekungan daratan pantai (BOB PT bumi siak pusako-pertamina hulu)

3.6.2 Stratigrafi Regional

Menurut Mertosono dan Nayoan,1974 (Heidrick dan Aulia, 1993) unit straktigrafi tersier regional cekungan Sumatra tengah dibagi menjadi lima unut,yang berumur dari kala paleogen sampai kuartar. Kelima unit straktigrafi tersebut yaitu kelompok pematang, kelompok sihapus, formasi telisa, formasi petani, dan terakhir formasi minas.(Lapangan, Dan, & Tengah, 2008)

3.6.3 Sejarah Pengeboran

Sumur reaktivasi pertama kali ditemukan pada tahun 1983 dan mulai dilakukan pengeboran pertama kali pada tahun 1984. Sampai saat ini sumur produksi di lapangan x berjumlah 41 sumur.

3.6.4 Sejarah produksi

Sumur reaktivasi pertama kali ditemukan pada tahun 1983 dan mulai di produksikan pada tahu 1984. Saat ini jumlah sumur produksi dilapangan X sebanyak 41 sumur di produksi secara *commingle*. Secara struktur sumur rektivasi terdiri dari 7 zona produktif. Apabila dilihat dari segi ekonomi kondisi *commingle* menguntungkan karena minyak dapat diambil secara persamaan dari beberapa lapisan. Dari sisi lain kondisi ini memberikan beberapa masalah (Musnal, 2014).

1. Ketidak tahuan kontribusi fluida dari setiap zona atau tiap sand
2. Ketidak pastian dalam memperdiksi potensi minyak sisa tiap interval dari setiap zona produksi.

Sumur reaktivitas pada awal produksi memiliki rate sebesar 600 BFPD dengan nilai water cut sebesar 12% dan oil test sebesar 528 BOPD. Sumur reaktivasi termasuk salah satu sumur dengan produksi terbesar di lapangan X. Namun dengan berjalan nya waktu produksi yang lama, penurunan produksi terjadi dan sumur reaktivitas di non-aktifkan dalam jangka waktu yang lama, kemudian sumur ini dilakukan test untuk mengetahui kondisi reservoir di dalam sumur tersebut.

Setelah dilakukan test, diketahui berapa zona dianggap tidak produktif, karena memiliki water cut sebesar 100%. Akan tetapi hanya kepada kedalaman 1995ft – 1610ft yang memiliki hidrokarbon dan lapisan lain di tutup karena memiliki water cut yang tinggi. Sumur reaktivasi masih memproduksi sampai sekarang dengan water cut sebesar 98% dengan produksi minyak sebesar 28 BFPD. Penurunan kemampuan suatu sumur produksi karena adanya kerusakan formasi dan penurunan reservoir akibat berjalannya waktu produksi yang lama (Musnal, 2013).

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 DATA SUMUR

Data sumur (Brk#16) dan sumur (Brk#23)

No	Item	Well Name			
Well Characteristic Data					
1	<i>Production Rate</i>				
	<i>Well Status</i>	On		On	
	<i>Oil Production</i>	159	Bopd	66	bopd
2	<i>Well bore depth</i>				
	<i>TD</i>	1942	Ft	1742	ft
	<i>PBTD</i>	1820	Ft	1694	ft
	<i>Interval Perforasi</i>	1498 – 1506 Ft		1404 – 1407 ft	
				1416 – 1419 ft	
		1484 – 1487 ft			
3	<i>Casing and tubing size</i>				
	<i>Surface Casing</i>	13-3/8	Inch	13-3/8	inch
	<i>Production Casing</i>	7	Inch	7	inch
	<i>Tubing</i>	3,5	Inch	3,5	inch
4	<i>Completion Type</i>	Cased Hole		Cased Hole	
5	<i>Work Recommendation</i>	Re-Ferforation		Re-Ferforation	
<i>Fluid Data</i>					
1	<i>Viscosity</i>	0.684	Cp	0,678	cp
2	<i>Factor Formation Volume</i>	1.414	bbl/stb	1,414	bbl/stb
3	<i>Well temperature</i>	158	degF	148	degF
4	<i>Fresh water weight</i>	8,33	Ppg	8,33	ppg
5	<i>Drilling mud weight</i>	9,3	Ppg	9,3	ppg
6	<i>Water Cut Before Perforasi</i>	95	%	98	%
7	<i>Water Cut After Perforasi</i>	65	%	83	%
8	<i>Gas Liquid Ratio</i>	1075	Scf/Stb	1000	Scf/Stb
<i>Pressure data</i>					
1	<i>Wellhead Pressure (Pwh)</i>	160	Psi	145	Psi
2	<i>Bubble Point (PB)</i>	792	Psi	753	Psi
3	<i>Static Pressure (Ps)</i>	788	Psi	734	Psi
4	<i>Bore Hole Prssure (Pwf)</i>	649	Psi	608	Psi
<i>Estimation Pump Data</i>					
1	<i>Pump set</i>	1345	Ft	1449	ft
2	<i>Pump Install</i>	DN 450/113/74 G.S/540 BSB/30 HP		2-1/4 IP	
<i>Poduction Line Data</i>					
1	<i>Distance production line</i>	12500	ft	1420	ft
2	<i>Tubing Production</i>	3.5	Inch	3,5	Inch
3	<i>Diameter production line</i>	4	Inch	4	Inch

4.2 PENENTUAN KURVA IPR

Inflow Performance Relationship (IPR) merupakan hubungan antara laju produksi terhadap tekanan alir dasar sumur. Bila kurva IPR tersebut dikombinasikan dengan kurva pipa alir, maka perpotongan kedua kurva tersebut merupakan laju produksi yang optimum. Pengaruh faktor skin terhadap kurva IPR akan mengubah kemiringan kurva, sehingga laju produksi akan berubah pada suatu tekanan alir dasar sumur. Kinerja produktivitas sumur dapat digambarkan dengan persamaan Inflow Performance Relationship (IPR) atau dalam bentuk kurva yang merupakan hubungan antara laju produksi dan tekanan alir dasar sumur pada suatu tekanan reservoir.

Sumur Brk#16

- a. Menghitung harga PI

$$PI = Q_o / (P_s - P_{wf})$$

$$Q_o = 159 \text{ bopd}$$

$$P_s = BHP = 788 \text{ Psi}$$

$$P_{wf} = 649 \text{ Psi}$$

$$PI = 159 \text{ bopd} / (788 \text{ Psi} - 649 \text{ Psi})$$

$$PI = 159 \text{ bopd} / 139 \text{ Psi}$$

$$PI = 1,14 \text{ bopd/psi}$$
- b. Menentukan harga Q_o untuk berbagai harga P_{wf} asumsi dengan menggunakan persamaan 3 Vogel 2 *phase*.

$$q = q_{max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right)^2 \right]$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 0 \text{ Psi}$$

$$P_s = 788 \text{ Psi (data)}$$

$$\text{Dari perhitungan } q_{max} = 1370 \text{ bbl/day}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{0 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{0 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 873 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 79 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{79 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{79 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 814 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 158 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{158 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{158 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 777 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 236 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{236 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{236 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 727 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 325 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{325 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{325 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 663 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 394 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{394 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{394 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 586 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 473 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{473 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{473 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 496 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 552 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{552 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{552 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 392 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 630 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{630 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{630 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 275 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 709 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{709 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{709 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 144 \text{ bbl/day}$$

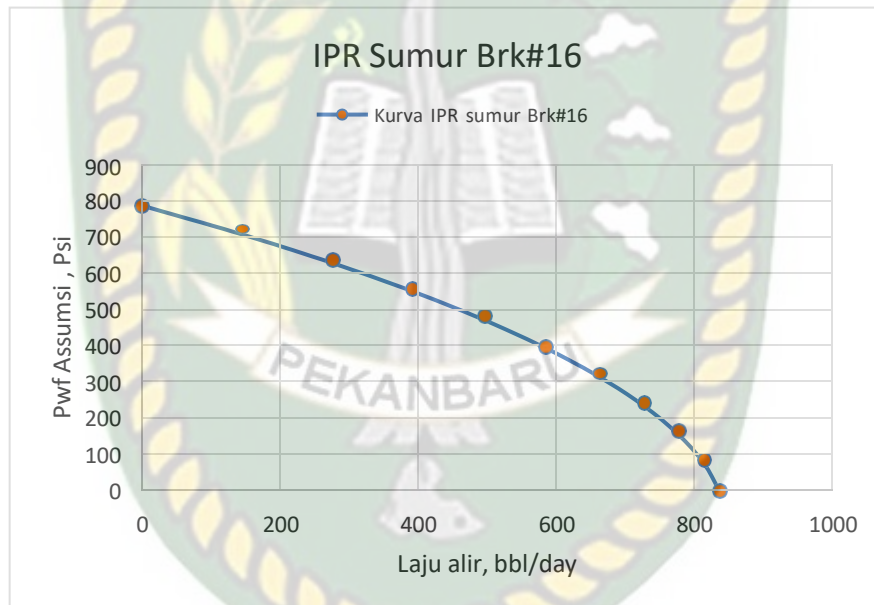
$$P_{wf} \text{ anggapan} = 788 \text{ Psi}$$

$$q = 788 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{788 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{788 \text{ Psi}}{788 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 0 \text{ bbl/day}$$

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan q_o berdasarkan Pwf assumpsi

(Pwf/Ps) ass	Pwf ass (psi)	Q bbls/day
0	0	837
0,1	79	814
0,2	158	777
0,3	236	727
0,4	315	663
0,5	394	586
0,6	473	496
0,7	552	392
0,8	630	275
0,9	709	144
1	788	0

**Grafik 4.1** Kurva IPR sumur Y-19 (Brk#16)Sumur Brk#23

- c. Menghitung harga PI

$$PI = Q_o / (P_s - P_{wf})$$

$$Q_o = 66 \text{ bopd}$$

$$P_s = \text{BHP} = 734 \text{ Psi}$$

$$P_{wf} = 608 \text{ Psi}$$

$$PI = 66 \text{ bopd} / (734 \text{ Psi} - 608 \text{ Psi})$$

$$PI = 66 \text{ bopd} / 126 \text{ Psi}$$

$$PI = 0,524 \text{ bopd/psi}$$

- d. Menentukan harga Q_0 untuk berbagai harga P_{wf} asumsi dengan menggunakan persamaan 3 Vogel 2 *phase*.

$$q = q_{max} \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p} \right)^2 \right]$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 0 \text{ Psi}$$

$$P_s = 734 \text{ Psi (data)}$$

$$\text{Dari perhitungan } q_{max} = 1370 \text{ bbl/day}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{0 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{0 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 73 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{73 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{73 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 1332 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 147 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{147 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{147 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 1271 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 220 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{220 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{220 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 1189 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 294 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{294 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{294 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 1085 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 367 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{367 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{367 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 959 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 440 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{440 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{440 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 811 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 514 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{514 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{514 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 641 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 587 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{587 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{587 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 449 \text{ bbl/day}$$

$$P_{wf} \text{ anggapan} = 661 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{661 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{661 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 236 \text{ bbl/day}$$

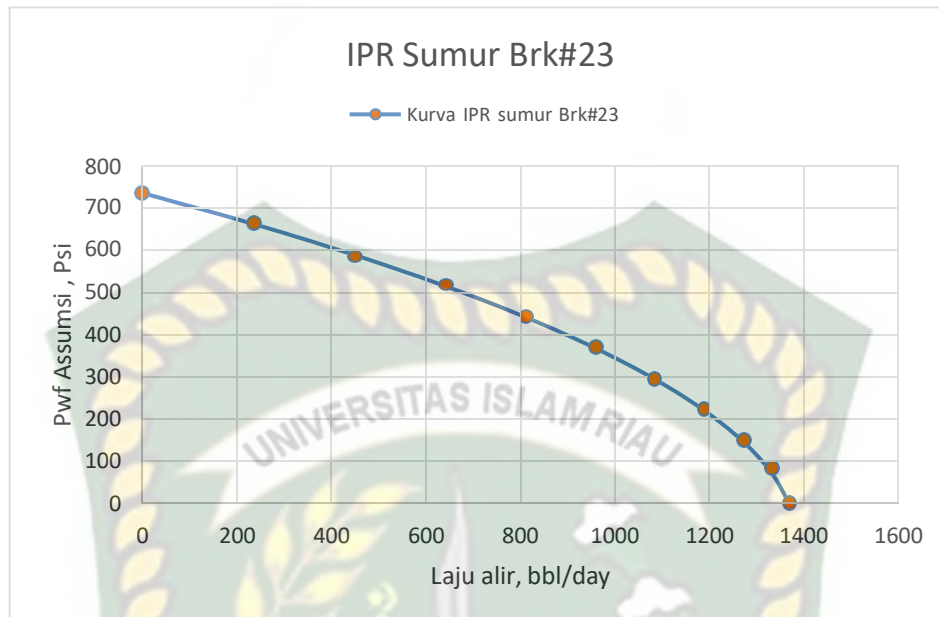
$$P_{wf} \text{ anggapan} = 734 \text{ Psi}$$

$$q = 1370 \text{ bbl/day} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{734 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left(\frac{734 \text{ Psi}}{734 \text{ Psi}} \right)^2 \right]$$

$$q = 0 \text{ bbl/day}$$

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan q_0 berdasarkan P_{wf} asumsi

(P_{wf}/P_s) ass	P_{wf} ass (psi)	Q bbls/day
0	0	1370
0,1	73	1332
0,2	147	1271
0,3	220	1189
0,4	294	1085
0,5	367	959
0,6	440	811
0,7	514	641
0,8	587	449
0,9	661	236
1	734	0



Grafik 4.2 Kurva IPR sumur (Brk#23)

4.3 ANALISIS KEMAMPUAN LAJU PRODUKSI OPTIMUM BERDASARKAN UKURAN TUBING PRODUKSI

4.3.1 Analisa Indeks Produksi

Berdasarkan hasil perhitungan indek produktifitas pada sumur Brk#16, dimana pada sumur ini perbandingan produksi minyak terhadap persatuan tekanan berkisar 1,14 bopd/psi, dengan memperhatikan nilai ini menggambarkan bahwa produksi minyak di sumur ini masih dalam taraf yang bagus dan berada pada posisi sedang dan produksi minyak masih bisa dipertahankan sedangkan pada sumur Brk#23 produksi sumur berada pada productivity index sebesar 0,52 bopd/psi, productivity ini berada pada posisi rendah, berdasarkan analisa ini produksi sumur Brk#16 lebih memungkinkan dari pada sumur Brk#23

4.3.2 Analisa Kurva IPR

Analisa kurva IPR dilakukan bertujuan untuk melihat seberapa besar performance aliran dari pada sumur Brk#16 dan sumur Brk#23. Nilai Pwf yang terletak pada selang interval $0 \leq P_{wf} \leq 1$ berdasarkan hasil dari analisis kurva IPR pada setiap sumur produksi, maka laju nilai produksi maksimal (Q_{max}) yaitu: Brk#16 = 837 Bfpd, Brk#23=1370 Bfpd.

4.3.3 Hasil Produksi Optimal

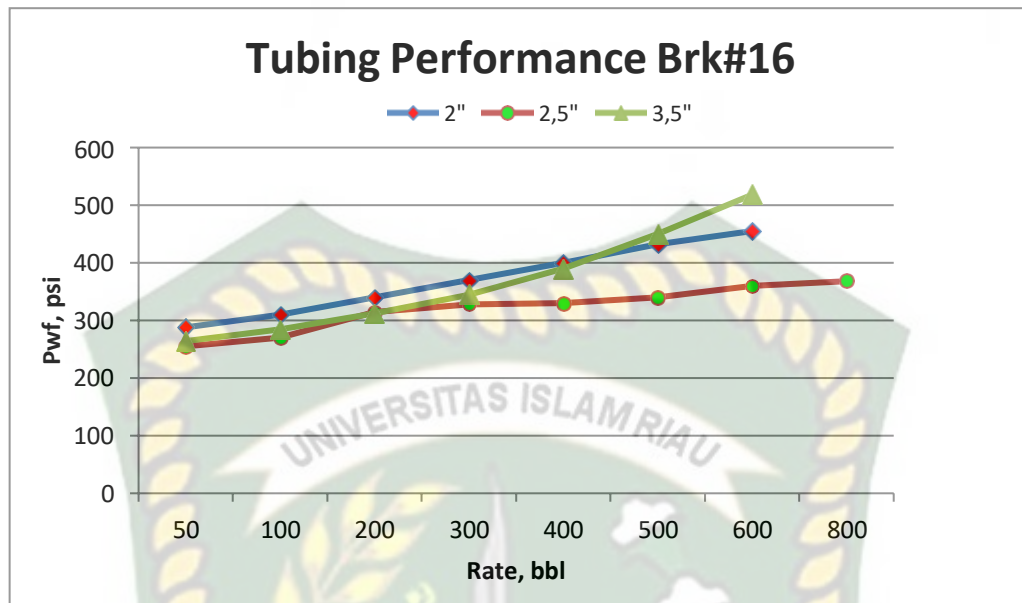
Berdasarkan data laju produksi maksimal (Q_{max}) menurut persamaan Vogel adalah sebesar 80% dari Q_{max} yaitu pada sumur produksi Brk#16 = 837 bbl/day x 80% = 669,6 bbl/day dan Brk#23= 1370 bbl/day x 80% = 1096 bbl/day

4.3.4 Analisa Kurva Tubing Intek

Untuk menentukan nilai p_{wf} setiap ukuran pipa produksi 2in, 2,5in, 3,5 in, dengan laju produksi 200-1000 bfpd hingga 4000 bfpd yaitu dengan menggunakan kurva pressure traverse aliran vertical, nilai p_{wf} setiap sumur produksi ditunjukkan pada table di bawah ini.

Tabel 4.3 P_{wf} untuk berbagai ukuran tubing sumur Brk#16

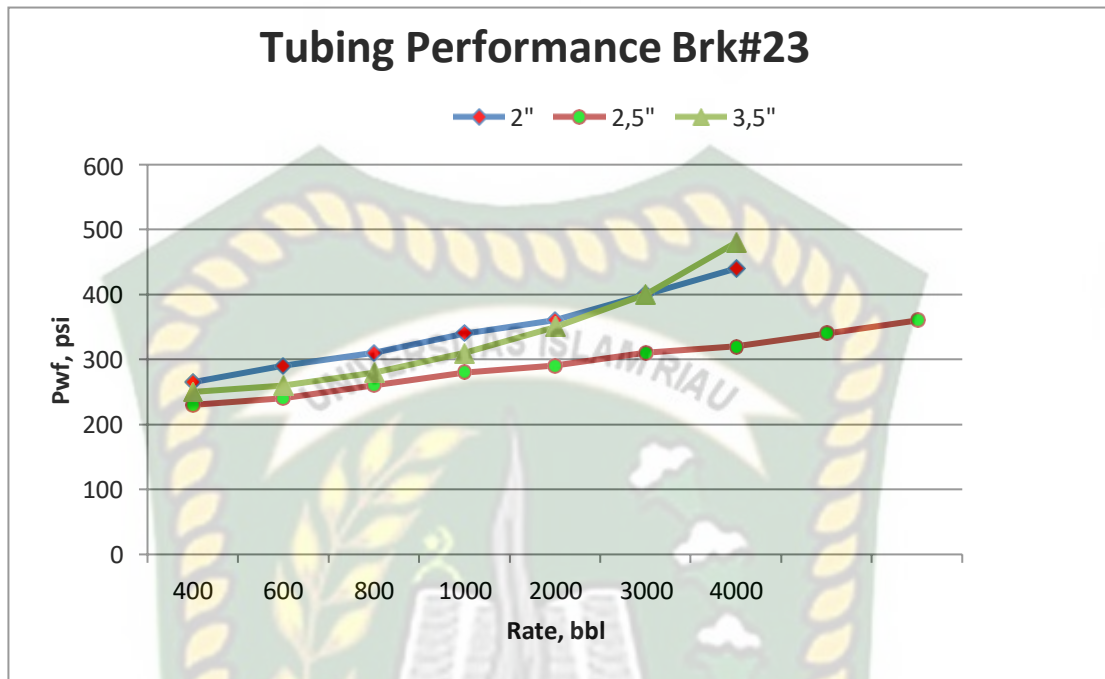
Tubing (in)	Q anggapan (bbl/day)	GLR (SCF/STB)	Pwh (psi)	Pwf (psi)
2"	100	1075	160	288
	200	1075	160	310
	300	1075	160	340
	400	1075	160	370
	600	1075	160	400
	800	1075	160	432
	1000	1075	160	455
2,5"	50	1075	160	255
	100	1075	160	270
	200	1075	160	314
	300	1075	160	328
	400	1075	160	330
	500	1075	160	340
	600	1075	160	360
	800	1075	160	368
3,5"	1000	1075	160	380
	400	1075	160	264
	600	1075	160	284
	800	1075	160	312
	1000	1075	160	345
	2000	1075	160	390
	3000	1075	160	450
4000	1075	160	518	



Grafik 4.3 Grafik tubing performance sumur Brk#16

Tabel 4.4 Pwf untuk berbagai ukuran tubing sumur Brk#23

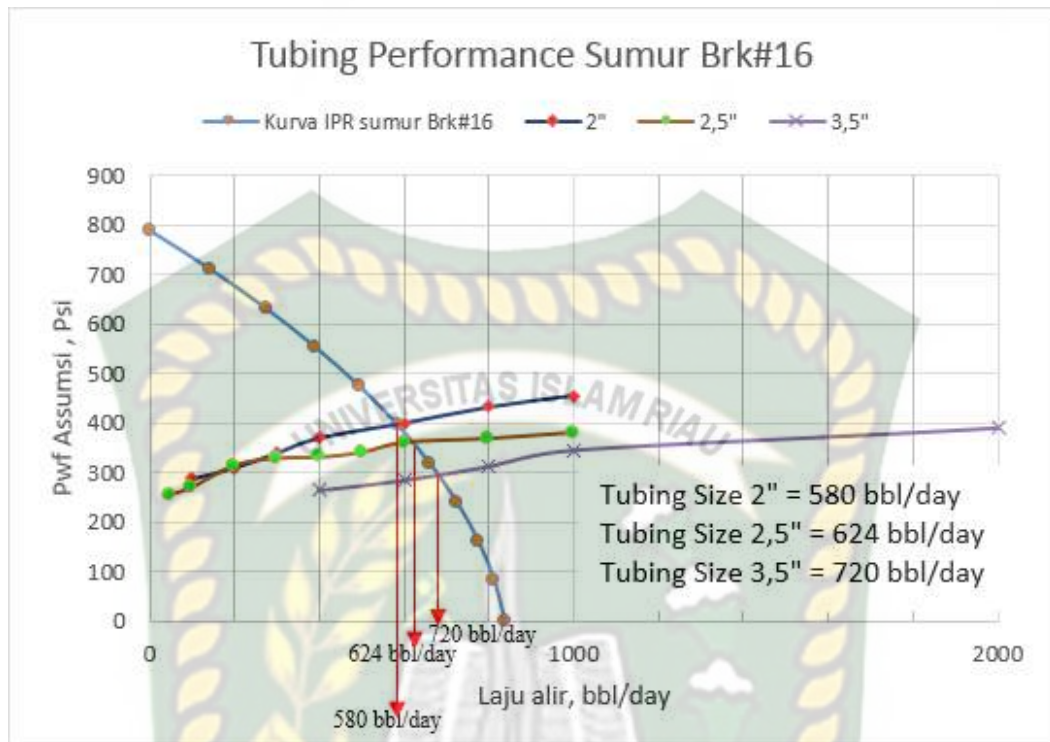
Tubing (in)	Q anggapan (bbl/day)	GLR (SCF/STB)	Pw _h (psi)	Pwf (psi)
2"	100	1000	145	265
	200	1000	145	290
	300	1000	145	310
	400	1000	145	340
	600	1000	145	360
	800	1000	145	400
	1000	1000	145	440
2,5"	50	1000	145	230
	100	1000	145	240
	200	1000	145	260
	300	1000	145	280
	400	1000	145	290
	500	1000	145	310
	600	1000	145	320
	800	1000	145	340
	1000	1000	145	360
3,5"	400	1000	145	250
	600	1000	145	260
	800	1000	145	280
	1000	1000	145	310
	2000	1000	145	350
	3000	1000	145	400
	4000	1000	145	480



Grafik 4.4 Grafik tubing performance sumur Brk#23

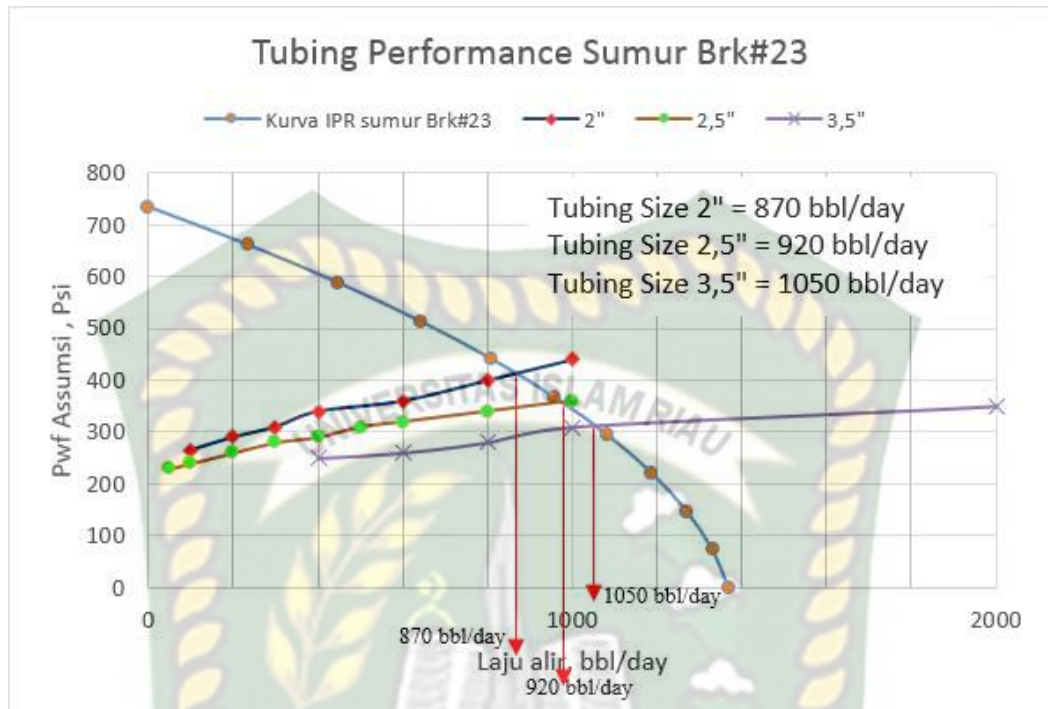
4.3.5 Analisis Sistem Nodal

Untuk menentukan ukuran pipa produksi yang sesuai dengan kemampuan berproduksi suatu sumur adalah dengan menganalisa menggunakan analisis system nodal, yaitu melalui kombinasi kurva IPR dan kurva tubing intake untuk ukuran-ukuran tubing yaitu:



Grafik 4.5 Grafik tubing intake sumur Brk#16

Pada sumur Brk#16 sebesar 837 bfpd pada ukuran pipanya 2 in maka laju produksi yang di capai sebesar 580 Bfpd. Ukuran pipa 2,5 in sebesar 624 bfpd, dan ukuran pipa 3,5 in sebesar 720 bfpd (besar).



Grafik 4.6 Grafik tubing intake sumur Brk#23

Pada sumur Brk#23 sebesar 1370 bfpd pada ukuran pipanya 2 in maka laju produksi yang di capai sebesar 870 Bfpd. Ukuran pipa 2,5 in sebesar 920 bfpd, dan ukuran pipa 3,5 in sebesar 1050 bfpd (besar)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Ada pun kesimpulan yang dapat diambil dari penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan kurva IPR, laju alir maksimum sumur Brk#16 adalah sebesar 837 bbl/day dan Brk#23 adalah sebesar 1050 bbl/day.
2. Laju alir optimum sumur Brk#16 dengan memilih tubing produksi berukuran 3,5 inch adalah sebesar 720 bbl/day dan sumur Brk#23 adalah sebesar 1050 bbl/day.

5.2 SARAN

Berdasarkan hasil dari penelitian ini di sarankan untuk memilih tubing dengan ukuran 3,5 inchie sebagai tubing produksi yang akan digunakan di sumur Brk#16 dan Brk#23, dikarenakan pada ukuran tubing ini mempunyai laju alir optimum seperti yang diharapkan.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*.
- Albokhari, N., & Almubarak, T. (2015). IPR utilization in optimizing wells' production under rigorous flow conditions. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/178026-ms>
- Alexandri, A. (2018). Peran Penting Perencanaan Kompleksi Formasi dalam Keberhasilan Kompleksi Sumur. *Swara Patra*, 8(4), 19–27.
- Allison, S., Löhken, J., McNelis, L., Djayapertapa, L., Byrne, M., Watson, K., & Clarke, A. (2015). Understanding perforation geometry influence on flow performance using CFD. *SPE - European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC, 2015-Janua*, 1328–1344. <https://doi.org/10.2118/174194-ms>
- Apolianto, E., & Mucharam, L. (2012). Evaluasi perencanaan dan hasil perforasi berdasarkan target performa lapangan x. *SPE Annual Technical Conference and Exposition, XIX(1)*, 13–26. <https://doi.org/10.2118/115258-MS>
- Batarseh, S., Roman Alerigi, D. S., Al Harith, A., & Othman, H. (2019). Laser perforation: The smart completion. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019*, (November), 11–14. <https://doi.org/10.2118/197192-ms>
- Burky, T., Craddock, G. G., & Lavery, J. (2018). Perforation performance simulation in complex multicasing scenarios. *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Decommissioning and Abandonment 2018*, (December), 3–4. <https://doi.org/10.2118/193964-ms>
- Cabral, C., & Crow, W. (1996). Coiled tubing conveyed perforating. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 1996-April*, 615–618. <https://doi.org/10.2118/36137-ms>
- Denny, A., & Raharjo, U. (2017). *Vol . 9 No . 2 Februari 2017 ISSN : 1979-8415 EVALUASI PERHITUNGAN POTENSI SUMUR MINYAK TUA DENGAN WATER CUT TINGGI Vol . 9 No . 2 Februari 2017. 9(2)*, 106–110.

- Hermadi, G. (2013). Analisa sistem nodal dalam metode articial lift. *Forum Teknologi*, 06(2), 1–8.
- Laju, O., Massa, A., & Pada, G. A. S. (2016). *MULTI GAS WELLS SYSTEM MENGGUNAKAN GAS MASS FLOWRATE OPTIMIZATION ON MULTI*.
- Lapangan, D. I., Dan, R., & Tengah, C. S. (2008). *Pemodelan Dan Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metoda Geostatistik*.
- Mahenda, A., Prabu, U. A., & Susilo, B. K. (2014). Analisa Data Pressure Buildup Test Dengan Metode Horner Dan Standing Untuk Mengetahui Kondisi Produktivitas Sumur Sgc-X Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Ilmu Teknik*, 2(1), 1–11.
- Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.933>
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Musnal, A. (2015). Issn 2540 - 9352. *Jurnal of Earth Energi Engineering*, 4(2), 70–77.
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu. *Journal of Earth Energy Engineering*, 5(1), 42–51. <https://doi.org/10.22549/jeee.v5i1.460>
- Pamungkas, J., Sudarmoyo, Hariyadi, & P, A. K. (2004). *Pengantar Teknik Perminyakan*. III–1.
- Purwaka, E. (2018). Perencanaan Ulang Sucker Rod Pump pada Sumur “X” Lapangan “Y.” *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 2(1), 51. <https://doi.org/10.30588/jo.v2i1.359>
- Putra, G. (2018). Desain Tubing Completion Pada Zona Comingel Dengan String Tunggal Packer Ganda. *Universitas Islam Riau*.
- Ramadhani, A. A., Anwar, U., Herlina, W., Pertambangan, J. T., Teknik, F., &

- Sriwijaya, U. (2018). *Evaluasi Ukuran Diameter Tubing Untuk Upaya Optimasi Laju Produksi Sumur a-28 Lapangan B Pt . Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field*. 2(2), 1–10.
- Redaksi, D., Yanti, W., Fattahanisa, A., Yasmaniar, G., Febri, S., & Maulana, I. (n.d.). *Petro* 2017.
- Saputra, O. V., Ariadji, I. T., Sc, M., & Ph, D. (2009). *Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional IATMI 2009 Makalah Profesional IATMI 09-016 ANALISIS DATA WATER OIL RATIO UNTUK MEMPREDIKSI NILAI PERMEABILITAS VERTIKAL TERHADAP PERMEABILITAS HORIZONTAL*. 2–5.
- wicy,A.P,Hasjim, prabu. (n.d.). *ANALISIS KINERJA PROGRESSIVE CAVITY PUMP (PCP) PADA SUMUR KAS 273 , LAPANGAN KENALI ASAM PT PERTAMINA EP ASSET I JAMBI PERFORMANCE ANALISYS PROGRESSIVE CAVITY PUMP (PCP) WELL KAS 273 , KENALI ASAM OIL FIELD PT PERTAMINA EP ASSET I JAMBI Jurusan Teknik*.
- Yazid, E., Yusuf, M., & Herlina, W. (2018). *EVALUASI KINERJA WATER TREATMENT INJECTION PLANT UNTUK PRESSURE MAINTENANCE PADA SUMUR X STRUKTUR Y DI PT PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD EVALUATION OF WATER TREATMENT INJECTION PLANT FOR MAINTENANCE PRESSURE IN WELL X STRUCTURE Y IN PT PERTAMINA EP AS*. 2(4), 15–23.
- Yudha Widaputra, Maulana Yusuf, A. H. (2015). *Study of the Influence of the Production Pipeline Size At Production Well Y-19 , W-92 , and Hd-91 in Pt . Pertamina Ep*. (Id), 1–7.