

**EVALUASI KONVERSI POMPA *ELECTRIC
SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) MENJADI *INSERT
PUMP* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI
MINYAK PADA SUMUR XY LAPANGAN SJA**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Oleh :

SYARIFAH JUNAIDA AL IDRUS
133210039

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2018**

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. Saya bersedia dicopot Gelar dan Ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain.



Pekanbaru, 21 Desember 2018

Syarifah Junaida Al idrus
NPM:133210039

SURAT PERNYATAAN KEABSAHAN DATA

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Norahmansyah

Jabatan : EPT Manager

Alamat perusahaan : Camp Zamrud, Dayun, Kabupaten Siak, Riau Indonesia

No HP : 085313337871

Menyatakan dengan benarnya bahwa saya telah memberikan data untuk penelitian tugas akhir kepada

Nama : Syarifah Junadia Al-Idrus

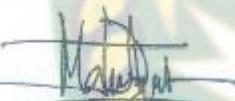
NPM : 133210039

Demikian surat pernyataan ini dibuat dengan penuh rasa tanggung jawab untuk di pergunakan sebagaimana semestinya.

Pekanbaru, 24 Juli 2018

Mengetahui

Hormat saya,


Norahmansyah


Syarifah Junadia Al-Idrus

PEKANBARU

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. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua saya, ayahda Said kasmuri dan ibunda Syarifah Azizah serta saudara-saudara saya yang selalu memberikan semangat, suport dan doa, bantuan moril dan materil sehingga penulis bisa menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng.Muslim, MT selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Bapak Ir. H. Ali Musnal, MT, selaku dosen Pembimbing 1 dan Ibu Novia Rita, ST., MT selaku dosen Pembimbing 2 serta pembimbing akademik, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dan arahan dalam penyelesaian Tugas Akhir saya ini
4. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan.
5. BOB PT.BSP Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk Tugas Akhir saya. Kemudian kepada Bapak Rahmat Purba dan Bapak Norahmansyah sebagai pembimbing penelitian Tugas Akhir saya ini . Terima kasih atas bimbingan dan tekanan yang diberikan.
6. Staf Tata Usaha Fakultas Teknik, terima kasih atas pelayanan administrasi selama penulis kuliah.

7. Sahabat saya yang selalu memberikan motivasi, suka duka walaupun terpisah jarak, Dwi Septiana Mulyani dan Nurmala Rezda. Sahabat yang selalu mendengar tangisan saya Joko Saputra, Asry Mustiqa Weni dan Maulida, Terimakasih untuk candaan kalian yang selalu memberikan kebahagiaan untuk saya.
8. Teman-teman seperjuangan kelas A 2013 yang selalu memberikan keceriaan dan semangat kepada penulis untuk menyelesaikan perkuliahan. Terimakasih untuk tahun-tahun yang sangat menyenangkan. Semoga kita bisa sukses di masa depan kelak.
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, 21 Desember 2018

Penulis

Syarifah Junaida Al idrus

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xi
DAFTAR GRAFIK	xii
DAFTAR SINGKATAN	xiii
DAFTAR SIMBOL	xiv
ABSTRAK	xvi
ABSTRACT	xvii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1.LATAR BELAKANG.....	1
1.2.TUJUAN PENELITIAN	2
1.3.BATASAN MASALAH.....	2
1.4.METODOLOGI PENELITIAN	2
1.5 DIAGRAM ALIR.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 PRODUKTIVITY INDEX (PI).....	6
2.2 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)	7
2.3 METODE ALIRAN DUA FASA VOGEL	8
2.4 ARTIFICIAL LIFT	9
2.5 ESP (ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP)	11

2.5.1	Evaluasi Pompa ESP	12
2.5.2	Type Pompa ESP	13
2.5.3.	Mekanisme Kerja Pompa ESP	15
2.6	<i>HYDRAULIC PUMPING UNIT (HPU)</i>	16
2.6.1	Perhitungan Evaluasi <i>Efisiensi Volumetris Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i>	17
2.6.2	Langkah Perhitungan ;	17
2.6.3	Pembuatan Kurva IPR Sumur X Dengan Metode Pudjo Sukarno	18
2.6.4	Langkah perhitungan untuk evaluasi pompa Insert Pump	19
2.7	PRINSIP KERJA <i>HYDRAULIC PUMPING UNIT (HPU)</i>	23
2.7.1	Kelebihan dalam Penggunaan <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i>	24
2.7.2	Kekurangan dalam Penggunaan <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i>	25
BAB III	TINJAUAN LAPANGAN	26
3.1	SEJARAH LAPANGAN SJA	26
3.2	KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN FLUIDA	27
3.3	SEJARAH SUMUR XY PADA LAPANGAN SJA	28
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN	31
4.1	EVALUASI POMPA ESP TERPASAMG PADA SUMUR XY	31
4.1.1	Data <i>Well Schematic</i> Sumur XY Lapangan SJA.	31
4.1.2	Perhitungan kurva IPR sumur XY	32
4.1.3	Perhitungan jumlah <i>stage</i>	34
4.2	PENENTUAN JENIS POMPA YANG AKAN DIGUNAKAN SUMUR XY	34
4.2.1	Alasan Dipilihnya <i>insert pump (HPU)</i>	37

4.3 MELAKUKAN PERHITUNGAN DESAIN <i>INSERT PUMP</i> YANG AKAN DIGUNAKAN PADA SUMUR XY.....	38
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	45
5.1. KESIMPULAN	45
5.2. SARAN.....	45
DAFTAR PUSTAKA	46



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian	3
Gambar 2.1 Instalasi <i>Electrical Submersible Pump</i> (ESP).....	11
Gambar 2.2 <i>Hydraulic Pumping Unit</i> (HPU)	16
Gambar 2.3 <i>insert pump</i>	21
Gambar 2.4 Prinsip Kerja <i>Hydraulic Pumping Unit</i>	23
Gambar 3.1 Lokasi Lapangan SJA	27
Gambar 3.2 Data logging sumur XY	29
Gambar 4.1 well skematik <i>BOB PT. Bumi Siak Pusako</i>	31

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1 Karakteristik Artificial Lift Pada Parameter Operasi.....	10
Tabel 2.2 Type-type pompa ESP	13
Tabel 3.1 Karakteristik Reservoir dan Fluida Lapangan SJA.....	27
Tabel 4.1 Perhitungan pwf dan rate untuk berbagai Pwf/Ps	31
Tabel 4.2 Perhitungan stage pompa yang terpasang	34
Tabel 4.3 Data Sumur XY.....	35
Tabel 4.4 Pompa ESP terpasang	35
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Ulang Pompa ESP.....	36
Tabel 4.6 <i>Screening</i> pemilihan Pompa untuk sumur XY.....	38
Tabel 4.7 Data hasil perhitungan desain <i>insert pump</i> sumur XY	39
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Laju Alir Pada Berbagai Harga Pwf.....	41
Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Desain <i>Insert Pump</i> yang akan digunakan pada Sumur XY	43

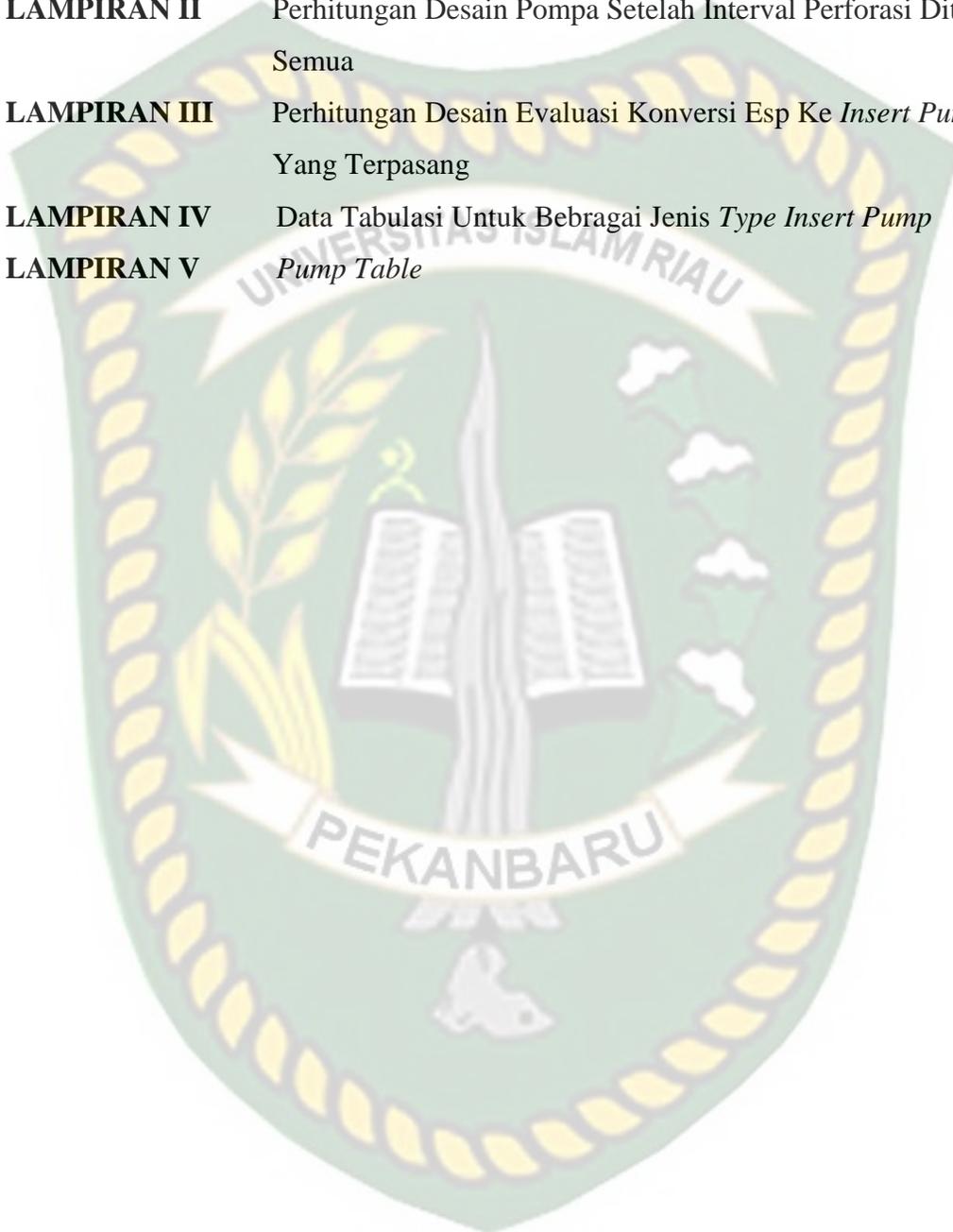
DAFTAR GRAFIK

	Halaman
Grafik 3.1 Profil Produksi sumur XY dengan pompa ESP yang digunakan ..	30
Grafik 4.1 Kurva IPR sumurXY	33
Grafik 4.2 Profil Produksi sumur XY dengan pompa yang terpasang.....	36
Grafik 4.3 Kurva IPR Konversi ESP ke <i>Insert Pump</i> (HPU)	42
Grafik 4.4 Profil Produksi sumur XY dengan pompa yang terpasang 2-1/4 <i>Insert Pump</i> (IP).....	44



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan Evaluasi Pompa ESP Terpasang
LAMPIRAN II	Perhitungan Desain Pompa Setelah Interval Perforasi Ditutup Semua
LAMPIRAN III	Perhitungan Desain Evaluasi Konversi Esp Ke <i>Insert Pump</i> Yang Terpasang
LAMPIRAN IV	Data Tabulasi Untuk Bebragai Jenis <i>Type Insert Pump</i>
LAMPIRAN V	<i>Pump Table</i>



DAFTAR SINGKATAN

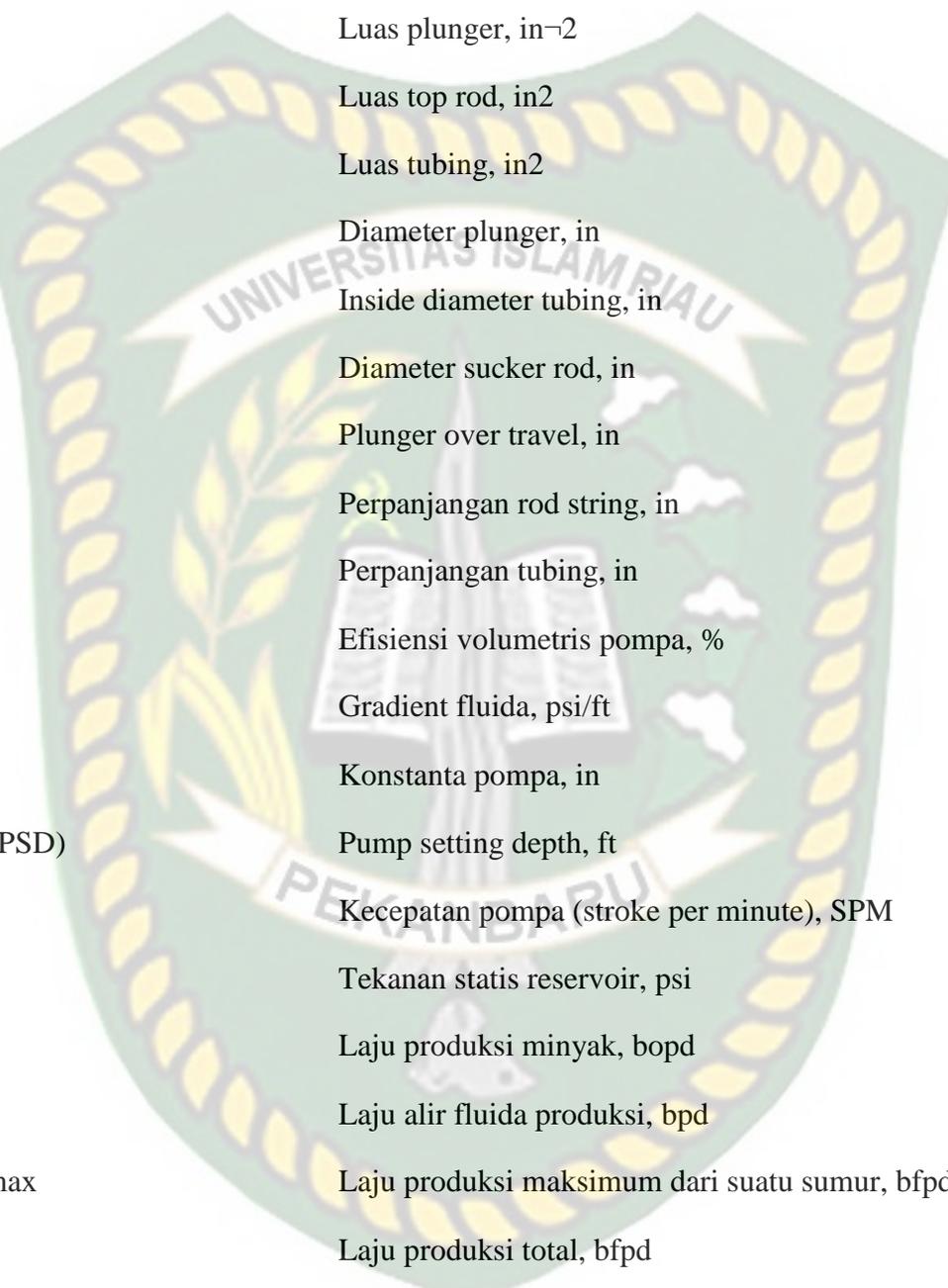


API	American Petroleum Institute
BFPD	Barrel Fluid Per day
BOPD	Barrel Oil Per day
DCA	Decline Curve Analysis
ESP	Electric Submersible Pump
PI	Produktifitas Indeks
PSD	Pump Setting Depth
PWF	Pressure Well Flowing
SFL	Static Fluid Level
HPU	Hydrolic pumping unit (insert pump)
STB	Stock Tank Barrel
WFL	Working Fluid Level
WT	Welltest
WC	Watercut
Psi	Pound per square inch.
B/D	Barrel per day
HP	Horse power.
Bbl	Barrel.
PPRL	peak polishead rod maksimum
MPRL	peak polishead rod minimum
CI	counter balance effect ideal

TP	peak torque
Sp	stroke plunger
Hb	horse power brake



DAFTAR SIMBOL



α	Faktor percepatan, fraksi
A_p	Luas plunger, in ²
A_r	Luas top rod, in ²
A_t	Luas tubing, in ²
D_p	Diameter plunger, in
D_t	Inside diameter tubing, in
D_r	Diameter sucker rod, in
E_p	Plunger over travel, in
e_r	Perpanjangan rod string, in
e_t	Perpanjangan tubing, in
E_v	Efisiensi volumetris pompa, %
G_f	Gradient fluida, psi/ft
K	Konstanta pompa, in
L (PSD)	Pump setting depth, ft
N	Kecepatan pompa (stroke per minute), SPM
P_s	Tekanan statis reservoir, psi
q_o	Laju produksi minyak, bopd
Q	Laju alir fluida produksi, bpd
Q_{max}	Laju produksi maksimum dari suatu sumur, bfpd
Q_t	Laju produksi total, bfpd
S	Panjang langkah (stroke length), in

SGfluida	Spesific gravity fluida, fraksi
Sp	Efektif plunger stroke, in
μ_o	Viskositas minyak, cp
V	Pump displacement, bfpd
WC	Water cut, %
WFL	Working fluid level, ft
Wr	Berat seluruh sucker rod yang terpasang, lbs
D	Kedalaman pompa, feet.
EV	Effisiensi volumetris, %.
h	Head per stage, ft/stg.
HF	Friction loss, feet.
HT	Tubing head, feet.
PIP	Tekanan intake pompa ($P_3 = P_{3.n}$), psi.
Pr	Tekanan reservoir, psi.
Ps	Tekanan statik reservoir, psi.
Qw	Laju produksi air, STB/Day.
TDH	Total Dynamic Head, feet
FOP	Fluid over Pump. Feet.
PIP	Tekanan intake pompa ($P_3 = P_{3.n}$), psi.

“EVALUASI KONVERSI POMPA *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) MENJADI *INSERT PUMP* UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR XY LAPANGAN SJA”

**SYARIFAH JUNAIDA AL IDRUS
NPM 133210039**

ABSTRAK

Sumur XY terdapat pada lapangan SJA beroperasi sejak Maret 2015, dimana reservoir pada sumur tersebut terdiri dari 4 lapisan, namun yang baru di produksi satu lapisan. Sumur XY diproduksi dengan bantuan Pompa ESP. Namun pada Maret 2016 sumur XY tersebut mengalami penurunan laju produksi dan peningkat *water cut* 99%. Untuk meningkatkan jumlah produksi pada sumur XY, maka dibuka tiga lapisan baru (lapisan 2,3,4) dan menutup Lapisan 1. Dari permasalahan tersebut maka pada penelitian ini dilakukan evaluasi terhadap pompa ESP terpasang, ataupun pompa ESP yang sesuai dengan laju produksi untuk 3 lapisan dan evaluasi penggantian pompa ESP ke *insert pump*, sehingga laju produksi sumur XY dapat mengalami kenaikan dan kinerja pompa juga sesuai dengan laju produksi sumur tersebut.

Evaluasi yang dilakukan terhadap pompa ESP meliputi perhitungan laju alir maksimum pompa, pembuatan kurva IPR untuk melihat laju alir optimum, perhitungan jumlah *stages* dan *hour power* pompa yang digunakan, serta penentuan jenis pompa yang sesuai untuk sumur XY apabila pompa ESP tidak dapat digunakan lagi pada sumur tersebut.

Berdasarkan hasil evaluasi pada sumur XY laju alir maksimum yang diperoleh sebesar 353 BOPD dengan laju alir optimum 282 BOPD, jumlah *stages* pompa ESP untuk dapat memproduksi minyak ketiga lapisan sebesar 53 *stages* dengan 17 Horse Power, sementara pompa ESP sebelumnya yang terpasang 75 *stages* dengan 30 Horse power. Sehingga Pompa ESP yang sudah terpasang tersebut harus diganti dengan type ESP yang lebih kecil *stages* dan Horse power nya, sementara dipasaran tidak tersedia pompa ESP type tersebut, maka diambil keputusan untuk menggantikan pompa ESP ke *insert pump*, bisa dilihat dari parameter dari data sumur XY, GOR 43.0 SCF/STB, Temperatur 192 °F, Produktivitas Sumur 318.24 BFPD, Viskositas minyak 3.6 cp, Kedalaman Sumur 1532 ft, kandungan Pasir rendah, Konstruksi Sumur vertikal, Mekanisme Pendorong water drive, semua data tersebut masuk kedalam *screening criteria* pompa *insert pump*. Dan dari *desaign insert pump* diperoleh *efiseiensi volumetrik* sebesar 87,2 %.

Kata kunci: *Artificial lift, Electric Submersible Pump, Hydrolic pumping unit, efisiensi volumetrik, IPR*

“EVALUATION OF POMPA ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP) CONVERSION TO INSERT PUMP EFFORTS TO IMPROVE OIL PRODUCTION IN XY FIELD OF SJA FIELD”

**SYARIFAH JUNAIDA AL IDRUS
133210039**

ABSTRACT

The XY wells are located in the SJA field, operating since March 2015, where the reservoir in the well consists of 4 layers, but only one layer has been produced. XY wells are produced with the help of ESP Pumps. But in March 2016 the XY well decreased the rate of production and improved water cut 99%. To increase the amount of production in the XY well, three new layers are opened (layers 2,3,4) and close the Layer 1. From this problem, an evaluation of the ESP pump is installed, or the ESP pump is in accordance with the production rate for 3 layer and evaluation of ESP pump replacement to the insert pump, so that the rate of production of XY wells can increase and pump performance also matches the rate of production of the well.

The evaluation of the ESP pump includes calculating the maximum flow rate of the pump, making the IPR curve to see the optimum flow rate, calculating the number of stages and hour power pumps used, and determining the type of pump suitable for XY wells if the ESP pump cannot be used in the well that is.

Based on the evaluation results on XY wells the maximum flow rate obtained was 353 BOPD with an optimum flow rate of 282 BOPD, the number of stages of the ESP pump to produce three layers of oil at 53 stages with 17 Horse Power, while the previous ESP pump installed 75 stages with 30 Horse power. So that the ESP Pump that has been installed must be replaced with a smaller ESP type stage and its Horse power, while in the market there is no ESP pump type available, then the decision is taken to replace the ESP pump into the pump insert, can be seen from the parameters of the XY well data, GOR 43.0 SCF / STB, Temperature 192 oF, Productivity of Wells 318.24 BFPD, Oil Viscosity 3.6 cp, Depth of Well of 1532 ft, Low Sand content, Construction of Vertical Well, Driving Mechanism of water drive, all of these data are included in screening criteria for pump insert pumps. And from design insert pump, volumetric efficiency is 87,2 %

Keywords : *electrical submersible pump, insert pump (HPU), conversion, artificial lift, volumetric efficiency, IPR*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dalam memproduksi minyak dari suatu sumur dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan metode sembur alam dan metode pengangkat buatan (*artificial lift*). Metode pengangkat buatan (*artificial lift*) digunakan apabila tekanan *reservoir* sudah tidak mampu lagi untuk memproduksi minyak secara alami dan tidak dapat menambah laju produksi minyak (Jayanti, Sudibyo, & Sulustiyanto, 2015). Untuk itu, metode *artificial lift* dapat diterapkan dalam membantu mengangkat minyak ke permukaan. Salah satu jenis *artificial lift* yang digunakan pada sumur XY adalah *electrical submersible pump* (ESP).

Sumur XY terdapat pada lapangan SJA beroperasi sejak Maret 2015, dimana *reservoir* pada sumur tersebut terdiri dari 4 lapisan, namun yang baru di produksikan Lapisan 1. Pompa ESP yang digunakan pada sumur XY tersebut dengan type IDN750/75stgs/Intake/PRDB/30HP. Namun pada Maret 2016 sumur XY tersebut mengalami penurunan laju produksi dan *water cut* 99%, sehingga perusahaan mengambil keputusan untuk membuka tiga lapisan (Lapisan 2,3,4) dan menutup Lapisan 1. Hal ini menyebabkan perlu dilakukan evaluasi ulang terhadap pompa ESP yang sudah terpasang pada sumur XY tersebut, apakah masih sesuai dengan laju produksi fluida atau tidak, jika tidak sesuai maka akan dilakukan desain ulang terhadap pompa ESP ataupun mencari penggantian pompa ESP ke jenis pompa lain yang sesuai dengan karakteristik sumur tersebut. Berdasarkan rekomendasi dari perusahaan pompa ESP bisa diganti dengan *insert pump* jika pompa ESP kinerjanya tidak sesuai dengan laju produksi sumur XY.

Dari permasalahan tersebut maka pada penelitian ini dilakukan evaluasi terhadap pompa ESP terpasang, ataupun pompa ESP yang sesuai dengan laju produksi untuk 3 lapisan dan evaluasi penggantian pompa ESP ke *insert pump*, sehingga laju produksi sumur XY dapat mengalami kenaikan dan kinerja pompa

juga sesuai dengan laju produksi sumur tersebut.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengevaluasi pompa ESP yang terpasang pada sumur XY lapangan SJA
2. Menentukan jenis pompa yang sesuai dengan laju produksi pada sumur XY
3. Melakukan perhitungan desain terhadap pompa *insert pump* (HPU) berdasarkan *efisiensi volumetrik* Lapangan SJA

1.3. Batasan Masalah

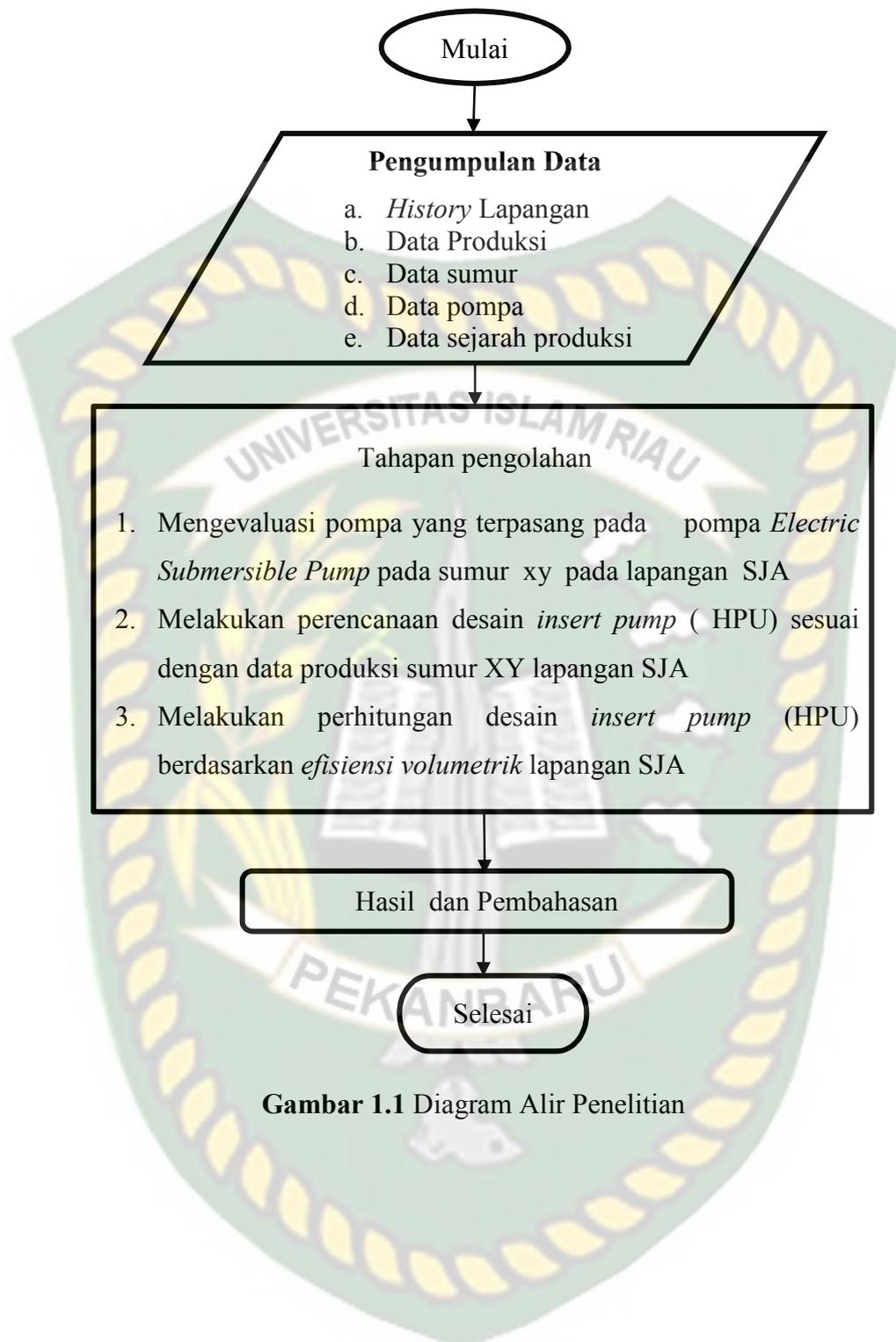
Adapun batasan masalah dari penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengevaluasi pompa *artificial lift Electric Submersible Pump* (ESP) berdasarkan desain pompa ESP yang digunakan disumur XY.
2. Sumur yang diteliti pada lapangan SJA hanya sumur XY.
3. *Artificial lift* yang akan dibahas hanya pompa *Electric Submersible Pump* (ESP) dan *insert pump* (HPU).

1.4. Metodologi Penelitian

Adapun metodologi dalam penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan SJA, PT.BSP Pertamina Siak Hulu
2. Metode penelitian : *Field Research*
3. Teknik pengumpulan data : Data sekunder, yaitu menggunakan data produksi sumur dari tahun 2015 sampai 2016, buku pegangan teknik perminyakan , *paper* dan diskusi dengan dosen pembimbing.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

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 diketahui bahwa sebagian 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 ditambah dengan tekanan yang tinggi.

walaupun fakta tentang pembentukan minyak dari bahan organik. ini baru diketahui satu - dua abad ini, namun ternyata hal ini telah disebutkan di dalam Al-Qur'an 15 abad yang lalu di surah Al-A'la' ayat 1-5:

سَبِّحْ اسْمَ رَبِّكَ الْأَعْلَى

(87.1) sucikan nama Tuhanmu yang maha tinggi

الَّذِي خَلَقَ فَسَوَّىٰ

(87.2) yang menciptakan, dan menyempurnakan

وَالَّذِي قَدَّرَ فَهَدَىٰ

(87.3) yang menentukan kadar yang dan mengarahkan (member petunjuk)

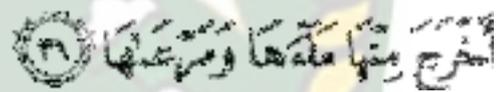
وَالَّذِي أَخْرَجَ الْمَرْعَىٰ

(87.4) yang telah menumbuhkan atau menciptakan rumput - rumputan (al-mar'a)

فَجَعَلَهُ غُثَاءً أَحْوَىٰ

(87.5) lalu dijadikan rumput-rumput itu kering jkehitam-hitaman (ghutsaa'-anawahaa)

Di ayat ke 4 Al-Qur'an menggunakan al-mar'a, yang mana menurut *Arabic English Lane's Lexicon* dapat berarti padang rumput (*pasture*) maupun tumbuh-tumbuhan jenis rumput-rumputan (*herbage*). Jika pepohonan dalam Al-Qur'an adalah *syajarata*, dan tumbuh-tumbuhan secara umum dikatakan dengan nabata, di ayat ke 4 ini Al-Qur'an menggunakan kata al-mar'a yang mengacu kepada substansi organik atau pun tumbuh-tumbuhan jenis rumput-rumputan (termasuk pula dalam katagori al-mar'a ini tumbuh-tumbuhan air seperti ganggang atau *alga* dan *hydrila*). Al-mar'a ini mengacu pada tumbuh-tumbuhan dipriode awal bumi, sebagaimana ketika Allah menceritakan mengenai penciptaan alam semesta dan bumi di surah An-Nazia'at(79).



(79.31) ia mengeluarkan dari padanya mata airnya , dan tumbuh-tumbuhan (wamar'ahaa).

Kemudian di ayat ke 5 dikatakan “faja’alahu ghutsaa-aan ahwa” yang arti kata perkataanya adalah “kemudian dijadikannya itu ghutsaa-an ahwa”. Ghutsaa-an ahwaa menurut *Arabic-English Lane's Lexicon* berarti “the Rubbish Or Small Rubbish, Or Particle Of Things, Or Refuse *And Scum And Rotten Leaves Mixed With The Scum, Home Upon Surface Of A Torrent*”, kumpulan partikel, sampah ataupun daun-daun busuk yang tercampur dengan sampah tersebut, yang mengalir sangat deras (*torrent*), semntara ahwaa berarti gelap, menjadi berwarna hitam kehijauan-hijauan.

Dari ayat ke 4 dan ke 5 surah Al-A'la (87) di atas terlihat bagaimana Allah menjelaskan bahwa substansi organik dalam hal ini al-mar'a ketika mati dijadikan Allah bercampur menjadi suatu cairan yang mengalir dan berwarna hitam gelap (*ahwa*), yang kita kenal dengan sebutan minyak bumi. *Ahwa* digunakan disini, bukannya kata *aswad* yang berarti hitam, mengindikasikan adanya penumpukan yang banyak dari *ghutsaa-an* sehingga warnanya menjadi gelap hitam dengan sedikit kehijauan-hijauan (definisikan) berdasarkan *Arabic –English Lane's Lexicon*)

Empat sifat minyak bumi diketahui surah Al-A'la ayat 4-5 diatas yaitu:

1. Berasal dari bahan organik dan mengalami proses pembusukan
2. Mengalir dengan sangat deras seperti banjir
3. Berwarna gelap kehitam-hitaman akibat penumpukan yang lama
4. Terbentuk diprode bumi awal Al-mar'a sebagai kata benda hanya digunakan dua kali dalam Al-Qur'an . satu di surah Al-A'la (87) ayat 4 ini, yang kedua adalah di surah An-Nazi'aat (79) ayat 31 ketika mengisahkan tentang pembentukan awal alam semesta dan bumi.

2.1 Produktivity index (PI)

Produktivity index (PI) adalah suatu index yang menyatakan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida kepermukaan pada kondisi tekanan tertentu (Ali & Melisa, 2009) atau merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada drawdown yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat kondisi statis (P_s) dan saat terjadi aliran (P_{wf}). Secara sistematis, dapat dituliskan sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (1)$$

dimana:

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

2.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) adalah suatu bentuk hubungan antara tekanan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dengan laju produksi (Q) pada suatu tekanan reservoir (P_r) tertentu. Kurva IPR diberikan dalam bentuk hubungan antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) terhadap laju alir (Q). (Brown & Beggs, 1977).

Kurva IPR ini sangat penting, antara lain digunakan untuk:

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 dari sumur produksi.

Sebelum pembuatan kurva IPR harus diketahui terlebih dahulu nilai *specific gravity* fluida (SG_f), *gradient* tekanan fluida (G_f), tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), dan tekanan *reservoir* (P_r) dengan persamaan berikut: (Pertamina, 2003)

1. Penentuan *specific gravity* fluida (SG_f)

$$SG_f = (1 - WC) \times SG_{oil} + (Wc \times SG_{water}) \dots \dots \dots (2)$$

2. Penentuan *gradient* tekanan fluida (G_f)

$$G_f = 0.433x SG_f \dots \dots \dots (3)$$

3. Penentuan tekanan alir dasar sumur (P_{wf})

$$PWF = ((mid perforasi - WFL) \times Gf) \dots \dots \dots (4)$$

4. Penentuan tekanan *reservoir* (P_r)

$$Pr = ((mid perforasi - SFL) \times Gf) \dots \dots \dots (5)$$

Berdasarkan definisi PI, maka untuk membuat grafik IPR, perlu diketahui data tentang:

- a. Laju produksi (q)
- b. Tekanan alir dasar sumur (P_{wf})
- c. Tekanan *static* sumur (P_s)

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan ketiga data tersebut, dibuat IPR sesuai dengan kondisi dari aliran fluidanya, apakah satu fasa, dua fasa, atau tiga fasa. Karena kurva IPR merupakan dasar di dalam perencanaan ulang (*redesign*) pompa, maka dalam pembuatan kurva IPR dengan kondisi digunakan Metode Vogel aliran dua fasa (Wahono, Komar, & Suwardi, 2015)

2.3 Metode Aliran Dua Fasa Vogel

Penggunaan Vogel menurut Irawan, 2007 “untuk menggambarkan kemampuan produksi suatu sumur pada *reservoir* Vogel mengembangkan kelakuan produksi sumur tersebut dengan asumsi-asumsi sebagai berikut”:

- Pengaruh grafitasi diabaikan.
- Kompresibilitas air dan batuan diabaikan.
- Pada kondisi tekanan *reservoir* berada di bawah *bubble point pressure*.
- Tidak ada pengaruh *skin*.

Penggunaan metode Vogel “metode Vogel dirancang untuk meramalkan potensi sumur minyak dengan tenaga pendorong gas terlarut. Metode Vogel masih dapat digunakan pada sumur minyak dengan *water cut* di bawah 75%”. Kurva IPR dua fas`a pertama kali dikembangkan oleh Weller, untuk kemudian disederhanakan oleh Vogel untuk mempermudah perhitungan. Berdasarkan persamaan yang dikembangkan Weller, Metode pembuatan grafik IPR dengan Vogel aliran dua fasa pada mulanya dikembangkan oleh Weller dan untuk menentukan Q_{max} adalah dengan persamaan sebagai berikut: (Wahono et al., 2015).

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

$$Q_{opt} = 80\% \times Q_{mak} \dots\dots\dots (7)$$

2.4 Artificial Lift

Artificial lift merupakan mekanisme pengangkatan fluida dari sumur ke permukaan dengan menggunakan pompa karna tekanan dari sumur reservoir itu tidak mampu mendorong minyak ke atas atau merupakan metode yang paling banyak (> 90%) digunakan untuk memproduksi minyak dan gas bumi umumnya sumur ini berada pada lapangan tua , atau disebut *brownfields*. *Artificial lift* diterapkan apabila *Reservoir* tidak mampu mendorong fluida ke permukaan secara alami, untuk memproduksi minyak dan gas ke permukaan. Pada sumur tua, tidak hanya berfokus kepada *artificial lift* namun bisa juga dengan menambah

tekanan *Reservoir* dengan menambahkan sumur injeksi disekitar sumur produksi (Richa Melysa, 2009).

Untuk menentukan jenis *artificial lift* yang akan digunakan, maka karakteristik dari sumur harus diketahui terlebih dahulu dan dicocokkan dengan karakteristik jenis *artificial lift* nya (Agus Sugiharto,2001). Adapun karakteristik dari *artificial lift* tergambar dari Tabel 2.1

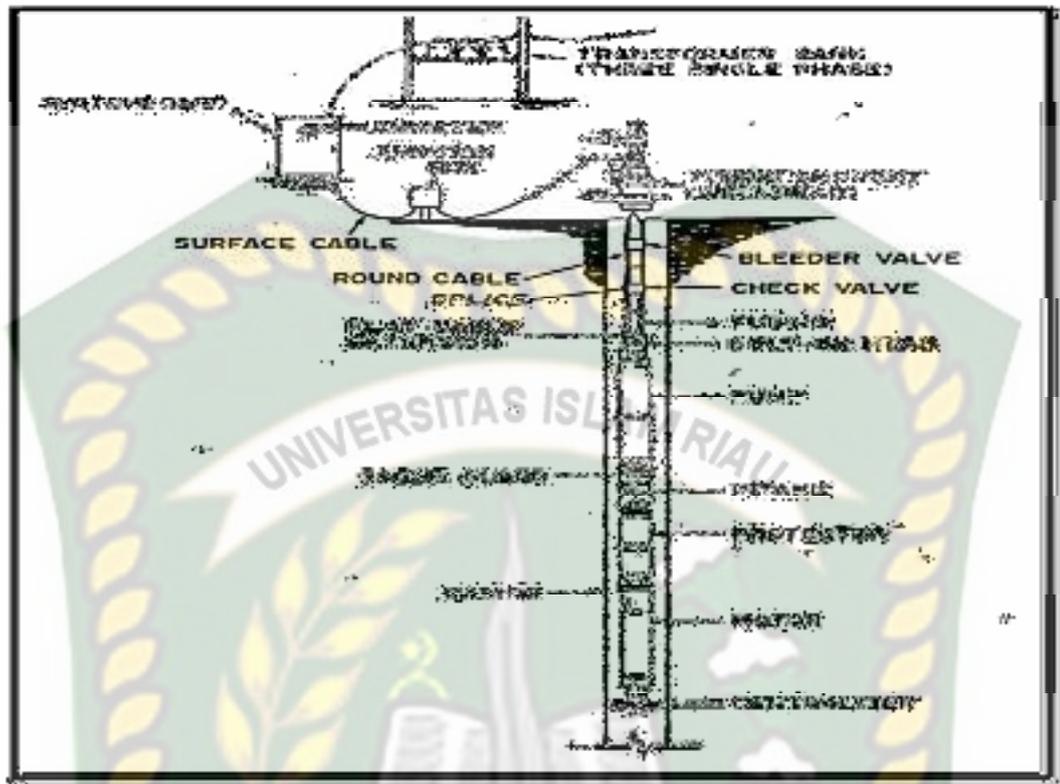


Tabel 2.1 Karakteristik *Artificial Lift* Pada Parameter Operasi

KARAKTERISTIK RESERVOIR	METODE PRODUKSI <i>ARTIFICIAL LIFT</i>					
	GAS LIFT		BEAM PUMP/ HPU	ESP	PCP	HJP
	CONTINUOUS	INTERMITTENT				
GOR	Tinggi > 2000 SCF/STB	Rendah < 2000 SCF/STB	< 2000 SCF/STB	500-2000 SCF/STB	500-2000 SCF/STB	500-2000 SCF/STB
Temperatur	< 350 °F	< 350 °F	< 350 °F	< 250 °F	Max 200 °F	< 350 °F
Produktivitas Sumur	>10000 B/D	> 10000 B/D	< 1000 B/D	> 10000 B/D	1000-10000 B/D	< 10000 B/D
Viskositas	Bisa mencapai 1000 cp	Bisa mencapai 1000 cp	< 200 cp	< 200 cp	> 500 cp	> 500 cp
Water Cut	Bisa untuk water cut tinggi	Bisa untuk water cut tinggi	Rendah	Bisa untuk water cut tinggi	Rendah	Rendah
Kedalaman Sumur	> 14000 ft	> 14000 ft	1500-2000ft	> 14000 ft	Max 6550 ft	≤ 18000 ft
Kandungan Pasir	Tinggi	Tinggi	Rendah	Rendah	Rendah	Rendah
Konstruksi Sumur	Bisa untuk sumur miring	Bisa untuk sumur miring	Vertikal / tegak	Bisa untuk sumur miring	Bisa untuk sumur miring	Bisa untuk sumur miring
Mekanisme Pendorong	Gas Cap Drive & Solution Gas Drive	Gas Cap Drive & Solution Gas Drive	Water Drive/ Solution Gas Drive	Water Drive	Water Drive	Water Drive

Sumber: (Modahi, 2012)

2.5 ESP (*Electric Submersible Pump*)



Gambar 2.1: Instalasi *Electric Submersible Pump* (Brown, Kermit E, 1980)

Electrical Submersible Pump (ESP) merupakan metode pengangkatan buatan yang paling banyak digunakan di industri perminyakan (Ria Perdana Putra, Pudjo Sukarno, 1990). Dalam pengoperasiannya, ESP didukung oleh beberapa peralatan yang utama. Berbagai jenis ESP pada pemasangan dengan karakteristik pemasangan pada tempat yang berbeda memiliki peralatan tambahan yang digunakan. Namun secara umum peralatan ESP memiliki bagian inti yang harus ada dalam setiap pemasangannya.

ESP secara luas digunakan dan memiliki berbagai aplikasi dalam mengangkat *rate* yang tinggi. Ukuran dari pompa mendefinisikan kapasitas maksimum dari ESP pada kecepatan rotasi yang diberikan. ada pun beberapa keuntungan dan kekurangan dari penggunaan ESP sebagai berikut (Wismana & Matondang, 2012)

Keuntungan:

1. rentang kapasitas yang cukup besar,
2. fasilitas permukaan yang berdimensi relative kecil, dan
3. relative baik untuk sumur-sumur yang sudah mengalami deplesi serta sumur yang memiliki liquid level dinamik yang cukup dalam.

Kekurangan:

1. Tidak tahan terhadap kandungan gas yang tinggi
2. Scale
3. Kepasiran
4. *Water cut* yang tinggi (*high water cut*)

2.5.1 Evaluasi Pompa ESP

Evaluasi dan perencanaan ulang terhadap pompa benam listrik terpasang dilakukan terhadap sumur-sumur yang memiliki, dapat ditulis sebagai berikut:(Wahono et al., 2015)

a. Penentuan Specific Gravity Fluida Campuran (Riestyastuti, 2012)

$$1. \text{ Water Phase Sp. Gr} = \text{Water Cut} \times SG_w \dots\dots\dots (8)$$

$$2. \text{ Oil Phase Sp. Gr.} = \text{Oil Cut} \times SG_o \dots\dots\dots (9)$$

$$3. \text{ Sp. Gr. Fluida Campuran} = \text{Water Phase Sp. Gr.} + \text{Oil Phase Sp. Gr} \dots\dots\dots (10)$$

$$4. \text{ Gradient Fluida (SG}_f) = \text{Sp. Gr. Fluida Campuran} \times 0,433 \text{ psi/ft} \dots\dots\dots (11)$$

b. Penentuan Pump Intake Pressure (PIP)

$$1. \text{ Perbedaan Kedalaman dari mid perforasi sampai PSD (TVD)} \\ = \text{Mid Perforasi} - \text{Pump Setting Depth (TVD)} \dots\dots\dots (12)$$

$$2. \text{ Perbedaan Tekanan} = \text{Perbedaan kedalaman} \times SG_f \dots\dots\dots (13)$$

$$3. \text{ Pump Intake Pressure (PIP)} = P_{wf} - \text{Perbedaan Tekanan} \dots\dots\dots (14)$$

c. Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH)

1. Menentukan *Fluid Over Pump* (FOP)

$$\text{Fluid Over Pump} = \frac{PIP(Psi) \times 2,31 \text{ ft} / Psi}{Sp.Gr.Campuran} \dots\dots\dots (15)$$

2. Menentukan *Vertical Lift* (H_D)

$$\text{Vertical Lift } (H_D) = \text{Pump Setting Depth (TVD)} - \text{FOP} \dots\dots\dots (16)$$

a. Menentukan *Tubing Friction Loss* (H_F).

Friction Loss (F) dengan volume total total fluida (V_t) dapat diperoleh dari *Friction Loss Chart* atau dengan menggunakan persamaan :

$$\text{Friction Loss } (F) = \frac{2,083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q_t}{34,3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \dots\dots\dots (17)$$

$$\text{Tubing Friction Loss } (H_F) = \text{Friction Loss } (F) \times \text{PSD (MD)} \dots\dots\dots (18)$$

b. Menentukan *Tubing Head* (H_T)

$$\text{Tubing Head } (H_T) = \frac{\text{Tubing Pressure (Psi)} \times 2,31 \text{ ft / Psi}}{\text{Sp.Gr. Campuran}} \dots\dots\dots (19)$$

c. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\text{Total Dynamic Head (TDH)} = H_D + H_F + H_T \dots\dots\dots (20)$$

3. Penentuan *Effisiensi Volumetris* (%EV)

a. Menentukan jumlah *stages*, (stages) dengan persamaan :

$$\text{Jumlah stages (feet/stage)} = \frac{TDH}{\text{Steges}} \dots\dots\dots (21)$$

b. Menentukan presentasi *effisiensi volumetris* (%EV)

$$\text{Presentase Effisiensi Volumetris (%EV)} = \left[\frac{Q_{actual}}{Q_{theoretical}} \right] \times 100\% \dots\dots\dots (22)$$

2.5.2 Type Pompa ESP

Tabel 2.2 Type-type pompa ESP :

Series	Stage Type	Rate @ Best Efficiency	Range Capacity	
			Min.Cap	Max. Cap
400	P4	450	300	600
400	P6	600	400	900
	RD610	610	350	800
	P8	800	550	1200
	RD980	980	700	1300
	P10	1000	650	1400
	P12	1200	850	1600
	G12-SSD	1200	800	1700
	RD1200	1200	800	1500
	RG1600	1600	1200	2000
	P16	1670	850	1950
	P4-SSD	450	225	600
	P6-SSD	600	300	900
	P10-SSD	1000	500	1400
	P12-SSD	1200	700	1600
	P16-SSD	1670	450	1950
	G4	400	300	500
	G12	1200	800	1700
	G22	2200	1000	3100
	FC650	630	450	800
	FC650	630	450	800
	FC925	900	700	1150
	FC1200	1140	900	1550
	FC1600	1660	1000	2100
	FC1800	1800	1000	2500
	FC1600	1660	1000	2100
	FC1800	1800	1000	2500
	FC2200	2300	1500	2800
	FC2700	2650	1500	3800
	FC6000	5600	3600	6800
	GC1600	1600	1000	2100
	GC1700	1650	1000	2000
	GC2200	2200	1200	2600
	GC2900	3000	2000	3700

513/538	GC3000	2900	2200	3600
	GC3500	3600	2200	4000
513/538	GC4100	4100	2500	5000
	GC6100	6300	3400	8000
	GC8200	8000	4400	10000
	RG2000	2000	1500	2500
	P21	2250	1200	2900
	P22	2200	1200	2900
	P23	2300	1200	2900
	P23-SSD	2300	750	2900
	P31	3100	2000	4300
	RG3100	3100	2400	3900
	P31-SSD	3100	1500	4300
	G31	3100	1800	4400
	P37	3700	2500	4800
	RG4000	4000	3000	5000
	P37-SSD	3700	2100	4800
	RG5600	5600	4200	7000
	P62	6200	4000	7700
	RG7000	7000	5300	8000
	P75	7500	4750	9000
	P155	16000	10000	18500
P21-SSD	2250	700	2700	
400	IND 230	312.8	100	400
	IND 440	417.6	100	550
	IND 450	479.5	280	630
	IND 675	683.1	320	830
	IND 750	709.0	550	950
	IND 1000	952.5	550	1250
513	TG2000	2000	1600	2700
	TG3100	3100	2500	3600
	TG4000	4000	3200	4800
	TG5600	6000	5000	7200
	TG7000	6700	6000	8000
	P11	1150	750	1500

Sumber : Bob PT. Bumi Siak Pusako Pertamina, 2018

2.5.3. Mekanisme Kerja Pompa ESP

ESP adalah pompa sentrifugal yang terdiri dari susunan dan beberapa *stages* (tingkat) dipasang pada poros pompa. Satu *stage* terdiri dari satu *impeller* dan satu *diffuser* (Cendekiawan, 2015). Prinsip dasar kerja dari Electric Submersible Pump adalah mengalirkan fluida dari satu tingkat ke tingkat selanjutnya. Fluida yang masuk ke dalam pompa melalui *intake*, menuju *impeller*, *impeller* yang berputar berusaha mengangkat fluida, sedangkan *diffuser* yang diam mengarahkan fluida ke atas atau ke *impeller* tingkat berikut dan seterusnya hingga *impeller* terakhir. Panjang pompa tergantung pada jumlah *stages* yang digunakan.

Pada ESP, daya yang diberikan dari motor ke poros pompa untuk memutar *impeller*. Gerakan putar dari *impeller* yang memindahkan fluida mengakibatkan fluida ikut berputar. Ada dua arah gerakan yang dihasilkan oleh gerakan *impeller* yaitu arah gerakan *radial* yang diakibatkan dari gaya *centrifugal* dan arah *tangensial* yang searah dengan garis singgung diameter *impeller* bagian luar. Resultan dari kedua arah gerakan tersebut merupakan arah aliran fluida yang dipompakan. Gerak putar dari *impeller* memberikan peningkatan kecepatan kepada fluida sewaktu keluar dari *impeller* (energi kinetik). Energi kinetik ini diubah menjadi energi yang bertekanan. Benturan dan perubahan arah tersebut menyebabkan berubahnya tenaga fluida dari kecepatan menjadi tekanan. Fluida selanjutnya disalurkan dengan tubing dan dialirkan mencapai permukaan. Setelah itu fluida akan menuju gathering station untuk diolah (Baker Hughes, 2011).

2.5 Hydraulic Pumping Unit (HPU)



Gambar 2.2 *Hydraulic Pumping Unit (HPU)* (Bob PT. Bumi Siak Pusako Pertamina, 2018)

Hydraulic Pumping unit merupakan salah satu metode *artificial lift* dimana sistem pengangkatan cairan dengan pompa hidrolik memanfaatkan cairan bertekanan tinggi (*power fluid*) sebagai sumber tenaga untuk menggerakkan pompa di bawah permukaan (Fitrianti, 2010). Pada umumnya pompa *Hydraulic Pumping Unit* digunakan pada sumur yang memiliki kedalaman sedang atau dangkal. Pada sumur-sumur dangkal umumnya mempunyai masalah dengan ikut terproduksinya pasir ke permukaan, pada jenis pompa *Hydraulic Pumping Unit* mempunyai keunggulan yaitu lebih tahan terhadap gangguan pasir dibanding dengan jenis pompa lain. Keunggulan lainnya adalah mudah dalam pemasangan, pemeliharaan, serta bisa dipindahkan dari satu lokasi sumur ke sumur lainnya tanpa harus membongkar unit permukaannya (Yusuf, 2010).

2.5.1 Perhitungan Evaluasi *Efisiensi Volumetris Hydraulic Pumping Unit (HPU)*

Efisiensi volumetris pompa didefinisikan sebagai perbandingan antara besarnya laju produksi sebenarnya dan volume pemompaan (*pump displacement*) agar menghasilkan efisiensi volumetris lebih dari 75%. Besarnya harga *efisiensi volumetris* (E_v) ini memberikan gambaran akan tingkat keberhasilan suatu instalasi pompa. Efisiensi pompa yang rendah dapat menyebabkan kerusakan pada

komponen pompa sehingga mengganggu target produksi yang diharapkan. Untuk masing-masing sumur dapat menghitung efisiensi dari pompa yang digunakan untuk mengangkat fluida ke atas permukaan. Evaluasi *efisiensi volumetris* dimaksudkan untuk mengontrol produksi sumur pada suatu lapangan untuk mengetahui penyebab penurunan produksi. Penurunan tekanan dan adanya permasalahan pada sumur yang dapat menyebabkan penurunan laju produksi terhadap kapasitas pompa yang mengakibatkan rendahnya efisiensi volumetris pompa. Dengan demikian perlu dilakukan perubahan kondisi operasi pompa untuk peningkatan laju produksi.

Secara garis besar prosedur perhitungan dalam evaluasi *efisiensi volumetris* pompa *insert pump* adalah sebagai berikut: ((Prabu, 2010).

1. Menghitung faktor percepatan (α).
2. Menghitung panjang efektif *plunger stroke* (S_p).
3. Menghitung *pump displacement* (V).
4. Menghitung efisiensi volumetris pompa (E_v).

2.5.2 Langkah Perhitungan ;

Langkah Perhitungan desain *insert pump* sebagai berikut:

1. Menghitung *Water Cut*
 $WC = (Q_w/Q_t) \times 100\% \dots\dots\dots (23)$
2. Menghitung Specific Gravity (SG) cairan
 $SG_{liquid} = SG_{oil} (1-WC) + SG_w (WC) \dots\dots\dots (24)$
3. Menghitung Gradien fluida :
 $G_f = 0.433 \times SG_{liquid} \dots\dots\dots (25)$
4. Menghitung Tekanan Statis (P_s)
 $P_s = (D - SFL) (G_f) \dots\dots\dots (26)$
5. Menghitung Tekanan Alir Dasar Sumur (P_{wf})
 $P_{wf} = (D - WFL) (0.433 SG_{liquid}) \dots\dots\dots (27)$

2.5.3 Pembuatan Kurva IPR Sumur X Dengan Metode Pudjo Sukarno

1. Menghitung konstanta-konstanta P1 dan P2 (Musnal, 2011)

$$P1 = 1.606207 - 0.130447 \ln (WC) \dots\dots\dots (28)$$

2. Menentukan Harga Wc pada harga Pwf sama dengan harga Ps (WC@Pwf=Ps)

$$[WC@P_{wf} = P_s] = \frac{WC}{P1 \text{Exp} \left(P2 \frac{P_{wf}}{P_s} \right)} \dots\dots\dots (30)$$

3. Menghitung konstanta-konstanta A0, A1 dan A2

$$A0 = 0.980321 - 0.11566 \times 10^{-1} (WC) + 0.17905 \times 10^{-4} (WC)^2 \dots\dots (31)$$

$$A1 = -0.414360 + 0.392799 \times 10^{-2} (WC) + 0.237075 \times 10^{-5} (WC)^2 \dots (32)$$

$$A2 = -0.564870 + 0.762080 \times 10^{-2} (WC) - 0.202079 \times 10^{-4} (WC)^2 \dots (33)$$

4. Menentukan Laju Produksi Total Cairan Maksimum (qtmax)

$$qt_{max} = \frac{q_o}{A_0 + A_1 (P_{wf_{test}}/P_s) + A_2 (P_{wf_{test}}/P_s)^2} \dots\dots\dots (34)$$

5. Menghitung Laju Produksi Minyak (qo)

$$\frac{q_o}{qt_{maks}} = A_0 + A_1 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] + A_2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2 \dots\dots\dots (35)$$

6. Menghitung harga qw

menghitung WC pada setiap harga

$$WC = (WC@P_{wf} = P_s) (P1 \text{EXP} (P2 P_{wf}/P_s)) \dots\dots\dots (36)$$

$$q_w = \frac{WC}{(100-WC)} \times q_o \dots\dots\dots (37)$$

$$Q_t = q_o + q_t \dots\dots\dots (38)$$

7. Selanjutnya nilai qo, WC, qw, dan qt pada berbagai nilai Pwf dapat ditentukan dengan cara yang sama

2.5.4 Langkah perhitungan untuk evaluasi pompa *Insert Pump* atau HPU :

1. Menentukan besarnya harga Ap, Atr, dan K

$$A_p = 0.25 \pi d^2 \dots\dots\dots (39)$$

d = diameter plunger

$$A_{tr} = 0.25 \pi d^2 \dots\dots\dots (40)$$

d = diameter rod

- $K = 0.1484 A_p$ (41)
2. Menentukan besarnya harga Berat Rod String (W_r) dan Berat Fluida (W_f) (ibnu Sopian, Andri Surya Nata, 2017)
- $W_r = M1L1 + M2L2$ (42)
- $L1 = R1L$ (43)
- $L2 = R2L$ (44)
- $W_f = 0.433 G (L A_p - 0.294 W_r)$ (45)
3. Menentukan Peak Polished Rod Maksimum (PPRL) dan Peak Polished Rod Minimum (MPRL)
- $\alpha_1 = \frac{SN^2}{70500} (1 + c/p)$ (46)
- $\alpha_2 = \frac{SN^2}{70500} (1 - c/p)$ (47)
- $PPRL = W_f + (0.9 + \alpha_1)W_r - P_wf A_p$ (48)
- $MPRL = (0.9 - \alpha_2)W_r$ (49)
4. Menentukan Stress Maksimum (σ_{max}) dan Stress Minimum (σ_{min})
- $\sigma_{max} = \frac{PPRL}{A_{tr}}$ (50)
- $\sigma_{min} = \frac{MPRL}{A_{tr}}$ (51)
5. Menentukan Counter Balance Effect Ideal (C_i)
- $C_i = \frac{(PPRL+MPRL)}{2}$ (52)
6. Menentukan Torsi Maksimum (Peak Torque= T_p)
- $T_p = (PPRL - 0.95 C_i) \times S/2$ (53)
7. Menghitung Effisiensi Volumetris pompa (E_v) pompa terpasang
- *Net lift* pompa
- $L_N = L - \frac{P_{wf}}{0.433 \times G}$ (54)
- Menentukan Factor Percepatan (α)
- $\alpha = \frac{SN^2}{70500}$ (55)
- Menentukan Plunger Over Travel (e_p)
- $e_p = \frac{40.8L^2\alpha}{E}$ (56)

- Menentukan Rod Stretch dan Tubing Stretch ($e_r + e_t$)

$$e_r = \frac{5,2GDAP}{E} \times \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} \right) \dots\dots\dots (57)$$

$$e_r + e_t \dots\dots\dots (58)$$

- Menentukan Efektif Plunger Stroke (S_p)

$$S_p = S + e_p - (e_t + e_r) \dots\dots\dots (59)$$

- Menghitung Pump Displacement (V)

$$V = KS_p N \dots\dots\dots (60)$$

- Menghitung Effisiensi Volumetric (E_v) pompa terpasang

$$E_v = \frac{qt}{V} \times 100\% \dots\dots\dots (61)$$

8. Menentukan Horse Power (H_p) dari Prime Mover terpasang

- Menentukan Hydraulic Horse Power (H_h) :

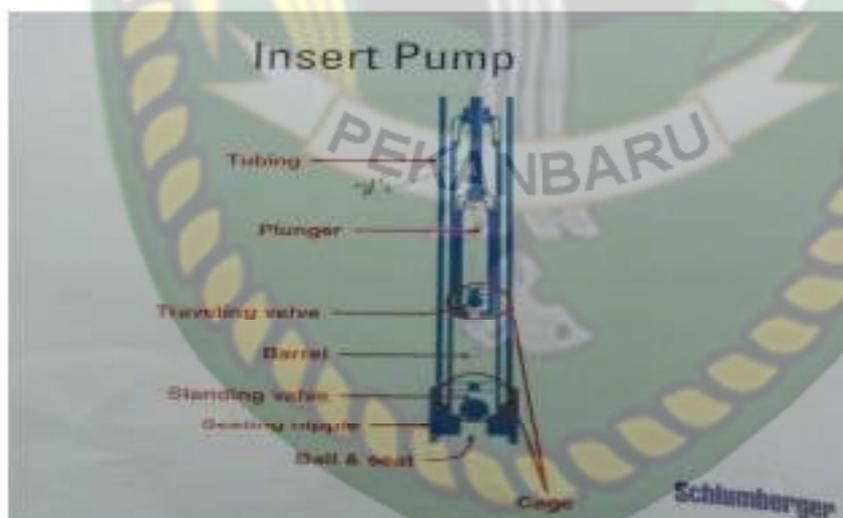
$$H_h = 7.36 \times 10^6 q G L \dots\dots\dots (62)$$

- Menentukan Friction Horse Power (H_f) :

$$H_f = 6.31 \times 10^{-7} W_r S N \dots\dots\dots (63)$$

- Menentukan Brake Horse Power (H_b) :

$$H_b = 1.5 (H_h + H_f) \dots\dots\dots (64)$$



Gambar 2.3 *insert pump* (Aminullah, 1990)

Rod Pump atau *insert pump* adalah merupakan salah satu metode pengangkatan buatan yang banyak digunakan saat ini, di mana untuk mengangkat

minyak dari dalam sumur ke permukaan digunakan pompa dengan rod (tangkai pompa). Fungsi utama dari pompa itu sendiri adalah untuk memuat (*load*) fluida dari formasi ke dalam rangkaian alat produksi lalu kemudian mengangkatnya ke permukaan.

Rod Pump banyak digunakan di lapangan minyak dan dipakai untuk sumur-sumur lurus dan vertikal. *Rod Pump* yang ada pada lapangan SJA ini dikombinasikan dengan *Hydraulic Pumping Unit (HPU)* pada fasilitas permukaannya dan sangat dikenal di lapangan karena dapat menyesuaikan terhadap fluktuasi laju aliran produksi, tidak mudah rusak, mudah diperbaiki, biaya operasi dan biaya perawatan relatif lebih murah (Yudi Ardila Putra, 2015).

Unit pompa keseluruhan (*Working Barrel, Standing valve, Plunger, Seating Nipple, dan Traveling Valve*) dimasukkan ke dalam sumur bersama-sama dengan *rod* melalui *Tubing*. Untuk keperluan reparasi dan pergantian pompa cukup dicabut *rod*-nya saja, dengan demikian seluruh unit pompa akan ikut terangkat ke atas. Tipe pompa demikian sering digunakan pada sumur-sumur yang dalam. *Rod Pump*, posisi dari *Barrel* menyatu dengan *Sucker Rod* sehingga bila *Sucker Rod* dicabut saat perbaikan maka *Barrel* akan ikut tercabut. Lalu size pump sangat tergantung pada size tubing yang dipakai. *rod pump / insert pump* dapat dibedakan pada 3 (tiga) type yaitu (Aminullah, 1990).

1. *Rod pump stationary barrel top hol down*

Pompa ini sangat sering digunakan apalagi pada sumur-sumur yang mengandung pasir. Biasanya pasir atau partikel-partikel lain sering mengendap, antara tubing dan *pump barrel* dimana dapat mengakibatkan masalah bagi *pump* sewaktu dicabut, tetapi dengan *Rod pump stationary barrel top hol down pump*, tidak menjadi masalah karena pasit tidak bisa mengendap antara tubing dan barrel. Tetapi pompa ini juga mempunyai kerugian-kerugian sebagai berikut”

- a. kemungkinan akan terjadi pengendapan pada bagian atas dari plunger dan mengendap disekeliling travelling valve. .
- b. hydrostatic pressure didalam barrel tidak sama dengan tekanan dluar barrel, akibat terjadi perpanjangan barrel sewaktu down stroke.

2. *Rod pump stationary barrel bottom hold down*

Pompa ini sangat baik dipakai pada sumur-sumur yang dalam karena hydrostatic pressure dalam barrel sama dengan diluar barrel, oleh sebab itu tekanan yang diterima oleh barrel akan berkurang. Pompa ini juga mempunyai kejelekan seperti fluida yang ada antara tubing dan barrel tidak dapat mengalir. Jadi pasir dapat mengendap disekeliling barrel diatas hold down, dan juga akan mudah timbul karat pada barrel,

3. *Rod pump travelling barrel bottom hold down*

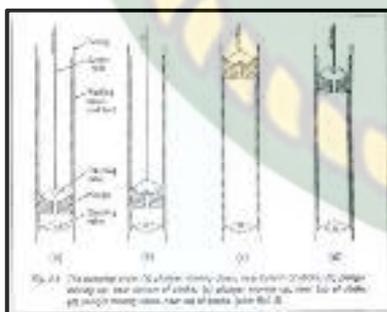
Pompa ini berbeda cara kerjanya dengan pompa yang lain, kalau pompa yang lain plunger yang distroke turun naik sedangkan barrelnya diam tidak bergerak. Tetapi pada *travelling barrel pump*, kebalikannya barrel yang turun naik sedangkan plunger diam.

Pada operasi kita di CPI pompa ini tidak digunakan yang dipakai hanya rod pump *stationary barrel*. tetapi jumlahnya tidak banyak Cuma beberapa sumur saja dikota batak dan pepatahan field.

2.6 Prinsip Kerja *Hydraulic Pumping Unit (HPU)*



Power Pack



Plunger



Hydraulic Cylinder

Gambar 2.4 Prinsip Kerja *Hydraulic Pumping Unit* (Bob PT. Bumi Siak Pusako Pertamina, 2018)

Prinsip kerja dari *Hydraulic Pumping Unit* (HPU) adalah sebagai berikut: (ibnu Sopian, Andri Surya Nata, 2017)

1. *Hydraulic fluid* bertekanan tinggi dari *power pack* dipompakan menuju ke *hydraulic cylinder* melalui *hydraulic hose* untuk mentransmisikan tekanan dari *hydraulic fluid* menjadi gerakan naik turun pada *hydraulic cylinder*.
2. Dari gerakan *hydraulic cylinder* tadi kemudian diteruskan oleh *polished rod* ke *sucker rod* dan ke *Plunger*, sehingga *Plunger* bergerak turun naik yang yang disebut gerakan langkah dari pompa.
3. Apabila *plunger* bergerak keatas (*up-stroke*), maka di bawah *plunger* akan terjadi penurunan tekanan, sehingga tekanan dasar sumur lebih besar dari tekanan dalam pompa, keadaan ini menyebabkan *standing valve* terbuka dan fluida masuk kedalam pompa.
4. Pada akhir *up-stroke*, volume di bawah *plunger* terisi penuh oleh cairan dan pada saat *plunger* bergerak kebawah (*down-stroke*), *standing valve* akan tertutup karena *plunger* menekan fluida, pada saat bersamaan fluida tersebut akan menekan *traveling valve*, sehingga menyebabkan fluida keluar dari *plunger* dan masuk ke *tubing*.
5. Proses tersebut berlangsung berulang kali, sehingga fluida pada *tubing* akan bergerak naik kepermukaan dan mengalir menuju *separator* melalui *flowline*.

2.6.1 Kelebihan dalam Penggunaan *Hydraulic Pumping Unit* (HPU)

1. HPU lebih mudah untuk dipindahkan dari satu sumur kesumur lain karena tidak memerlukan pondasi, dan teknis penyetelannya sederhana.
2. Perubahan Kecepatan Pemompaan (*Stroke per Minute/SPM*) dan panjang langkah (*Stroke Length*) lebih mudah. Dalam mengubah SPM tidak perlu mengganti *pulley* dan dalam penentuan *stroke length* tidak menggunakan alat berat untuk menggeser *crank pin* seperti pada pompa angguk.

3. Optimasi sumur dengan alat HPU dapat dilakukan secara tepat dan mudah dengan mengubah parameter kecepatan dan langkah pompa yang dapat dilakukan setiap saat dengan waktu yang lebih cepat, sehingga kehilangan produksi dapat diminimalkan.
4. Pengaturan langkah HPU lebih mudah karena tinggal mengubah *setting hydraulic*.
5. Pemakaian energi listrik lebih hemat dibandingkan pompa angguk.
6. Kehilangan produksi akan lebih dapat diminimalkan apabila pemasangan, pemindahan, dan pengaturan dapat dilakukan dengan lebih cepat.
7. Mengurangi resiko kebocoran *stuffing box* karena penempatan *hydraulic jack* lebih terpusat.
8. Biaya sewa lebih murah dibandingkan pompa angguk.

2.6.2 Kekurangan dalam Penggunaan *Hydraulic Pumping Unit* (HPU)

1. Tidak cocok untuk produksi dalam jumlah besar.
2. Kedalaman sumur terbatas.
3. Kurang cocok untuk sumur miring dan lepas pantai



BAB III

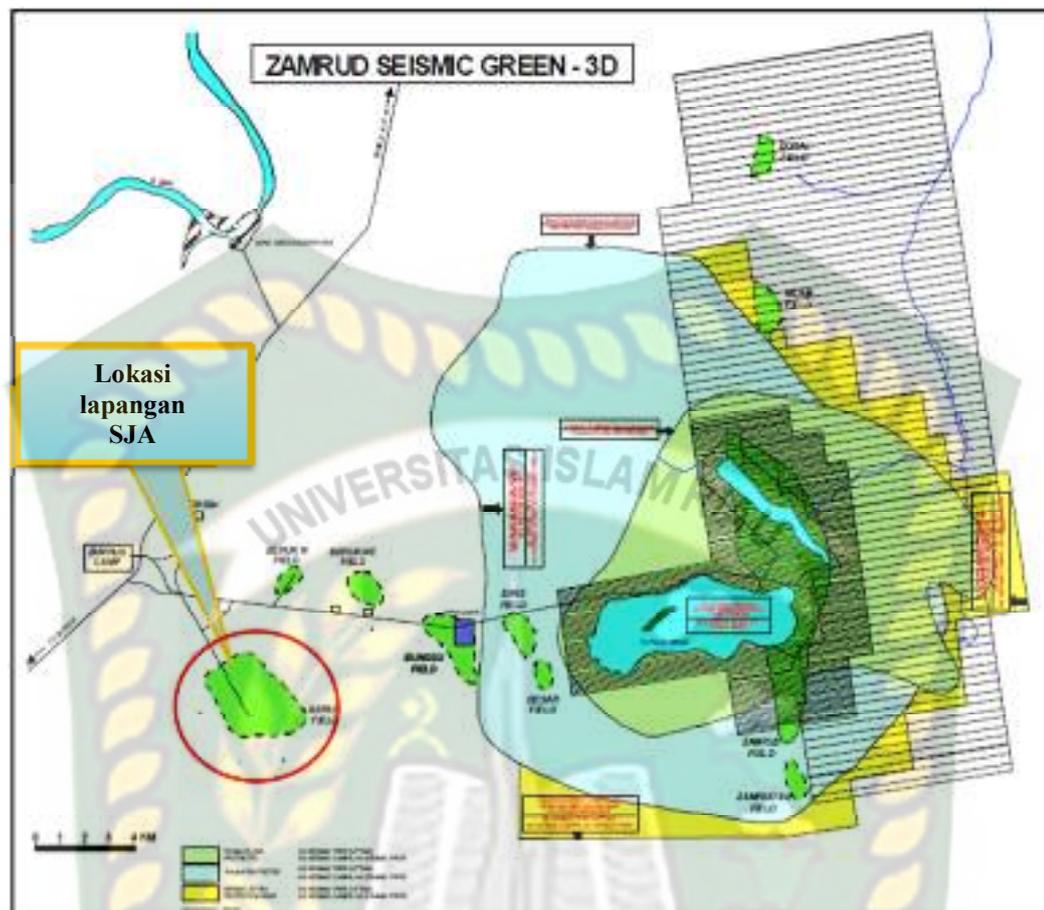
TINJAUAN LAPANGAN

1.1 Sejarah Lapangan SJA

Lapangan SJA terletak di Wilayah Kerja Coastal Plain Pekanbaru (CPP Block). PSC ditandatangani antara BP MIGAS dan Pertamina dan PT. Bumi Siak Pusako (PT. BSP) .Sejak tahun 2002 PSC CPP Block dioperasikan oleh BOB PT.BSP – PERTAMINA HULU dengan *participant interest* 50 % PT. Bumi Siak Pusako dan 50 % Pertamina Hulu. Lapangan SJA seluas ± 15 km² berada di Sumatera Tengah, sekitar 20 km disebelah Barat dari Lapangan Zebra.

Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan di dalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau. Estimasi *Original Oil In Place*(OOIP) Lapangan SJA adalah sebesar 209.90 MMSTB dan puncak produksi minyak terjadi pada bulan Februari 1982 sebesar 27,390 BOPD. Sejak diproduksi dari tahun 1980 sampai tahun 2013, lapangan SJA ini memiliki sumur yang terdiri dari total sumur produksinya sebanyak 35 sumur, jumlah sumur produktif aktif sebanyak 31 sumur, total sumur injeksi air sebanyak 12 sumur (10 Konversi) dan jumlah sumur injeksi aktif sebanyak 10 sumur.

Pada tahun 1996 dilakukan injeksi air melalui sumur konversi BRK-23 dengan rata laju injeksi awal sebesar 8,000 BWIPD. Pada tahun-tahun berikutnya jumlah sumur injeksi terus ditambah hingga pada saat ini mencapai total 12 sumur, 10 diantaranya adalah sumur konversi dari sumur produksi. Efektifitas sumur injeksi dapat dilihat melalui kenaikan tekanan *reservoir*. Kumulatif produksi minyak (Np) sampai dengan Desember 2013 tercatat sebesar 87.89 MMSTB, dengan *water cut* mencapai 99%.



Gambar 3.1 Lokasi Lapangan SJA (Dukumen *BOB PT.BSP Pertamina Hulu, 2015*)

1.2 Karakteristik Reservoir dan Fluida

Adapun karakteristik dari *reservoir* dan *fluida* pada lapangan SJA dapat dilihat pada table 3.1.

Tabel 3.1 Karakteristik *Reservoir* dan *Fluida* Lapangan SJA

Reservoir and Fluid Data	Dimension	Reservoir			
		1	2	3	4
<i>Area, Reservoir</i>	Acres	2,799	2,290	679	720
<i>Volume, Reservoir</i>	Acft	33,078	49,896	3,251	32,919
<i>Depth of Pay, Avg.</i>	Ft	1,460	1,480	1,500	1,600
<i>Gas/Oil Contact</i>	Ft SS	-	-	-	-
<i>Oil/Water Contact</i>	Ft SS	1,586	1,583	1,646	1,576
<i>Reservoir Drive</i>		Water	Water	Water	Water

<i>Porosity, Avg</i>	%	30,6	33,2	30,6	33,2
<i>Saturation Water</i>	%	24,5	24,9	24,5	26,7
<i>FVF, Oil</i>	RB/STB	1,0780	1,0780	1,0780	1,0780
<i>Permeability, Avg.</i>	Md	1,350	1,350	-	2,493
<i>Pressure. Orig. Res.</i>	Psig	630	630	630	630
<i>Pressure Current Avg.</i>	Psig	302	277	450	480
<i>Datum, Depth</i>	Ft SS	1,458	1,458	1,458	1,458
<i>Pressure, Oil Sat.</i>	Psig	219	219	219	263
<i>Gor, Dissolved Gas</i>	SCF/STB	43,0	43,0	43,0	43,0
<i>Viscosity, Oil Res.</i>	Cp	2,7	2,7	2,7	3,6
<i>Viscosity, Water Res.</i>	Cp	0,3300	0,3300	0,3300	0,3300
<i>Viscosity, Gas Res.</i>	cP	-	-	-	-
<i>Temperature, Res</i>	°F	192	192	192	192
<i>Pour Point, Oil</i>	°F	110	110	110	110
<i>Gravity, Oil</i>	°API	38	38	38	38
Crude Oil					
<i>Original Oip</i>	STB/ACFT	1,663	1,794	1,663	1,751
<i>Original Oip</i>	MSTB	54,997	89,531	5,405	57,653
<i>Recovery</i>	PERCENT*)	31,5	49,3	6,8	49,1
<i>Recovery</i>	STB/ACFT*)	525	885	112	859
<i>Total MSTB Recoverable</i>		17,350	44,146	366	28,292
Natural Gas					
<i>Orig.Dissolved Gas,MMCF</i>		2,365	3,850	232	2,479

Sumber: (Dokumen BOB PT.BSP Pertamina Hulu,2015)

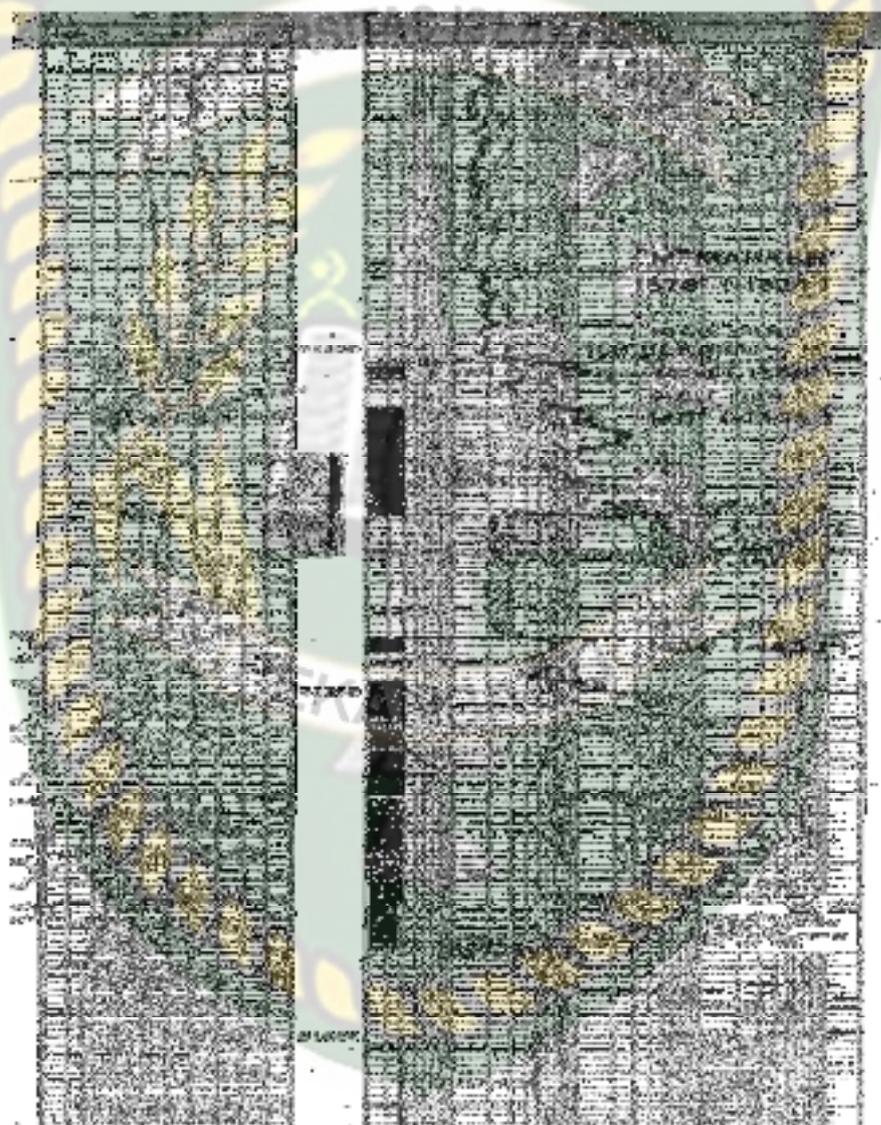
Keterangan:

Reservoir

1. Bekasap 1440 ft SD
2. Bekasap 1460 ft SD
3. Bangko 1500 ft SD
4. Bangko 1570 ft SD

1.3 Sejarah Sumur XY pada Lapangan SJA

Lapangan SJA terdiri dari 2 lapisan *reservoir* yaitu lapisan Bekasap (Bekasap 1440' *sand*, dan Bekasap 1460' *sand*) dan lapisan Bangko (Bangko 1500' *sand*, dan Bangko 1570' *sand*). Produksi Sumur XY berasal dari lapisan *reservoir* Bekasap 1440' *sand* yang memiliki 7' *probable oil* dan Bekasap 1460' *sand* yang memiliki 12' *probable oil*, dan pada lapisan *reservoir* Bangko 1500' *sand* yang memiliki 12' *probable oil*.

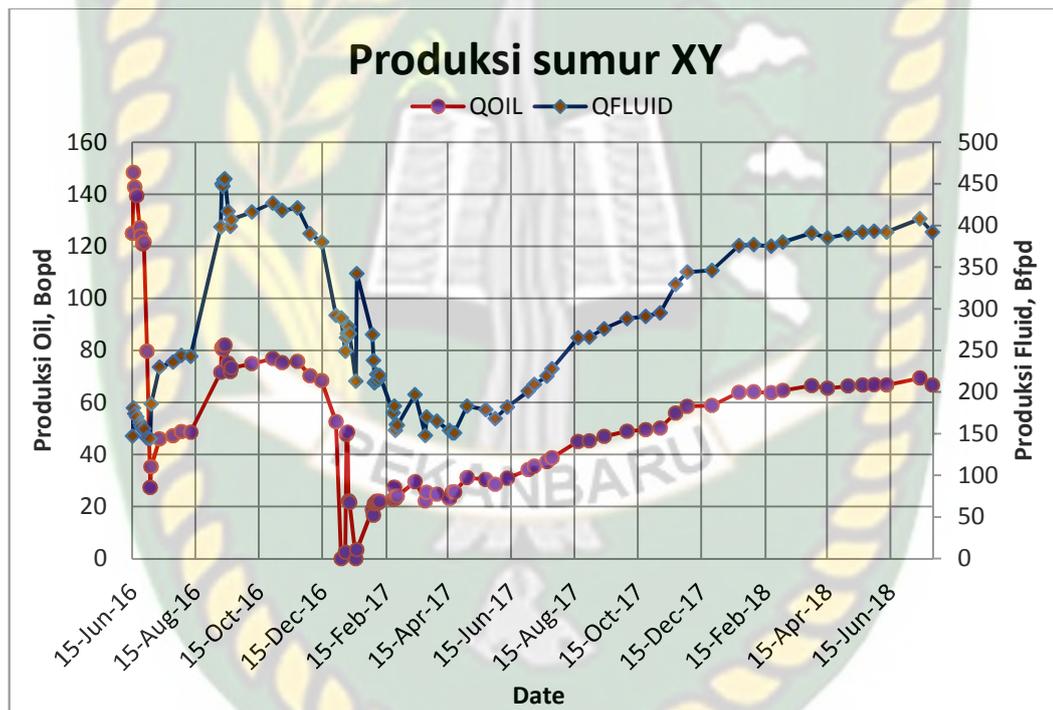


Gambar 3.3 Data *logging* sumur XY (Dokumen BOB PT.BSP Pertamina Hulu,2015)

Sumur XY merupakan salah satu sumur penemuan baru. *Initial completion* pada sumur XY dilakukan pada tanggal 25 maret 2016, Adapun kerja ulang yang dilakukan pada sumur ini yaitu konversi pompa ESP ke *insert pump* (IP)

produksi minyak berkisar diatas nilai 140 bbl, ini membuktikan bahwa desain pompa konversi dari ESP ke *Insert Pump* (IP) adalah sangat cocok di lakukan di sumur XY, dimana produksi minyak yang diharapkan tercapai, walaupun ada penurunan produksi dibulan oktober sampai desember 2016 yang disebabkan oleh adanya gangguan teknis, tetapi dibulan agustus 2017 perfoma pompa membaik dan produksi meningkat sampai juni 2018 dikisaran angka 60 BOPD.

Berikut dapat dilihat sejarah produksi sumur XY dari tahun 2016 hingga tahun 2018 berdasarkan grafik dibawah ini:



Grafik 3.1 Profil Produksi sumur XY dengan pompa yang terpasang 2-1/4

Dari data well skematik sumur XY dapat dilihat kedalaman awal lapisan yang pertama sekali di perfo, dimana dari data produksi dapat dilihat laju produksi menurun dari 41 bbl/d menjadi 14 bbl/d dengan nilai water cutnya 99%, sehingga perusahaan mengambil keputusan untuk membuka tiga lapisan (Lapisan 2,3,4) dan menutup Lapisan 1 tersebut. Hal ini menyebabkan perlu dilakukan evaluasi ulang terhadap pompa ESP yang sudah terpasang pada sumur XY tersebut, apakah masih sesuai dengan jumlah fluida yang akan di produksi.

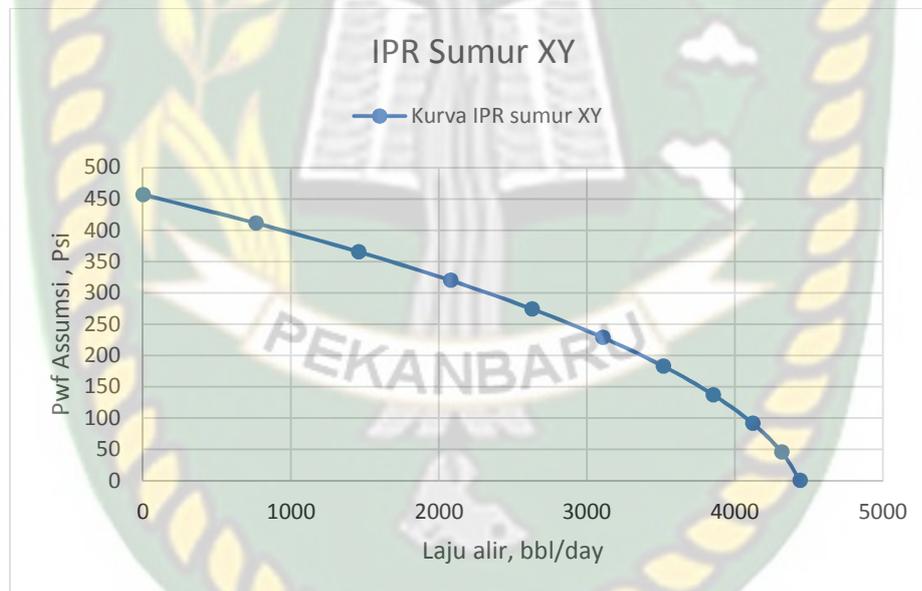
4.1.2. Perhitungan kurva IPR sumur XY

Inflow Performance Relationship (IPR) merupakan hubungan antara laju produksi terhadap tekanan alir dasar sumur. Bila kurva IPR tersebut dikombinasikan dengan kurva pipa alir, maka perpotongan kedua kurva tersebut merupakan laju produksi yang optimum. Pengaruh faktor skin terhadap kurva IPR akan mengubah kemiringan kurva, sehingga laju produksi akan berubah pada suatu tekanan alir dasar sumur.

Kinerja produktivitas sumur dapat digambarkan dengan persamaan Inflow Performance Relationship (IPR) atau dalam bentuk kurva yang merupakan hubungan antara laju produksi dan tekanan alir dasar sumur pada suatu tekanan reservoir. Dan bila kurva IPR tersebut dikombinasikan dengan kurva pipa alir, maka perpotongan antara kurva IPR tersebut dengan kurva pipa alir merupakan laju alir yang optimum. Untuk mengetahui seberapa besar performance dari pada sumur perlu dilakukan perhitungan pwf dari berbagai Pwf/Ps seperti yang dilihat pada tabel 4.1

Tabel 4.1 Perhitungan pwf dan rate untuk berbagai Pwf/Ps,

(Pwf/Ps) ass	Pwf (psi)	Q bbls/day
0	0	4441
0.1	46	4317
0.2	91	4121
0.3	137	3855
0.4	183	3517
0.5	229	3109
0.6	274	2629
0.7	320	2078
0.8	366	1457
0.9	411	764

**Grafik 4.1:** Kurva IPR sumurXY

4.1.3 Perhitungan jumlah stage

Stage adalah jumlah atau susunan impeler, guna menghitung jumlah stage adalah bertujuan untuk menentukan type pompa apa yang akan digunakan nantinya, untuk perhitungan jumlah stage dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Perhitungan stage pompa yang terpasang

PSD	1263	Ft
PIP	74,7	Psi
Pwf Optimum	1166	Psi
FOP	173	Ft
HD	1090	Ft
HF	2,744	Ft
TDH	1301	Ft
STAGE	53,1	Stage

4.2 Penentuan Jenis Pompa Yang Akan Digunakan Sumur XY

Perhitungan *horse power* HP per stage dapat diperoleh dengan memplot Head per stage kedalam kurva pompa DN750 atau dilihat pada pump table desain di *range rate* produksi diperoleh nilai *House Power* perstage sebesar 0,23 HP/stage. Horse Power yang dibutuhkan (HHP) = (Stage pompa x HP/stage x SGf)+5HHP = 17,187 HP. Jenis atau type pompa yang digunakan di sumur XY adalah pompa ESP DN750/53 Stgs/Intake/PRDB/17 HP dengan *rate* optimum sebesar 600 Bfpd.

Dari hasil evaluasi dimana pompa yang terpasang di sumur XY adalah IND 750/ 75 Stgs/ Intake/ PRDB/ 30 HP, dimana pompa yang terpasang ini memiliki jumlah *stage* dan *House Power* yang lebih, dan pompa yang direkomendasikan untuk dipasang dari hasil perhitungan desain pompa pada saat evaluasi adalah DN750/53 Stgs/17 HP, perbedaan *stage* dan *horse power* ini menyebabkan sumur XY mempercepat peningkatan *water cut*.

Berikut adalah perhitungan untuk sumur XY dengan pompa terpasang adalah ESP IDN 750/75 stgs/Intake/PRDB/30HP, data yang digunakan untuk perhitungan ulang desain pompa diambil pada tanggal 25 maret 2015.

Tabel 4.3 data sumur XY

<i>Water cut (wc)</i>	99%
Laju alir minyak (Qo)	75,26 BOPD
Laju alir total (QI)	752.64 BFPD
<i>Water specific Gravity (SGw)</i>	0,99
<i>Oil specific Gravity (SGo)</i>	0,00792
<i>Static Fluid Level (SFL)</i>	445 ft
<i>Working fluid level (WFL)</i>	549 ft
Tekanan tubing	90
ID tubing	2.992
Kedalaman sumur	1498 ft
Mid perforasi (TVD)	1502 ft
Pump setting depth (PSD)	688 ft

Dengan menggunakan data-data sumur pada table 4.2 penelitian telah melakukan perhitungan desain pompa yang terpasang. perhitungannya terlampir pada lampiran 1, berikut hasil perhitungan ulang desain pompa yang terpasang. Hasil perhitungan desain pompa dapat dilihat pada tabel 4.4 dan tabel 4.5

Tabel 4.4 Pompa ESP terpasang

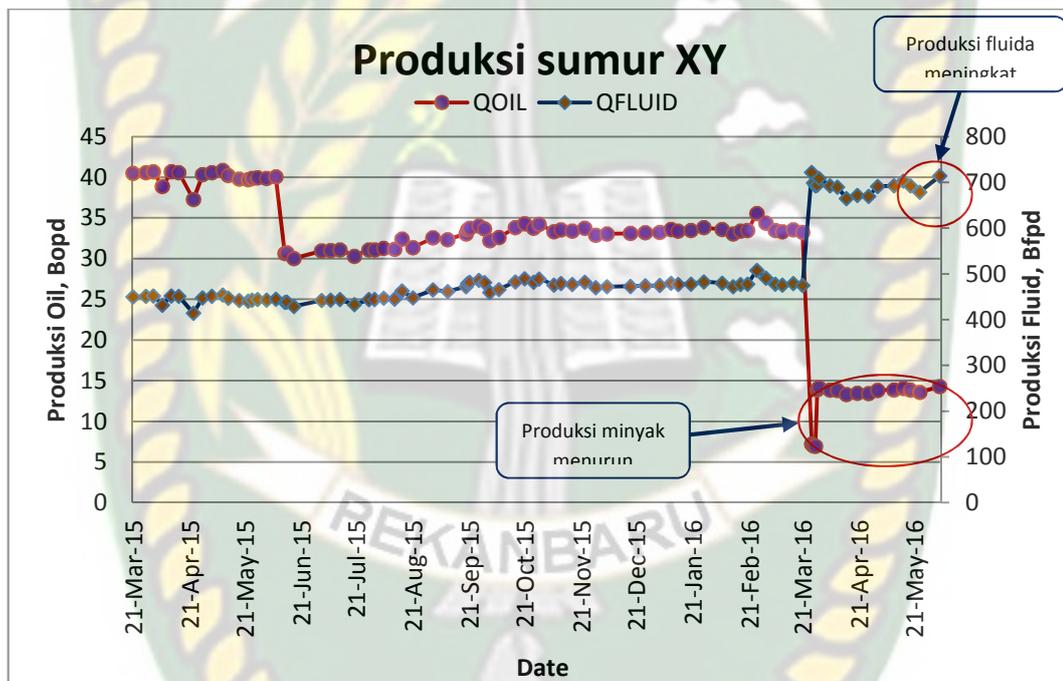
ESP IDN750/75 STAGES/30 HP	
Pompa Terpasang	IDN750
Jumlah Stage	75
Pwf, Psi	412
TDH, ft	1301
Head/stage	24.54
Q aktual, (BFPD)	4441
Q theoretical, (BFPD)	3553
EV %	124.99
EP %	120.1
Horse Power	30

Sumber :BOB PT. Bumi Siak Pusako (2018)

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Ulang Pompa ESP

Hasil Perhitungan Ulang	IDN750
Jumlah Stage	53
Pwf, Psi	118
TDH, ft	1377
Head/stage	0.23
EP %	45%
Horse Power	17

Dari hasil evaluasi dimana pompa yang terpasang di sumur XY adalah IND 750/ 75 Stgs/ Intake/ PRDB/ 30 HP, dimana pompa yang terpasang dan pompa yang direkomendasi dari perusahaan ini memiliki jumlah *stage* dan *House power* yang berbeda.



Grafik 4.2 Profil Produksi sumur XY dengan pompa yang terpasang IND 750/ 75 Stgs/ Intake/ PRDB/ 30 HP

Dari grafik produksi sumur XY, mulai terakhir dilakukan pekerjaan *service* sumur produksi fluida sumur XY mengalami peningkatan diikuti dengan penurunan produksi minyak, hal ini dipengaruhi oleh desain pompa yang tidak cocok, dimana jumlah minyak yang ada yang akan diproduksi dari interval yang terbuka tidak mencukupi, sehingga jumlah *stage* dan *horse power* yang besar

menyebabkan sumur yang seharusnya peningkatan *water cut* yang lebih lama menjadi dipercepat, untuk itu perlu dilakukan pengkajian ulang untuk desain pompa selanjutnya dengan menutup interval yang produksi yang sudah *high water cut* dan membuka interval baru serta mendesain pompa yang cocok untuk produksi sumur XY, agar produksi sumur XY menjadi lama dan ekonomis dalam produksinya.

Dasar perencanaan ulang pompa *Electric Submersible Pump* adalah dengan mengganti pompa terpasang dengan pompa yang dapat bekerja dengan kapasitas lebih kecil. Pada tabel 4.4 dapat dilihat ukuran pompa *Electric Submersible Pump* yang dibutuhkan dengan ukuran IDN 750/75 stgs/Intake/PRDB/30HP. Karena tidak tersedia unit *Electric Submersible Pump* dengan type IDN750/53 Stgs/17 HP, maka untuk memproduksi sumur XY menggunakan *artificial lift* yang lain. Dari Hasil Screening Pemilihan Pompa yang sesuai dengan karakteristik sumur XY, maka pompa *insert pump* (HPU) dapat digunakan sebagai pengganti pompa ESP, dilihat dari tabel 4.5.

4.2.1 Alasan Dipilihnya *insert pump* (HPU)

Berdasarkan hasil evaluasi, pompa ESP yang terpasang tidak efisien lagi digunakan pada sumur XY, sehingga perlu dicari pengganti pompa ESP tersebut dengan jenis pompa lain. Dari hasil *screening* pemilihan pompa terhadap data sumur XY maka dapat dilihat pada tabel 4.6 berikut ini:

Tabel 4.6. *Screening* pemilihan Pompa untuk sumur XY

KARAKT-ERISTIK RESERVOIR	Data Sumur XY	Pompa Insert Pump	Hasil Screening Yes/No
GOR (SCF/STB)	43,0	< 2000 SCF/ STB	Yes
Temperatur (°F)	192	< 350 °F	Yes
Produktivitas Sumur (BFPD)	318,24	< 1000 B/D	Yes
Viskositas minyak (cp)	3,6	< 200 cp	Yes
<i>Water Cut</i> (%)	85	Rendah	No/ diabaikan
Kedalaman Sumur (ft)	1532	1500-2000ft	Yes
Kandungan Pasir	Rendah	Rendah	Yes
Konstruksi Sumur	Vertikal	Vertikal / tegak	Yes
Mekanisme Pendorong	Water Drive	Water Drive/ Solution Gas Drive	Yes

Dari Tabel 4.6 dapat dilihat bahwa dari hasil *screening* terhadap 9 parameter di sumur XY, hampir seluruh parameter masuk ke dalam kategori *range* batasan penggunaan pompa *insert pump* tersebut. Sehingga dapat disimpulkan bahwa pompa *insert pump* bisa digunakan sebagai pengganti pompa ESP dalam produksi minyak di sumur XY.

4.3 Perhitungan Desain *Insert Pump* yang akan digunakan pada SumurXY

Performa suatu sumur dapat dilihat berdasarkan kurva IPR dari sumur XY yang ditentukan berdasarkan data aktual sumur tersebut. Metode yang digunakan dalam penentuan Q_{max} adalah metode Pudjo Sukarno, karena pada sumur XY mempunyai lebih dari satu sand, maka diterapkan sistem produksi *cominggle*.

Sebelum menentukan Q_{max} dengan metode Pudjo Sukarno, langkah awal yang dilakukan menentukan *specific gravity* fluida (Sg_{Fluid}). *Gradient* fluida

(GF) , Tekanan *reservoir* (P_r) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dan hasil perhitungan dapat dilihat pada tabel 4.6 berikut ini:

Tabel 4.7 Data hasil perhitungan desain *insert pump* sumur XY

<i>Water Cut</i> , %	77.5
<i>Specific gravity</i> (S_g)	0.64148
<i>Gradient Fluida</i> , psi/ft	0.277
Tekanan statis (P_s), psi	319.658
Tekana alir dasar sumur (P_{wf}), psi	79.72

Sebelum dilakukan perhitungan evaluasi *insert pump* yang terpasang pada sumur XY. Maka dilakukan langkah perhitungan pembuatan kurva IPR sumur XY dengan metode Pudjo Sukarno sebagai berikut:

1. Menghitung konstanta-konstanta P_1 dan P_2

$$P_1 = 1.606207 - 0.130447 \ln (WC)$$

$$P_1 = 1.606207 - 0.130447 \ln (77,5)$$

$$P_1 = 1,038726$$

$$P_2 = -0.517792 + 0.1106047 \ln (WC)$$

$$P_2 = -0.517792 + 0.1106047 \ln (77,5)$$

$$P_2 = -0,03663$$

2. Menentukan Harga W_c pada harga P_{wf} sama dengan harga P_s ($WC@P_{wf}=P_s$)

$$[WC@P_{wf} = P_s] = \frac{WC}{P_1 \text{Exp} \left(P_2 \frac{P_{wf}}{P_s} \right)}$$

$$[WC@P_{wf} = P_s] = \frac{77,5}{1,038726 \text{Exp} \left(-0,03663 \frac{79,72}{319,658} \right)} = 75,29\%$$

3. Menghitung konstanta-konstanta A_0 , A_1 dan A_2

$$\begin{aligned} A_0 &= 0.980321 - 0.11566 \times 10^{-1} (WC) + 0.17905 \times 10^{-4} (WC)^2 \\ &= 0.980321 - 0.11566 \times 10^{-1} (77,5) + 0.17905 \times 10^{-4} (77,5)^2 \\ &= 0,191498 \end{aligned}$$

$$A_1 = - 0.414360 + 0.392799 \times 10^{-2} (WC) + 0.237075 \times 10^{-5} (WC)^2$$

$$A_1 = -0.414360 + 0.392799 \times 10^{-2} (77,5) + 0.237075 \times 10^{-5} (77,5)^2$$

$$A_1 = -0,0957$$

$$A_2 = -0.564870 + 0.762080 \times 10^{-2} (WC) - 0.202079 \times 10^{-4} (WC)^2$$

$$A_2 = -0.564870 + 0.762080 \times 10^{-2} (77,5) - 0.202079 \times 10^{-4} (77,5)^2$$

$$A_2 = -0,09563$$

4. Menentukan Laju Produksi Total Cairan Maksimum (qt_{max})

$$qt_{max} = \frac{q_o}{A_0 + A_1(P_{wf_{test}}/P_s) + A_2(P_{wf_{test}}/P_s)^2}$$

$$qt_{max} = \frac{71,60}{0,019149 + -0,0957(79,72/319,658) + -0,05963(79,72/319,658)^2}$$

$$qt_{max} = 442,84 \text{ Bpd}$$

5. Menghitung Laju Produksi Minyak (q_o)

$$\frac{q_o}{qt_{maks}} = A_0 + A_1 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right] + A_2 \left[\frac{P_{wf}}{P_s} \right]^2$$

$$\frac{q_o}{442,84} = 0,191498 + -0,0957 \left[\frac{79,72}{319,658} \right] + -0,09563 \left[\frac{79,72}{319,658} \right]^2$$

$$q_o = 71,59 \text{ Bopd}$$

6. Menghitung harga q_w

menghitung WC pada setiap harga

$$WC = (WC @ P_{wf} = P_s) (P_1 \text{ EXP } (P_2 P_{wf}/P_s))$$

$$WC = (75,29) (1,038726 \text{ EXP } (-0,03663 \frac{79,72}{319,658}))$$

$$WC = 77,49 \%$$

$$q_w = \frac{WC}{(100-WC)} \times q_o$$

$$q_w = \frac{77,49}{(100-77,49)} \times 71,59$$

$$q_w = 246,44 \text{ Bwpd}$$

$$Q_t = q_o + q_t$$

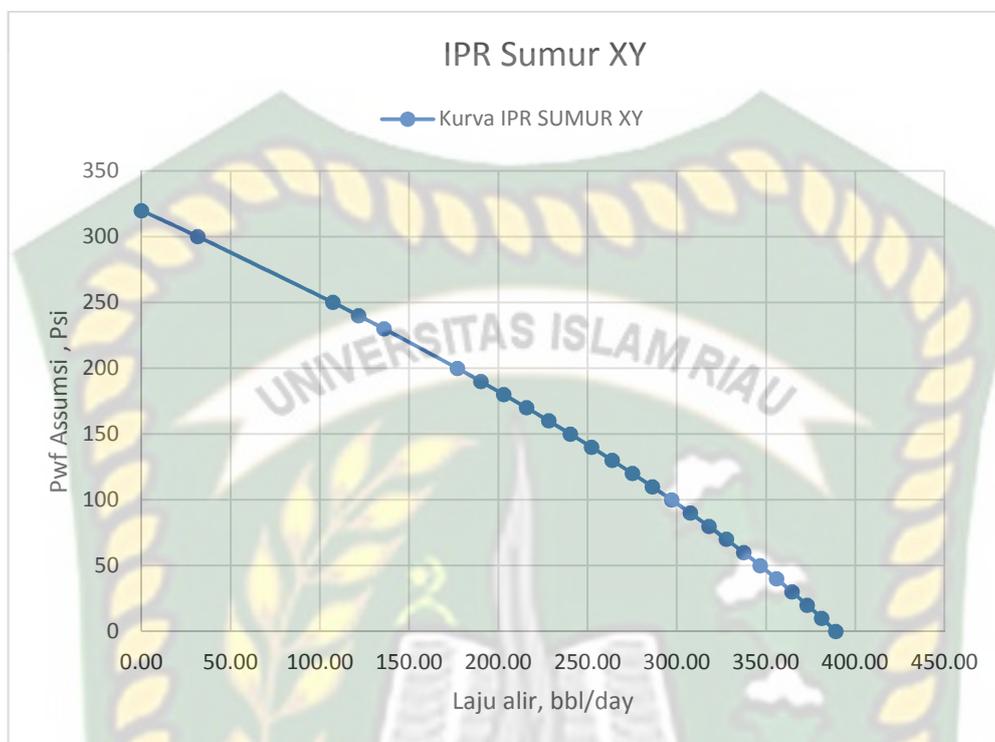
$$Q_t = 71,59 + 246,44 = 318,03 \text{ Bfpd}$$

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Laju Alir Pada Berbagai Harga Pwf

Pwf (psi)	qo (bbl/day)	WC	Qw	Qt
319,845	0	75,39	0,00	0,00
300	8	75,56	23,90	31,63
250	26	76,00	81,55	107,30
240	29	76,08	92,61	121,73
230	32	76,17	103,53	135,91
200	42	76,43	135,28	176,99
190	45	76,52	145,53	190,18
180	48	76,61	155,61	203,12
170	50	76,70	165,51	215,80
160	53	76,78	175,24	228,22
150	56	76,87	184,78	240,37
140	58	76,96	194,14	252,26
130	61	77,05	203,32	263,89
120	63	77,14	212,31	275,24
110	65	77,23	221,11	286,31
100	67	77,31	229,71	297,11
90	70	77,40	238,11	307,63
79,72	72	77,49	246,54	318,14
70	73	77,58	254,32	327,81
60	75	77,67	262,11	337,46
50	77	77,76	269,69	346,83
40	79	77,85	277,05	355,89
30	80	77,94	284,20	364,65
20	82	78,03	291,13	373,11
10	83	78,12	297,83	381,27
0	85	78,21	304,30	389,11

Setelah nilai laju alir maksimal diperoleh maka harga Pwf dapat diasumsikan untuk mengetahui laju produksi pada setiap sumur. Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) dibuat untuk menggambarkan perubahan-

perubahan dari harga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) versus laju alir (Q) yang dihasilkan sebagai berikut:



Grafik 4.3 Kurva IPR Konversi ESP ke *Insert Pump* (HPU)

Dari grafik 4.3 kurva IPR sumur XY dapat dilihat bahwa laju alir maksimum dari sumur ini sebesar 390.00 BFPD pada saat $P_{wf} = 330$ psi. Sedangkan laju alir yang didapat hanya sebesar 318.03 BFPD pada saat $P_{wf} = 79$ psi. Setelah mengetahui Q_{maks} dari asumsi P_{wf} terhadap Q dari masing-masing kurva tersebut, langkah selanjutnya adalah menentukan *efisiensi volumetris* pada Pompa HPU yang terpasang di sumur XY.

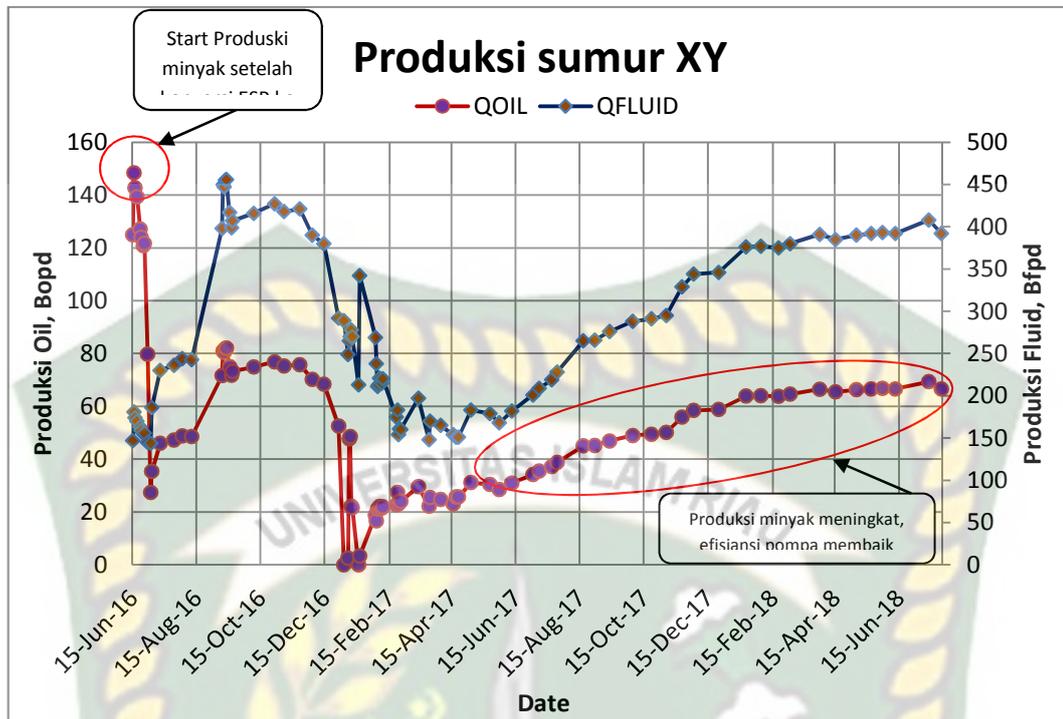
Evaluasi pada *Insert Pump* pada kondisi yang terpasang bertujuan untuk mengetahui harga *efisiensi volumetris* pompa. Besarnya *efisiensi volumetris* pompa angguk kondisi terpasang dapat ditentukan dengan menghitung besarnya kapasitas pompa dan laju produksi aktual. Berikut adalah hasil perhitungan desain *Insert Pump* yang digunakan pada Sumur XY.

Untuk menentukan *Efisiensi volumetrik insert pump* dapat dilihat pada lampiran 3, dan hasil perhitungan dapat dilihat pada Tabel 4.7 Berikut ini:

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan desain *Insert Pump* yang digunakan pada Sumur XY

LAPANGAN SJA	
Parameter	Sumur XY
<i>Pump size/diameter plunger</i> (dp/in)	2
Kecepatan pompa (N, SPM)	12
Panjang langkah pompa (SL, In)	48
Faktor percepatan (a)	0.098
<i>Plunger over travel</i> (ep, In)	0.2798
Perpangangan tubing (et, In)	0.5108
Perpanjangan <i>rod string</i> (er, In)	2.302
Efektif <i>plunger stroke</i> (Sp, In)	38.267
Konstanta pompa (K)	0,1484
Kapasitas pompa (V, BFPD)	213.98
<i>Efisiensi volumetris</i> pompa (Ev, %)	87.2

Dari tabel hasil perhitungan evaluasi *insert pump* terpasang dapat dilihat *efisiensi volumetrik* pompa adalah sebesar 87.2 %, dimana disini dapat disimpulkan pompa bekerja dengan baik dan desain konversi dari pump ESP ke *Insert pump* adalah sangat cocok untuk menjaga keseimbangan produksi di sumur XY.



Grafik 4.4. Profil Produksi sumur XY dengan pompa yang terpasang 2-1/4 *Insert Pump* (IP)

Dari grafik dapat dilihat produksi minyak berkisar diatas nilai 140 bbl, ini membuktikan bahwa desain pompa konversi dari ESP ke *Insert Pump* (IP) adalah sangat cocok di lakukan di sumur XY, dimana produksi minyak yang diharapkan tercapai, walaupun ada penurunan produksi dibulan oktober sampai desember 2016 yang disebabkan oleh adanya gangguan teknis, tetapi dibulan agustus 2017 perfoma pompa membaik dan produksi meningkat sampai juni 2018 dikisaran angka 60 bopd.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

1. Dari hasil evaluasi terhadap pompa ESP yang terpasang, dimana pompa yang terpasang adalah IDN 750/75 stgs/Intake/PRDB/30HP di dapat laju alir maksimum pada sumur XY adalah 4441 BFPD, laju alir optimum 3353 BOPD, 99% *water cut*, dan *range capacity* 550-950.
2. Dari hasil yang diperoleh pompa ESP yang terpasang tidak bisa digunakan untuk sumur XY, dan untuk sumur XY laju produksinya 14 BOPD tidak sesuai dengan *range capacity* disumur XY, sehingga dilakukan pemilihan pompa yang sesuai dengan sumur XY yaitu pompa *insert pump* dilihat dari parameternya, GOR 43.0 SCF/STB, Temperatur 192 °F, Produktivitas Sumur 318.24 BFPD, Viskositas minyak 3.6 cp, Kedalaman Sumur 1532 ft, kandungan Pasir rendah, Konstruksi Sumur vertikal, Mekanisme Pendorong *water drive*,
3. Berdasarkan hasil desain Pompa *Insert Pump* yang akan dipasang pada sumur XY bekerja dengan baik dan *efisiensi volumetrik* pompa sebesar 87,2 %.

5.2. Saran

Dari hasil penelitian ini dapat dilanjutkan untuk peneliti selanjutnya dalam membahas penentuan keekonomian penggunaan pompa ESP dan *insert pump*.

DAFTAR PUSTAKA

- A.Sugiharto. 2002. Optimasi Produksi Lapangan Minyak Menggunakan Metode Artificial Lift Dengan Esp. Terintegrasi
- Adi Matondang , B.w. 2012. Mengatasi Masalah *Water Cut* Dan Gas Yang Berlebih Pada Sumur ESP. Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional & Kongres Iatmi Xii 2012. Jakarta.
- Ali Musnal. 2016. Optimasi Perhitungan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Kinerja Pompa HPU. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Pekanbaru
- Ali Musnal. 2016. Perhitungan analisis system nodal untuk menentukan laju alir minyak dengan meningkatkan range efisiensi electrical submersible pump. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.
- Aminullah. 1990. *basic workover and completion training manual*. PT.Caltex pacific Indonesia.
- B.Wismana, A Matondang. 2012. Mengatasi Masalah *Water Cut* Dan Gas Yang Berlebih Pada Sumur ESP. Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia. Jakarta
- Devi Aulia.2013. Evaluasi Konversi *Electric Submersible Pump* (ESP) Ke *Progressive Cavity Pump* (PCP). Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Pekanbaru
- Ehsan fatahi, hossein jalalifar, pyman pourafshari and afshin jannat rostami. 2011. “*selection of the best artificial lift method in one of the Iranian oil field by the employment of electre model*”. *british journal of applied science and thecnologi*. Iran.
- Fitrianti. 2010. Perencanaan Pengangkatan Buatan Dengan Sistim Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Journal Of Earth Energy Engineering* Jurusan Teknik Perminyakan – UIR. Pekanbaru
- G. Hermadi. 1980. Analisa sistem nodal dalam metode articial lift. Forum teknologi. Tulsa
- Ibnu Sopwan, Andri Surya Nata, Apip Supriatso. 2017. Evaluasi dan Optimasi Produksi *Sucker Rod Pump* Dengan Penggerak Tipe *Hydraulic Pumping Unit*. Yogyakarta

- Jayanti, P. D., Sudiby, R., & Sulustiyanto, D. (2015). Evaluasi Dan Optimasi Pompa Electric Submersible Pump (Esp) Pada Sumur-Sumur Di Lapangan X, 376–386.
- Joko Pamungkas. 2004. Buku Pengantar Teknik Produksi. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional. Veteran Yogyakarta.
- Kermit e. brown. 1980. *The Technology Of Artificial Lift Method . The Petroleum Publishing Company. Tulsa*
- Maulana, Risky. 2015. Evaluasi , Optimasi , Dan Keekonomian Electric Submersible Pump. Seminar Nasional Cendekiawan. Trisakti
- N.Marjito Dj, Syaiful K, Djoko Suseno. 2005. Penggunaan IPR-Vogel Pada Design ESP. Pertamina DOH NAD – SBU
- P.Wahano, S. Komar, F. Suwardi. 2015. Evaluasi Pompa ESP Terpasang Untuk Optimasi Produksi Minyak. PT. Pertamina Asset I *Field* Ramba. Sriwijaya
- Pertamina.2013. Perencanaan Dan Analisa Ulah Sumur Pompa Angguk. Manajemen Produksi Hulu
- Petrus Agus Wahono. Syamsul Komar, Fuad Rusydi Suwardi. 2015 Junral Teknik Kimia No.1, Vol. 21. Evaluasi Pompa Esp Terpasang.
- Putri Dwi Jayanti, Rachmat Sudiby, Djoko Sulustiyanto.2015. Evaluasi Dan Optimasi Pompa *Electric Submersible Pump* (Esp). Seminar Nasional Cendekiawan.
- Putri Masyitah. 2017. Evaluasi Laju Produksi Berdasarkan Kinerja *Hydraulic Pumping Unit* . Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Pekanbaru.
- Richa Melysa. 2009. Diktat Kuliah Alat Bor Dan Produksi. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Pekanbaru.
- S. Ria Perdana Putra, Pudjo Sukrno. 1990. Optimasi Produksi Terintegrasi Untuk Lapangan Dengan Sumur ESP. Journal. Bandung.
- W. Patras Jaya, A Rahman. 2001. Evaluasi Pompa Electric Submersible Pump (Esp) Untuk Optimasi Produksi Pada Sumur P-028 Dan P-029 . Pt. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo *Field*.

W.J. Powers. 1979. *Electric Submersible Pumps. Petroleum engineer handbook* TRW Reda Pump DIV.

W.Riestyastuti.2012. Evaluasi Pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* Sumur Kwg Wk. PT. Pertamina Ep Region Jawa. Yogyakarta.

Yudi Ardila Putra . 2015. Evaluasi Dan Optimasi Kinerja *Hydraulic Pumping Unit (Hpu)*. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau. Pekanbaru.

