

**ANALISIS SISTEM NODAL DI DASAR SUMUR
UNTUK PENENTUAN LAJU ALIR FLUIDA DENGAN
BERBAGAI JUMLAH STAGES PADA POMPA ESP DI
LAPANGAN BTS**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MIA PARAMITA

NPM 143210190

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

2019

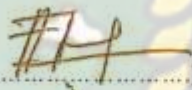
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Mia Paramita
 NPM : 143210190
 Program Studi : Teknik Perminyakan
 Judul Skripsi : Analisa Sistem Nodal di Dasar Sumur untuk Penentuan Laju Alir Fluida dengan Berbagai Jumlah Stages pada Pompa ESP di Lapangan BTS

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 I : Hj. Fitrianti, ST.,MT (.....) 
 Pembimbing II : Dr. Mursyidah, M.Sc (.....) 
 Penguji : Richa Melysa, ST.,MT (.....) 
 Penguji : Novrianti, ST.,MT. (.....) 

Diterapkan di : Pekanbaru
 Tanggal : 5 April 2019

Disahkan Oleh :



DEKAN
 FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI
 TEKNIK PERMINYAKAN


Dr. Eng. KURNIA ZAINI, MT., MS., TR


Dr. Eng. MUSLIM, MT.

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 dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika saya terbukti melakukan plagiat atau pemalsuan data-data maka saya bersedia dicabut ijazahnya.

Pekanbaru, 5 April 2019

Mia Paramita

143210190



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Hj. Fitrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 dan Ibu Dr. Mursyidah, M.,Sc selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak M. Ariyon, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak BOB PT. BSP- Pertamina Hulu, terutama Bapak Dodi Chandra selaku mentor lapangan yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. 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.
5. Papa Narwin dan Mama Misdalena serta saudara saya Andrea Winarta, Shintia Kartika Dewi, Fadel Muhammad, Devina Putri yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
6. Sabahat terbaik saya Icen, Ipik, Eya, Tom, Rani yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Keluarga besar Teknik Perminyakan, terutama teman-teman angkatan 2014, kelas B Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

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

Pekanbaru, 5 April 2019

Mia Paramita



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Metodologi Penelitian.....	2
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1. Analisis Sistem Nodal.....	4
2.2. Dasar ESP (<i>Electric Submersible Pump</i>).....	8
2.3. Komponen ESP (<i>Electric Submersible Pump</i>)	8
2.3.1. Peralatan di Atas Permukaan	9
2.3.2. Peralatan di Bawah Permukaan	10
2.4. Prinsip Kerja ESP	14
2.4.1. Pemilihan Ukuran Pompa ESP	15
2.5. <i>Inflow Performance Relationship (IPR) Curve</i>	15
2.5.1. <i>Productivity Index (PI)</i>	16
2.5.2. Metode Vogel.....	18
2.6. <i>Pump Performance Curve</i>	19
2.6.1. <i>Head Feet Per-Stage</i>	21

2.6.2. <i>Brake Horse Power Per-Stage</i>	22
2.6.3. Efisiensi Pompa	22
2.6.4. Penentuan Jumlah <i>Stages</i> Pompa	22
BAB III. TINJAUAN LAPANGAN	24
3.1. Sejarah Umum Lapangan.....	24
3.2. Lingkup Kerja Perusahaan	24
3.2.1. Wilayah Kerja	24
3.2.2. Daerah Operasi Perusahaan	25
3.3. Geologi Lapangan BTS.....	25
3.3.1. Geologi Regional	25
3.3.2. Stratigrafi Regional.....	26
3.3.3. Struktur Reservoir	26
3.4. Karakteristik Reservoir Lapangan BTS	26
3.4.1. Lingkup Pengendapan.....	26
3.4.2. Karakteristik Fluida	28
3.4.3. Mekanisme Pendorong Reservoir	28
BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN	29
4.1. Data Produksi Lapangan BTS.....	29
4.2. Data ESP Lapangan BTS	30
4.3. Hasil Perhitungan Laju Alir pada Kurva IPR Sumur V-43 dan V-169	30
4.4. Hasil Perhitungan Laju Alir pada Kurva <i>Tubing Intake</i> Sumur V-43 dan V-169	32
4.5. Hasil Perhitungan Laju Alir pada Kurva IPR Sumur V-43 dan V-169	34
BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN	37
DAFTAR PUSTAKA	38
LAMPIRAN	40

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Karakteristik Fluida Reservoir Lapangan BTS.....	28
Tabel 4.1	Data Produksi Sumur Lapangan BTS.....	29
Tabel 4.2	Data Pompa Sumur V-43 dan V-169 Lapangan BTS.....	30
Tabel 4.3	Hasil Perhitungan Laju Alir Sumur V-43 dan V-169.....	30
Tabel 4.4	Hasil Perhitungan Q dan P3 untuk berbagai <i>Stages</i> pada Sumur V-43.....	33
Tabel 4.5	Hasil Perhitungan Q dan P3 untuk berbagai <i>Stages</i> pada Sumur V-169.....	34
Tabel 4.6	Hasil Plot Laju Alir untuk Berbagai Jumlah <i>Stages</i> pada Sumur V-43 dan V-169 Lapangan BTS	36

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Penelitian.....	3
Gambar 2.1	Kurva <i>Tubing Intake</i> untuk ESP.....	6
Gambar 2.2	Komponen <i>Electric Submersible Pump</i>	9
Gambar 2.3	Unit Pompa	13
Gambar 2.4	Contoh Kurva IPR Vogel Kombinasi	16
Gambar 2.5	Kurva <i>Pump Performance</i> untuk ESP	20
Gambar 2.6	Posisi <i>impeller</i> pada saat <i>Down-Thrust</i> dan <i>Up-thrust</i>	21
Gambar 3.1	Peta Wilayah Kerja BOB (BSP-Pertamina Hulu).....	25
Gambar 3.2	<i>Well Schematic</i> V-43	27
Gambar 4.1	Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur V-43	31
Gambar 4.2	Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> Sumur V-169	31
Gambar 4.3	Kurva <i>Pump Performance</i> DN 450/60 HZ	33
Gambar 4.4	Kurva <i>Tubing Intake</i> Sumur V-43	35
Gambar 4.5	Kurva <i>Tubing Intake</i> Sumur V-169	35

DAFTAR SINGKATAN

BPD	<i>Barrel Per-day</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid Per-day</i>
BOPD	<i>Barrel Oil Per-day</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
Sg	<i>Specific Gravity</i>
Sgw	<i>Specific Gravity Water</i>
Sgo	<i>Specific Gravity Oil</i>
WC	<i>Water Cut</i>



DAFTAR SIMBOL

D	Diameter casing, inch
Gf	Gradien Fluida, psi/ft
PI	<i>Productivity Index</i> , bfpd/psi
Pr	Tekanan Reservoir, psi
Pwf	Tekanan Aliran Dasar Sumur, psi
Pwh	Tekanan Aliran Kepala Sumur, psi
Pb	Tekanan <i>Bubble Point</i> , psi
Ps	Tekanan static, psi
P2	Tekanan Discharge, psi
P3	Tekanan <i>Tubing Intake</i> , psi
Q	Laju Alir Produksi, bfpd
Qmaks	Laju Alir Produksi Maksimal, bfpd
Qb	Laju Alir pada saat <i>Bubble Point</i> , bpd
WFL	<i>Working Fluid Level</i> , ft
SFL	<i>Static Fluid Level</i> , ft
ρ_{fsc}	Densitas Fluida, lb/cuft

ANALISIS SISTEM NODAL DI DASAR SUMUR UNTUK PENENTUAN LAJU ALIR FLUIDA DENGAN BERBAGAI JUMLAH STAGES PADA POMPA ESP DI LAPANGAN BTS

MIA PARAMITA
NPM 143210190

ABSTRAK

Laju produksi minyak di setiap sumur lapangan minyak dengan berjalannya waktu produksi akan menurun. Hal ini disebabkan karena turunnya tekanan reservoir dan beberapa sumur mempunyai *water cut* yang tinggi. Pemilihan metode *artificial lift* yang tepat sangat diperlukan untuk memperoleh produksi minyak yang optimum. Pada lapangan minyak BOB PT.BSP - Pertamina Hulu sudah memakai pompa *Electric Submersible Pump* (ESP) yang pada waktu tertentu juga mengalami penurunan kemampuan mengangkat fluida karena terjadinya *overload* atau *underload* pada pompa, karena jumlah *stages* yang dipasang tidak tepat dan disamping itu terjadinya kerusakan pada peralatan produksi itu sendiri.

Salah satu komponen ESP yang memegang peranan penting dalam perolehan kapasitas fluida adalah *impeller* yang terdapat pada setiap *stages* dalam pompa, dimana tiap-tiap *impeller* pada setiap *stages* akan terus memberikan penambahan tekanan dan mempercepat pergerakan fluida yang mengalir melewatinya dengan gaya sentrifugal. Pemilihan *stages* yang memungkinkan merupakan salah satu cara untuk menghasilkan laju aliran maksimal dengan mengoptimalkan pemasangan *stages* yang ideal. Maka perlu diketahui dasar dari ESP beserta segala aspeknya yang dapat mempengaruhi dalam pemilihan *stages* agar fluida yang diangkat mencakupi dari kapasitas pompa terpasang. Untuk mengevaluasi operasi produksi dapat digunakan Analisis Sistem Nodal dimana nodalnya terletak di dasar sumur yaitu menghubungkan kurva tekanan *tubing intake stages* pompa dengan kurva *inflow performance relationship*.

Sumur V-43 dan sumur V-169 dengan laju produksi fluida sebesar 440 BFPD dan 388 BFPD, dipilih tipe pompa REDA 400 DN450 dengan *range* efesiensi 350-550 stb/d. Berdasarkan hasil perhitungan maka didapat perpotongan antara kurva tersebut, bahwa pada sumur V-43 dengan PI tinggi 2,8 bbl/d/psi dapat diproduksi sebesar 546 stbl/d dengan 75 *stages* dan sumur V-169 dengan PI tinggi 3,3 bbl/d/psi dapat diproduksi sebesar 548 stbl/d dengan 94 *stages*. Sehingga tidak terjadi *downthrust* maupun *upthrust* dan pompa bekerja sesuai dengan kapasitasnya.

Kata Kunci : Analisis Sistem Nodal, Laju Produksi, *Stages*, *Electric Submersible Pump*

**NODAL SYSTEM ANALYSIS AT THE BOTTOM OF WELL TO
DETERMINE THE FLUID FLOW RATE WITH VARIOUS STAGES AT ESP
PUMPS IN THE BTS FIELD**

**MIA PARAMITA
NPM 143210190**

ABSTRACT

The rate of oil production in each oilfield well as time goes on the production will decrease. This is due to the decrease in reservoir pressure and some wells have high water cut. The selection of the right artificial lift method is needed to obtain optimum oil production. BOB PT.BSP - Pertamina Hulu oil field has already used an Electric Submersible Pump (ESP) which at a certain time has also decreased the ability to lift fluid due to the overload or underload of the pump, because the number of stages installed is not correct and besides production equipment can damage itself.

One of the ESP components that plays an important role in obtaining fluid capacity is impellers found on each stage in the pump, where each impeller will continue to add pressure and accelerate the movement of the fluid flowing through it with centrifugal force. The selection of possible stages is one way to produce maximum flow rates by optimizing ideal stage installations. Then it is necessary to know the basis of ESP along with all its aspects that can influence the selection of stages so that the fluid lifted covers the installed pump capacity. To evaluate production operations Nodal System Analysis can be used where the nodal is located at the bottom of the well which connects the pump intake stage pressure curve with the inflow performance relationship curve.

V-43 wells and V-169 wells with a fluid production rate of 440 BFPD and 388 BFPD, selected REDA 400 DN450 pump types with an efficiency range of 350-550 stb / d. Based on the calculation results, the intersection between the curves is obtained, that in well V-43 with high PI 2.8 bbl / d / psi can be produced at 546 stbl / d with 75 stages and well V-169 with high PI 3.3 bbl / d / psi can be produced at 548 stbl / d with 94 stages. So there is no downthrust or upthrust and the pump works according to its capacity

Keywords: Nodal System Analysis, Production Rate, Stages, Electric Submersible Pump

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Laju produksi minyak di setiap sumur lapangan minyak dengan berjalannya waktu produksi akan menurun. Hal ini disebabkan karena turunnya tekanan reservoir dan beberapa sumur sudah mempunyai *water cut* yang tinggi, sehingga *gradient* dalam tubing menjadi lebih besar/berat. Pada lapangan minyak BOB PT. BSP – Pertamina Hulu sudah memakai pompa *electrical submersible pump* (ESP) untuk pengangkatan buatan. Pompa ESP ini pada waktu tertentu juga mengalami penurunan kemampuan untuk mengangkat fluida. Hal ini disebabkan karena berkurangnya kemampuan dari tekanan reservoir, terjadinya *over load* atau *under load* pada pompa, karena jumlah *stage* yang dipasang tidak tepat, dan disamping itu terjadinya kerusakan pada peralatan produksi itu sendiri.

Salah satu komponen ESP yang memegang peranan penting dalam perolehan kapasitas fluida produksi adalah *impeller* yang terdapat pada setiap *stage* dalam pompa, dimana tiap-tiap *impeller* pada setiap *stages* akan terus memberikan penambahan tekanan dan mempercepat pergerakan fluida yang mengalir melewatinya dengan gaya sentrifugal. Pemilihan *stages* yang memungkinkan merupakan salah satu cara untuk menghasilkan laju aliran maksimal dengan mengoptimalkan pemasangan *stages* yang ideal.

Dalam mengoptimalkan pengoperasian pompa ESP dan laju produksinya, maka perlu dilakukan evaluasi ulang, salah satunya yaitu terhadap *stages* yang digunakan. Pada sumur V-43 dan V-169 menggunakan tipe pompa terpasang DN450 dengan range efisiensi 350-550 stb/d. Pemilihan *stages* ini dilakukan agar fluida yang akan diproduksi mencukupi dari kapasitas jenis pompa yang dipasang untuk menghasilkan laju produksi yang lebih maksimal. Untuk mengevaluasi operasi produksi pada pompa dapat digunakan Analisis Sistem Nodal dimana nodalnya terletak di dasar sumur yaitu menghubungkan tekanan tubing *intake stages* pompa dengan kurva *inflow performance relationship* sehingga didapat laju alir fluida untuk berbagai jumlah *stages*.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Menghitung PI dan laju produksi maksimum dengan kurva IPR pada sumur V-43 dan V-169 lapangan BTS
2. Menganalisis sistem nodal di dasar sumur dengan menghubungkan tekanan *tubing intake stages* dengan menghitung besarnya laju produksi sumur untuk berbagai *stages* sumur V-43 dan V-169 lapangan BTS

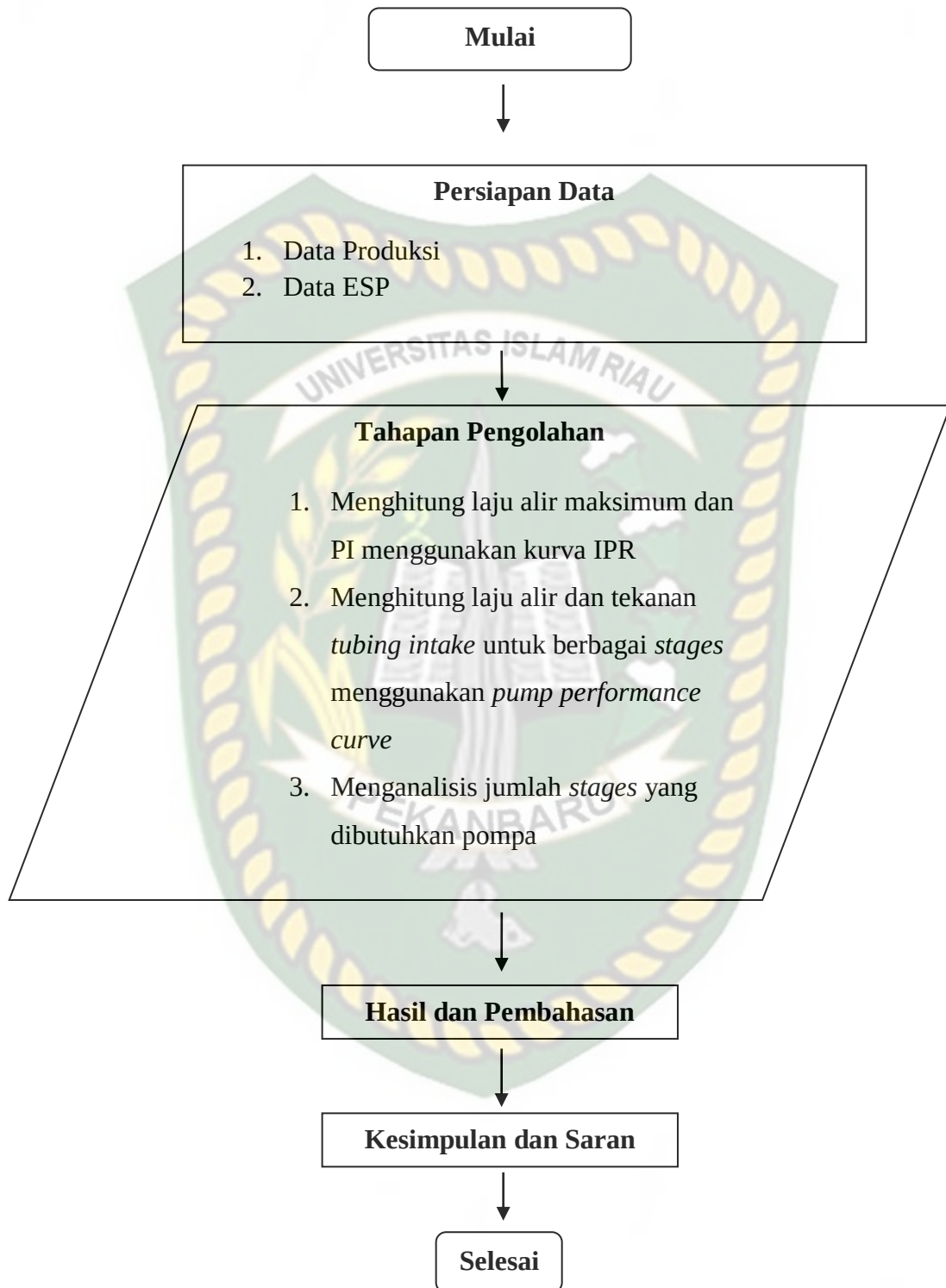
1.3. Batasan Masalah

Agar penulisan Tugas Akhir ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan maka penelitian hanya berfokus pada analisis sistem nodal di dasar sumur, perhitungan menggunakan metode Vogel dan hanya menganalisis dua sumur dengan tipe pompa yang sama.

1.4. Metodologi Penelitian

Adapun objek dan metodologi penelitian serta teknik pengumpulan data diuraikan sebagai berikut:

- a. Tempat atau objek penelitian
Lapangan Minyak BTS
- b. Metodologi penelitian
Metodologi penelitian yang digunakan penulis pada tugas akhir ini adalah penelitian evaluasi lapangan (*field research*). Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.
- c. Teknik Pengumpulan Data
Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data yang diperoleh dari PT. BOB BSP-Pertamina Hulu. Adapun data yang digunakan adalah data lapangan seperti data produksi dan data ESP.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Selain untuk beribadah kepada Allah SWT, manusia diciptakan sebagai khalifah di bumi. Sebagai khalifah, manusia memiliki tugas untuk memanfaatkan, mengelola, dan memelihara alam semesta. Allah SWT telah menciptakan alam semesta untuk kepentingan dan kesejahteraan semua makhluknya, khususnya manusia. Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah SWT di bumi yang dapat dimanfaatkan oleh manusia untuk kebutuhan hidupnya tercukupi dan sejahtera. Sumber daya alam terdapat dimana saja seperti di tanah, air, udara, dan sebagainya. Sebagaimana yang telah dijelaskan oleh Allah SWT dalam firman-Nya pada Q.S Al-An'am (6) : 1-3 tentang siapa yang menciptakan langit dan bumi. Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT ciptakan semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, karena Allah SWT telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmatnya maka akan ditambah tapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih. Untuk itu sebagai bentuk syukur manusia kepada Allah SWT, manusia harus memelihara alam yang telah memberikan kehidupan kepada manusia karena hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT. Dalam hal ini, produksi sumur V-43 dan V-169 mengalami masalah penurunan laju produksi. Untuk mengevaluasi operasi produksi pada pompa ESP dapat digunakan analisis sistem nodal, yang merupakan teknik menganalisa laju produksi pada suatu titik atau *node* tertentu yang berguna untuk mengoptimalkan fungsi dari komponen-komponen yang ada dalam sistem produksi itu sendiri.

2.1. Analisis Sistem Nodal

Analisis Sistem Nodal merupakan suatu teknik sederhana yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* dengan *tubing intake*, yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi. Suatu persamaan matematis digunakan untuk menggambarkan kemampuan suatu reservoir untuk memproduksi fluida

menuju lubang sumur dan sistem perpipaan yang mengalirkan fluida ke separator di permukaan. (Hermadi, Pusdiklat Migas)

Komponen-komponen lain yang menyebabkan kehilangan tekanan seperti lubang perforasi dan *choke* juga dapat diperhitungkan untuk menentukan kehilangan total sistem. Teknik ini kemudian digunakan secara luas keperluan desain, evaluasi keekonomian, dan penyelesaian masalah pada sumur minyak dan gas. Pada umumnya teknik ini diselesaikan secara grafik dengan menggunakan plot tekanan dengan laju alir.

Persamaan *inflow* dan *outflow* berbeda dan berpotongan pada suatu titik. Titik perpotongan ini menunjukkan laju alir dan tekanan yang terjadi dalam sistem. Jika kedua kurva tersebut tidak berpotongan berarti sumur tersebut tidak mampu memproduksi fluida menuju permukaan. Hal ini bisa diatasi antara lain dengan metode *artificial lift* seperti *gas lift* dan pompa. (Hermadi, Pusdiklat Migas).

Resiko yang akan terjadi jika laju alir produksi pada sistem produksi tidak optimum menyebabkan komponen pada sistem produksi tidak akan bertahan lama dan kerugian terhadap pengeluaran biaya untuk memperbaiki masalah tersebut (Pengju, 2002).

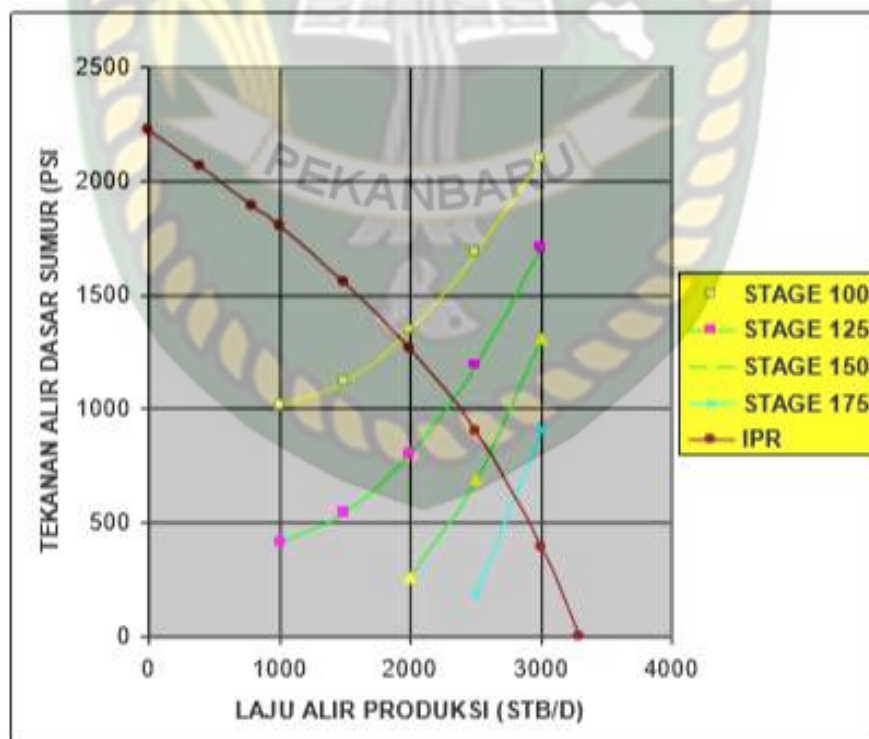
Nodal dapat menganalisis perubahan tekanan *intake* dan *discharge pressure* pada pompa ESP secara tepat untuk pemilihan bagian yang efektif pada sistem performa produksi, karena ESP sering tidak dilengkapi oleh *bottomhole pressure gauges* tetapi lebih sering menggunakan *discharge pressure gauges* pada sumur, dengan mengkombinasikan *intake* dan *discharge pressure* yang dapat digunakan sebagai perhitungan analisis nodal untuk mendapatkan laju alir yang optimal pada pompa ESP. (Bruijnen, 2016)

Analisis nodal untuk sumur minyak dan gas dapat digunakan untuk memodelkan sumur produksi atau performa injeksi dari reservoir ke permukaan. Analisis nodal juga dapat digunakan untuk mendesain sumur baru dan optimasi produksi atau injeksi pada sumur yang sudah ada. (Duncan, 2014)

Pada sistem produksi *surface facilities* nodal juga menjadi pilihan sebagai sistem analisis komponen produksi untuk mendapatkan hasil yang optimal salah

satunya menurut Hein (1987) bahwa analisis nodal merupakan metode yang efektif pada desain dan optimasi *pipeline*.

Menurut Brown & Lea (1985), Analisis nodal didefinisikan sebagai sistem untuk mendapatkan hasil optimal pada sumur minyak dan gas, digunakan secara menyeluruh evaluasi setiap komponen sistem produksi. Setiap komponen dalam sumur produksi maupun pada setiap sistem produksi bisa di optimalkan untuk mendapatkan laju alir objektif sesuai nilai ekonomis. Semua komponen dimulai dari titik dasar sumur hingga separator semua di analisis untuk mendapatkan hasil yang optimal. Awal & Heinze (2009) juga menyatakan bahwa analisis nodal bisa membantu memperbaiki *well completion* serta performa ekonomi yang tepat untuk lapangan. Musnal & Melisa (2016) menyatakan nodal adalah suatu titik pertemuan antara dua performance aliran yang berbeda pada sumur produksi. Digambarkan dalam bentuk grafik tekanan dan laju alir produksi minyak.



Gambar 2.1 Kurva *Tubing Intake* untuk ESP (Ali & Richa, 2016)

Dampak negatif yang akan timbul apabila ukuran pipa produksi yang digunakan tidak tepat:

1. Pada sumur ukuran tubing yang terlalu besar akan terjadi sebagian pasir dan kotoran yang ikut naik ke permukaan akan menempel didalamnya dan menimbulkan *scale* yang dapat menyumbat pipa produksi dan mudah terjadi korosi. (Yudha, 2014)
2. Pada sumur ukuran tubing terlalu kecil akan mempercepat terjadinya kerusakan formasi akibat lumpur dan pasir yang ikut terproduksi akan banyak jatuh kembali dan menutupi pori-pori lapisan produktif. Laju produksi sumur akan cepat mengalami penurunan atau sumur tidak dapat produksi lagi. (Yudha, 2014)

Nodal merupakan titik pertemuan antara dua komponen, dimana di titik pertemuan tersebut secara fisik akan terjadi keseimbangan masa ataupun keseimbangan tekanan. Hal ini berarti bahwa masa fluida yang keluar dari suatu komponen akan sama dengan masa fluida yang masuk ke dalam komponen berikutnya yang saling berhubungan atau tekanan di ujung suatu komponen akan sama dengan tekanan di ujung komponen yang lain yang berhubungan. Dalam sistem sumur produksi dapat ditemui 4 titik nodal (Herawan, Modul Teknik Produksi II), yaitu:

Analisis sistem nodal terhadap suatu sumur, diperlukan untuk tujuan:

1. Meneliti kelakuan aliran fluida reservoir di setiap komponen sistem sumur untuk menentukan pengaruh masing-masing komponen tersebut terhadap sistem sumur secara keseluruhan.
2. Menggabungkan kelakuan aliran fluida reservoir di seluruh komponen sehingga dapat diperkirakan laju sumur produksi

Untuk menganalisa pengaruh suatu komponen terhadap sistem sumur secara keseluruhan, dipilih titik nodal yang terdekat dengan komponen tersebut. Sebagai contoh apabila ingin mengetahui pengaruh ukuran *choke* terhadap laju produksi, maka dipilih titik nodal di kepala sumur atau bila ingin mengetahui

pengaruh jumlah lubang perforasi maka pilih titik nodal di dasar sumur. (Herawan, Modul Teknik Produksi II)

2.2. Dasar ESP (*Electric Submersible Pump*)

Electric Submersible Pump adalah sebuah rangkaian pompa yang terdiri dari banyak tingkat (*multi stage*) dengan motor yang ditenagai di dalam fluida dan menggunakan aliran listrik dari permukaan. *Electric Submersible Pump* merupakan *artificial lift*, dengan harga yang cukup mahal dibandingkan dengan pengangkatan buatan lainnya, akan tetapi menghasilkan pengembalian biaya dengan cepat, karena kemampuannya untuk menghasilkan laju produksi yang tinggi. (Sujanmo, 1995)

ESP merupakan jenis dari *centrifugal pump* yang digunakan untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan pada laju produksi tertentu (Giuliani & Francis, 1982)

Sistem kerja dari *Electric Submersible Pump* ini adalah dengan mengalirkan energi listrik dari *transformer (step down)* melalui *switchboard*. Pada *switchboard*, semua kinerja dari *Electric Submersible Pump (ESP)* dan kabel akan dikontrol atau dimonitor. Kemudian energi listrik akan diteruskan dari *switchboard* ke motor melalui kabel yang diletakkan di sepanjang tubing dari rangkaian *Electric Submersible Pump (ESP)*. (Sujanmo, 1995)

Selanjutnya, melalui motor, energi listrik akan diubah menjadi energi mekanik yaitu berupa tenaga putar. Putaran akan diteruskan ke *protector* dan *pump* melalui *shaft* yang dihubungkan dengan *coupling*. Pada saat *shaft* dari pompa berputar, *impeller* akan ikut berputar dan mendorong fluida yang masuk melalui *pump intake* atau gas separator ke permukaan. Fluida yang didorong, secara bertahap akan memasuki tubing dan terus menuju ke permukaan sampai ke *gathering station*. (Sujanmo, 1995)

2.3. Komponen ESP (*Electric Submersible Pump*)

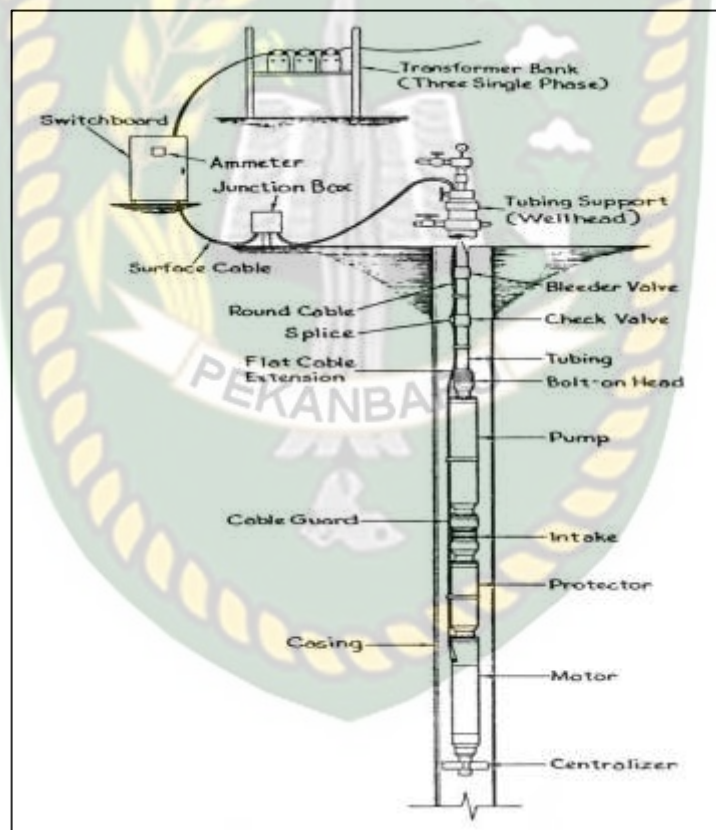
Unit ESP (*Electric Submersible Pump*) terbagi menjadi dua bagian utama, yaitu peralatan atas permukaan (*Surface Hole Equipment ESP*) dan peralatan bawah permukaan (*Down Hole Equipment ESP*).

2.3.1 Peralatan di Atas Permukaan (*Surface Hole Equipment ESP*)

Electric Submersible Pump unit yang berada di atas permukaan diartikan suatu kesatuan peralatan yang penempatan berada di atas permukaan tanah yang terdiri dari *wellhead*, *junction box*, *switchboard*, dan *transformer*.

2.3.1.1 *Wellhead (Tubing Head)*

Tubing Head digunakan untuk menggantungkan *tubing string* pada *casing head*. *Tubing head* mempunyai *packing element* (karet yang mempunyai lubang-lubang tempat *ESP cable*). Karena ini menjaga agar fluida tidak keluar dari casing, dan agar tidak terjadi kebocoran (*flowing*). (Sujanmo, 1995)



Gambar 2.2. Komponen *Electric Submersible Pump*. (Brown, 1980)

2.3.1.2 *Junction Box*

Junction box berfungsi sebagai tempat pelepasan gas agar tidak merambat naik melalui kabel kedalam *switchboard*. Gas yang keluar dari sumur kemungkinan besar akan mengalir melalui kabel dan terus menuju *switchboard*.

Untuk mencegah hal tersebut dibuat *junction box*. Disini kabel dari ESP motor akan disambung dengan kabel yang datang dari *switchboard* dan gas mengalir dari sumur akan lepas pada sambungan tersebut, karena motor kabel telah dibuka pada bagian penyambungan. *Junction box* dipasang antara *well head* dengan *switchboard* dengan jarak minimum yang diizinkan yaitu 15 feet dari *well head* dan 35 ft dari *switchboard*, dan dipasang kira-kira 2 s/d 3 ft di atas permukaan tanah. (Sujanmo, 1995)

2.3.1.3 *Switchboard*

Switchboard adalah sebuah alat yang dikendalikan dan mengontrol operasi peralatan pompa yang ada di bawah permukaan. Alat ini merupakan kombinasi dari *motor starter*, alat pencatat tegangan, alat penstabil tegangan arus listrik selama pompa masih dalam kondisi beroperasi. *Switchboard* yang diproduksi terdiri dari bermacam-macam jenis dan ukuran, mulai dari yang bertegangan 440 volt, sampai dengan 480 volt. Untuk pemakaian *Switchboard* ini kita harus memperhitungkan beberapa faktor, yaitu besarnya HP dari motor, *voltage* dan *ampere*. (Sujanmo, 1995)

2.3.1.4 *Transformer*

Transformer merupakan suatu alat listrik untuk mengubah voltase dari harga satu ke harga lainnya. Sebuah *Transformer step-up* menerima suatu besarnya voltase pada koil primernya dan mengubahnya menjadi besaran voltase yang lebih besar yang dapat diperoleh pada koil sekunder. Sebaliknya adalah *stepdown transformer*. Dengan demikian, fungsi dari *transformer* adalah untuk merubah tegangan yang berasal dari jala-jala listrik menjadi tenaga yang disesuaikan dengan tenaga yang dibutuhkan oleh motor listrik. (Sujanmo, 1995)

2.3.2. **Peralatan di Bawah Permukaan (*Down Hole Equipment ESP*)**

Electric Submersible Pump Unit yang berada di bawah permukaan, didefinisikan sebagai sesuatu kesatuan peralatan yang digantungkan di ujung tubing produksi dan ditenamkan kedalam fluida dalam sumur. Motor listrik dipasang pada bagian paling bawah kemudian di atasnya dipasang *protector*.

Selanjutnya pompa dan gas separator yang merupakan tempat masuknya fluida kedalam pompa ESP di pasang pada bagian atas. Motor listrik dihubungkan ke *switchboard* oleh kabel listrik yang diletakkan sepanjang tubing. (Sujanmo, 1995)

2.3.2.1 Motor Listrik (*Electric Motor*)

Fungsi motor listrik ini adalah untuk menggerakkan pompa dengan jalan merubah energi listrik yang dikirim ke motor melalui kabel untuk menjadi energi mekanik (energi putar). Energi ini nantinya akan menggerakkan pompa melalui *shaft* yang terdapat pada setiap unit dan antara *shaft* dengan *shaft* yang lainnya dihubungkan dengan *coupling*. Pada dasarnya motor listrik terdiri dari 2 bagian besar yaitu *stator* yang tidak berputar pada *rotor* yang berputar. (Imam W. Sujanmo, 1995)

2.3.2.2 Protector

Fungsi utama dari *protector* adalah sebagai pelindung motor listrik dengan cara:

1. Memberikan ruangan untuk pengembangan/penyusunan minyak pelumas.
2. Mencegah fluida masuk ke rumah motor.
3. Menyimpan minyak motor dan minyak pelumas.
4. Memberikan keseimbangan tekanan dalam motor dengan tekanan luar, yaitu tekanan fluida sumur pada kedalaman tertentu.

Selain fungsi diatas, *protector* mempunyai tugas pokok lainnya, yaitu menyeimbangkan tekanan dalam motor dengan tekanan dalam *annulus*, yang mengakomodasi pengembangan fluida (*liquid*) motor karena naiknya temperatur, serta menyambungkan motor dengan *intake* pompa. (Sujanmo, 1995)

2.3.2.3 Gas Separator

Alat ini merupakan bagian dari pompa yang berfungsi sebagai masuknya fluida kedalam pompa sebagai pemisah gas dengan fluida. Gas yang terproduksi bersama dengan fluida akan berpengaruh buruk terhadap pompa, yang dapat berakibat matinya pompa. Beberapa sumur memproduksi gas yang cukup

besar juga dapat menyebabkan pompa berputar sendiri, yang akhirnya akan menyebabkan berkurangnya efisiensi pompa. (Sujanmo, 1995)

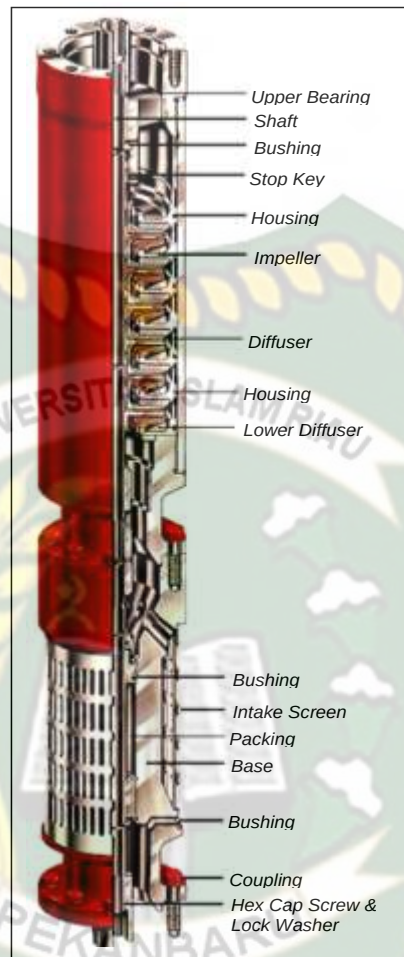
2.3.2.4 Kabel Listrik

Kabel gunanya adalah untuk mengalirkan arus listrik dari sumber motor listrik ke motor listrik. Kabel listrik ini terdiri atas tiga buah kabel tembaga, yang satu dengan yang lain dipisahkan oleh pembalut dari karet. Pada bagian luar kabel ini dibungkus dengan pelindung baja. Ada dua jenis kabel yaitu *Flat Cabel* (pipih) dan *Round Cabel* (bulat). (Sujanmo, 1995)

Arus listrik digunakan untuk menghidupkan motor yang ada di atas sumur. Untuk itu dibutuhkan pengantar (kabel) yang mampu menahan temperatur tinggi, tekanan dan kedap air untuk menyuplai area maksimum ke motor dengan kerugian tegangan (*voltage drop*) minimum. Kabel dibuat dengan ukuran kemampuan *range* tertentu dalam konfigurasi bentuk, *round* dan *flat* dengan ukuran yang bervariasi. (Sujanmo, 1995)

2.3.2.5 Unit Pompa

Unit pompa merupakan *multistages centrifugal pump*, yang terdiri dari : *impeller*, *diffuser*, *shaft* dan *housing*. Di dalam *housing* pompa terdapat sejumlah *stage*, dimana tiap *stage* terdiri dari satu *impeller* dan satu *diffuser*. Jumlah *stage* yang dipasang pada setiap pompa akan dikorelasi langsung dengan *Head Capacity* dari pompa tersebut. Dalam pemasangannya bisa menggunakan lebih dari satu tandem tergantung dari *head capacity* yang dibutuhkan untuk menaikkan fluida dari lubang sumur ke permukaan. *Impeller* merupakan bagian yang bergerak, sedangkan *diffuser* adalah bagian yang diam. Seluruh *stage* disusun secara vertikal, dimana masing-masing *stage* dipasang tegak lurus pada poros pompa yang berputar pada *housing*. (Brown, 1980)



Gambar 2.3. Unit Pompa (Brown, 1980)

Prinsip kerja pompa ini adalah fluida yang masuk kedalam pompa melalui *intake* akan diterima oleh *stage* paling bawah dari pompa, *impeller* akan mendorongnya masuk, sebagai akibat proses sentrifugal maka fluida tersebut akan terlempar keluar dan diterima oleh *diffuser*. Oleh *diffuser*, tenaga kinetis (*velocity*) fluida akan diubah menjadi tenaga potensial (tekanan) dan diarahkan ke *stage* selanjutnya. Pada proses tersebut fluida memiliki energi yang semakin besar dibandingkan pada saat masuknya. Kejadian tersebut terjadi terus-menerus sehingga tekanan *head* pompa berbanding linier dengan jumlah *stages*, artinya semakin banyak *stage* yang dipasangkan, maka semakin besar kemampuan pompa untuk mengangkat fluida. (Brown, 1980)

2.4. Prinsip Kerja ESP

Prinsip dasar dari ESP adalah dengan mengalirkan fluida dari satu *stage* ke stage selanjutnya, dimana pompa ini terdiri dari bagian yang berputar (*impeller*) dan tempat fluidanya (*diffuser*). *Impeller* melakukan pengisapan fluida dari bawah untuk diteruskan ke *diffuser* dan fluida yang ada di *diffuser* kemudian akan dialirkan lagi ke bagian atas (*impeller*). Apabila *stage* yang digunakan lebih banyak, maka kepala motor/rumah *stage* akan lebih tinggi. Proses ini berulang beberapa kali dan tergantung pada jumlah *stage*. Tiap *stage* yang digunakan menentukan volume fluida yang akan dipindahkan. (Musnal & Melisa, 2016)

Dalam merencanakan maupun mengoptimalkan *electrical submersible pump* (ESP) diperlukan berbagai macam data dan perhitungan diantaranya adalah produktifitas formasi PI, dan mengenai pompa itu sendiri yaitu laju produksi, *total dynamic head*, penentuan *pump setting depth*, penentuan jumlah tingkat (*stages*) pompa yang dibutuhkan, perkiraan *switchboard* serta *transformer* yang dibutuhkan. (Sujanmo, 1995)

Untuk menentukan berat jenis fluida campuran dan gradient tekanan fluida untuk menghitung laju produksi maksimum pada sebuah sumur minyak maka dilakukan perhitungan berat jenis fluida campuran dan gradient tekanan fluida produksi dengan persamaan sebagai berikut:

1. Penentuan SG fluida campuran

$$\text{Water Phase Sp. Gr} = \text{Water Cut} \times \text{Water Sp. Gr} \dots\dots\dots (1)$$

$$\text{Oil Phase Sp. Gr} = \text{Oil Cut} \times \text{Oil Sp. Gr} \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{Sp. Gr. Fluida Campuran} = \text{Water Phase Sp. Gr} + \text{Oil Phase Sp. Gr} \dots\dots\dots (3)$$

(Prabu, 2002)

2. Gradien Fluida (GF)

$$Gf = \text{Sp. Gr. Fluida Campuran} \times 8,33 \times 0,052 \text{ psi/ft} \dots\dots\dots (4)$$

(Prabu, 2002)

Keterangan:

Water Cut = Kadar air

Oil Cut = Kadar minyak

Water Sp.Gr = 1.05

Oil Sp.Gr = 0.85

Apabila terdapat kandungan gas maka harga GF diturunkan sekitar 10%

2.4.1. Pemilihan Ukuran Pompa ESP

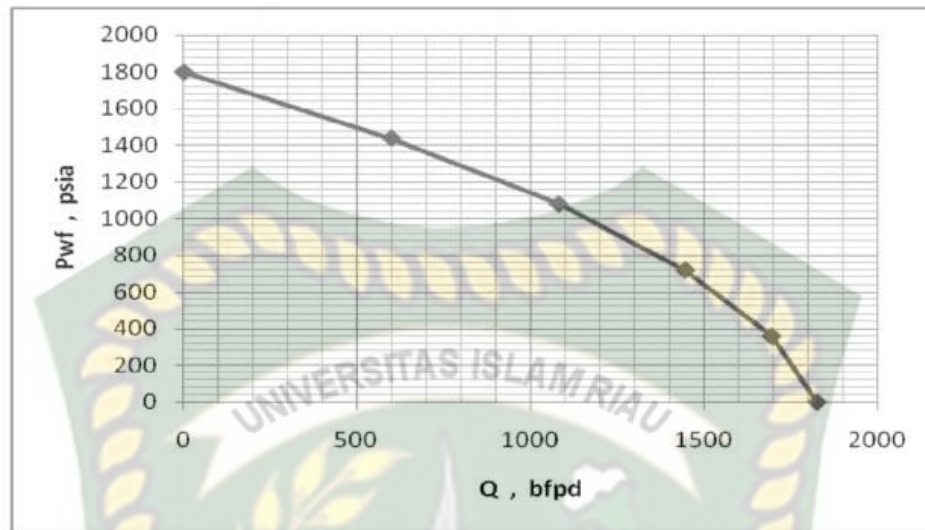
Pemilihan ukuran pompa ESP harus sesuai dengan besarnya laju produksi Q yang diharapkan pada *head* yang sesuai. Selain Q , ukuran *casing* juga merupakan factor yang menentukan dalam pemilihan ukuran pompa listrik *submersible* yang efektif (Guo et al., 2007), biasanya dengan memilih seri yang tertinggi yang mempunyai diameter terbesar selama ukuran *casing* yang memungkinkan (Brown, 1980)

Dalam memilih ukuran pompa listrik *submersible* yang akan digunakan, selain harus disesuaikan dengan laju produksi yang diharapkan, juga laju produksi tersebut harus dalam *range* optimum yang disarankan sehingga diperoleh efisiensi yang dianjurkan (*recommended range*).

Seandainya hasil pemilihan ukuran pompa berdasarkan ukuran *casing*-nya terdapat dua ukuran yang sama-sama memenuhi syarat, maka pertimbangan dasar untuk ukuran adalah diambil ukuran yang mempunyai selisih kapasitas yang terkecil yang paling mendekati (Tarek, 2006).

2.5. Inflow Performance Relationship (IPR) Curve

Pada dasarnya kemampuan suatu sumur untuk menghasilkan fluida dapat diketahui berdasarkan data-data yang didapat seperti data reservoir dan data produksi. Melalui data tersebut dapat dilihat kemampuan suatu sumur mengalirkan fluida melalui pembacaan pada kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Melalui pembacaan pada kurva IPR juga dapat diketahui laju alir maksimal yang dapat diperoleh dari suatu sumur. Hasil pembacaan kurva IPR inilah yang juga menjadi langkah awal dalam proses optimasi penggunaan Electric Submersible Pump. (Marpaung, 2015)



Gambar 2.4. Contoh Kurva IPR Vogel Kombinasi (Wahono, 2015)

Inflow Performance Relationship (IPR) Curve adalah suatu kurva yang menggambarkan perilaku aliran fluida dari reservoir ke dasar sumur. Kurva tersebut dibuat harga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) terhadap laju alir (Q) yang dihasilkan. IPR juga berperan penting dalam merencanakan fasilitas produksi pada suatu lapangan minyak maupun lapangan gas. IPR yang digunakan dalam perencanaan produksi sumur yang berguna untuk melihat kemampuan sumur untuk berproduksi, IPR merupakan PI yang digambarkan secara grafis. (Wahono, 2015)

Hubungan antara laju alir dengan penurunan tekanan dasar sumur (P_{wf}) dapat digambarkan dengan IPR. IPR digunakan untuk evaluasi *reservoir deliverability* pada teknik produksi dan berbentuk kurva. Besar lekukan pada kurva IPR disebut *Productivity Index (PI)* atau *J*. Bentuk kurva IPR juga dapat dipengaruhi oleh beberapa hal, antara lain:

1. Tipe Reservoir
2. Gas Oil Ratio
3. Water Cut
4. Jumlah produksi (*cumulative recovery*)

2.5.1 *Productivity Index (PI)*

Pada umumnya sumur-sumur yang baru ditemukan mempunyai tenaga pendorong alamiah yang mampu mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir ke

permukaan dengan tenaganya sendiri, dengan berjalannya waktu produksi, kemampuan dari formasi untuk mengalirkan fluida tersebut akan mengalami penurunan, yang besarnya sangat tergantung pada penurunan tekanan reservoir. Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada kondisi tekanan tertentu. Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR). (Widartono, 1998)

Productivity Index (PI) adalah suatu indeks yang menyatakan kemampuan sumur untuk mengangkat fluida ke permukaan pada kondisi tekanan tertentu. Dapat juga dikatakan sebagai perbandingan laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur dengan perbedaan tekanan *draw down pressure* secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (5)$$

Keterangan:

PI = J = *Productivity Index*, bbl/day/psi

Q = Laju Produksi Aliran Total, bbl/day

P_s = Tekanan Statis Reservoir, Psi

P_{wf} = Tekanan Dasar Sumur saat terdapat Aliran, Psi

(Santoso, 1998)

Berdasarkan definisi PI yang secara matematis merupakan kemampuan produksi pada keadaan tertentu dari suatu sumur, dimana tekanan statik reservoir (P_s) dan PI dianggap konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (Q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}).

Jarang sekali ada fluida formasi dengan satu fasa, bila tekanan reservoir ini nilainya dibawah tekanan *bubble point* minyak, dimana gas yang semua terlarut akan terbebaskan dan membuat fluida menjadi dua fasa. (Sugiharto, Pusdiklat Migas). Menurut Muskat, bentuk IPR pada kondisi tersebut melengkung, sehingga PI menjadi suatu perbandingan antara perubahan laju produksi dq dengan perubahan tekanan alir dasar sumur, dP_{wf}.

Productivity Index (PI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan adalah merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi (Brown, 1984).

Kermitz E. Brown (1967) telah mencoba memberikan batasan terhadap besarnya produktivitas sumur, yaitu:

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

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

2.5.2 Metode Vogel

Dasar pengembangan metode Vogel adalah persamaan Weller, dimana berdasarkan persamaan tersebut, Vogel membuat grafik IPR untuk:

1. Beberapa harga *recovery* kumulatif tertentu.
2. Beberapa harga viskositas minyak tertentu
3. Beberapa harga permeabilitas relative dan kondisi-kondisi lain.

Vogel telah mengembangkan persamaan yang sederhana dalam pemakaiannya, dimana persamaan ini dikembangkan dari analisa yang dilakukan terhadap grafik-grafik kinerja aliran minyak dari formasi ke lubang sumur (grafik IPR). Persamaan metode Vogel adalah sebagai berikut:

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (6)$$

$$Q_{\max} = Q_b + \frac{PI \times Pb}{1,8} \dots\dots\dots (7)$$

(Sukarno, 1988)

Untuk jenis IPR kombinasi yaitu gabungan antara satu fasa dan dua fasa maka persamaan Vogel menjadi sebagai berikut:

Persamaan Q jika $P_{wf} > P_b$

$$Q = PI \times (P_r - P_{wf}) \dots\dots\dots (8)$$

Persamaan Q jika $P_{wf} = P_b$

$$Q = PI \times (P_r - P_b) \dots\dots\dots (9)$$

Persamaan Q jika $P_{wf} < P_b$

$$Q = Q_b + (Q_{\max} - Q_b) \left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (10)$$

Untuk setiap P_{wf} asumsi (Sukarno, 1988)

Keterangan:

PI = J = *Productivity Index*, bbl/day/psi

Q = Laju Produksi Aliran Total, bbl/day

$Q_{\max}$ = Laju alir maksimum, BOPD

Q_b = Laju alir optimum, BOPD

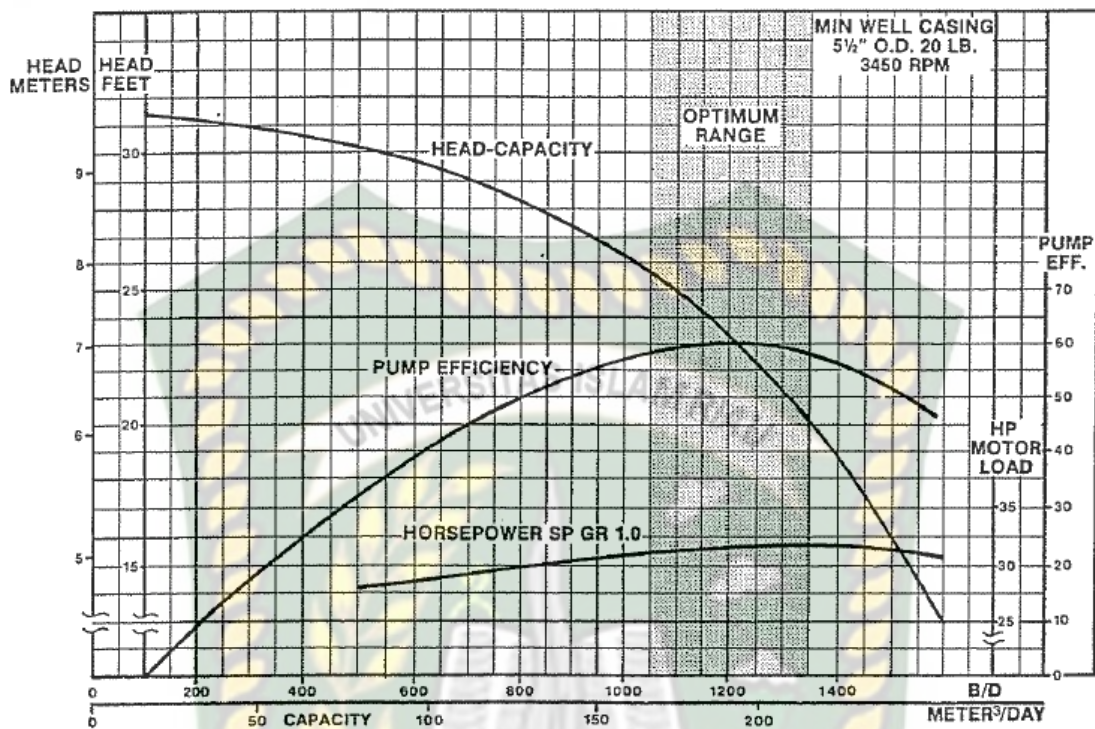
P_s = Tekanan Statis Reservoir, Psi

P_{wf} = Tekanan Dasar Sumur saat terdapat Aliran, Psi

P_b = Tekanan *Bubble Point*, Psi

2.6. *Pump Performance Curve*

Pump Performance Curve adalah sistem kerja pompa yang meliputi hubungan antara kapasitas BFPD yang direkomendasikan, *head-feed per stage*, *horse power per stage* dan *effisiensi* pompa. Hubungan tersebut digambarkan berupa sebuah grafik dimana pengujian pompa tersebut dilakukan di pabrik dengan menggunakan fluida air tawar ($SG=1$), jumlah *stage* dan kecepatan tertentu. Di dalam membaca kurva-kurva pompa harus diperhatikan benar RPM yang digunakan saat pengujian pompa tersebut. (Sujanmo, 1995)

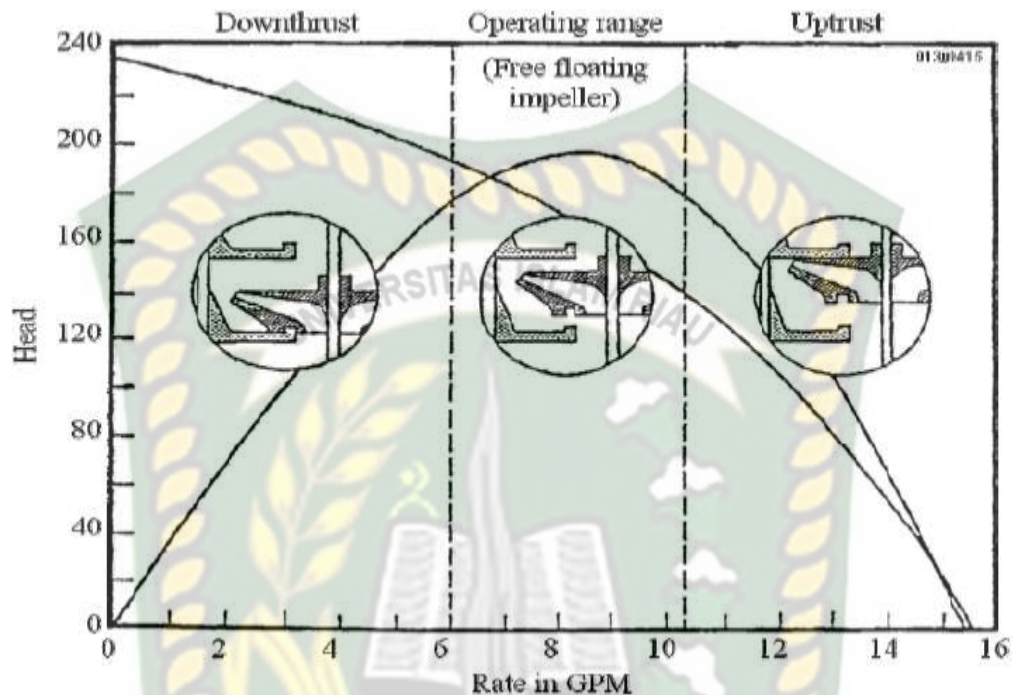


Gambar 2.5. Kurva *Pump Performance* untuk ESP (Kermit Brown, 1980)

Pompa pada rangkaian ESP dibuat dengan *stage* bertingkat, dan setiap *stage* terdiri dari satu *impeller* yang dikunci dengan *shaft* yang merupakan bagian yang berputar. Pompa berfungsi untuk memindahkan fluida dari satu tempat ke tempat yang lainnya. Kemudian setiap *stage* juga terdiri dari *diffuser* yang merupakan bagian yang tidak berputar dan berfungsi untuk mengarahkan fluida ke *stage* berikutnya. *Stage* adalah paduan dari satu *impeller* dan satu *diffuser* yang dirangkai menjadi satu. Sedangkan untuk rangkaian dari beberapa *stage* disebut *stand stage*. Jumlah *stages* bergantung pada *Total Dynamic Head* dimana laju alir yang diinginkan masih dalam *range* pompa. (Putri dkk, 2015)

Setiap *stages* ESP dirancang untuk menaikkan fluida dengan *rate* tertentu dengan kapasitas pemompaan yang optimal. Kondisi ideal ini di dalam kurva kinerja pompa disebut *recommended capacity range*. Idealnya pompa dioperasikan pada *range* produksi tersebut agar pompa bekerja pada efisiensi maksimum. Kalau pompa dioperasikan lebih dari pada *range* yang direkomendasikan akan mengakibatkan *over capacity* dan akan menyebabkan

terjadinya *up-thrust wearing*, sedangkan apabila dioperasikan di bawah *range* akan mengakibatkan terjadinya *down-thrust wearing*. (Putri dkk, 2015)



Gambar 2.6. Posisi *impeller* pada saat *Down-Thrust* dan *Up-thrust* (Sujanmo, 1995)

Terlihat bahwa *impeller* akan ke bawah karena tekanan yang dihasilkan pada *discharge head* lebih besar daripada tekanan pada *suction head* ini disebut dengan *under capacity*. Kedua kejadian ini akan mengakibatkan *impeller* cepat rusak dan sangat mungkin mengakibatkan kerusakan dini pada pompa.

2.6.1. Head Feet Per-Stage

ESP menunjukkan hubungan antara *head capacity*, *pump efficiency* dan *brake horse power* dengan kapasitas produksi. *Pump performance curve* akan berbeda-beda untuk setiap diameter *impeller*. Sumbu mendatar pada *performance curve* adalah produksi pompa dalam BFPD. Kemudian masukkan angka produksi yang diperoleh / diharapkan pada sumbu mendatar tersebut dan tarik garis lurus *vertical* dari titik tersebut sehingga memotong kurva *head feet*. Dari titik perpotongan horizontal memotong sumbu *head-feet* dan baca besarnya *head-feet/stage*. (Sujanmo, 1995)

2.6.2. Brake Horse Power Per-Stage

Brake horse power per-stage merupakan tenaga yang dibutuhkan untuk menaikkan cairan setinggi H (ft), dimana kerugian tenaga sudah diperhitungkan. Cara untuk mendapatkan HP/stages hampir sama dengan cara mendapatkan harga *head-stages*, tetapi digunakan sumbu *vertical* disebelah kanan yang bertuliskan *HP motor load*. (Sujanmo, 1995)

2.6.3. Effisiensi Pompa

Effisiensi ini sebenarnya adalah gabungan antara hidraulis, volumetric dan mekanis. ESP didesain agar bekerja pada daerah dekat dengan efisiensi maksimal untuk mengurangi kerusakan *bearing* pompa akibat *up/down thrust* yang mana *upthrust* lebih merusak daripada *downthrust* karena luas *washer* diatas lebih kecil dari bawah. Walaupun demikian dalam desain pompa harus diusahakan agar bekerja pada dekat maksimum efisiensi agar pompa tahan lama. Harga efisiensi maksimum ini biasanya sekitar 55%-75%.

2.6.4. Penentuan Jumlah Stages Pompa

Jumlah *stage* (St) dapat dihitung dengan persamaan berikut ini.

$$St = \left[\frac{808,3141}{\rho_{fsc} h} \right] (P_2 - P_3) \dots \dots \dots (11)$$

atau

$$P_3 = P_2 - \left[\frac{\rho_{fsc} h}{808,3141} \right] St \dots \dots \dots (12)$$

Dengan

$$P_2 = P_{wh} + (D \times Gf) \dots \dots \dots (13)$$

Harga ρ_{fsc} dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$\rho_{fsc} = 350 \times WC \times SGw + 350 \times (1 - WC) \times SGo \dots \dots \dots (14)$$

(Brown, 1980)

Keterangan:

St = Stages

P_2 = Tekanan *discharge*, psi

- P_3 = Tekanan *intake*, psi
 P_{wh} = Tekanan kepala sumur, psi
 ρ_{fsc} = Densitas fluida, lb/cuft
 h = Head pompa
 WC = *Water cut*
 G_f = Gradien fluida, psi/ft



BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1. Sejarah Umum Lapangan

Dalam upaya pencarian minyak Sumatera Bagian Tengah operasi pedada dimulai tahun 1976 yang minyaknya pertama kali dikirim ke *refinery* (kilang minyak) sungai Pakning. Produksi minyak pada saat itu rata-rata 40.000 BOPD dan pada tahun 1994 pengiriman melalui Pakning diberhentikan. Pada saat sekarang ini pengirimannya dari Zamrud menuju Minas (PT.CPI) dan selanjutnya ke Dumai. Tahun 2002 kontrak dengan CPI berakhir dan kemudian dikelola oleh BOB PT. BSP – PERTAMINA HULU sampai saat ini.

Daerah operasional CPP Blok diresmikan pada tanggal 9 Agustus 2002 oleh Bupati Siak Sri Indrapura, Arwin As. Kewenangan pengelolaan blok ini diserahkan kepada BOB dari pemerintah dalam pengawasan usaha MIGAS di Indonesia pada 6 Agustus 2002 setelah ditanda tangannya perjanjian *product sharing contract for oil* (PSC).

3.2. Lingkup Kerja Perusahaan

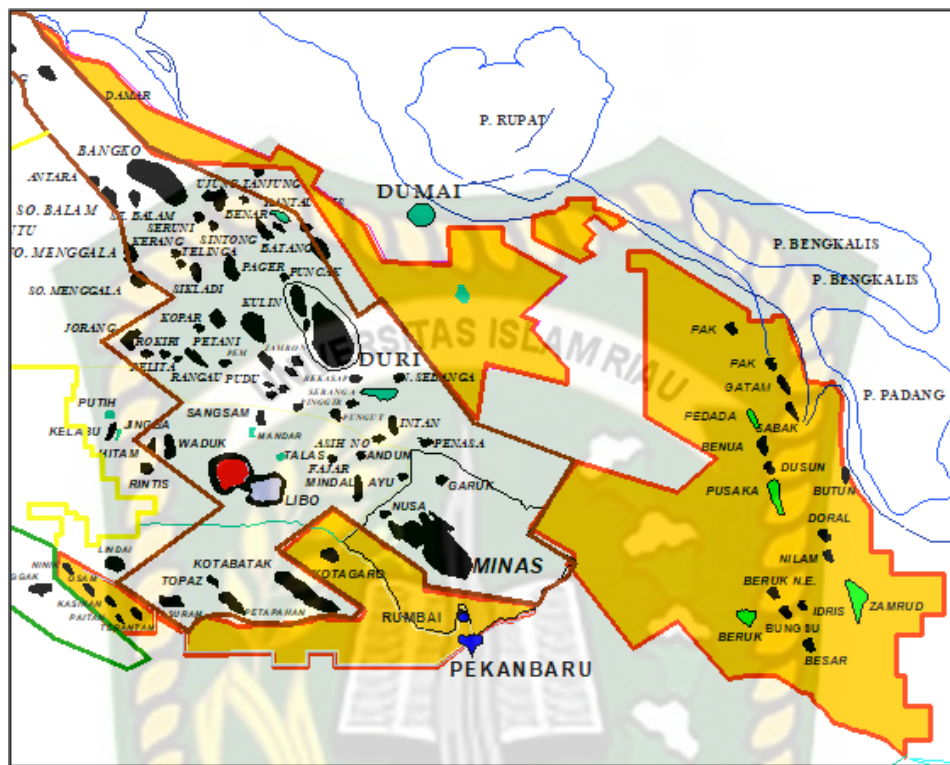
3.2.1. Wilayah Kerja

Wilayah kerja CPP Blok meliputi 5 wilayah kabupaten di Provinsi Riau, yaitu Pelalawan, Siak, Bengkalis, Kampar, Rokan Hilir dan Rokan Hulu yang terbagi kedalam 3 (tiga) lapangan besar, yaitu: Zamrud, Pedada dan West Area dengan produksi minyak saat ini sebesar 34.700 BOPD (15 November 2003).

Wilayah kerja Pedada area meliputi 2 wilayah kerja yaitu North Pedada Area dengan struktur penghasil minyak bumi Benua, Pusaka, Dusun, North Doral, Doral dan Butun.

Sesuai dengan Euphoria Undang-Undang No.25 Tahun 1999 maka wilayah kerja Pedada Area meliputi 2 Kabupaten yaitu Siak (Kecamatan Sungai Apit) dan Bengkalis (Kecamatan Siak Kecil).

3.2.2. Daerah Operasi Perusahaan



Gambar 3.1. Peta Wilayah Kerja BOB (BSP-Pertamina Hulu)

Luas BOB tidak dapat dipastikan, hal ini disebabkan karena lokasi produksinya yang terpisah-pisah. Namun diperkirakan luas lokasi operasi BOB $\pm$ 10.175,779 Ha. Beberapa lokasi yang telah memproduksi minyak yaitu:

1. Zamrud

Luas daerah yang diolah $\pm$ 5655,2949 Ha dengan luas tanah bangunan $\pm$ 1076,19 Ha.

2. Pedada, Pusaka dan Butun

Luas daerah Pedada, Pusaka dan Butun yang diolah $\pm$ 567,9814 Ha dengan luas bangunan untuk Pedada $\pm$ 7,6911 Ha dan luas bangunan untuk Pusaka $\pm$ 19,5974 Ha. Untuk Butun tidak memiliki bangunan hanya ada sumur minyak yang masih memproduksi.

3.3. Geologi Lapangan “BTS”

3.3.1. Geologi Regional

Secara tatanan geologi regional, Lapangan “BTS” terletak pada Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk pada daerah bagian sisi Barat dari sayap Lempeng Sunda dibatasi oleh Tinggian Asahan di bagian Utara, bagian Barat dibatasi oleh Pegunungan Barisan yang berumur *Miosen* Akhir hingga sekarang berupa *geoanticlinal uplift* dan *volcanic arc*, bagian Selatan dibatasi oleh Tinggian Tigapuluh-Kampar, dan bagian Timur dibatasi oleh Paparan Sunda.

3.3.2. Stratigrafi Regional

Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah dipengaruhi oleh sejarah tektonik, yang merupakan pengontrol utama pengendapan cekungan dibandingkan faktor lainnya. Batuan dasar di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari empat satuan Litologi berumur *Paleozoik* sampai *Mesozoik*, terdiri dari Kelompok *Mutus* yang terdiri dari *ofiolit*, metasedimen dan sedimen berumur *Trias*, Kelompok *Malaka* terdiri dari *kuarsit*, *filit* dan intrusi *granodiorit*, Kelompok *Mergui* dari *graywacke* berumur *Kapur*, *kuarsit* dan batu lempung kerikilan dan Kelompok *Tapanuli* terdiri dari *batu sabak*, metasedimen dan *filit* yang diendapkan di atas batu gamping *shelf* berumur *Devon-Karbon*.

3.3.3. Struktur Reservoir

Struktural Reservoir Lapangan BTS merupakan *against fault structure* yang dibatasi oleh sesar berarah Barat laut–Tenggara di bagian Barat. Dasar interpretasi struktur sebagian besar diperoleh dari cerminan seismik dan dikenali sebagai Formasi Bekasap.

3.4. Karakteristik Reservoir Lapangan “BTS”

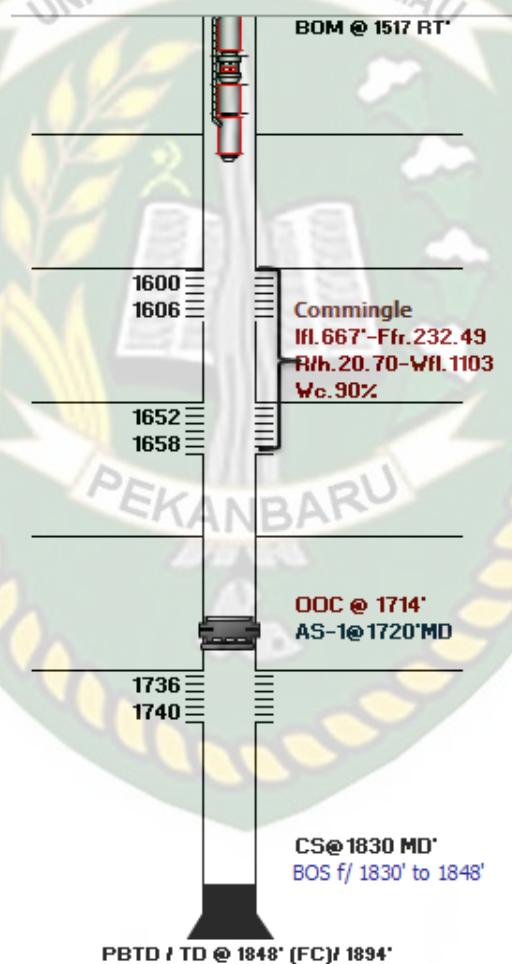
3.4.1. Lingkungan Pengendapan

Analisa lingkungan pengendapan sangat penting untuk diketahui dalam menentukan karakteristik reservoir karena berhubungan dengan distribusi, kekontinyuan, dan heterogenitas batuan reservoir.

Formasi Bekasap terdiri dari seri sedimen mulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan delta. Litologinya terdiri dari batu pasir berukuran sedang hingga

kasar, sedikit *shale* dan batu gamping, merupakan formasi yang bagus untuk menjadi reservoir.

Lapangan 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*.



Gambar 3.2. Well Schematic V-43

3.4.2. Karakteristik Fluida

Sampel fluida Lapangan BTS diperoleh karakteristik fluida reservoir seperti terdapat pada Tabel 3-1. Dari data fluida tersebut terlihat bahwa tekanan pada titik gelembung (*bubble point pressure*) rendah yaitu pada 302 psia, GOR yang rendah yaitu 44 scf/STB, dan juga $^{\circ}\text{API}$ sebesar 38.4, sehingga menunjukkan bahwa fluida reservoir Lapangan BTS adalah *black oil*.

Harga GOR yang rendah mengindikasikan bahwa gas yang terkandung di dalam fluida reservoir Lapangan BTS sangat sedikit, sehingga dalam beberapa kasus dapat diabaikan.

Tabel 3.1. Karakteristik Fluida Reservoir Lapangan BTS

Karakteristik Fluida		
Minyak		
Tekanan Gelembung (P_b)	302	psia
GOR	44	scf/STB
API pada 60°F	38.4	$^{\circ}\text{API}$
Faktor Volume Formasi pada P_b (B_o)	1.027	resbbl/STB
Viskositas pada P_b	4.244	Cp
R_s pada P_b	31.7	cuft/STB
Air Formasi		
Faktor Volume Formasi pada 286.7 psia	1.0168	resbbl/STB
Kompresibilitas (C_w)	3.184×10^{-6}	Psia
Viskositas pada 286.7 psia	0.361	Cp
Densitas pada 286.7 psia	62.42 (lb/ft)^3	lb/ft

3.4.3. Mekanisme Pendorong Reservoir

Berdasarkan bentuk struktur reservoir Lapangan BTS, dimana sebelah Barat dibatasi oleh *fault* utama (*main fault*) sepanjang reservoir dan sebelah Timur dibatasi oleh *edge aquifer*, maka tenaga pendorong reservoir ini berupa tenaga dorong air yang berasal dari sekeliling reservoir (*edge water drive*).

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Perhitungan analisis nodal untuk pompa ESP ini, titik nodalnya terletak di dasar sumur yaitu menghubungkan tekanan *tubing intake stages* pompa dengan kurva *inflow performance relationship*.

4.1 Data Produksi Lapangan BTS

Sebelum dilakukan pengolahan data, diperlukan data produksi sumur dan data pompa pada sumur yang akan diolah. Data produksi sumur pada lapangan BTS ditunjukkan pada **Tabel 4.1**.

Tabel 4.1. Data Produksi Lapangan BTS

DATA PRODUKSI		Sumur V-43	Sumur V-169	Satuan
1	Laju produksi fluida	440	388	Bfpd
2	Laju produksi minyak	70	81	Bopd
3	<i>Static Fluid Level</i>	650	1.604	Ft
4	<i>Working Fluid Level</i>	1.017	1.877	Ft
5	Mid. Perforasi	1.434	3.067	Ft
6	<i>Water Cut</i>	84	79	%
7	Sg air	1,02	1,02	
8	Sg minyak	0,835	0,833	
9	API	38	38,4	°
10	Pb	233,7	316,7	Psia
11	Pr	342,03	631,7	Psia
12	Pwf	181,9	513,7	Psia

Dari data produksi sumur V-43 dan V-169 lapangan BTS yang didapat dari hasil sonolog diperoleh laju produksi fluida sebesar 440 BFPD dan 388 BFPD, laju produksi minyak 70 BOPD dan 81 BOPD dengan *water cut* 84% dan 79% diketahui bahwa sumur ini produksi airnya besar dan terjadi penurunan produksi dengan seiring berjalannya waktu.

4.2. Data ESP Lapangan BTS

Sumur V-43 dan V-169 menggunakan tipe pompa REDA 400 DN450 dengan data pada **Table 4.2**.

Tabel 4.2. Data Pompa Sumur V-43 dan V-169 Lapangan BTS

DATA POMPA			Satuan
1	Tipe Pompa	IND 450	
2	Stages	75,94,113,114,117,133,152	
3	Ukuran Casing	9 ^{5/8}	Inch
4	Tubing	3.5	Inch

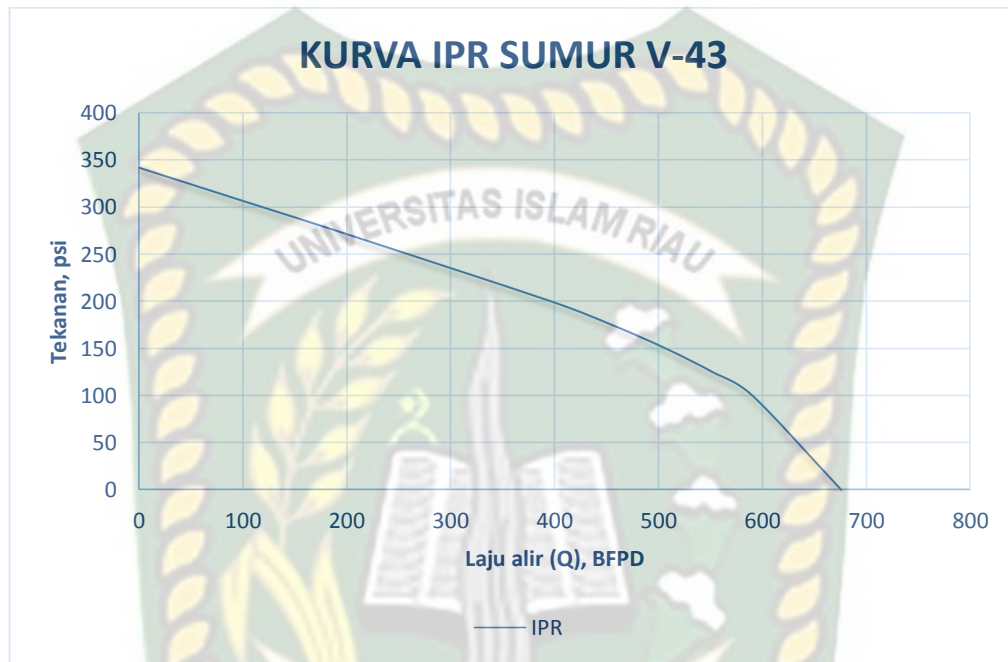
4.3. Hasil Perhitungan Laju Alir pada Kurva IPR Sumur V-43 dan V-169

Untuk mengetahui kelakuan kemampuan sumur dalam berproduksi, terlebih dahulu dilakukan perhitungan kurva IPR dengan menggunakan metode Vogel, dikarenakan *water cut* 84% dan 79% untuk sumur ini dipilih metode Vogel kombinasi yaitu untuk aliran multifasa. Sehingga didapat hasil perhitungan Pwf seperti pada **tabel 4.3**. Perhitungan untuk laju alir dengan Pwf asumsi lainnya dapat dilihat pada **Lampiran I**.

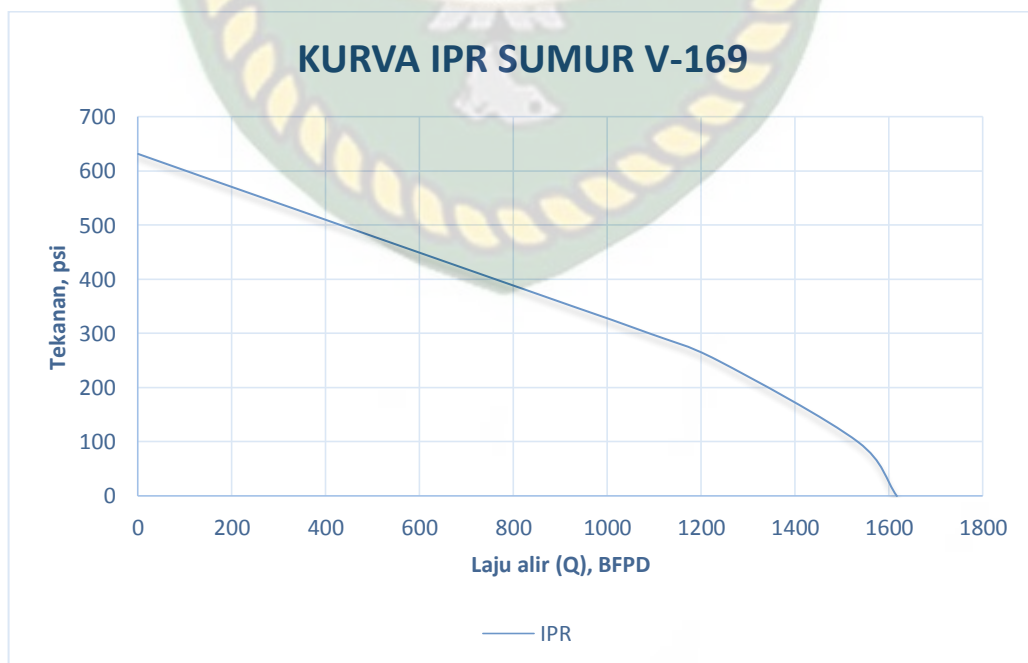
Tabel 4.3. Hasil Perhitungan Laju Alir Sumur V-43 dan V-169

Sumur V-43		Sumur V-169	
Pwf (Psi)	Q (stb/d)	Pwf (Psi)	Q (stb/d)
342	0	632	0
325	48,335	550	268,438
300	119,290	500	433,123
275	190,245	450	597,809
200	396,981	400	762,495
175	455,468	350	927,181
150	507,208	300	1.090,57
125	552,201	250	1.235,98
100	590,446	100	1.533,55
0	675,958	0	1.616,37

Untuk membuat kurva IPR, di plot hubungan antara tekanan dasar sumur (P_{wf}) yang diasumsikan dan laju alir (Q), sehingga didapat hasil seperti kurva pada dibawah ini,



Gambar 4.1. Kurva *Inflow Performance Relationship* Sumur V-43



Gambar 4.2. Kurva *Inflow Performance Relationship* Sumur V-169

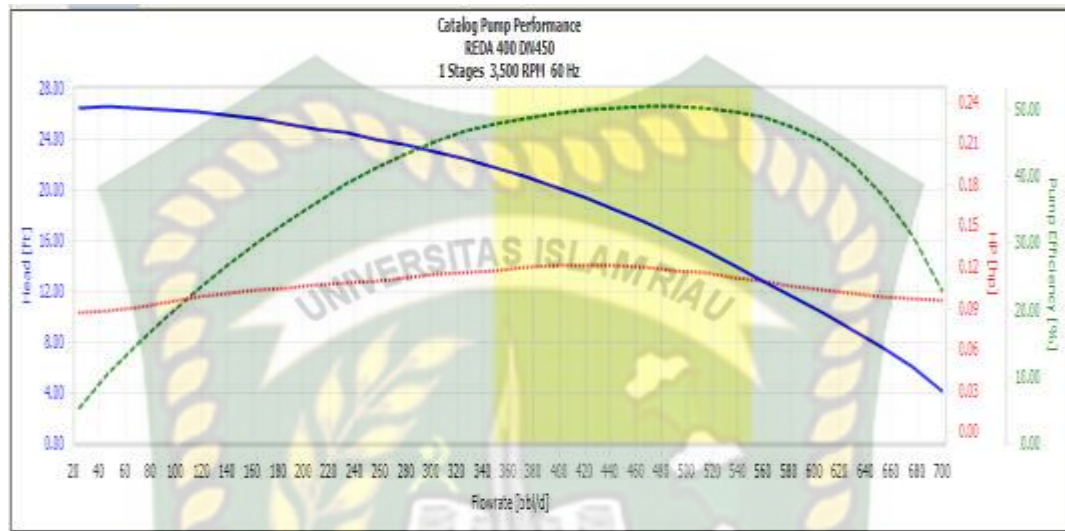
Pada sumur V-43, diketahui sumur memproduksi 440 BFPD dengan mid perforasi 1.434 ft, *static fluida level* (SFL) 650 ft, dan *working fluid level* (WFL) 1.017 ft. Pada sumur V-169, diketahui sumur memproduksi 388 BFPD dengan mid perforasi 3.067 ft, *static fluida level* (SFL) 1.604 ft, dan *working fluid level* (WFL) 1.877 ft, harga ini didapat dari pengukuran sonolog, dari data tersebut dihitung harga tekanan alir dasar sumur (Pwf) 181,9 psi dan tekanan statik (Ps) 342,03 psi pada sumur V-43 dan tekanan alir dasar sumur (Pwf) 513,7 psi dan tekanan statik (Ps) 631,5 psi pada sumur V-169. Dengan kurva IPR ini dapat diperkirakan laju produksi maksimum (Q_{max}) yaitu 676 BFPD dengan PI 2.8 bbl/d/psi pada sumur V-43. Laju produksi maksimum (Q_{max}) yaitu 1.616,37 BFPD dengan PI 3,3 bbl/d/psi pada sumur V-169. Hasil plot dari tekanan dasar sumur dan laju alir yang diproduksi menunjukkan grafik linier pada saat awal dan mengalami kelengkungan saat tekanan mencapai titik Pb, hal ini terjadi karena sumur V-43 dan V-169 memiliki gas terlarut sehingga ketika mencapai titik Pb, kurva IPR mengalami kelengkungan yang diindikasikan adanya fluida multifasa (liquid dan gas).

4.4. Hasil Perhitungan Laju Alir pada Kurva *Tubing Intake* Sumur V-43 dan Sumur V-169

Tersedia beberapa pompa ESP yang dapat digunakan pada sumur yang casingnya berdiameter 9-5/8". Sumur V-43 dan V-169 menggunakan tipe pompa seperti pada **Gambar 4.3.** yaitu DN 450/60 HZ. Dari kurva *pump performance*, kita dapat menghitung *Head* pompa untuk berbagai laju alir (Q) yang di asumsikan, dimana *performance* pompa tipe ini mempunyai kapasitas *range* efesiensi 350-550 stb/d. *Stages* yang tersedia untuk seri pompa DN 450 adalah *stages* 75, 94, 113, 114, 117, 133, dan 152.

Sumbu mendatar pada *performance curve* adalah produksi pompa dalam BFPD. Kemudian masukkan angka produksi yang diasumsikan pada sumbu mendatar tersebut dan tarik garis lurus *vertical* dari titik tersebut sehingga memotong kurva *head feet*. dari titik horizontal memotong sumbu *head-feet* maka dapat dibaca besarnya *head-feet/stage*, *HP/stage* dan effesiensi pompa. Hasil

pembacaan pada *pump performance curve* dapat dilihat pada **Tabel 4.4**. Untuk sumur V-43 dan **Tabel 4.5**. Untuk sumur V-169.



Gambar 4.3. Kurva *Pump Performance* DN 450/60 HZ

Untuk mendapatkan nilai laju alir pada setiap *stages* dilakukan terlebih dahulu dicari nilai P2 (*Discharge Pressure*) yang terdapat pada **Lampiran I**, setelah mendapatkan harga P2, langkah selanjutnya yaitu menentukan P3 (*intake pressure*) untuk berbagai asumsi laju produksi dan jumlah *stages* lainnya yang terdapat pada **Tabel 4.4**. dan **Tabel 4.5**. Sehingga didapat hasil perhitungan Q dan P3 untuk berbagai *stages* pada lapangan BTS.

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Q dan P3 untuk berbagai *Stages* pada Sumur V-43

DN 450, 60 Hz									
Q (stb/d)	P2 (psi)	Head (h)	P3 @ Stages						
			75	94	113	114	117	133	152
700	625	4	498,3	463,5	430,9	429,2	424,1	396	364
600	590	10,5	251,8	166,3	80,77	76,27	62,76	-9,3	-94
500	554	16	39,75	-90,6	-220	-227	-248	-	-
400	519	20	-124	-	-	-	-	-	-
300	484	23,4	-	-	-	-	-	-	-
200	449	25	-	-	-	-	-	-	-
100	413	26,3	-	-	-	-	-	-	-

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan Q dan P3 untuk berbagai *Stages* pada Sumur V-169

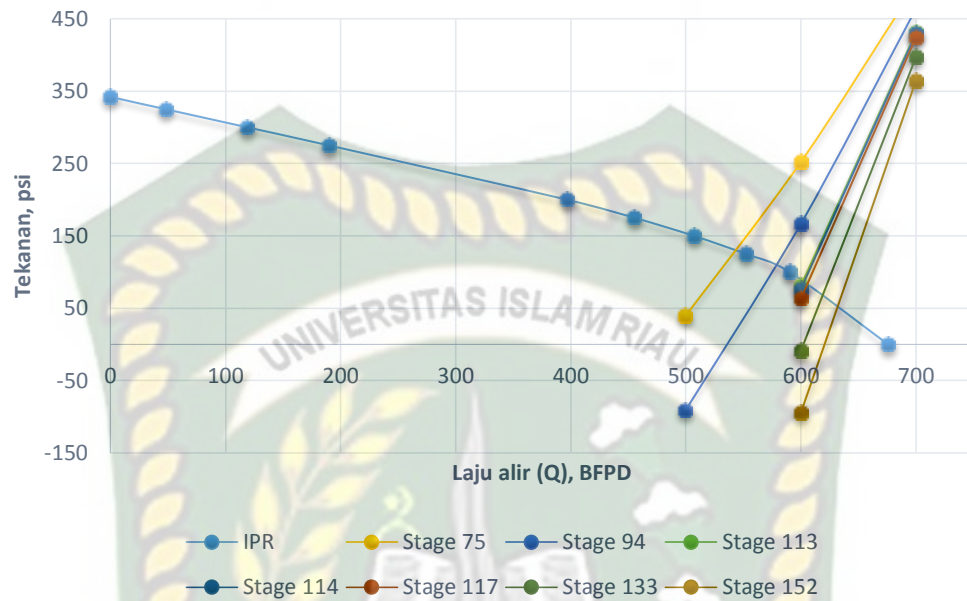
DN 450									
Q (stb/d)	P2 (psi)	Head (h)	P3 @ Stages						
			75	94	113	114	117	133	152
700	1.055	4	930	898,4	866,7	865,0	860,0	833,2	801,5
600	1.025	10,5	696	612,8	529,5	525,1	511,9	441,7	358,4
500	994	16	493	366,5	239,5	232,8	212,8	105,8	-21,1
400	964	20	337	179,1	20,3	12	-13	-146	-
300	934	23,4	201	15,3	-170	-180			
200	904	25	120	-77,8	-	-	-	-	-
100	873	26,3	49	-	-	-	-	-	-

Dari hasil perhitungan Q dan P3 untuk berbagai *stages* pada laju alir produksi asumsi antara 100-700 BFPD dengan *head* yang didapat pada *pump performance curve* didapat nilai laju alir yang optimal untuk berbagai *stages*. Pada **Tabel 4.4.** untuk sumur V-43 dan **Tabel 4.5.** untuk sumur V-169. *Stages* pada laju alir 100-500 BFPD minus, yang menandakan bahwa tekanan *intake stages* pada laju alir produksi tersebut berada diluar kapasitas pompa sehingga dapat dikatakan tidak optimal.

4.5. Hasil Perhitungan Laju Alir untuk Berbagai *Stages* Sumur V-43 dan V-169

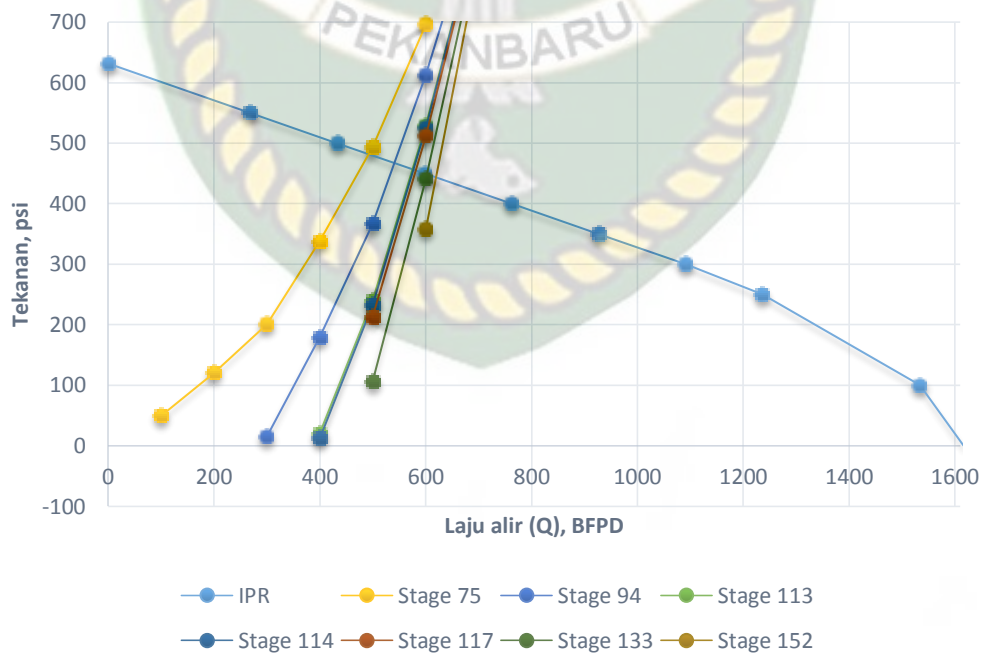
Dari hasil perhitungan pada **Lampiran I** untuk sumur V-43 dan V-169 maka di buat grafik hubungan antara asumsi laju produksi dengan tekanan intake pompa (P3) untuk masing-masing *stages*, dari grafik pada **Gambar 4.4.** dan **Gambar 4.5.** terjadi titik perpotongan dari kedua kurva pada laju produksi, dimana pada titik perpotongan tersebut merupakan harga laju alir fluida optimum untuk berbagai jumlah *stages*.

SUMUR V-43



Gambar 4.4. Kurva Tubing Intake sumur V-43

SUMUR V-169



Gambar 4.5. Kurva Tubing Intake sumur V-169

Untuk meningkatkan efisiensi pengangkatan dilakukan evaluasi jumlah *stages* pompa dengan rekomendasi jumlah *stages* dari pompa terpasang. Laju alir fluida optimum untuk berbagai jumlah *stages* dapat dilihat pada **Tabel 4.6**.

Tabel 4.6. Perhitungan Laju Alir dengan Berbagai Jumlah *Stages* Sumur V-43 dan V-169 Lapangan BTS

Tipe Pompa	Stages	Sumur V-43	Sumur V-169
		Q (stbl/d)	Q (stbl/d)
IDN 450	75	546	483
	94	580	548
	113	603	587
	114	605	589
	117	608	590
	133	620	600
	152	632	623

Dari perpotongan antara IPR dengan *pump intake pressure*, didapat informasi bahwa pada sumur V-43 dapat diproduksi sebesar 546 stbl/d dengan 75 *stages*, 580 stbl/d dengan 94 *stages*, 603 stbl/d dengan 113 *stages*, 605 stbl/d dengan 114 *stages*, 608 stbl/d dengan 117 *stages*, 620 stbl/d dengan 133 *stages*, dan 632 stbl/d dengan 152 *stages*. Pemilihan laju produksi dilakukan berdasarkan kemampuan reservoir dan target laju produksi sehingga dipilih 75 *stages* dan laju produksi 546 stbl/d. Sedangkan pada sumur V-43 dapat diproduksi sebesar 483 stbl/d dengan 75 *stages*, 548 stbl/d dengan 94 *stages*, 587 stbl/d dengan 113 *stages*, 589 stbl/d dengan 114 *stages*, 590 stbl/d dengan 117 *stages*, 600 stbl/d dengan 133 *stages*, dan 623 stbl/d dengan 152 *stages*. Untuk sumur V-169 berdasarkan performa pompa tipe DN 450 yang mempunyai range efisiensi 350 sampai dengan 550 stb/d, maka pilihan terbaik kapasitas untuk pompa ini sebesar 450stb/d sehingga dipilih 94 *stages* dan laju produksi 548 stbl/d. Pemilihan laju produksi dilakukan berdasarkan kemampuan reservoir dan target laju produksi sehingga tidak terjadi *downthrust* maupun *upthrust* dan pompa bekerja sesuai kapasitasnya.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

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

1. Hasil dari perhitungan IPR untuk sumur V-43 dengan laju produksi fluida awal sebesar 440 BFPD dengan *water cut* 84% menggunakan pompa terpasang yaitu DN450. Setelah dilakukan perhitungan IPR dengan menggunakan metode Vogel 2 fasa sumur V-43 memiliki PI sebesar 2,8 bbl/d/psi dan laju produksi maksimum sebesar 676 BFPD. Sedangkan sumur V-169 memiliki laju produksi fluida awal sebesar 388 BFPD dengan *water cut* 79% memiliki PI sebesar 3,3 bbl/d/psi dan laju produksi maksimum sebesar 1616,3 BFPD. Kedua sumur dapat dikatakan memiliki PI yang tinggi karena $>1,5$ bbl/d/psi.
2. Berdasarkan hasil analisis nodal dengan titik nodal di dasar sumur, dengan menghitung besarnya laju produksi sumur untuk berbagai *stages* dari perpotongan antara IPR dengan *pump intake pressure*, berdasarkan kemampuan reservoir, target laju produksi serta performa pompa tipe DN 450, dipilih 75 *stages* dengan laju produksi yang diinginkan sebesar 546 stbl/d pada sumur V-43. Sedangkan untuk sumur V-169 yaitu 94 *stages* dengan laju produksi yang diinginkan 551 stbl/d. Sehingga tidak terjadi *downthrust* maupun *upthrust* dan pompa bekerja sesuai dengan kapasitasnya.

5.2. SARAN

Saran Penulis untuk Penulis selanjutnya yang ingin melanjutkan Tugas Akhir ini adalah agar melakukan analisis penentuan analisis keekonomiannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Awal, M. R., Heinze, R. L. (2009). *A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion and Economic Performance of Matured Oil Field*. SPE Production and Operations Symposium
- Beggs, H. D., (1991). “*Production Optimization Using Nodal Analysis*”, Oil & Gas Consultants International Inc. Publications, Tulsa.
- Brown, K. E., (1980). “*The Technology of Artificial Method*”, Volume 4, The Petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma.
- Brown, K. E., Lea, F., James. (1985). *Nodal System Analysis of Oil and Gas Wells*, Volume 4. Tulsa, Oklahoma. Penn Well Publishing Company.
- Bruijen, M., P., (2016). *Nodal Analysis by Use of ESP Intake and Discharge Pressure Gauges*. TAQA Energy.
- Duncan, J., Grant. (2014). *Nodal Analysis for SAGD Production wells with ESPs*. SPE Heavy Oil Conference. Canada.
- Giuliani. Francis, A. (1981). *Introduction to Oil and Gas Technology*. USA: IHRDC. Boston.
- Guo, Boyun. William, C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Engineer*. Elsevier Science & Technology Books. USA.
- Hein, A., Michael, Dr., (1987). *Nodal Analysis as Applied to Pipeline and Risers*. Fluid Flow Consultants Tulsa
- Hermadi, Ganjar. *Analisa Sistem Nodal dalam Metode Artificial Lift*. Forum Teknologi: Volume 06 No. 2. Pusdiklat Migas.
- Herawan, Heru. *Analisa Sistem Nodal Untuk Sumur Sembur Alam*. Modul Teknik Produksi II.
- Jayanti, P. D., Sudibyo, R., & Djoko, S. (2015) *Evaluasi dan Optimasi Pompa ESP pada sumur-sumur di Lapangan X*. Seminar Nasional Cendekiawan.
- Marpaung, A., Christian. (2015). *Optimasi Penggunaan ESP pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y berikut Rincian Metode Pemasangannya*. Seminar Nasional Cendekiawan. Universitas Trisakti.

- Musnal, Ali., Melisa, Richa,. (2016). *Perhitungan Analisa Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efesiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP – Pertamina Hulu*. Universitas Islam Riau.
- Pengju, Wang,. (2002). *Optimization of Production Operations in Petroleum Fields*.
- Puspita, Allika., Utoyo, Widartono. (2015). *Perbandingan Keekonomian Antara Desain Ulang ESP dan Penggunaan SRP di Sumur ALK-20 Lapangan-X*. Seminar Nasional Cendikiawan. Universitas Trisakti.
- Prabu, U.A. (2002). *Diktat Kuliah Teknik Produksi*. Universitas Sriwijaya. Indonesia
- Santoso, Anas, Puji. (1998). *Teknik Produksi I*. Diktat kuliah Teknik Perminyakan. UPN “Veteran”. Yogyakarta.
- Sugiharto, Agus. *Optimasi produksi lapangan minyak Menggunakan Metode Artificial Lift dengan ESP pada lapangan Terintegrasi*. Forum Teknologi: Vol.02 No.1. Pusdiklat Migas
- Sukarno, Pudjo. (1990). *Production Optimalization with Nodal System Analysis*. Jakarta.
- Sujanmo, W. I. (1995). *Buku Rangkuman Tentang Electrical Submersible Pump Disadur Dalam Bahasa Indonesia*. Pabelokan.
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineer Handbook*. Elsevier Science & Technology Books. USA.
- Wahono, A. Petrus,. (2015). *Evaluasi Pompa ESP Terpasang Untuk Optimasi Produksi Minyak PT. Pertamina Asset I Field Ramba*. Jurnal Teknik Kimia No.1, Vol.21. Prabumulih.
- Widaputra, Yudha,. (2016). *Studi Pengaruh Ukuran Pipa Produksi Terhadap Tingkat Laju Produksi Pada Sumur Produksi Y-19, W-92, dan HD-91*. Jambi. PT. Pertamina EP ASSET-1.
- Widartono, Msc., (1998). *Diktat Kuliah Teknik Produksi Lanjut*. Jurusan Teknik Perminyakan. Universitas Trisakti. Jakarta



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الجامعة الإسلامية الريوية

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No. 113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Fax. +62761 674834 Email. teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIARISME
Nomor: 0014.../A-UIR/5-T/2019.

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswi dengan identitas berikut:

NAMA	MIA PARAMITA.
NPM	14 321 0190.
PROGRAM STUDI	PERMINYAKAN.

Judul Skripsi:

**ANALISIS SISTEM NODAL DI DASAR SUMUR UNTUK
PENENTUAN LAJU ALIR FLUIDA DENGAN BERBAGAI JUMLAH
STAGES PADA POMPA ESP DI LAPANGAN BTS.**

Dinyatakan **bebas plagiat** karena hasil menunjukkan angka *similarity index* < 30% pada setiap subbab naskah skripsi yang disusun. Surat keterangan ini digunakan sebagai persyaratan untuk pengurusan surat keterangan bebas pustaka.

Pekanbaru, 1 April 2019.
Wakil Dekan
Bid. Akademik FT-UIR.



Dr. Kurnia Hastuti, ST., MT
NPK. 99 05 02 281

ANALISIS SISTEM NODAL DI DASAR SUMUR UNTUK MENENTUKAN LAJU ALIR FLUIDA DENGAN BERBAGAI JUMLAH STAGES PADA POMPA ESP DI LAPANGAN BTS

ORIGINALITY REPORT

	29%	29%	0%	4%
	SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS
PRIMARY SOURCES				
1	media.neliti.com	Internet Source		8%
2	edoc.site	Internet Source		5%
3	documents.mx	Internet Source		4%
4	suyonowarso.blogspot.com	Internet Source		3%
5	jtk.unsri.ac.id	Internet Source		3%
6	www.scribd.com	Internet Source		2%
7	docplayer.info	Internet Source		1%
8	ar.scribd.com	Internet Source		1%

9	journal.uir.ac.id Internet Source	1%
10	apriansyahreza22.blogspot.com Internet Source	1%
11	ejournal-s1.undip.ac.id Internet Source	1%

Exclude quotes ☒ On
Exclude bibliography ☒ On

Exclude matches ☒ ≤ 1%