

**EVALUASI DAN OPTIMASI INSERT PUMP PADA
SUMUR SINTIA DI LAPANGAN RAHMADANI
DENGANTIPE PENGGERAK *HYDRAULIC* UNTUK
SUMUR DENGAN TEKANAN ALIR DI ATAS DAN DI
BAWAH TEKANAN *BUBBLE POINT*.**

TUGAS AKHIR

Digunakan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

SINTIA RAHMADANI

143210165



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Sintia Rahmadani

NPM : 143210165

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Evaluasi Dan Optimasi *Insert Pump* Pada Sumur Sintia Di Lapangan Rahmadani Dengan Tipe Penggerak *Hydraulic* Untuk Sumur Dengan Tekanan Alir Diatas Dan Dibawah Tekanan *Bubble Point*

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 : Ir. H. Ali Musnal, MT (.....)

Penguji I : Richa Mulyana, MT (.....)

Penguji II : Novrianti, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 02 Oktober 2019

Disahkan Oleh:

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT, MS. Tr

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


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 di dalamnya baik yang dikutip maupun yang dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 2 Oktober 2019



Sintia Rahmadani

NPM 143210165

Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Rasa syukur 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. Ibuk Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan Bapak Ir. Ali Musnal, M.T. selaku dosen pembimbing 2.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan saya arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak PT. BOB yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku kepala Prodi Teknik Perminyakan dan Ibuk Novrianti S.T., M.T. selaku sekretaris Prodi Teknik Perminyakan beserta dosen-dosen Prodi Teknik Perminyakan yang tidak bisa saya sebutkan satu per satu.
5. Orang tua Bapak Irfal dan mamak Nurmaisyafrini dan keluarga yang memberikan dukungan material dan moral. Dan sahabat terbaik yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 02 Oktober 2019

Sintia Rahmadani

DAFTAR ISI

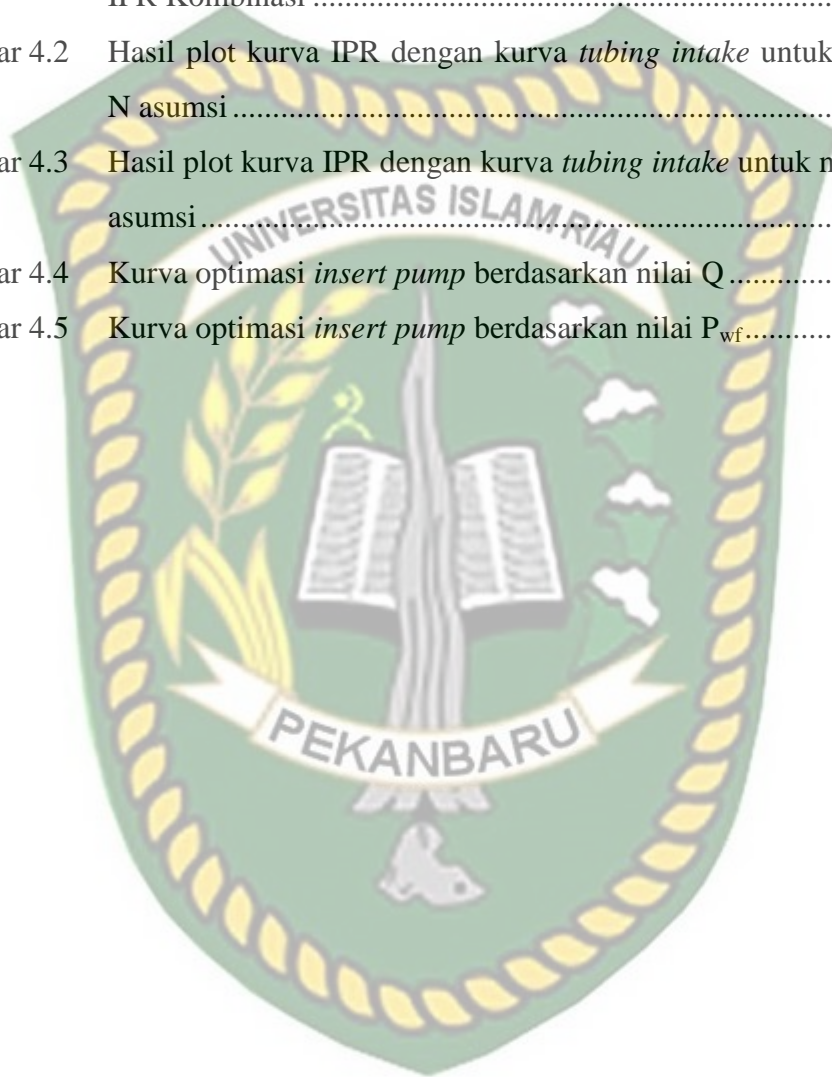
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK	xv
ABSTRACT	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Metodologi Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 <i>Well Components</i>	5
2.1.1 <i>Wellbore</i>	7
2.1.2 <i>Wellhead</i>	8
2.1.1 <i>Flowline</i>	10
2.2 <i>Artificial Lift</i>	11
2.2.1 <i>Insert Pump</i>	13

2.3	<i>Fundamental Equations</i>	14
2.3.1	<i>Inflow Performance Relationship Combination</i>	14
2.3.2	<i>Insert Pump Efficiency</i>	16
2.3.3	Optimasi <i>Insert Pump</i>	19
BAB III TINJAUAN LAPANGAN		22
3.1	Sejarah Lapangan Rahmadani	22
3.2	Keadaan Geologi	23
3.2.1	Struktur Geologi	23
3.2.2	Stratigrafi Regional	24
3.2.3	Struktur Reservoir	27
3.3	Karakteristik Sumur Sintia Lapangan Rahmadani	28
3.4	Data Produksi Lapangan Rahmadani	29
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		30
4.1	<i>Inflow Performance Relationship Curve</i>	30
4.2	Efisiensi Pompa <i>Insert Pump</i> Sebelum Dioptimasi	31
4.3	Optimasi Pompa	33
4.4	Efisiensi Pompa <i>Insert Pump</i> Setelah Dioptimasi	38
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		41
5.1	Simpulan	41
5.2	Saran	41
DAFTAR PUSTAKA		42
LAMPIRAN		45

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Tugas Akhir.....	4
Gambar 2.1	Sketsa sistem produksi minyak sederhana (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	6
Gambar 2.2	<i>Wellbore Schematic</i> (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	7
Gambar 2.3	Sketsa kepala sumur (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	8
Gambar 2.4	Sketsa <i>casing head</i> (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	9
Gambar 2.5	Sketsa <i>christmas tree</i> (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	10
Gambar 2.6	Sketsa <i>wellhead choke</i> (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	10
Gambar 2.7	Sketsa <i>offshore flowlines</i> dan <i>pipeline</i> (Guo, Liu, & Tan, 2017).....	11
Gambar 2.8	Skema pemasangan pompa pada metode <i>artificial lift</i> (Agena & Brown, 1984).....	12
Gambar 2.9	Skema <i>tubing pump</i> dan <i>insert pump</i> (Astuti, Emata, & Prasetya, 2017).....	13
Gambar 2.10	Vogel's IPR untuk reservoir dua fasa sebagian (Guo, Liu, & Tan, Reservoir Deliverability, 2017).....	15
Gambar 2.11	Kurva IPR dan berbagai nilai <i>pump intake</i> (S) (Musnal, 2015).....	20
Gambar 2.12	Kurva hubungan N dan S terhadap laju produksi (Musnal, 2015).....	21
Gambar 3.1	peta lokasi reservoir Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019).....	22
Gambar 3.2	Peta sumur produksi Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019).....	23
Gambar 3.3	Tatangan geologi regional Cekungan Sumatera Tengah (PT. Bumi Siak Pusako, 2019).....	24
Gambar 3.4	Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (PT. Bumi Siak Pusako, 2019).....	25

Gambar 3.5	Struktur reservoir Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)	28
Gambar 4.1	Kurva IPR sumur Sintia lapangan Rahmadani dengan metode IPR Kombinasi	30
Gambar 4.2	Hasil plot kurva IPR dengan kurva <i>tubing intake</i> untuk nilai N asumsi	35
Gambar 4.3	Hasil plot kurva IPR dengan kurva <i>tubing intake</i> untuk nilai S asumsi	36
Gambar 4.4	Kurva optimasi <i>insert pump</i> berdasarkan nilai Q	37
Gambar 4.5	Kurva optimasi <i>insert pump</i> berdasarkan nilai P_{wf}	37

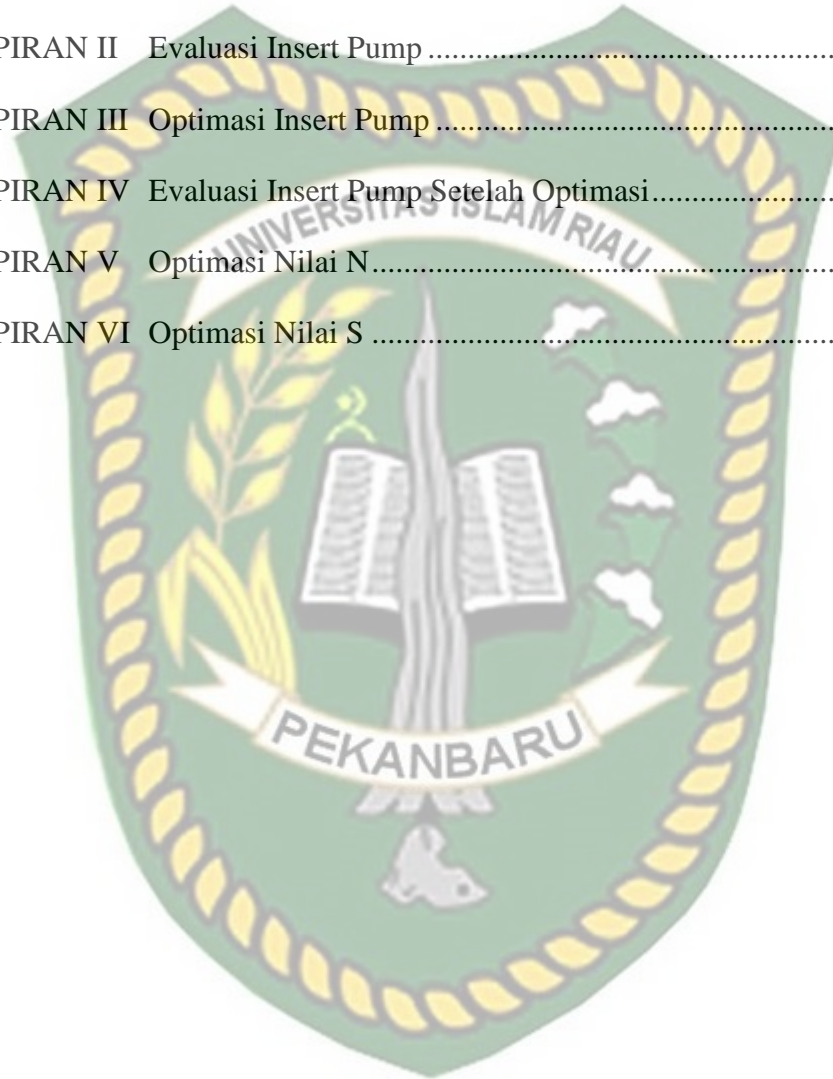


DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Data Rod Untuk Nilai L (Agena & Brown, 1984)	19
Tabel 2.2	Data <i>Sucker Rod</i> untuk nilai M	19
Tabel 3.1	Data <i>Swab Test</i> Sumur Sintia Lapangan Rahmadani	28
Tabel 4.1	Data Sumur Yang Digunakan Untuk Perhitungan IPR	30
Tabel 4.2	Data Spesifikasi <i>Insert Pump</i> Pada Sumur Sintia.....	31
Tabel 4.3	Hasil Perhitungan Efisiensi <i>Insert Pump</i> Sebelum Optimasi	32
Tabel 4.4	Tabulasi Hasil Perhitungan Nilai P_i Berdasarkan Nilai N Asumsi.....	34
Tabel 4.5	Tabulasi Hasil Perhitungan Nilai P_i Berdasarkan Nilai S Asumsi.....	34
Tabel 4.6	Hasil plot kurva IPR dengan kurva <i>tubing intake</i> untuk nilai N asumsi	35
Tabel 4.7	Hasil plot kurva IPR dengan kurva <i>tubing intake</i> untuk nilai S asumsi	36
Tabel 4.8	Hasil Perhitungan Efisiensi <i>Insert Pump</i> Sesudah Optimasi.....	38
Tabel 4.9	Perbandingan nilai N, S, P_{wf} , Q_f , V, S, dan E_v Sebelum dan Sesudah Optimasi Pompa	40
Tabel 4.10	Perbandingan Nilai H_h , H_f dan H_b Sebelum dan Sesudah Optimasi Pompa	40

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Menentukan Kurva IPR	47
LAMPIRAN II	Evaluasi Insert Pump	48
LAMPIRAN III	Optimasi Insert Pump	53
LAMPIRAN IV	Evaluasi Insert Pump Setelah Optimasi.....	55
LAMPIRAN V	Optimasi Nilai N.....	60
LAMPIRAN VI	Optimasi Nilai S	61



DAFTAR SINGKATAN

APBN-P	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
BOB	Badan Operasi Bersama
BSP	Bumi Siak Pusako
GOR	<i>Gas-oil Ratio</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
Migas	Minyak Dan Gas Bumi
MPRL	<i>Peak Polished Rod Minimum</i>
PPRL	<i>Peak Polished Rod Maksimum</i>
SKK Migas	Satuan Kerja Khusus



DAFTAR SIMBOL

A_1	in^2
A_2	in^2
API	Kualitas minyak, °API
A_p	Luas Permukaan, in^2
A_{tr}	Luas penampang dinding, in^2
α	Faktor percepatan fraksi
a	Konstanta optimasi
b	Konstanta optimasi
c	konstanta optimasi
C_i	Counter balance, lb
D	Kedalaman sumur, ft
$d_{plunger}$	Diameter <i>plunger</i> , in
d_{rod}	Diameter <i>rod</i> , in
d_{tubing}	Diameter <i>tubing</i> , in
d_{casing}	Diameter <i>casing</i> , in
E	<i>Modulus elastic</i> , psi
E_v	Efisiensi pompa <i>insert</i> , %
e_p	Plunger over travel, in
e_r	Perpanjang rangkaian batang hisap, in
e_t	Perpanjang tubing, in

H_h	Hydraulic horse power, Hp
H_f	Friction horse power, Hp
H_b	Brake ,Hp
K	Konstanta plunger, bfpd/spm
L_1	Kedalaman pompa ft
L_2	Kedalaman Pompa ft
L_N	Kedalaman pompa, ft
L	Kedalaman pompa, ft
M_1	lb/ft
M_2	lb/ft
PI	<i>Production index</i> , bfpd/psi
P_r	Tekanan reservoir, psi
P_{wf}	Tekanan alir dasa sumur, psi
P_i	Tekanan <i>tubing intake</i> , psi
Q_b	Laju alir pada <i>buble point pressure</i> , psi
Q_{max}	Laju alir maksimum, bfpd
Q_{test}	Laju alir uji, bfpd
Q_o	Laju alir minyak, bopd
Q_f	Laju alir fluida, bfpd
R_1	fraction
R_2	fraction
SG_{oil}	<i>Spesific grafity minyak</i>
SG_{liquid}	Spesific grafity fluida

S_f	<i>Safety factor, fraction</i>
S_p	Efektif plunger,in
SFL	<i>Static fluid level, ft</i>
T_p	Torsi maximum,in-lb
T	Tensile strength, fraksi
V	Pump displacement,bfpd
WFL	<i>water fluid level, ft</i>
WC	<i>Water cut, %</i>
WHP	<i>Well head pressure, psi</i>
W_r	Beban rod,lb
W_f	Beban fluida, lb
σ_{max}	psi
σ_{min}	psi
τ_{min}	stress minumum,



EVALUASI DAN OPTIMASI *INSERT PUMP* PADA SUMUR SINTIA DI LAPANGAN RAHMADANI DENGAN TIPE PENGGERAK *HYDRAULIC* UNTUK SUMUR DENGAN TEKANAN ALIR DIATAS DAN DIBAWAH TEKANAN *BUBBLE POINT*

SINTIA RAHMADANI
143210165

ABSTRAK

Seiring dengan berjalannya waktu produksi suatu sumur minyak, tekanan reservoir pada sumur tersebut akan berkurang. Berkurangnya tekanan reservoir menyebabkan penurunan laju produksi. Untuk mengatasi kondisi tersebut dilakukanlah kegiatan pengangkatan buatan atau *artificial lift* (Musnal, 2015). Data SKK Migas pada tahun 2017 menunjukkan penurunan produksi sebesar 51 Mboepd dari tahun sebelumnya yang diproduksi sebanyak 2.213 Mboepd. Untuk realisasi *lifting* minyak di tahun 2017 hanya sebesar 802,81 Mboepd atau 98,6% dari target APBN-P 2017 (SKK Migas, 2017).

Sintia *oil well* merupakan salah satu lapangan produksi yang dikelola oleh Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako dan Pertamina Hulu. Lapangan ini termasuk kedalam *Coastal Plan* Pekanbaru (Blok CPP) yang pada awalnya dikelola oleh PT. CALTEX Pasific Indonesia (CPI). Dari data pompa dan produksi sumur maka diperoleh nilai efisiensi pompa sebesar 60,3%. Efisiensi pompa yang rendah menunjukkan kinerja pompa yang tidak efektif.

Guna mengatasi permasalahan ini maka peneliti melakukan optimasi pada *insert pump* dengan menggunakan data kurva IPR dan kurva *tubing intake*. Dari perpotongan kedua kurva maka diperoleh nilai N dan nilai S yang sesuai. Optimasi pompa ini dilakukan dengan tujuan untuk meningkatkan efisiensi pompa dan menurunkan beban kerja pompa agar produksi minyak dapat berjalan dengan maksimal. Peningkatan efisiensi pompa pada sumur ini terjadi setelah panjang langkah pompa dikurangi menjadi 4,8 in dari 60 in. Pengurangan panjang langkah ini berimbas kepada naiknya produksi minyak dari 141 bfpd menjadi 145,6 bfpd. Sehingga pompa tidak bekerja melebihi kemampuan sumur itu sendiri. Hal ini dibuktikan oleh penurunan daya yang diperlukan oleh pompa dari 2,96 Hp menjadi 2,78 Hp dengan kenaikan efisiensi menjadi 90,9%.

Kata Kunci : *artificial lift, insert pump, kurva IPR, tubing intake, efisiensi*

EVALUATION AND OPTIMIZATION OF INSERT PUMP IN SINTIA WELLS IN RAHMADANI FIELD WITH HYDRAULIC MOVEMENT TYPE FOR WELLS WITH FLOW PRESSURE ABOVE AND UNDER THE BUBBLE POINT PRESSURE

**SINTIA RAHMADANI
143210165**

ABSTRACT

As the production time of an oil well progresses, the reservoir pressure in the well will decrease. Reduced reservoir pressure causes a decrease in the rate of production. To overcome this condition an artificial lift (Musnal, 2015) is carried out. SKK Migas data in 2017 showed a decline in production of 51 Mboepd from the previous year which was produced as many as 2,213 Mboepd. The realization of oil lifting in 2017 is only 802.81 Mboepd or 98.6% of the 2017 Revised State Budget target (SKK Migas, 2017).

Sintia oil well is one of the production fields managed by Badan Operasi Bersama (BOB) of PT. Bumi Siak Pusako and Pertamina Hulu. This field is included in the Pekanbaru Coastal Plan (CPP Block) which was initially managed by PT. CALTEX Pacific Indonesia (CPI). From the pump and well production data, the pump efficiency value is 60.3%. Low pump efficiency shows ineffective pump performance.

In order to overcome this problem, the researcher conducted an optimization on the pump insert using the IPR curve data and the intake tubing curve. From the intersection of the two curves, the N value and the corresponding S value are obtained. Pump optimization is done with the aim of increasing pump efficiency and reducing pump workload so that oil production can run optimally. The increase in pump efficiency in North Sumatra occurs after the pump's step length has been reduced to 4,8 in from 60 in. The long reduction in this step affected the increase in oil production to 141 bfpd from 145.6 bfpd. So the pump does not work beyond the capacity of the well itself. This is evidenced by the reduction in power required by the pump from 2.96 hp to 2.78 hp with an increase in efficiency to 90.9%.

Keyword : *artificial lift, insert pump, IPR curve, tubing intake, efficiency*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Seiring dengan berjalannya waktu produksi suatu sumur minyak, tekanan reservoir pada sumur tersebut akan berkurang. Berkurangnya tekanan reservoir menyebabkan penurunan laju produksi. Untuk mengatasi kondisi tersebut dilakukanlah kegiatan pengangkatan buatan atau *artificial lift* (Musnal, 2015). Data SKK Migas pada tahun 2017 menunjukkan penurunan produksi sebesar 51 Mboepd dari tahun sebelumnya yang diproduksi sebanyak 2.213 Mboepd. Untuk realisasi *lifting* minyak di tahun 2017 hanya sebesar 802,81 Mboepd atau 98,6% dari target APBN-P 2017 (SKK Migas, 2017).

Sintia *oil well* merupakan salah satu lapangan produksi yang dikelola oleh Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako dan Pertamina Hulu. Lapangan ini termasuk kedalam *Coastal Plan* Pekanbaru (Blok CPP) yang pada awalnya dikelola oleh PT. CALTEX Pasific Indonesia (CPI). Pada penelitian ini penulis menganalisa satu sumur produksi pada reservoir *sandstone*. Sumur produksi ini menggunakan *insert pump* dengan tipe penggerak *hydraulic* sebagai metoda *artificial lift* guna meningkatkan produksi minyak. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

Kemampuan pompa dapat dilihat dari efisiensi kinerja pompa. Dari data pompa dan produksi sumur maka diperoleh nilai efisiensi pompa sebesar 60,3%. Efisiensi pompa yang rendah menunjukkan kinerja pompa yang tidak efektif. Tidak efektifnya pompa dapat disebabkan oleh setingan pompa yang tidak tepat seperti panjang langkah (S) dan kecepatan pompa (N) yang tidak sesuai dengan performa sumur yang diproduksi. Semakin rendah efisiensi pompa maka semakin besar juga tenaga pompa yang dihasilkan. Rendahnya efisiensi pompa juga dapat memperpendek umur kerja pompa (Astuti, Emata, & Prasetya, 2017).

Guna mengatasi permasalahan ini maka peneliti melakukan optimasi pada *insert pump* dengan menggunakan data kurva IPR dan kurva *tubing intake*. Dari perpotongan kedua kurva maka diperoleh nilai N dan S yang sesuai. Perbedaan penelitian ini dengan penelitian terdahulu terletak pada metode penentuan kurva IPR-nya. Pada penelitian sebelumnya kurva IPR ditentukan dengan metode pudjo soekarno sedangkan pada penelitian ini menggunakan metode IPR Kombinasi. Optimasi pompa ini dilakukan dengan tujuan untuk meningkatkan efisiensi pompa dan menurunkan beban kerja pompa agar produksi minyak dapat berjalan dengan maksimal.

1.2. Tujuan Penelitian

1. Menentukan kurva IPR *insert pump* dengan menggunakan persamaan IPR Kombinasi.
2. Menentukan efisiensi *insert pump* sebelum dioptimasi.
3. Menentukan nilai N dan S yang sesuai dengan spesifikasi rangkaian *insert pump*.
4. Menentukan efisiensi *insert pump* setelah dioptimasi.

1.3. Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian yang dimaksud, maka penelitian ini hanya dibatasi oleh beberapa hal sebagai berikut:

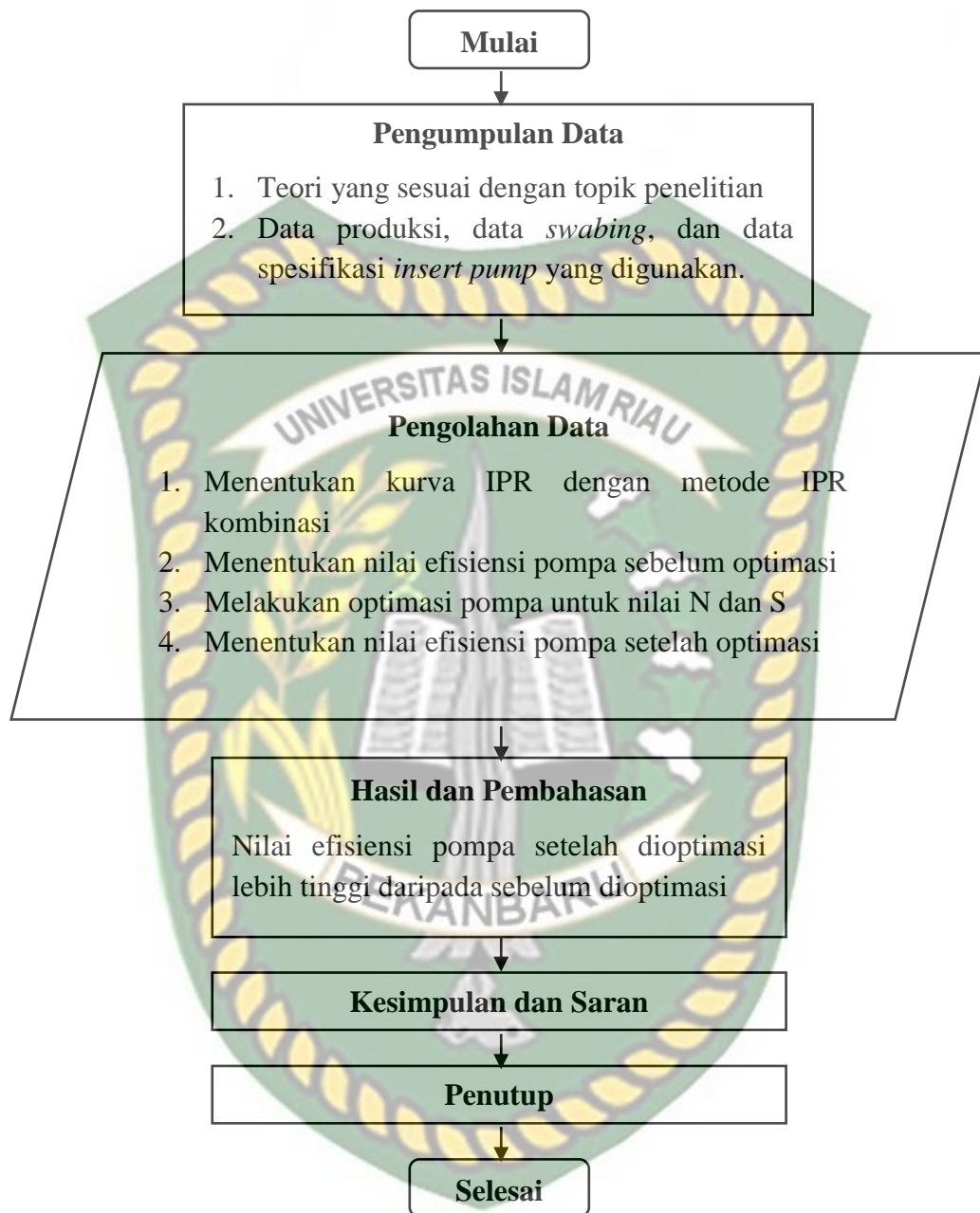
1. Penelitian ini hanya dilakukan pada sumur Sintia di lapangan Rahmadani dengan kondisi tekanan alir dasar sumur dibawah dan diatas tekanan *bubble point*.
2. Jenis *artificial lift* yang digunakan adalah *insert pump* bertipe penggerak *hydraulic pumping unit*.
3. Optimasi pompa dilakukan hanya pada penentuan nilai N dan S, tanpa mengubah spesifikasi fisik pompa.

1.4. Metodologi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako dan Pertamina Hulu. Sumur yang dianalisa adalah sumur Sintia pada lapangan Rahmadani. Adapun data yang diperoleh adalah sebagai berikut:

1. Data primer, diperoleh dari Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako dan Pertamina Hulu, Riau.
2. Data Sekunder, diperoleh dari literatur yang sesuai dengan topik seperti *paper* dan buku, serta dari hasil diskusi dengan dosen pembimbing tugas akhir.





Gambar 1.1 Diagram Alir Tugas Akhir

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Minyak mentah atau minyak bumi terbentuk akibat adanya pencampuran dari berbagai hidrokarbon dengan mineral seperti sulfur dalam tekanan yang ekstrim saat ini telah di ketahui bahwa sebageian besar, jika tidak dapat dikatakan semua, minyak mentah ini berasal dari bahan-bahan organik seperti binatang – binatang kecil dan tumbuh – tumbuhan yang mati dan terkubur di dasar laut jutaan tahun yang lalu, melalui proses peruraian dan pencampuran dengan pasir dan lumpur dengan tekanan tinggi.

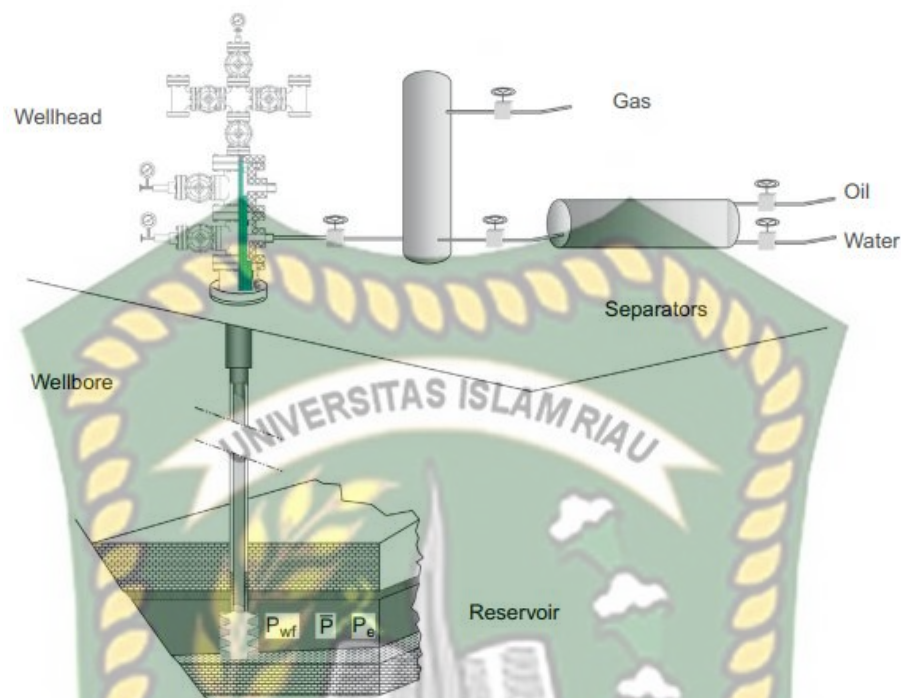
Walaupun fakta tentang pembentukan minyak dari bahan organik. Ini baru diketahui satu – dua abad ini, namun ternyata ini telah dahulu di sebutkan didalam al-qur'an surah Al-A'la ayat 1-5 (Bakry, 1983).

Dengan menyebut nama allah yang maha pengasih lagi maha penyayang

1. Sucikan nama Tuhanmu yang maha tinggi
2. Yang menciptakan, dan menyempurnakan
3. Dan yang menentukan kadar (masing –masing) dan memberi petunjuk
4. Dan yang menumbuhkan rumput – rumputan
5. Lalu dijadikannya rumput – rumput itu kering kehitam – hitaman

2.1 *Well Components*

Aturan utama sebagai seorang *production engineeri* adalah memaksimalkan produksi minyak dan gas dengan memaksimalkan penggunaan biaya yang digunakan secara efektif. Untuk itu pengetahuan mengenai komponen sumur sangat penting sebagai seorang *engineer*. Pada subbab ini akan dibahas mengenai komponen sumur minyak dan gas pada umumnya secara ringkas berdasarkan buku *Petroleum Production Engineering* edisi ke-2. (Guo, Liu, & Tan, 2017)



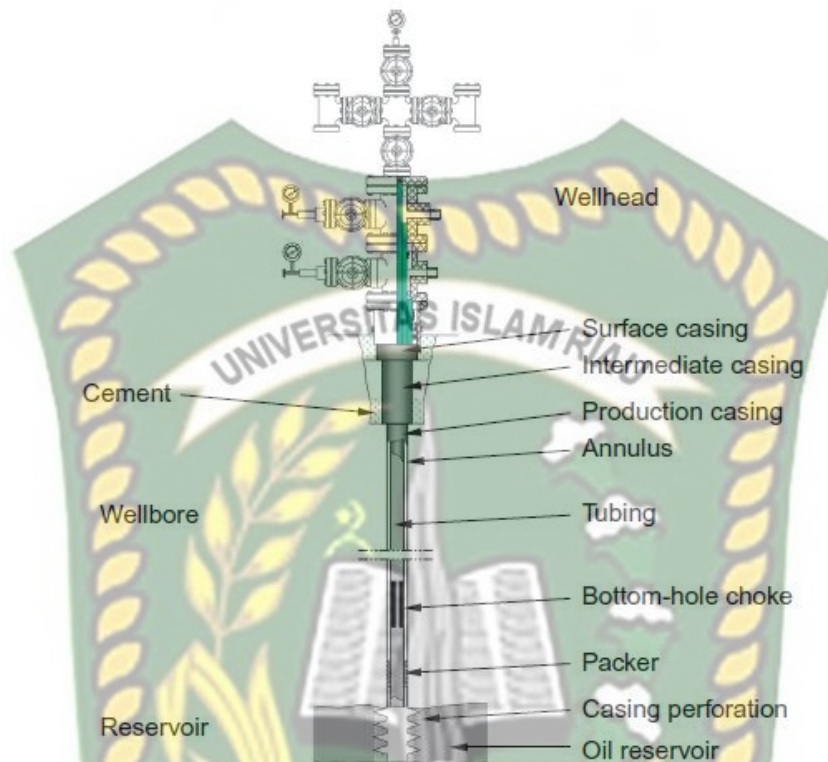
Gambar 2.1 Sketsa sistem produksi minyak sederhana (Guo, Liu, & Tan, 2017)

Hal pertama yang harus dipahami adalah kategori sumur berdasarkan jumlah produksi *gas-oil ratio* (GOR). Kategorinya adalah sebagai berikut:

1. *Gas well* merupakan sumur dengan produksi GOR lebih besar dari 100.000 scf/stb.
2. *Condensate well* merupakan sumur dengan produksi GOR diantara 5000 scf/stb hingga 100.000 scf/stb.
3. *Oil well* merupakan sumur dengan produksi GOR lebih kecil dari 5000 scf/stb.

Gambar 2.1 merupakan sistem produksi sumur sederhana dengan kondisi reservoir terhubung dengan *surface facilities*. Sumur tersebut terdiri atas *wellbore*, *wellhead*, dan *flowline* yang mengalir menuju *separator*.

2.1.1 Wellbore



Gambar 2.2 Wellbore Schematic (Guo, Liu, & Tan, 2017)

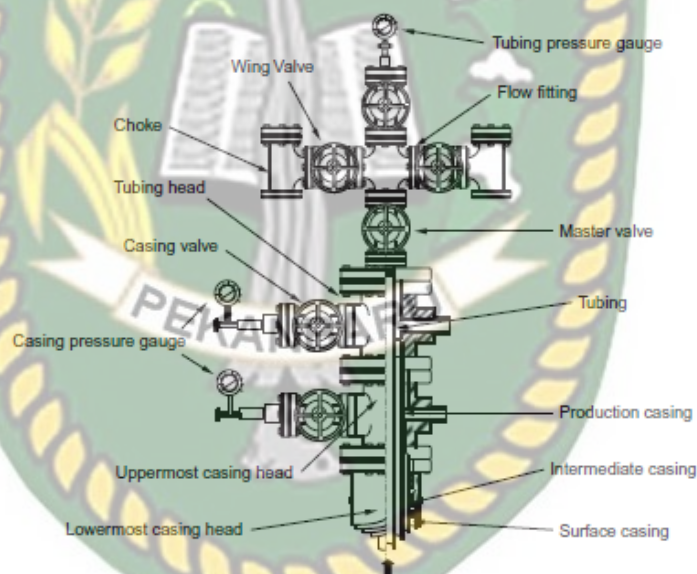
Gambar 2.2 menunjukkan rangkaian sistem produksi pada sumur minyak ataupun gas. Umumnya, rangkaian lubang bor terdiri oleh peralatan seperti *packers*, *tubing*, *casings*, *christmast tree* dan *surface chockes*. Lubang bor dibangun seperti teleskop yang terbalik. Diameter yang lebih besar pada sumur bor terletak pada bagian paling atas dari sumur tersebut. Sedangkan diameter yang lebih kecil diikuti serelahnnya. Masing-masing *section* dipasang *casing* atau *liner* yang direkatkan pada dinding semur dengan melakukan proses *cementing*. (Guo, Liu, & Tan, 2017)

Ketika *production casing* telah selesai dipasang, maka tahapan selanjutnya adalah pemasangan tubing. Umumnya, *packer* dipasang pada dasar tubing untuk mengisolasi ruang yang terdapat diantara *tubing* dengan *casing* yang disebut dengan *annulus*. Sehingga fluida yang akan diproduksi akan bergerak ke permukaan melewati *tubing*. Pada awal produksi terdapat rangkaian tambahan

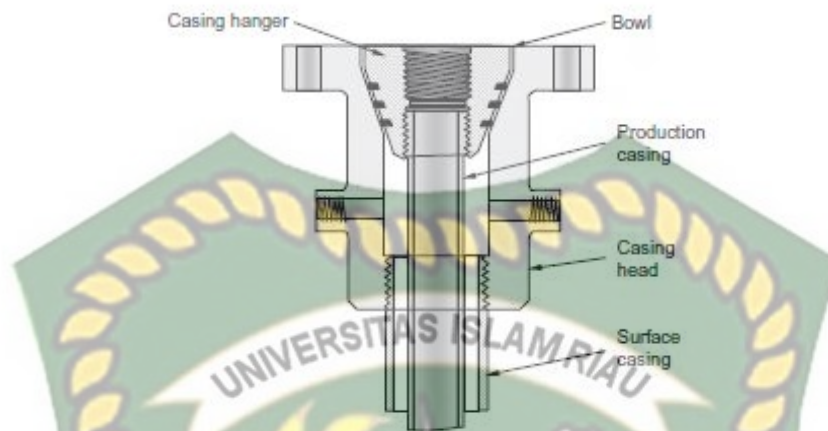
yang dipasang pada *tubing* yaitu *bottom-hole choke* untuk mengontrol sumur di awal produksi. (Guo, Liu, & Tan, 2017)

2.1.2 Wellhead

Wellhead didefinisikan sebagai peralatan permukaan dibawah *master valve*. Sebagaimana yang bisa kita lihat pada Gambar 2.3, *casing head* dan *tubing head* termasuk komponen *wellhead*. *Casing head* merupakan komponen mekanik yang digunakan untuk menggantung rangkaian *casing* (Gambar 2.4). *Casing head* memiliki komponen tambahan yang disebut dengan *casing hanger*. *Casing hanger* dipasang pada puncak *production casing*. *Casing hanger* juga terpasang pada puncak *intermediate casing*. (Guo, Liu, & Tan, 2017)



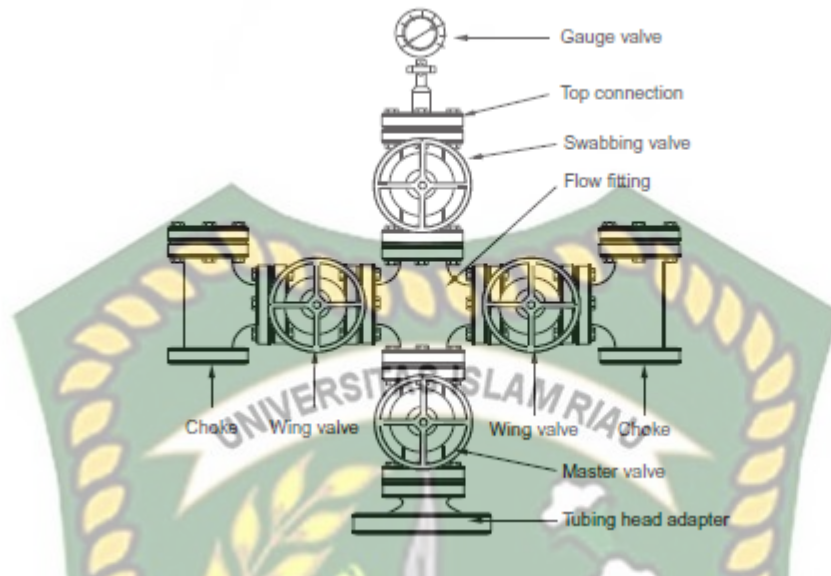
Gambar 2.3 Sketsa kepala sumur (Guo, Liu, & Tan, 2017)



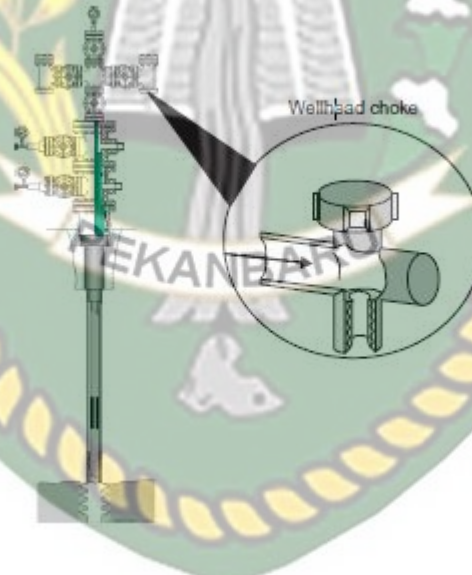
Gambar 2.4 Sketsa casing head (Guo, Liu, & Tan, 2017)

Peralatan lainnya yang terpasangan di atas kepala sumur adalah *christmas tree* (Gambar 2.5). *Christmas tree* digunakan sebagai alat untuk mengatur aliran fluida yang menuju ke permukaan. *christmas tree* dipasang diatas *tubing head*. Sebuah *adaptor* digunakan untuk menyambung kedua peralatan tersebut. *Christmas tree* memiliki 1 *outlet* atau 2 *outlet* tergantung kondisi sumur. Selain itu, *christmas tree* juga memiliki *master valve* dibawah *tee* atau *cross*. Untuk mengganti komponen *master valve*, *tubing* harus dipasang terlebih dahulu. Komponen utama dari *christmas tree* adalah *main valve*, *wing valve*, dan *needle valve*. Komponen ini digunakan untuk kegiatan menutup sumur. Pada puncak *christmas tree* terdapat komponen lainnya yaitu *pressure gauge* yang digunakan untuk memantau tekanan di dalam *tubing*. (Guo, Liu, & Tan, 2017)

Surface choke adalah peralatan yang digunakan untuk mengontrol laju alir (Gambar 2.6). Kebanyakan aliran sumur, laju alir minyak diatur dengan mengatur ukuran *choke*. Penambahan *choke* memunculkan *back pressure*, sehingga *bottom hole flowing pressure* (P_{wf}) meningkat. Dengan meningkatnya P_{wf} maka *pressure drop* dari *reservoir* ke *wellbore* juga meningkatkan. Sehingga, laju alir dari *reservoir* juga ikut berkurang. (Guo, Liu, & Tan, 2017)



Gambar 2.5 Sketsa *christmas tree* (Guo, Liu, & Tan, 2017)

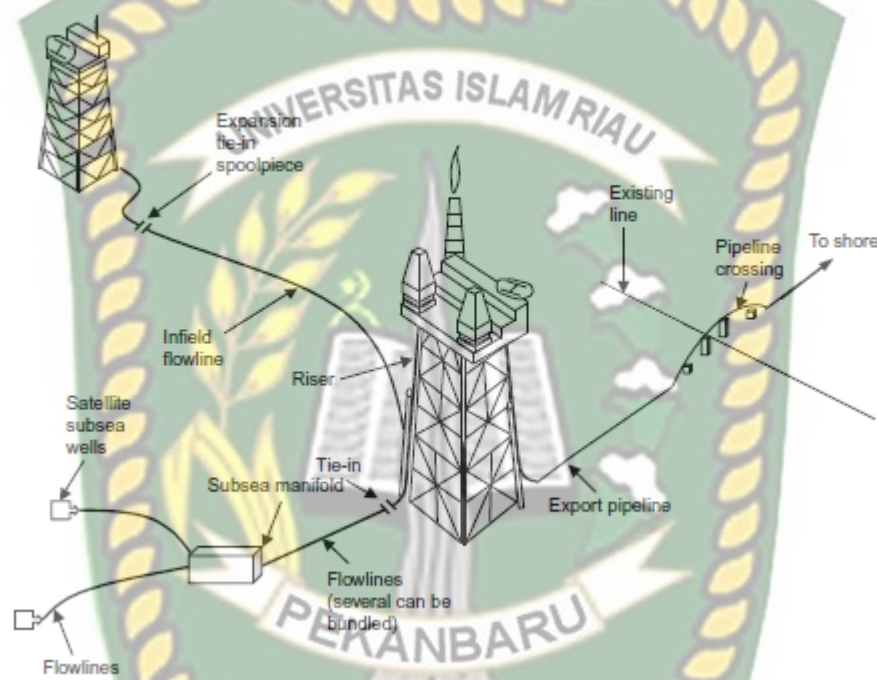


Gambar 2.6 Sketsa *wellhead choke* (Guo, Liu, & Tan, 2017)

2.1.1 *Flowline*

Flowline adalah kumpulan pipa besi yang digunakan untuk mengalir fluida produksi dari *wellhead* ke *separator* melalui *production manifold*. Gambar 2.7 menunjukkan aplikasi penggunaan *flowline* pada operasi lepas pantai (*offshore*). Gambar tersebut mengindikasikan bahwa *flowline* menghantarkan minyak

dan/atau gas dari *satellite subsea well* ke *subsea manifold* dan kemudian mengalirkannya *production facility platform*. *Infield flowline* mengalirkan minyak dan/atau gas diantara *production facility platform*. Sedangkan *export pipeline* menghantarkan minyak dan/atau gas dari *production facility platform* ke *shore*. (Guo, Liu, & Tan, 2017)

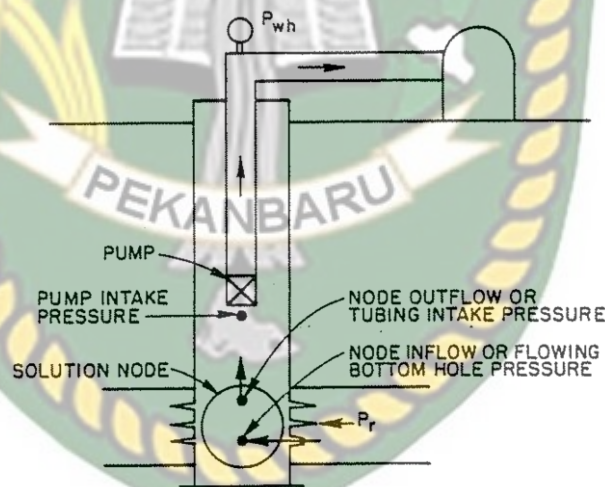


Gambar 2.7 Sketsa *offshore flowlines* dan *pipeline* (Guo, Liu, & Tan, 2017)

2.2 Artificial Lift

Kebanyakan reservoir memiliki tipe volumetrik dimana sistem pendorongnya bertumpu kepada ekspansi gas terlarut (*solution gas drive*). Apabila tekanan reservoir pada formasi lebih besar dibandingkan tekanan hidrostatik sumur maka fluida produksi dalam sumur tersebut dapat mencapai ke permukaan dengan kemampuannya sendiri secara alamiah dalam jumlah yang memadai (Sudaryadi, Amin, & Abro, 2014). Ketika tekanan reservoir menurun maka terjadi juga penurunan laju produksi (Sudaryadi, Amin, & Abro, 2014). Peristiwa ini dapat menyebabkan sumur tersebut tidak ekonomis lagi untuk diproduksi

kecuali laju alir minyak dan/atau gas ditingkatkan hingga diatas laju alir ekonomisnya dengan cara *pressure maintenance* (*waterflooding* dan *gas injection*). *Pressure maintenance* dilakukan untuk menjaga energi di dalam reservoir. Satu-satunya cara yang dapat dilakukan untuk memperoleh laju produksi yang tinggi adalah dengan cara meningkatkan *production pressure drawdown* dengan menurunkan *bottom-hole pressure* dengan menggunakan metode *artificial lift*. *Differential pressure* yang dihasilkan pompa akan digunakan oleh fluida untuk naik ke permukaan (Hemardi, 2016). Menurut Jenne Syarif pompa adalah mesin yang fungsinya dapat memindahkan fluida cairan (air, oli, dsb) (Syarif & Darmaein, 2016). Metode *artificial lift* yang dapat digunakan adalah *sucker rod pumping*, *gas lift*, *electrical submersible pumping*, *hydraulic piston pumping*, *hydraulic jet pumping*, *plunger lift*, *progressing cavity pump*. (Guo, Liu, & Tan, Artificial Lift Methods, 2017)



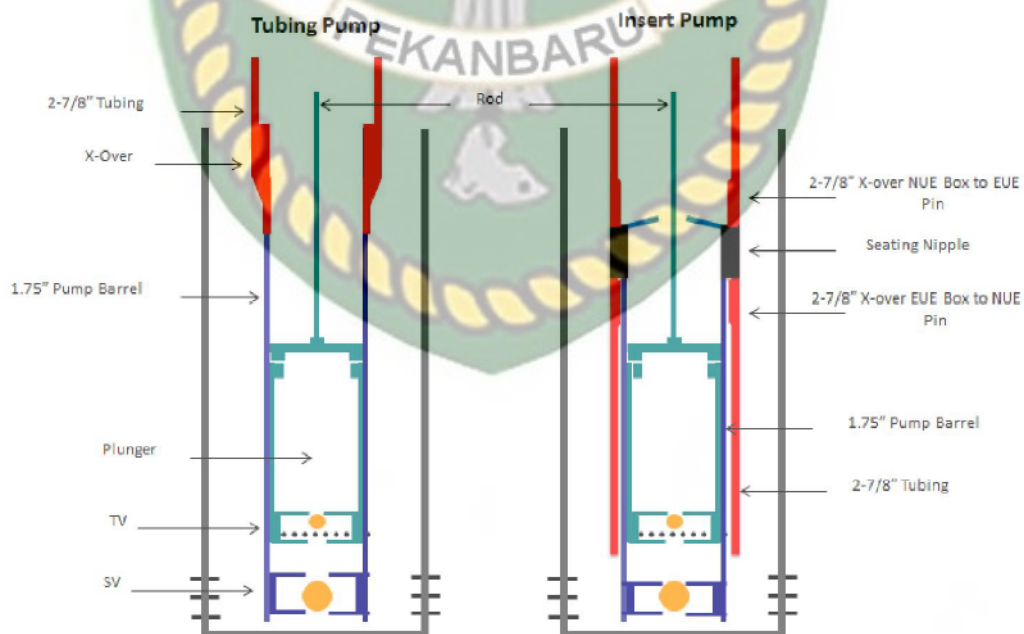
Gambar 2.8 Skema pemasangan pompa pada metode *artificial lift* (Agena & Brown, 1984)

Tujuan dari setiap metode *artificial lift* adalah untuk menentukan *tubing intake pressure* yang telah ditentukan sebelumnya agar dapat menghasilkan laju alir minyak dan/atau gas tertentu. Rancangan dan analisa setiap metode pengangkatan terbagi atas dua komponen. Komponen pertama adalah *reservoir* dalam hal ini *inflow performance relationship* yang menggambarkan kemampuan sumur untuk menghasilkan fluida. Komponen yang kedua mewakili *piping* dan

artificial lift system. Jika *tubing intake pressure* metode *artificial lift* di plot di atas kurva IPR maka laju alir pada setiap jenis metode pengangkatan buatan dapat diketahui masing-masingnya. Apabila *tubing intake pressure* tidak memotong kurva IPR maka metode tersebut tidak cocok digunakan dan menunjukkan kondisi sumur dalam keadaan mati (*dead wells*). (Agena & Brown, 1984)

2.2.1 *Insert Pump*

Merupakan pengembangan dari metode pompa berpenggerak hydraulic dengan dasar metode *downsizing*. Metode *downsizing* maksudnya adalah membuat ukuran *production flow area* lebih kecil dari ukuran *tubing*. Hal ini dapat dilakukan dengan mengganti unit *tubing pump* menjadi *insert pump*, yang sesuai dengan laju alir produksi. Keuntungan menggunakan *insert pump* adalah komponen *sucker rod* terpisah dari rangkaian *tubing*, sehingga apabila terjadi kerusakan pada *rod*, maka pompa bisa diperbaiki atau diganti tanpa menarik keluar dari lubang *tubing* dimana sebagian besar komponen pompa masih terpasang pada *tubing*. (Astuti, Emata, & Prasetya, 2017)



Gambar 2.9 Skema *tubing pump* dan *insert pump* (Astuti, Emata, & Prasetya, 2017)

Gambar 2.9 adalah ilustrasi *rod pump* yang dimasukkan ke dalam *tubing* dan dijalankan dan digabungkan dengan sucker rods. Pompa ini disandarkan di *cup type* atau *mechanical type seating nipple* yang dijalankan sebagai bagian *tubing string*.

Prinsip kerja dari insert pump terbagi atas beberapa tahapan, berikut adalah tahapannya (Agena & Brown, 1984):

- a. ketika plunger bergerak ke bawah di dekat titik terbawah (*bottom of the stroke*), fluida akan bergerak keatas melalui traveling valve yang terbuka, ketika berat kolom fluida yang berada di dalam tubing dibantu oleh standing valve dalam kondisi tertutup,
- b. ketika plunger bergerak keatas di dekat titik terbawah (*bottom of the stroke*). Travelling valve tertutup akibat kolom fluida yang sebelumnya bertambah akibat fluida yang bergerak dari tubing ke rod string.
- c. Ketika plunger bergerak keatas di dekat titik teratas (*top of the stroke*) Travelling valve menutup dan standing valve terbuka. Pada saat ini kolom fluida akan diproduksi, dan pump barrel akan diisi oleh fluida baru.
- d. Ketika plunger bergerak kebawah di dekat titik teratas (*top of the stroke*). Standing valve akan tertutup karena tekanan yang ditimbulkan oleh kompresi fluida diantara standing valve dan traveling valve. Pada kondisi ini travelling valve akan terbuka.

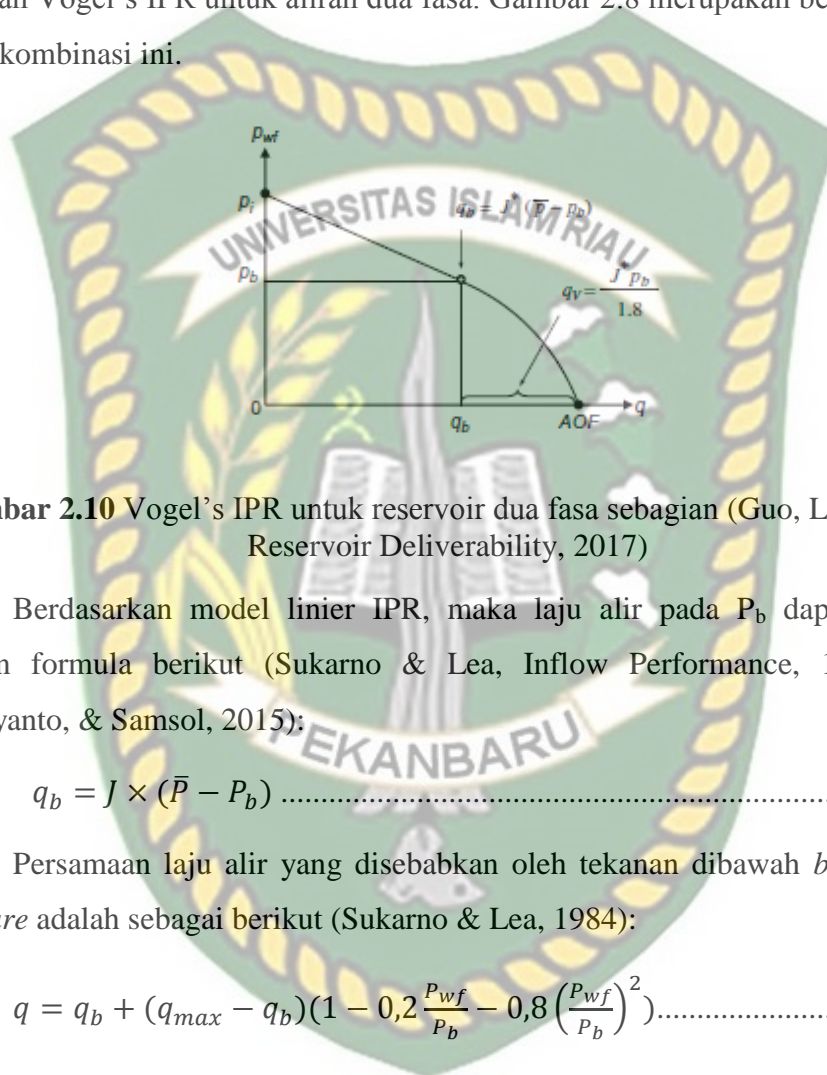
Untuk sumber tenaga penggerak pompa sendiri dapat diperoleh dari dua jenis *prime mover* yaitu *internal combustion engines* dan *electric motor*.

2.3 *Fundamental Equations*

2.3.1 *Inflow Performance Relationship Combination*

Peningkatan produksi kumulatif pada suatu sumur minyak akan menyebabkan terjadinya perubahan sifat fisik fluida reservoir sebagai fungsi dari penurunan tekanan (Sukarno, Ariadji, & Regina, Pengembangan Peramalan Kurva IPR Dua Fasa Secara Analitis, 2001). Jika tekanan reservoir (P_r) diatas *bubble-*

point pressure (P_b) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dibawah *bubble-point pressure*, maka model kurva IPR dapat diformulasikan. Hal ini dapat dilakukan dengan mengkombinasikan dua model kurva IPR yaitu kurva IPR *single phased flow* dan Vogel's IPR untuk aliran dua fasa. Gambar 2.8 merupakan bentuk umum kurva kombinasi ini.



Gambar 2.10 Vogel's IPR untuk reservoir dua fasa sebagian (Guo, Liu, & Tan, Reservoir Deliverability, 2017)

Berdasarkan model linier IPR, maka laju alir pada P_b dapat dihitung dengan formula berikut (Sukarno & Lea, Inflow Performance, 1984; Faiz, Sulistyanto, & Samsol, 2015):

$$q_b = J \times (\bar{P} - P_b) \dots\dots\dots (1)$$

Persamaan laju alir yang disebabkan oleh tekanan dibawah *bubble-point pressure* adalah sebagai berikut (Sukarno & Lea, 1984):

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) \left(1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \dots\dots\dots (2)$$

Productivity Index (PI) atau Junction (J) secara didefenisikan sebagai perbandingan laju produksi yang dihasilkan oleh suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statis (P_s) dan tekanan dasar sumur saat terjadi aliran (P_{wf}) (Haider, 1936). Jika nilai J diketahui, maka nilai $q_{o max}$ bisa ditentukan dengan cara mengasumsikan tekanan lainnya. Nilai J bisa diketahui dari persamaan Hukum Darcy. Jika tes dilakukan dibawah *bubble-point pressure* maka persamaan yang harus digunakan adalah persamaan berikut (Sukarno & Lea, 1984):

$$J = \frac{q}{\bar{P}_r - P_b + \left(\frac{P_b}{1.8} \times \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \right)} \dots\dots\dots (3)$$

Apabila tes dilakukan diatas tekanan *bubble-point pressure* maka persamaan yang harus digunakan adalah persamaan berikut (Sukarno & Lea, 1984):

$$J = \frac{q_{test}}{\bar{P}_r - P_{wf}} \dots\dots\dots (4)$$

Persamaan lainnya yang dapat digunakan untuk menentukan nilai J adalah dengan menggunakan persamaan dasar Hukum Darcy, yaitu (Sukarno & Lea, 1984):

$$J = \frac{7,08 \times 10^{-3} kh}{\bar{\mu} B (\ln(r_e/r_w) - 3/4 + S)} \dots\dots\dots (5)$$

Kurva IPR menunjukkan hubungan antara tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir. Sehingga kurva IPR ini sangat penting karena digunakan untuk (Brown & Beggs, 1977):

1. Memprediksi atau memperkirakan laju alir suatu sumur produksi dan merupakan sarana optimasi memproduksi sumur-sumur sembur alam maupun sumur dengan pengangkatan buatan.
2. Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida formasi ke permukaan dan menentukan potensi sumur produksi.

2.3.2 *Insert Pump Efficiency*

Untuk mengetahui performa suatu pompa dalam meningkatkan produksi minyak dan/atau gas dapat dilakukan dengan menghitung efisiensi kinerja pompa tersebut. Semakin mendekati 100% nilai efisiensi pompa tersebut maka semakin baik kinerja pompa tersebut. Efisiensi pompa sangat dipengaruhi oleh apakah spesifikasi pompa tersebut cocok dengan kondisi sumur yang diproduksi. Selain itu setingan pompa juga dapat memberikan pengaruh yang besar terutama pada nilai panjang langkah pompa (N) dan kecepatan pompa (S).

Berikut adalah langkah-langkah yang harus dilakukan, (Agena & Brown, 1984; PERTAMINA, 2003)

1. Siapkan data yang diperlukan seperti data spesifikasi pompa, data tes *sonolog*.

2. Tentukan nilai harga A_p , A_{tr} , dan K .

$$A_p = 0,25 \pi \cdot d^2 \quad d = \text{diameter } \textit{plunger} \dots\dots\dots (6)$$

$$A_{tr} = 0,25 \pi \cdot d^2 \quad d = \text{diameter } \textit{rod} \dots\dots\dots (7)$$

$$K = 0,1484 A_p \dots\dots\dots (8)$$

3. Tentukan nilai berat *road string* (W_r), dan berat fluida (W_f).

$$W_r = M_1 \cdot L_1 + M_2 \cdot L_2 \dots\dots\dots (9)$$

Dimana,

$$L_1 = R_1 \cdot L \dots\dots\dots (10)$$

$$L_2 = R_2 \cdot L \dots\dots\dots (11)$$

Untuk menghitung nilai diatas maka data M dan L dapat menggunakan data pada Tabel 2.1 dan Tabel 2.2.

4. Tentukan nilai *peak polished rod* maksimum (PPRL) dan *peak polished rod minimum* (MPRL).

$$\alpha_1 = \frac{S \cdot N^2}{70500} (1 + c/p) \dots\dots\dots (12)$$

$$\alpha_2 = \frac{S \cdot N^2}{70500} (1 - c/p) \dots\dots\dots (13)$$

Nilai c/p dapat menggunakan nilai konstanta *crank and pitman ratio* dengan nilai 0,33. Setelah nilai diatas diperoleh, langkah selanjutnya adalah menentukan nilai PPRL dan MPRL.

$$PPRL = W_f + (0,9 + \alpha_1)W_r - P_{wf} \cdot A_p \dots\dots\dots (14)$$

$$MPRL = (0,9 - \alpha_2)W_r \dots\dots\dots (15)$$

5. Tentukan nilai *stress* maksimum (σ_{max}) dan *stress* minimum (σ_{min}).

$$\sigma_{max} = PPRL/A_{tr} \dots\dots\dots (16)$$

$$\sigma_{min} = MPRL/A_{tr} \dots\dots\dots (17)$$

6. Tentukan nilai *counter balance effect* ideal (C_i).

$$C_i = (PPRL + MPRL)/2 \dots\dots\dots (18)$$

7. Tentukan nilai *torsi* maksimum (T_p).

$$T_p = (PPRL - 0,95 \cdot C_i) \times \frac{S}{2} \dots\dots\dots (19)$$

8. Tentukan nilai efisiensi volumetris pompa (E_v).

Untuk menghitung efisiensi pompa maka membutuhkan beberapa data seperti *nelift* pompa (L_N), faktor percepatan (a), *plunger over travel* (e_p), *rod stretch* dan *tubing stretch* ($e_r + e_t$), *effective plunger stroke* (S_p) dan *pump displacement* (V). Dibawah ini adalah persamaan yang digunakan untuk mendapatkan nilai diatas.

$$L_N = L - \frac{P_{wf}}{0,433 \cdot G} \dots\dots\dots (20)$$

$$a = S \cdot N^2 / 70500 \dots\dots\dots (21)$$

$$e_p = 40,8 \cdot L^2 \cdot a / E \dots\dots\dots (22)$$

Nilai E adalah konstanta *modulus elastic* dengan nilai 30×10^6

$$e_r = \frac{5,2 \cdot G \cdot D \cdot A_p}{E} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} \right) \dots\dots\dots (23)$$

$$e_t = \frac{5,2 \cdot S_{Gliquid} \cdot D \cdot A_p \cdot L}{E \cdot A_t} \dots\dots\dots (24)$$

$$V = K \cdot S_p \cdot N \dots\dots\dots (25)$$

$$E_v = \frac{q_t}{V} \times 100\% \dots\dots\dots (26)$$

9. Tentukan nilai *horse power* (H_p) dari *prime mover* yang terpasang.

$$H_h = 7,36 \times 10^6 \cdot q \cdot G \cdot L \dots\dots\dots (27)$$

$$H_f = 6,31 \times 10^{-7} \cdot W_r \cdot S \cdot N \dots\dots\dots (28)$$

$$H_b = 1,5(H_h + H_f) \dots\dots\dots (29)$$

Tabel 2.1 Data Rod Untuk Nilai L (Agena & Brown, 1984)

Plunger Diameter	Rod String, % of each size					
	1 ^{1/2}	1	7/8	3/4	5/8	1/2
2,00	-	-	-	52	48,0	-
2,25	-	-	-	58,4	41,6	-
2,50	-	-	-	65,2	34,8	-

Tabel 2.2 Data *Sucker Rod* untuk nilai M

Rod Size (In)	Metal Area (sq in.)	Rod Weight in Air (lb per ft)	Elastic Constant (In. per lb ft)
5/8	0,307	1,13	1,270 × 10 ⁻⁶
3/4	0,442	1,63	1,883 × 10 ⁻⁶
7/8	0,601	2,22	1,649 × 10 ⁻⁶
1	0,785	2,90	1,497 × 10 ⁻⁶

2.3.3 Optimasi *Insert Pump*

Perhitungan optimasi pompa *insert pump* dapat menggunakan persamaan untuk metode pengangkatan *hydraulic* atau *beam pump* karena memiliki prinsip kerja yang sama. Optimasi pompa dilakukan dengan cara mengasumsikan nilai parameter N dan S yang kemudian dimasukkan kedalam tabulasi. Dengan nilai N dan S asumsi maka nilai *tubing intake pressure* untuk masing-masing nilai tadi dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini. (Agena & Brown, 1984; Musnal, 2015)

$$P_i = a + b \cdot q^2 \quad , \text{ untuk asumsi nilai N (30)}$$

$$P_i + c \cdot q^2 \quad , \text{ untuk asumsi nilai S (31)}$$

Dimana nilai a, dapat ditentukan dari persamaan berikut,

$$a = \frac{1}{A_p} \left[W_f + (0,9 - 0,5063 \cdot S_f) \times W_r - \left(\frac{T}{4} \cdot S_f \cdot A_r \right) \right] \text{ (32)}$$

Untuk nilai *tensile strength* dapat menggunakan persamaan berikut,

$$T = \frac{PPRL - (0,5625 \cdot S_f \cdot A_{tr} \cdot \sigma_{min})}{S_f \cdot A_{tr}} \times 4 \dots\dots\dots (33)$$

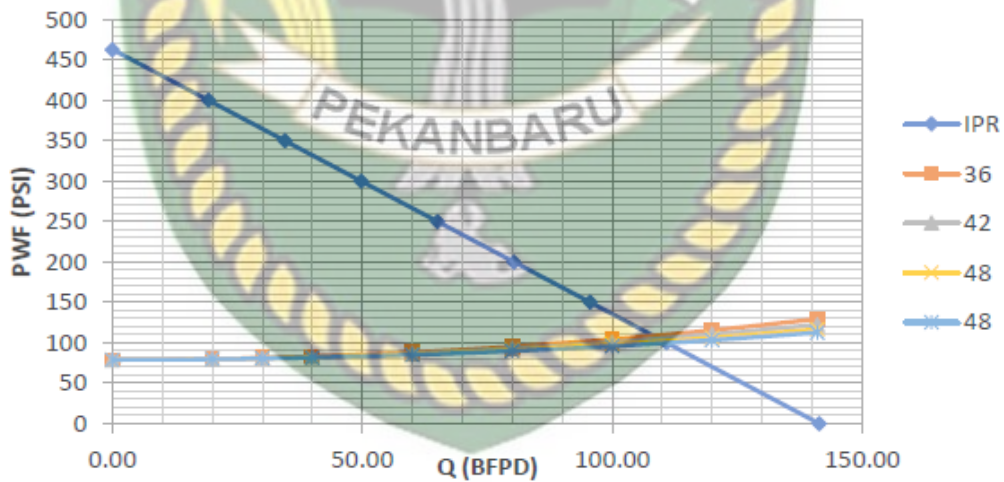
$$\sigma_{min} = \frac{0,9 \cdot W_r}{A_{tr}} - \frac{W_r \cdot a_2}{A_{tr}} \dots\dots\dots (34)$$

Dan untuk persamaan nilai konstanta b dan c adalah sebagai berikut,

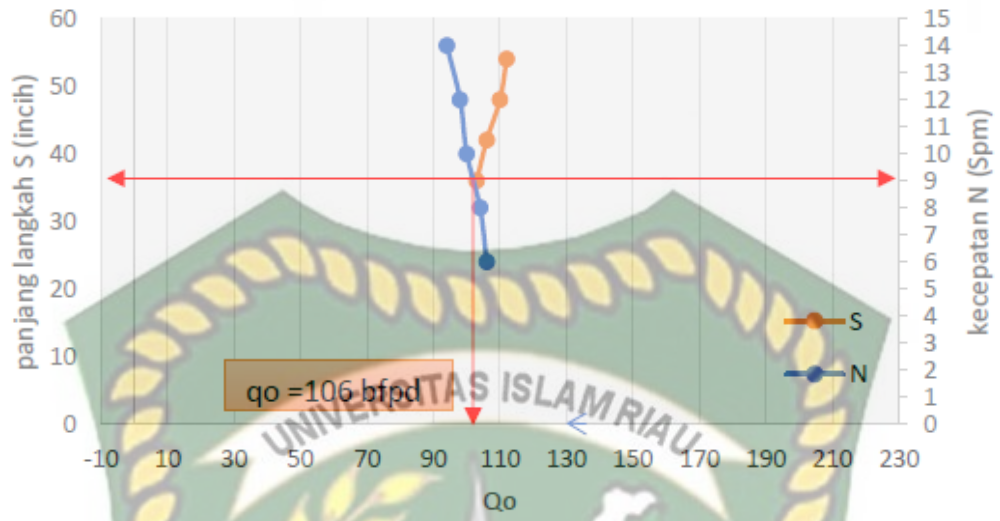
$$b = \frac{W_r \cdot N}{56400 \cdot K \cdot A_p} \left[\left(1 + (0,5625 \cdot S_f) \right) + \left(1 - (0,5625 \cdot S_f) \right) \right] \dots\dots\dots (35)$$

$$c = \frac{W_r}{45120 \cdot K^2 \cdot A_p \cdot S} \left[\left(1 + (0,5625 \cdot S_f) \right) + \left(1 - (0,5625 \cdot S_f) \right) \right] \dots\dots\dots (36)$$

Setelah nilai *tubing intake pressure* diperoleh dan diplot pada kurva IPR maka tentukan nilai tekanan dan laju alir pada titik perpotongan (Gambar 2.11). Nilai tekanan dan laju alir perpotongan tadi kemudian di plot pada satu grafik untuk menentukan nilai N dan S yang sesuai dengan kondisi sumur (Gambar 2.12).



Gambar 2.11 Kurva IPR dan berbagai nilai *pump intake* (S) (Musnal, 2015)



Gambar 2.12 Kurva hubungan N dan S terhadap laju produksi (Musnal, 2015)

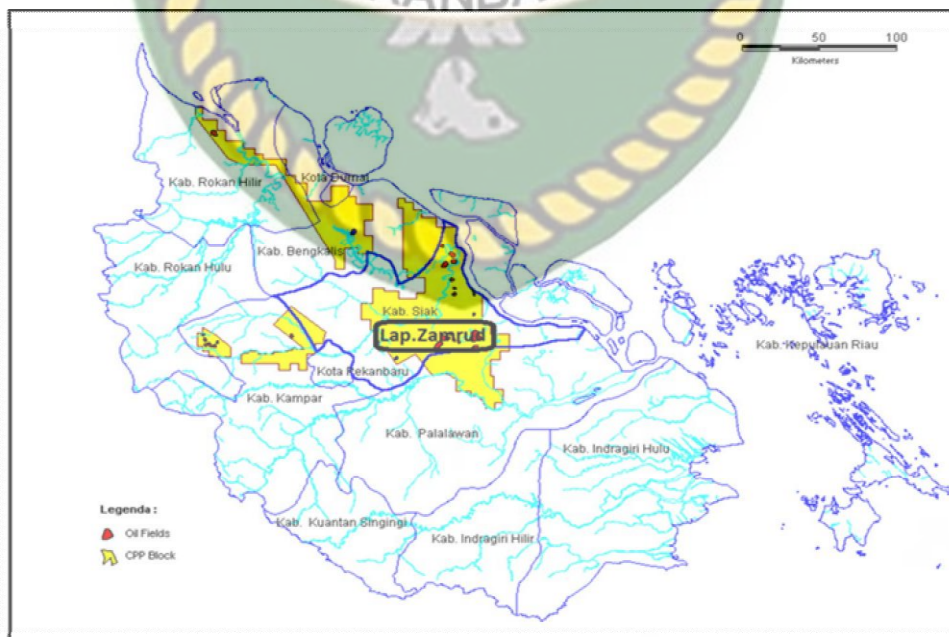
BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

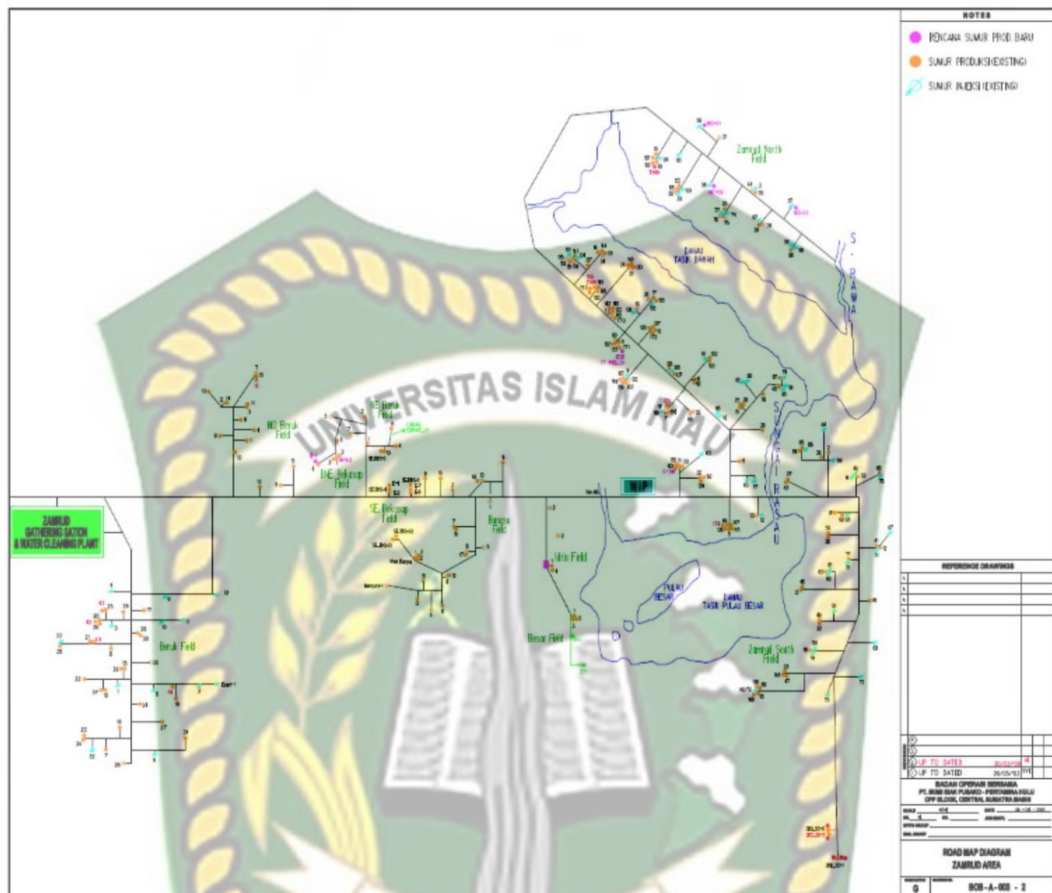
3.1 Sejarah Lapangan Rahmadani

Lapangan Rahmadani merupakan salah satu lapangan yang dikelola oleh Badan Operasi Bersama (BOB) PT. BSP (Bumi Siak Pusako) dan Pertamina Hulu. Lapangan ini termasuk dalam Blok Coastal Plan Pekanbaru (Blok CPP) yang pada awalnya dikelola oleh PT. CALTEX Pasifik Indonesia (CPI). Prosek alih kelola Blok CPP ini mulai dilakukan oleh BOB PT. BSP Pertamina Hulu sejak tanggal 9 Agustus 2002 sampai sekarang. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

Lapangan Rahmadani terletak pada 130 km sebelah Timur laut Kota Pekanbaru. Lapangan ini mulai dioperasikan sejak bulan November 1976 dengan kapasitas produksi 2300 STB. Lapangan Raya merupakan reservoir batu pasir (*sandstone*) pada Formasi Bekasap, Cekungan Sumatra Tengah. Peta lokasi reservoir dan peta lokasi sumur Lapangan Rahmadani dapat dilihat pada Gambar 3.1. dan Gambar 3.2. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)



Gambar 3.1 peta lokasi reservoir Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

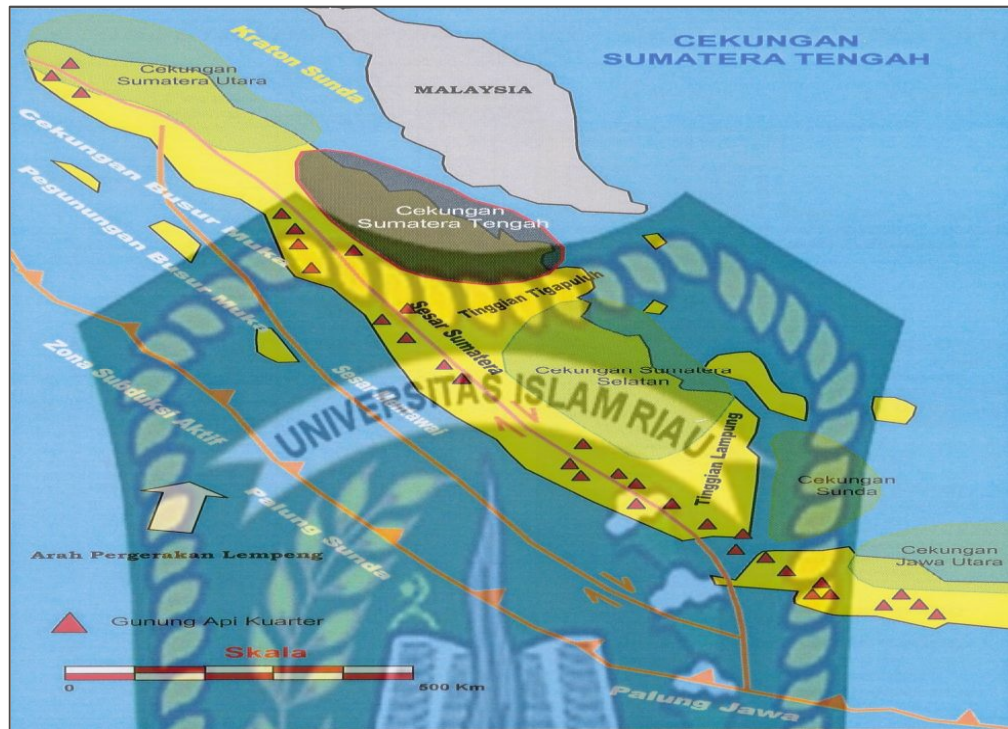


Gambar 3.2 Peta sumur produksi Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

3.2 Keadaan Geologi

3.2.1 Struktur Geologi

Secara umum tatanan geologi regional, Lapangan Rahmadani 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 Tiga puluh-Kampar, dan bagian Timur dibatasi oleh Paparan Sunda. Gambar 3.3 memperlihatkan tatanan geologi regional Cekungan Sumatera Tengah. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)



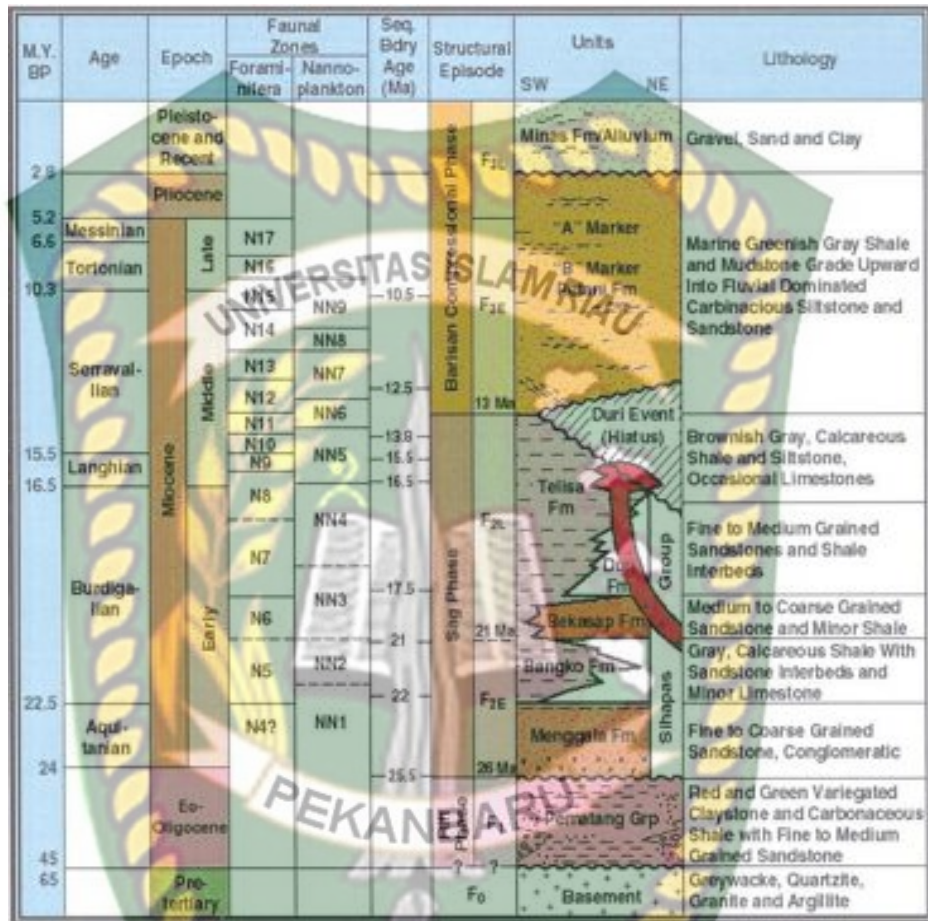
Gambar 3.3 Tatangan geologi regional Cekungan Sumatera Tengah (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

3.2.2 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*.

Menurut P.A Suandhi Unit stratigrafi tersier regional Cekungan Sumatera Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari kala Paleogen sampai kuartir (Suandhi, Rozalli, Utomo, Budiman, & Bachtiar, 2013; Mertosono & Nayoan, 1974). Kelima unit stratigrafi tersebut yaitu kelompok Pematang, Kelompok

Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan terakhir formasi Minas (Gambar 3.4).



Gambar 3.4 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

1. Kelompok Sihapas

Kelompok sihapas diendapkan secara tidak selaras diatas kelompok pematang padakala oligosen akhir sampai miosen dan menjadi sikuentransgresif yang menghalus keatas. Kedua kelompok tersebut saling berhubungan secara genetik. Kelompok ini didominasi oleh endapan batu pasir dan serpih. Kelompok sihapas meluas keseluruhan cekungan dan tertutup oleh sedimen laut dibagian atas (Formasi Telisa) yang menunjukkan puncak proses transgresi. Kelompok sihapas terbagi menjadi empat formasi, dari bagian bawah yaitu (PT. Bumi Siak Pusako, 2019):

a. Formasi Menggala

Formasi ini merupakan bagian terbawah dan paling tua dalam kelompok Sihapas. Litologi formasi ini tersusun oleh batupasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan dan berselang – seling dengan batupasir halus hingga sedang dan diendapkan pada fluvial channel.

b. Formasi Bangko

Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Menggala. Litologi batuan ini tersusun oleh serpih abu – abu yang bersifat gampingan dan berselang – seling dengan batupasir halus sampai sedang.

c. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap tersusun oleh litologi batupasir halus sampai kasar, bersifat massif dan berselang-seling dengan serpih tipis.

d. Formasi Duri

Formasi ini adalah formasi paling atas dari Kelompok Sihapas. Ciri– ciri formasi ini yaitu adanya batupasir berbutir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batupasir dan ada sedikit batu gamping.

2. Formasi Telisa

Formasi Telisa memiliki litologi penyusun Formasi Telisa adalah marine shale dan lanau agak gampingan. Formasi ini tersusun dari batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batu gamping dan batu pasir glaukonitik berbutir halus yang menunjukkan lingkungan pengendapan litoral dalam dan luar. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

3. Formasi Petani

Formasi Petani tersusun oleh sekuen monoton serpih - mudstone dan batu pasir minor dan batu lanau yang ke arah atas menunjukkan pendangkalan

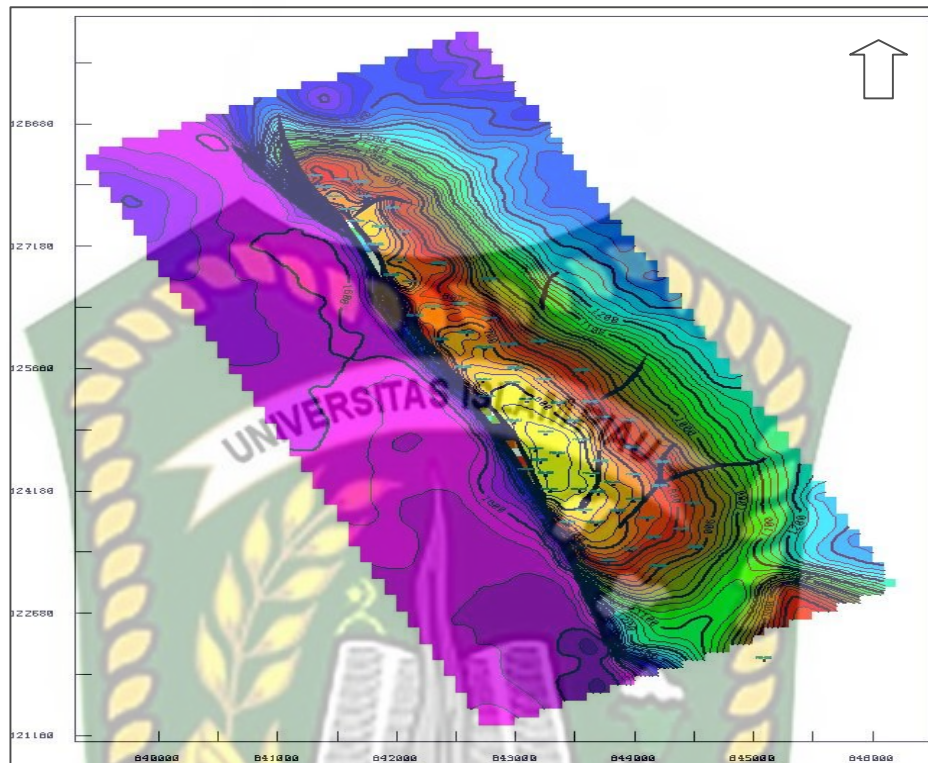
lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

4. Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kuarter yang menumpang secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini tersusun oleh lapisan-lapisan tipis kerikil, pasir dan lempung yang mencirikan endapan alluvial. Proses pengendapan Formasi Minas masih berlangsung sampai saat ini. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

3.2.3 Struktur Reservoir

Secara struktural Reservoir Lapangan Sintia 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. Interpretasi seismik memperlihatkan bahwa Lapangan Rahmadani sepuluh *fault*, dengan satu *major fault* dan sisanya adalah *minor fault*. Gambar 3.5 memperlihatkan struktur reservoir Lapangan Raya.



Gambar 3.5 Struktur reservoir Lapangan Rahmadani (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

3.3 Karakteristik Sumur Sintia Lapangan Rahmadani

Pada lapangan Rahmadani, rata-rata sumurnya mempunyai jenis pemboran berupa *vertical drilling*. Pada sumur Sintia ini dilakukan pengujian *swab test* untuk mengetahui karakteristik reservoir. Data *swab test* dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 3.1 Data *Swab Test* Sumur Sintia Lapangan Rahmadani

Parameter	Nilai
Mid Perf (ft)	1417
SFL (ft)	207
WFL (ft)	914
Q_{test} (bfpd)	141
<i>Watercut</i> (%)	70
Q_o (bopd)	42.3
API ($^{\circ}$ API)	38
WHP (Psi)	110

Data diatas menunjukkan bahwa sumur Sintia lapangan Rahmadani merupakan sumur dangkal dengan kedalaman 1417 ft. Data *swab test* pada sumur Sintia ini digunakan untuk menentukan nilai P_{wf} dan nilai P_r .

3.4 Data Produksi Lapangan Rahmadani

Pada lapangan Rahmadani ini mempunyai luas reservoir sebesar 8,055 acres dengan volume reservoir 620,745 ACFT. Mekanisme pendorong pada lapangan ini berupa *water drive*. Porositas pada lapangan ini sebesar 22% dengan permeabilitas sebesar 440 MD. Pada lapangan Sintia ini mempunyai tekanan reservoir sebesar 512,82 psi. Tekanan *bubble point* lapangan ini tidak terlalu besar, hanya 226 psi. (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

Jumlah sumur sebanyak 121 sumur dimana mempunyai total produksi sebanyak 153917 BFPD dengan total produksi minyak sebesar 3191 BOPD. Pada sumur ini rata-rata setiap sumurnya menggunakan pompa HPU. *Water cut* pada sumur ini juga cukup tinggi sebesar 98%. Sehingga pompa yang paling cocok digunakan adalah pompa dengan kapasitas pengangkatan cairan yang besar seperti pompa HPU (Fitrianti, 2013). (PT. Bumi Siak Pusako, 2019)

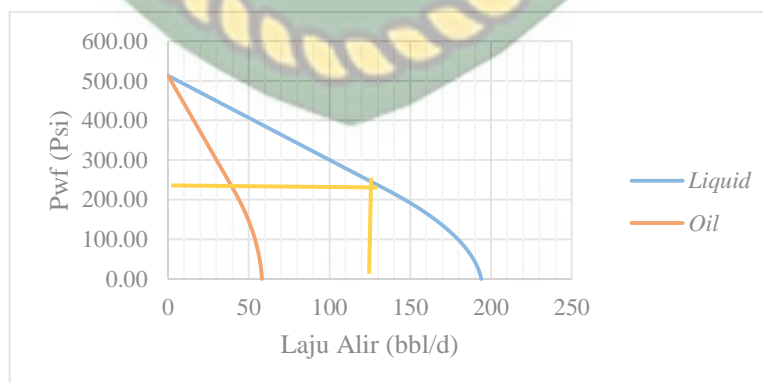
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 *Inflow Performance Relationship Curve*

Berdasarkan data *swab test* maka dilakukan perhitungan IPR untuk menentukan performa sumur Sintia lapangan Rahmadani. Pada perhitungan ini menggunakan metode perhitungan IPR Kombinasi. Pemilihan metode perhitungan ini didasari oleh tekanan reservoir (P_r) diatas tekanan *bubble point* (P_b), sedangkan tekanan alir bawah sumur (P_{wf}) dibawah tekanan *bubble point* (P_b). Berikut adalah tabel hasil perhitungan kurva IPR (Sukarno & Lea, 1984).

Tabel 4.1 Data Sumur Yang Digunakan Untuk Perhitungan IPR

Parameter	Nilai
P_r (Psi)	512,82
P_{wf} (Psi)	213,18
P_b (Psi)	226
PI (bfpd/Psi)	0,47
Q_b (bfpd)	134,97
Q_{max} (bfpd)	194,05
SG_{oil} (fraction)	1,07



Gambar 4.1 Kurva IPR sumur Sintia lapangan Rahmadani dengan metode IPR Kombinasi

Setelah data diatas diperoleh, langkah selanjutnya adalah menghitung nilai Q_f pada setiap tekanan P_{wf} asumsi yang telah ditentukan. Dari perhitungan ini maka diperoleh kurva IPR sebagai berikut, Untuk kondisi sumur *natural flow* diperolehlah laju alir maksimum fluida Q_1 sebesar 194,05 bfpd dan Q_0 sebesar 58,22 bopd.

4.2 Efisiensi Pompa *Insert Pump* Sebelum Dioptimasi

Tabel 4.2 Data Spesifikasi *Insert Pump* Pada Sumur Sintia

Parameter	Nilai
$d_{plunger}$ (in)	2,25
d_{rod} (in)	0,875
L (ft)	1417
R_1 (fraction)	0,416
R_2 (fraction)	0,584
M_1 (lb/ft)	1,13
M_2 (lb/ft)	1,63
SG_{liquid} (fraction)	0,978442
c/p (fraction)	0,33
S (in)	60
N (spm)	7
P_{wf} (psi)	213,18
d_{tubing} (in)	3,5
d_{casing} (in)	7
E (psi)	30000000
A_1 (in ²)	0,60
A_2 (in ²)	0,441563
D (ft)	1417
Q_f (bfpd)	141

Tabel 4.2 merupakan data yang digunakan untuk menentukan efisiensi pompa *insert pump*. Pompa *insert pump* ini merupakan pengembangan pompa *sucker road pump* dengan ukuran diameter *plunger* 2,25 in, diameter *road* 0,875 in dan pompa dipasang di kedalaman 1417 ft. Sumur Sintia lapangan Rahmadani ini menggunakan *casing* dan *tubing* dengan ukuran masing-masing 7 in dan 3,5 in.

Tabel 4.3 berikut ini adalah tabel hasil perhitungan efisiensi sumur Sintia lapangan Rahmadani.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Efisiensi *Insert Pump* Sebelum Optimasi

Parameter	Nilai
A_p (in ²)	3,97
A_r (in ²)	0,6
K (bfpd/spm)	0,59
L_1 (ft)	589,472
L_2 (ft)	827,528
W_r (lb)	2014,97
W_f (lb)	2134,78
α_1	0,05546
α_2	0,02794
PPRL (lb)	3212,82
MPRL (lb)	1757,18
σ max (psi)	5345,65
σ min (psi)	2923,68
C_i (lb)	2485
T_p (in-lb)	25562,1
L_N (ft)	913,814
α	0,0417
e_p (in)	0,11388
e_r (in)	2,72653
e_t (in)	0,74685
e_r+e_t (in)	3,47338
S_p (in)	56,6405
V (bfpd)	233,826
E_v (%)	60,3011
H_h (Hp)	1,438805
H_f (Hp)	0,534008
H_b (Hp)	2,959221

Hasil perhitungan efisiensi pompa menunjukkan bahwa dengan setingan pompa (nilai N sebesar 7 SPM dan S sebesar 60 in) mampu menghasilkan laju

produksi 141 bfpd. Namun hanya menghasilkan efisiensi kinerja pompa sebesar 60,3 %. Hal ini menunjukkan bahwa setingan pompa tersebut tidak sesuai dengan karakteristik sumur Sintia. Rendahnya efisiensi kinerja pompa menyebabkan kecepatan putaran pompa (sebesar 233,82 Bfpd) jauh lebih tinggi dari laju alir fluida yang dihasilkan (sebesar 141 bfpd). Selain tidak efisien, rendahnya efisiensi pompa dapat menyebabkan tingginya daya yang dibutuhkan oleh pompa serta dapat merusak pompa itu sendiri. Oleh karena itu untuk mengatasi problem ini perlu dilakukan optimasi pada *insert pump* yang dipasang pada sumur Sintia lapangan Rahmadani agar setingan pompa sesuai dengan karakteristik sumur itu sendiri.

4.3 Optimasi Pompa

Optimasi pompa dilakukan untuk menentukan setingan pompa yang paling sesuai dengan kondisi sumur. Hal pertama yang harus dilakukan adalah menentukan nilai konstanta a , b dan c untuk kondisi setingan pompa awal. Kemudian nilai tersebut dimasukkan ke dalam persamaan 32, 35 dan 36. Untuk nilai tensile strength dapat menggunakan ketentuan nilai *minimum tensile strength* (T) untuk *rods API grade C* sebesar 90.000 Psi atau *rods API grade D* sebesar 115.000. Selain dengan menggunakan ketentuan diatas, nilai *minimum tensile strength* juga dapat menggunakan persamaan 33. Berdasarkan perhitungan yang dilakukan oleh peneliti maka diperoleh nilai *minimum tensile strength* sebesar 26.318,03 psi. Setelah nilai T dihitung langkah selanjutnya adalah menentukan nilai a , b dan c . Nilai ini akan dimasukkan kedalam persamaan 30 dan 31, nilai a , b dan c ini disubstitusi untuk menentukan nilai *tubing intake pressure* (P_i) yang nantinya akan dihitung berdasarkan nilai N dan S asumsi. Setelah nilai P_i diperoleh, nilai tersebut selanjutnya akan di plot kedalam kurva IPR yang telah dibuat.

Tabel 4.4 berikut ini merupakan hasil tabulasi perhitungan nilai P_i berdasarkan nilai N yang telah diasumsikan sebelumnya. Sedangkan tabel 4.5 merupakan hasil tabulasi perhitungan nilai P_i berdasarkan nilai S yang telah diasumsikan.

Q ₁ asumsi (bfpd)	P _{intake} (Psi)				
	3	6	9	12	15
0	179,8645	179,8645	179,8645	179,8645	179,8645
20	181,6937	183,5229	185,3522	187,1814	189,0106
30	182,6083	185,3522	188,096	190,8399	193,5837
40	183,5229	187,1814	190,8399	194,4983	198,1568
80	187,1814	194,4983	201,8152	209,1322	216,4491
100	189,0106	198,1568	207,3029	216,4491	225,5952
120	190,8399	201,8152	212,7906	223,766	234,7414
141	192,7605	205,6566	218,5527	231,4488	244,3448
194,5	197,6537	215,443	233,2323	251,0215	268,8108

Tabel 4.4 Tabulasi Hasil Perhitungan Nilai P_i Berdasarkan Nilai N Asumsi

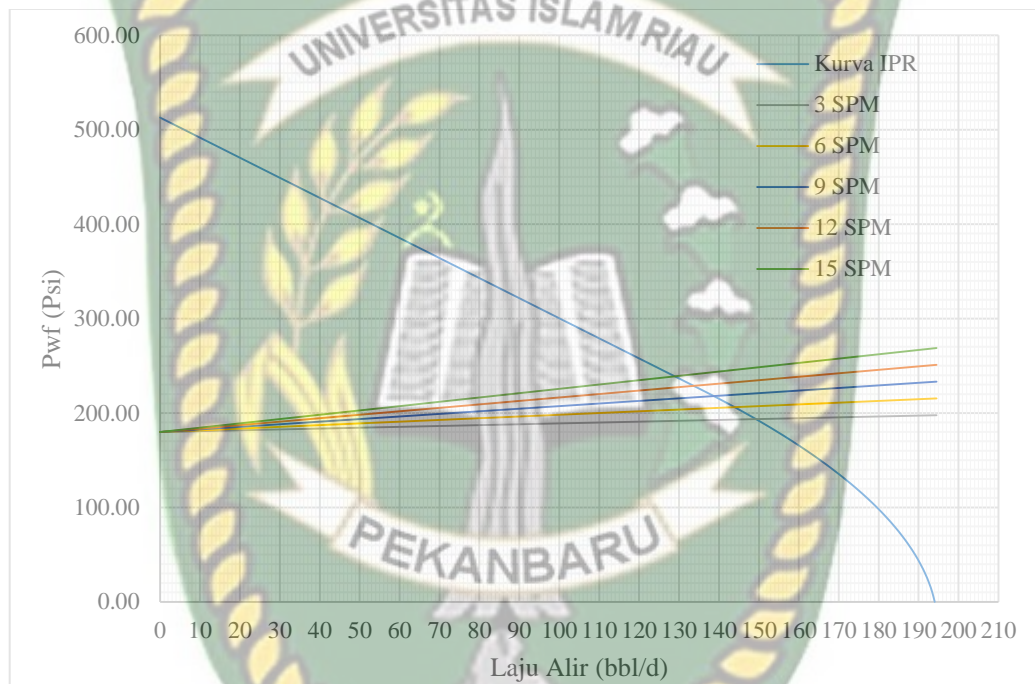


Tabel 4.5 Tabulasi Hasil Perhitungan Nilai P_i Berdasarkan Nilai S Asumsi

Q ₁ asumsi (bfpd)	P _{intake} (Psi)				
	48	54	60	66	72
0	179,8645	179,8645	179,8645	179,8645	179,8645
20	180,403	180,3431	180,2953	180,2561	180,2235
30	181,0761	180,9415	180,8338	180,7456	180,6722
40	182,0184	181,7791	181,5876	181,431	181,3004
80	188,4803	187,523	186,7571	186,1305	185,6084

100	193,3267	191,8309	190,6343	189,6552	188,8393
120	199,2501	197,0961	195,373	193,9631	192,7882
141	206,6287	203,6549	201,2759	199,3294	197,7073
194,5	230,7925	225,1338	220,6069	216,903	213,8165

Gambar 4.2 dan Tabel 4.6 berikut ini adalah hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai N asumsi (bisa dilihat juga di lampiran 5).

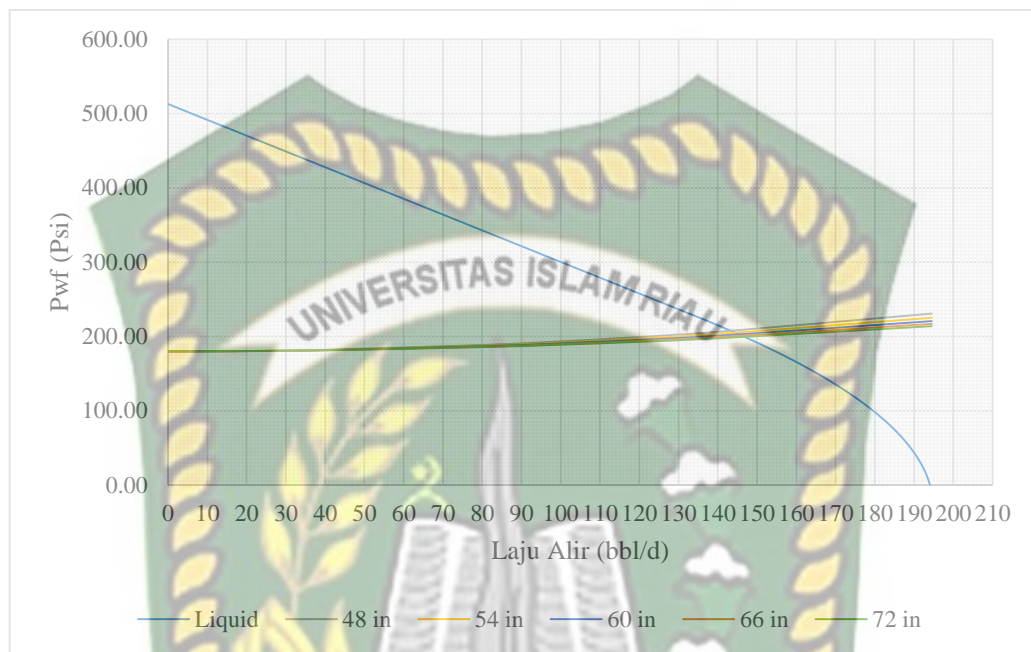


Gambar 4.2 Hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai N asumsi

Tabel 4.6 Hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai N asumsi

N (spm)	P_{wf} (P_{si})	Q_1 (bfpd)
3	193	149
6	206	144
9	218	139
12	229	134
15	239	129

Gambar 4.3 dan Tabel 4.7 berikut ini adalah hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai S asumsi (bisa dilihat juga pada lampiran 6)

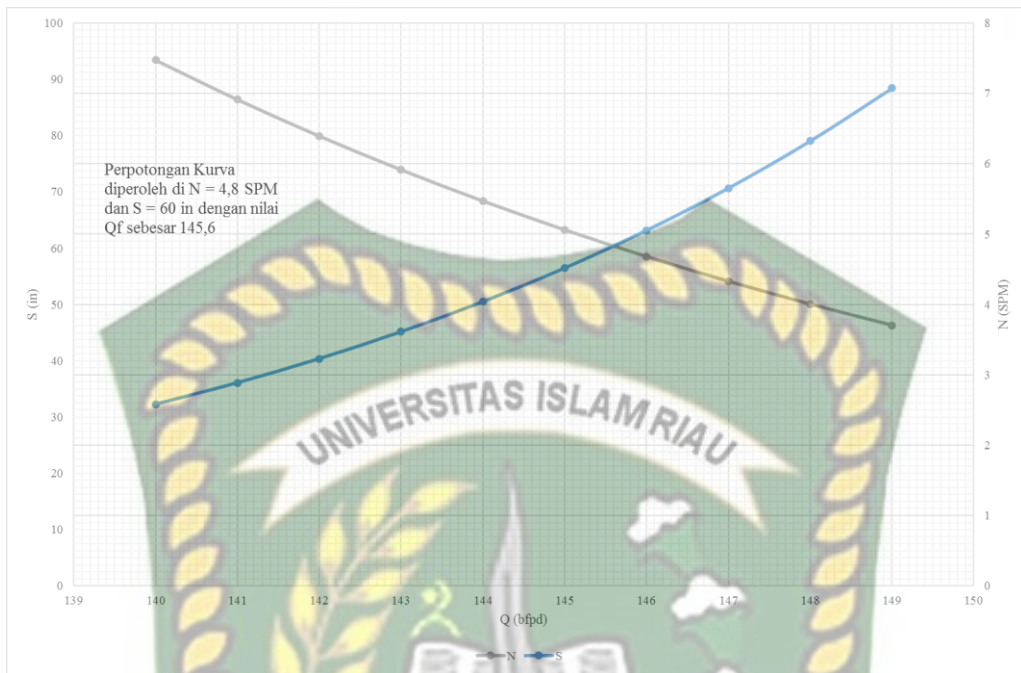


Gambar 4.3 Hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai S asumsi

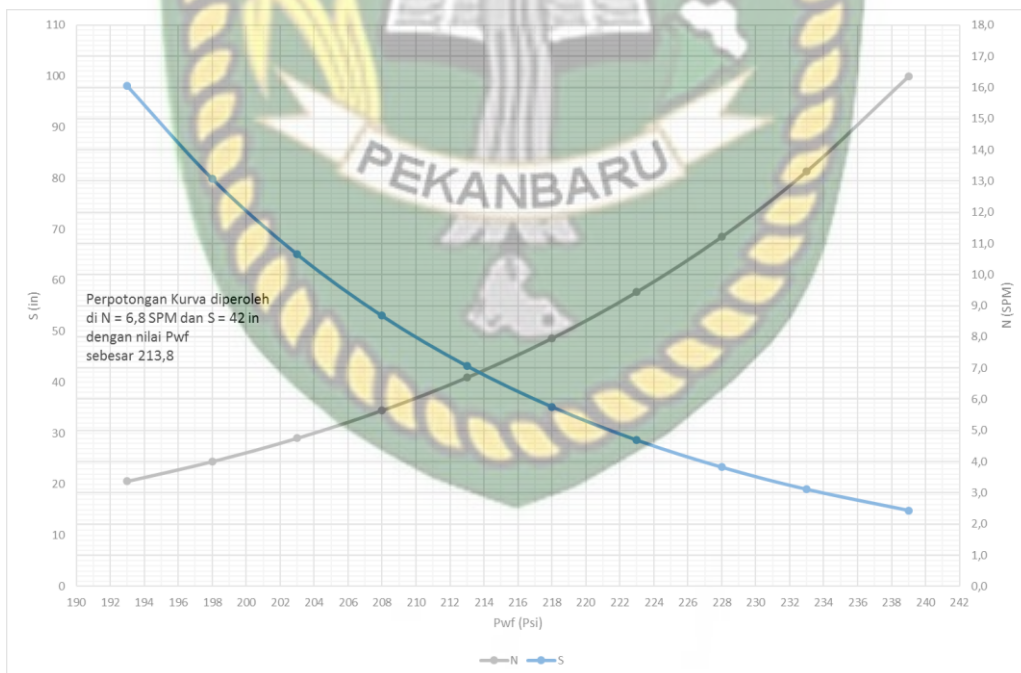
Tabel 4.7 Hasil plot kurva IPR dengan kurva *tubing intake* untuk nilai S asumsi

S (in)	P_{wf} (P_{si})	Q_1 (bfpd)
48	209	143
54	205	144,3
60	203	145,2
66	201	146
72	199	146,6

Untuk menentukan nilai N dan S yang sesuai, maka data tabulasi pada Tabel 4.6 dan Tabel 4.7 diplot ke dalam kurva optimasi pompa untuk mendapatkan nilai laju alir dan tekanan berdasarkan perpotongan kurva N dengan kurva S. Nilai laju alir diperoleh dari perpotongan kurva N dan Kurva S pada Gambar 4.4. Sedangkan nilai P_{wf} diperoleh dari perpotongan kurva N dan kurva S pada Gambar 4.5.



Gambar 4.4 Kurva optimasi *insert pump* berdasarkan nilai Q



Gambar 4.5 Kurva optimasi *insert pump* berdasarkan nilai P_{wf}

Bedasarkan analisa terhadap kurva optimasi *insert pump* diatas maka diperolehlah nilai N dan S yang paling sesuai untuk kondisi sumur Sintia lapangan Rahmadani.

Nilai N yang sesuai adalah 4,8 SPM dan S yang sesuai adalah 60 in. Untuk nilai Q dan P_{wf} yang sesuai adalah masing-masing 145,6 bfpd dan 213,80 Psi.

4.4 Efisiensi Pompa *Insert Pump* Setelah Dioptimasi

Setelah nilai N, S, Q dan P_{wf} diperoleh maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai efisiensi pompa setelah dilakukan optimasi. Pengujian ini dilakukan untuk melihat apakah setingan pompa telah sesuai dengan kondisi sumur. Untuk langkah perhitungannya sama dengan yang di jelaskan sebelumnya dalam subbab 2.3.2 tentang *insert pump efficiency*. Tabel 4.8 berikut merupakan hasil tabulasi perhitungan efisiensi pompa *insert pump* dengan nilai N sebesar 4,8 spm, nilai S sebesar 60 in, nilai Q sebesar 145,6 bfpd, dan nilai P_{wf} sebesar 213,80 Psi.

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Efisiensi *Insert Pump* Sesudah Optimasi

Parameter dihitung	Nilai
A_p (in ²)	3,97
A_{tr} (in ²)	0,60
K (bfpd/spm)	0,59
L_1 (ft)	589,472
L_2 (ft)	827,528
W_r (lb)	2014,97
W_f (lb)	2134,78
α_1	0,02608
α_2	0,01314
PPRL (lb)	3151,16
MPRL (lb)	1787,00
σ max (psi)	5243,05
σ min (psi)	2973,31
C_i (lb)	2469,08
T_p (in-lb)	24165,9
L_N (ft)	912,357
α	0,01961

e_p	(in)	0,05355
e_r	(in)	2,72653
e_t	(in)	0,74685
e_r+e_t	(in)	3,47338
S_p	(in)	56,5802
V	(bfpd)	160,167
E_v	(%)	90,9049
H_h	(Hp)	1,485745209
H_f	(Hp)	0,366177195
H_b	(Hp)	2,777883605

Berdasarkan tabulasi diatas Tabel 4.8 terlihat adanya peningkatan efisiensi pompa dari 60,30 % menjadi 90,9 %. Selain peningkatan efisiensi pompa, perubahan *peak torque* pompa dari 25562,1 in-lb menjadi 26318 in-lb setelah optimasi pompa menunjukkan bahwa untuk mencapai produksi yang sama, setingan pompa ini menghasilkan beban yang lebih rendah daripada setingan pompa sebelumnya (Anisa, Yusuf, & Prabu, 2014). Hal senada juga dikemukakan oleh Hafizah Azmi Anisa di dalam jurnalnya. Untuk perbandingan data lainnya setelah dilakukan optimasi dapat dilihat dari Tabel 4.9.

Tabel 4.9 Perbandingan nilai N , S , P_{wf} , Q_f , V , S , dan E_v Sebelum dan Sesudah Optimasi Pompa

Parameter		Nilai	
		Sebelum	Sesudah
Effisiensi Pompa			
N	(spm)	7	4,8
P_{wf}	(psi)	213,18	213,80
Q_f	(bfpd)	141	145,6
V	(bfpd)	233,83	160,17
S	(in)	60	60
E_v	(%)	60,3	90,9

Tabel 4.10 Perbandingan Nilai H_h , H_f dan H_b Sebelum dan Sesudah Optimasi Pompa

Parameter	Nilai	
	Sebelum	Sesudah
Prime Mover Setting		
H_h (Hp)	1,44	1,49
H_f (Hp)	0,53	0,37
H_b (Hp)	2,96	2,78

Dari Tabel 4.9 dan Tabel 4.10 terlihat bahwa adanya peningkatan efisiensi pompa dari 60,3 % menjadi 90,9 %. Peningkatan ini terjadi setelah panjang langkah pompa dikurangi menjadi 4,8 in dari 60 in. Pengurangan panjang langkah ini berimbas kepada naiknya produksi minyak menjadi 141 bfpd dari 145,6 bfpd. Walaupun tidak signifikan peningkatannya, kinerja pompa cenderung lebih baik dengan menurunnya laju kecepatan pompa sebesar 160,17 bfpd dari 233,83 bfpd, sehingga jauh lebih sesuai dengan performa sumur dimana pada kondisi *natural flow* hanya mampu menghasilkan Q_{max} sebesar 194,05 bfpd. Sehingga pompa tidak bekerja melebihi kemampuan sumur itu sendiri. Hal ini dibuktikan oleh penurunan daya yang diperlukan oleh pompa dari 2,96 Hp menjadi 2,78 Hp dengan kenaikan efisiensi menjadi 90,9%.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Simpulan

Penelitian ini dilakukan guna melihat pengaruh efisiensi kinerja pompa *insert pump* untuk kondisi P_{wf} diatas dan dibawah nilai P_b . Hal ini perlu diketahui agar pompa yang dipasang dapat bekerja dengan optimal.

1. Berdasarkan analisa terhadap perhitungan kurva IPR diperoleh nilai laju alir maksimal fluida sebesar 194,05 bfpd.
2. Berdasarkan hasil perhitungan efisiensi pompa sebelum dilakukan optimasi diperoleh data sebagai berikut. Pada saat pompa diseting pada kecepatan 7 spm dan panjang langkah 60 ft, pompa mampu menghasilkan laju alir sebesar 141 bfpd dengan efisiensi sebesar 60,3%. Kondisi ini menunjukkan bahwa setingan pompa tidak sesuai dengan karakteristik sumur sehingga diperlukan optimasi.
3. Optimasi pompa dilakukan dengan cara mengubah nilai N dan S asumsi untuk memperoleh nilai *tubing intake pressure*. Berdasarkan hasil plot N dan S asumsi terhadap nilai Q dan P_{wf} diperoleh setingan pompa yang sesuai dengan kondisi sumur. Nilai yang diperoleh yaitu 4,8 SPM untuk nilai N, 54 in untuk nilai S, 213,80 psi untuk nilai P_{wf} , dan 145,6 bfpd untuk nilai Q_f .
4. Nilai efisiensi pompa yang diperoleh setelah dilakukan optimasi adalah 90,9 %. Nilai ini lebih tinggi dari nilai sebelumnya yang ada pada angka 60,3%. Naiknya efisiensi karena berubahnya N dan S.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, penelitian ini dapat dikembangkan lagi dengan cara melihat pengaruh efisiensi pompa dan penurunan daya pompa terhadap nilai keekonomiannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Agena, B., & Brown, E. K. (1984). Artificial Lift. In Brown, & E. Kermit, *The Technology of Artificial Lift Methods* (pp. 185-189, 232, 235-238). Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Anisa, A. H., Yusuf, M., & Prabu, U. A. (2014). Optimasi Produksi Hasil Perencanaan Sucker Rod Pump Terpasang Pada Sumur TMT-Y di TAC-PERTAMINA EP Goldwater TMT. *Jurnal Ilmu Teknik*.
- Astuti, H., Emata, W., & Prasetya, A. (2017). Advantages of Insert Pump Application Through Tubing in SF Field Shallow Reservoir. *SPE/ IATMI Asia Pasific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 3.
- Bakry, H. (1983). Al-A'la. In *Alqur'an dan Tafsir Rahmat*. Jakarta: Menteri kordinator Bidang Kesejahteraan Rakyat Republik Indonesia.
- Brown, K. E., & Beggs, H. D. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 1). Oklahoma: PenWell Publishing Company.
- Faiz, S., Sulistyanto, D., & Samsol. (2015). Studi Optimasi Kinerja Sucker Rod Pump Pada Sumur A-1, A-2, Z-1, dan Z-2 Menggunakan Perangkat Lunak Prosper. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 528.
- Fitrianti. (2013). Perencanaan Pengangkatan Buatan dengan Sistim Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Jurnal of Earth Energy Engineering*, 8.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Artificial Lift Methods. In J. Hayton, *Petroleum Production enggineering* (pp. 601-602). United States: Elsevier.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Reservoir Deliverability. In J. Hayton, *Petroleum Production Engineering* (pp. 59 - 62). United States: Elsevier.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Well Components. In J. Hayton, *Petroleum Production Engineering* (pp. 3-17). United States: Elsevier.

- Haider, M. L. (1936). The Productivity Index. *Fort Worth Meeting*, 112-119.
- Hemardi, G. (2016). Analisa Sistem Nodal Dalam Metode Artificial Lift. *Forum Teknologi*, 34.
- Mertosono, S., & Nayoan. (1974). The Tertiary Basinal Area of Central Sumatra. *Proceedings, The 3rd Indonesian Petroleum Association (IPA) Annual Convention & Exhibition*, 63-74.
- Musnal, A. (2015). Optimasi Perhitungan Laju Alir minyak Dengan Meningkatkan Kinerja Pompa Hydraulic Pada Sumur Minyak di Lapangan PT. KSO Pertamina Sarolangon Jambi. *Jurnal of Earth Energy Engineering*, 70-77.
- PERTAMINA. (2003). Perencanaan dan Analisa Ulah Sumur Pompa Angguk. In *Manajemen Produksi Hulu* (pp. 1-63). Pertamina.
- PT. Bumi Siak Pusako. (2019). *Field History*. Pekanbaru.
- PT. Bumi Siak Pusako. (2019). *Geologist Description*. Pekanbaru.
- PT. Bumi Siak Pusako. (2019). *Well Description*. Pekanbaru.
- SKK Migas. (2017). Laporan Tahunan 2017. 37.
- Suandhi, P. H., Rozalli, M., Utomo, W., Budiman, A., & Bachtiar, A. (2013). Karakter Batuan Sedimen Paleogen Muka-Pegunungan, Cekungan Sumatera tengah. *Indonesian Journal of Geology*, 143-149.
- Sudaryadi, H. M., Amin, M., & Abro, M. A. (2014). Peningkatan Produksi Sucker Rod Pump (SRP) Dengan Mengacu Pada Break Event Point (BEP) Sumur JRK-X Di PT. PERTAMINA EP Region Sumatera Field Pendopo. *Jurnal Ilmu Teknik*, 2.
- Sudaryadi, H. M., Amin, M., & Abro, M. A. (2014). Peningkatan Produksi Sucker Rod Pump (SRP) Dengan Mengacu Pada Break Event Point (BEP) Sumur JR-X di PT. PERTAMINA EP Region Sumatera Field Pendopo. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 1-7.

- Sukarno, P., & Lea, J. (1984). Inflow Performance. In E. K. Brown, *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 4, pp. 14-18). Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Sukarno, P., Ariadji, T., & Regina, I. (2001). Pengembangan Peramalan Kurva IPR Dua Fasa Secara Analitis. *Proceeding Simposium Nasional Iatmi 2001*, 1.
- Syarif, J., & Darmaein, F. k. (2016). Perawatan Pumping Unit Bukaka Tipe C228 di PT. PERTAMINA EP Asset 1 Field Rantau-Kualasimpang. *Jrnal Polimesin*, 27.

