

**EVALUASI DAN *REDESIGN ELECTRIC SUBMERSIBLE*
PUMP UNTUK REAKTIVASI SUMUR YANG MENGALAMI
PROBLEM FISH PADA LAPANGAN MIGAS**

JURNAL TUGAS AKHIR

ANISA NURUL MAULIA WARFANDU

124.19.012

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan
Gelar Sarjana Teknik Pada Program Studi Teknik
Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG
BEKASI
JULI 2023**

LEMBAR PENGESAHAN

EVALUASI DAN *REDESIGN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* UNTUK REAKTIVASI SUMUR YANG MENGALAMI *PROBLEM FISH* PADA LAPANGAN MIGAS

TUGAS AKHIR

ANISA NURUL MAULIA WARAFANDU

124.19.012

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana
Teknik Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,
Bekasi, 17 Juli 2023

Pembimbing



Aries Prasetyo, S.T., M.T.

NIDN: 0414046806

Mengetahui,
Kepala Program Studi Teknik Perminyakan
Institut Teknologi Sains Bandung



Aries Prasetyo, S.T., M.T.

NIDN: 0414046806

**EVALUASI DAN *REDESIGN ELECTRIC*
SUBMERSIBLE PUMP UNTUK REAKTIVASI SUMUR
YANG MENGALAMI *PROBLEM FISH* PADA
LAPANGAN MIGAS**

Oleh: Anisa Nurul Maulia Warfandu
Pembimbing: Aries Prasetyo, S.T., M.T.
Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung
Email: Annisawarfandu0506@gmail.com

Ketika kondisi sumur sudah tidak bisa lagi mengangkat *fluida reservoir* ke permukaan karena tekanan *drawdown* yang rendah, maka metode untuk melakukan pengangkatan (*Lifting*) *fluida reservoir* ke permukaan dengan cara *Artificial Lift*. Beberapa lapangan Migas menggunakan jenis *Artificial Lift* yaitu *Electrical Submersible Pump*. Pada penelitian ini sumur sudah tidak mengalir secara *natural flow* melainkan menggunakan *Electric Submersible Pump*. Akan tetapi, sumur tersebut sudah tidak lagi berproduksi karena efisiensi pompa menurun karena mengalami permasalahan EDHP (*Electrical Downhole Problem*) maka rangkaian ESP ditarik keatas permukaan dengan bantuan *Rig* di atasnya. Ketika pompa tersebut akan dicabut terdapat penyempitan pada casing akibat *Scale* dan tekanan diluar casing terlalu besar (*collapse*), akibatnya rangkaian ESP tersebut terjepit dan sulit untuk ditarik keatas permukaan. Keadaan rangkaian ESP tidak dapat lagi ditarik keatas sehingga tertinggal di dalam lubang sumur setelah *Run in Hole* karena adanya penyempitan oleh casing disebut dengan *Fish (Stuck Pump)*.

Kata kunci: *Electric Submersible Pump, Fishing Job, Nodal Analisis, Reaktivasi.*

When the condition of the well can no longer lift the reservoir fluid to the surface due to low drawdown pressure, the method for lifting the reservoir fluid to the surface is by means of Artificial Lift. Some oil and gas fields use the type of Artificial Lift, namely Electrical Submersible Pump. In this study case the well didn't flow naturally but used an Electric Submersible Pump. However, the well is no longer producing because the pump efficiency decreases due to EDHP (Electrical Downhole Problem) so the ESP circuit is pulled above the surface with the help of a rig on it. When the pump is about to be unplugged, there is a narrowing of the casing due to the scale and pressure outside the casing is too large (collapse), as a result the ESP circuit is pinched and difficult to pull over the surface. The state of the ESP circuit can no longer be pulled up after the Run in Hole because of the narrowing by the casing called Fish (Stuck Pump).

Keywords: Electric Submersible Pump, Fishing Job, Nodal Analisis, Reactivation.

1. PENDAHULUAN

Dalam dunia perminyakan, untuk memproduksi suatu sumur minyak dan gas dapat dilakukan dengan dua metode yaitu dengan metode sembur alam (*Natural flow*) dan dengan metode pengangkatan buatan (*Artificial lift*). Pada saat pertama kali dilakukan produksi suatu sumur mengalir secara alami dikarenakan tekanan *reservoir* masih besar sehingga mampu mendorong *fluida* dari dasar sumur sampai ke permukaan. Akan tetapi, seiring berjalannya waktu sumur tersebut terus di produksi menyebabkan tekanan *reservoir* nya akan terus menurun sehingga tekanan *reservoir* sudah tidak mampu untuk mengalirkan *fluida* ke permukaan meskipun ternyata cadangan migas di dalam *reservoir* diperkirakan masih cukup besar maka perlu alat bantuan pengangkatan buatan (*Artificial Lift*) untuk mengangkat *fluida reservoir* ke permukaan.

Penggunaan pompa ESP pada sumur produksi penting dilakukannya evaluasi pompa karena dapat mengetahui kinerja pompa ESP yang terpasang sudah bekerja dengan optimal sesuai dengan *rate* yang diharapkan atau tidak. Setelah dilakukan evaluasi pompa ESP maka perlu dilakukan desain ulang pompa untuk meningkatkan laju produksi agar mencapai laju produksi target sumur dari nilai laju produksi maksimum (Q_{max}) atau *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dengan cara menentukan *total dynamic head* yang dibutuhkan untuk menentukan pompa ESP yang optimal.

Pada sumur AD-14 yang merupakan sumur produksi yang tidak mengalir secara *natural flow* melainkan dengan bantuan pompa ESP. Sumur AD-14 merupakan sumur vertikal yang dibor dengan kedalaman 9,653 ft pada lapangan “XYZ” yaitu lapangan *onshore*

yang menggunakan pompa ESP tipe Q10 /267 STG /129 HP dengan *pump setting depth* 9057 ft MD. Namun, pompa tersebut tidak beroperasi sejak 8 desember 2017 karena efisiensi pompa menurun, masalah Electrical Downhole Problem (EDHP) dan *stuck pump* ketika akan diangkat ke permukaan akibat *scale* dan *collapse*. Jika tidak segera ditangani, produksi harian sumur tidak akan mencapai target. Oleh karena itu, perlu dilakukan optimasi produksi dengan mempertimbangkan pengaturan ulang tingkat kedalaman pompa, jenis pompa, dan jumlah stage. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengevaluasi kinerja pompa ESP terpasang kemudian dilakukan optimasi pompa dengan cara desain ulang pompa tersebut dengan kondisi sumur dalam keadaan *Fish*. Hasil akhir yang diharapkan adalah pompa dapat bekerja lebih optimal dan sesuai dengan kondisi sumur dalam keadaan *Fish* tersebut agar laju produksi yang dihasilkan benar-benar sesuai dengan pompa yang terpasang.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) merupakan parameter yang digunakan untuk mengetahui produktivitas suatu sumur dalam bentuk kurva yang dihubungkan antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dengan laju produksi (Q) (Beggs, H.D, 1991). Kurva IPR satu fasa merupakan suatu garis lurus dengan harga PI yang konstan untuk setiap harga P_{wf} . Karena tekanan *reservoir* (P_r) maupun tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) masih diatas tekanan gelembung (P_b) sehingga tidak ada gas yang terbebaskan dari cairan dan hanya fasa liquid saja yang mengalir. Contoh kurva IPR satu fasa yaitu sebagai berikut :

terbatas hanya sampai 250 °F

2. Kurang mampu mengatasi sumur yang memiliki *Problem* kepasiran, *scale*, dan gas tinggi karena akan mempersingkat umur pakai ESP.
3. Unit ESP tidak bisa diperbaiki di lapangan, Kapasitas pompa dibatasi oleh ukuran casing

Problem Pompa Electric Submersible Pump meliputi *Underload*, merupakan kondisi dimana motor sudah tidak cukup untuk memompa *fluida*. *Overload*, merupakan kondisi dimana motor mengalami kelebihan beban. *Stall*, merupakan kondisi dimana pompa mengalami macet yang biasa disebabkan oleh masalah kepasiran yang sangat parah. *Gas Lock*, merupakan kondisi dimana adanya akumulasi gas yang ada pada bagian *production casing* sehingga menekan *liquid* yang akan masuk ke dalam *intake pump*.

2.3 Problem Produksi

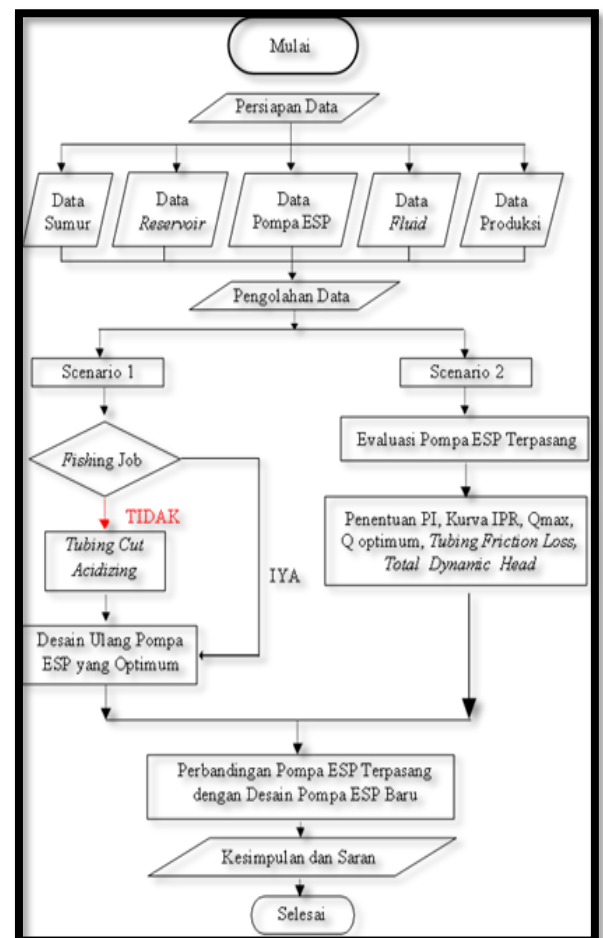
Problem produksi adalah permasalahan yang terjadi dalam suatu produksi sumur yang menyebabkan menurunnya kapasitas produksi dan laju produksi minyak secara drastis dari suatu sumur minyak. Bila *reservoir* nya *water* atau *gas drive*, *rate* yang terlalu besar akan menyebabkan terjadinya *Water / gas coning*. *Scale* merupakan padatan hasil kristalisasi dan pengendapan mineral dari air formasi yang terproduksi Bersama minyak dan gas yang dapat menyumbat laju alir *fluida*. Terdapat juga endapan *paraffin* dan aspal disebabkan oleh perubahan kesetimbangan *fluida reservoir* akibat penurunan tekanan karena kelarutan lilin dalam minyak mentah menurun akibat *temperature*. Analisa BS&W (*Basic Sediment & Water*) yang diambil di kepala sumur, *choke manifold* dan keluaran separator juga dapat mengidentifikasi adanya *Problem* produksi.

2.4 Stuck Pump (Fish)

Terjepitnya sebagian rangkaian pompa ataupun tubing yang masih berada didalam sumur (*stuck* dalam rangkaian) dan tidak bisa diangkat keatas permukaan keadaan ini disebut *fish (stuck pump)*. Kegiatan operasi pemancingan (*Fishing operation*) merupakan suatu upaya dalam pengangkatan benda yang tertinggal dalam lubang terbuka (*Open Hole*) atau dalam *casing*. pada umumnya *Fishing job* terbagi atas 2 jenis yaitu *open hole fishing* dan *cased hole fishing*. Jika *Fishing Job* tidak berhasil di lakukan sedangkan sumur tersebut masih bisa memproduksi minyak maka harus dilakukan kegiatan pemotongan pipa atau *cutting tubing* pada rangkaian pompa, dapat menggunakan mekanikal *cutting* ataupun *chemical cutting*.

3. METODELOGI PENELITIAN

3.1 Diagram Alir



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 Metode Pengumpulan Data

Bentuk penelitian yang dilakukan oleh penulis adalah kuantitatif yang dilakukan secara sistematis, terstruktur, dan terperinci. Metode pengumpulan data yang digunakan adalah dengan data dari lapangan. yang kemudian dilakukan diskusi kepada pihak yang bersangkutan mengenai hal-hal yang berhubungan dengan penelitian. Penelitian ini dilakukan berdasarkan dasar teori yang digunakan untuk menunjang evaluasi dan desain ulang pompa ESP dengan batasan penelitian yang sudah ditentukan oleh penulis. Penelitian ini membutuhkan analisa perhitungan dalam melakukan evaluasi pompa terpasang dan desain ulang pompa untuk optimasi produksinya. Adapun data yang dibutuhkan yaitu data sumur, data *reservoir*, data *fluida*, data produksi, dan data pompa terpasang.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Ketersediaan Data

Data sumur yang menjadi referensi dalam penelitian pada sumur AD-14 sebagai berikut:

Tabel 4.1 Data Sumur

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1	<i>Casing</i>	7" L-80 29 ppf	
2	<i>Casing Depth</i>	9353	ft
3	<i>Liner</i>	5" C-80 18 ppf	
4	<i>Liner Depth</i>	9310	ft
5	<i>Top Perforation</i>	9335	FtTVD (ftMD)
6	<i>Middle Perforation</i>	9348	FtTVD (ftMD)
7	<i>Bottom Perforation</i>	9360	FtTVD (ftMD)
8	<i>Total Depth</i>	9653	FtTVD (ftMD)

Data *reservoir* yang menjadi referensi dalam penelitian pada sumur AD-14, sebagai berikut:

Tabel 4.2 Data Reservoir

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1	Tekanan <i>Reservoir</i> (Pr)	3644	Psig
2	Tekanan Dasar Sumur (Pwf)	2555	Psig
3	<i>Wellhead Pressure</i>	100	Psi
4	<i>Bottom Hole Temperature</i>	203	°F
5	<i>Bubble point pressure</i>	3695	psig

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1	<i>Oil Gravity</i> (SGo)	31.4	API
2	<i>Water Gravity</i> (SGw)	1.05	SP.Grafitiy
3	<i>Gas Gravity</i> (SGg)	0.66	SP.Grafitiy
4	<i>SGmix</i>	0.45	Psi/ft
5	<i>PI</i>	1.09	BFPD/psi

Data *Fluida* yang menjadi referensi dalam penelitian pada sumur AD-14 sebagai berikut:

Tabel 4.3 Data Fluida

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1	<i>Oil Gravity</i> (SGo)	31.4	API
2	<i>Water Gravity</i> (SGw)	1.05	SP.Grafitiy
3	<i>Gas Gravity</i> (SGg)	0.66	SP.Grafitiy
4	<i>SGmix</i>	0.45	Psi/ft
5	<i>PI</i>	1.09	BFPD/psi

Data produksi yang menjadi referensi dalam penelitian pada sumur AD-14 sebagai berikut:

Tabel 4.4 Data Produksi

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1	Laju alir <i>Fluida</i> (Qf)	1190	BFPD
2	Laju Produksi Minyak (Qo)	36	BOPD
3	<i>Water cut</i>	97	%
4	GOR	876	SCF/STB

Data pompa ESP terpasang yang menjadi referensi dalam penelitian pada sumur AD-14 sebagai berikut:

Tabel 4.5 Data Pompa ESP Terpasang

No	Parameter	Sumur AD-14	Satuan
1.	Tipe Pompa Terpasang	Q10	
2.	Jumlah <i>Stages</i>	267	Stags
3.	<i>Motor</i>	129	HP
4.	<i>Powerlift ESP</i>	1600	Volt

5.	Transformer	100	KVA
6.	Swichboard	60	Hz
7.	OD Tubing ESP	2-3/8"	
8.	Top Of Fish	9000	ft

4.2 Scenario 1

Pada *scenario 1* akan dilakukan *tubing cutting* dan desain ulang pompa ESP dengan analisa permasalahan *Fish* pada sumur. Berikut adalah data sumur tersebut:

Tabel 4.6 Data Analisa Sumur Redesign ESP

Data Well Scenario 1		
Dmid perf	9348	ft
DFL	3700	ft
SFL	1292	ft
GOR	876	scf/stb
WC	97	%
Oil Gravity	31.4	API
Water gravity	1.05	API
Gas Gravity	0.66	API
Test rate	1190	BFPD
Min PIP	421	Psig
OD Tubing	3 1/2	inch

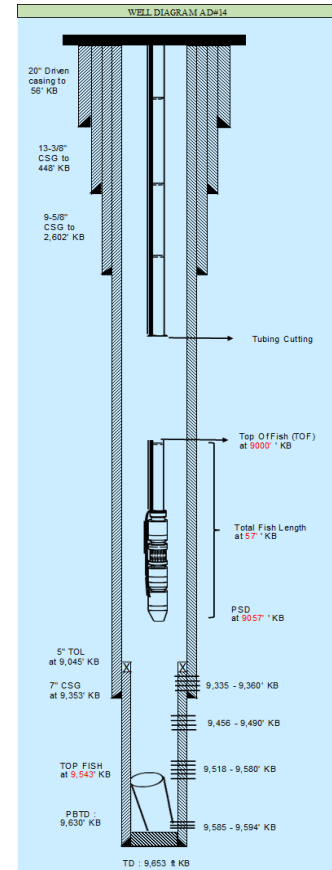
4.2.1 Cutting Tubing Pompa ESP Terpasang

Pada tanggal 8 Desember 2017, Pompa ESP mengalami *stuck* karena terdapat peristiwa *collapse*. *Collapse* terjadi ketika tekanan didalam *casing* lebih kecil dari pada tekanan formasi, dimana dari data DDR (*Daily Drilling Report*) didapatkan bahwa tekanan yang dapat ditahan oleh casing sebesar 2270 psi lebih kecil dari pada tekanan *reservoir* sebesar 4159, sehingga menyebabkan *casing* mengalami penyempitan. Hal ini dapat mengakibatkan pompa ESP Q10 tidak dapat ditarik keatas pada saat POOH.

Tabel 4.7 Data Collapse pada Casing

OD(in)	ID(in)	WEIGHT (lb/ft)	GRADE	JOINT(conn)	COLLAPSE (psi)	tekanan Reservoir (Psi)
7	6.18	20	J-55	BTC	2270	4159

Sudah dilakukan *Fishing Job* tetapi tidak berhasil di lakukan karena terindikasi *stuck pump* maka akan dilakukan kegiatan pemotongan pipa atau *cutting tubing* pada rangkaian tubing, metode pemotongan *tubing* dengan menggunakan *Chemical Cutter Wireline Componen* pada kedalaman 9000' ft KB.



Gambar 4.1 Proses Pemotongan Tubing

4.2.2 Penentuan Kurva IPR

Penentuan kurva IPR pada penelitian ini menggunakan metode Vogel karena tekanan *reservoir* sudah berada dibawah tekanan *bubble point*, Langkah awal dalam penentuan kurva IPR adalah menentukan terlebih dahulu *gradien fluida campuran (mix)* karena *fluida* yang terproduksi selain minyak adalah air (*water cut* nya tinggi) dengan asumsi *gradien fresh water* 0.433 psi/ft.

a. Penentuan Gradien Fluida Mix

$$SG \text{ mix} = ((1 - WC) \times SG_{Oil}) + (WC$$

$$\times SG_{Water})) \times 0.433$$

$$SG_{mix} = ((1 - 0.97) \times 0.87 + (0.97 \times 1.05)) \times 0.433$$

$$SG_{mix} = 0.452 \text{ psi/ft}$$

b. Menghitung Tekanan *Reservoir* (P_r)

$$P_r = [(D_{mid\ perf} - SFL) \times Gf] + P_c$$

$$P_r = [(9348 - 1292) \times 0.452] + 0$$

$$P_r = 3644 \text{ psig}$$

c. Menghitung Tekanan Dasar Sumur

$$(P_{wf})$$

$$P_{wf} = [(D_{mid\ Perf} - DFL) \times Gf] + P_c$$

$$P_{wf} = [(9348 - 3700) \times 0.452] + 0$$

$$P_{wf} = 2555 \text{ psig}$$

d. Dengan nilai *Rate* yang dihasilkan dari

Test sebesar 1190 BFPD maka:

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

$$PI = \frac{1190}{3644 - 2555}$$

$$PI = 1.09 \text{ BFPD/Psig}$$

e. Laju alir maksimum (Q_{max})

diperoleh ketika $P_{wf} = 0$

$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{1190}{1 - 0.2 \left(\frac{2555}{3644} \right) - 0.8 \left(\frac{2555}{3644} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 2551 \text{ BFPD}$$

Penentuan seberapa dalam minimum *fluida* diatas pompa yang *stuck* tersebut sehingga bisa menurunkan (*lowering*) pompa baru diatas pompa yang *stuck*

tersebut dengan syarat pompa ESP baru harus tercelup dalam *level fluida* tadi. Oleh sebab perlu dilakukan penentuan *fluida* diatas pompa yang *stuck* (*Fluid Above Pump/ FAP*) yaitu :

$$\bullet \quad \text{Min FAP} = \frac{\text{Min PIP}}{GF_{mix}}$$

$$\text{Min FAP} = \frac{421}{0.452}$$

$$\text{Min FAP} = 930.8 \text{ ft}$$

$$\bullet \quad \text{DFL max} = \text{TOF} - \text{Min. FAP}$$

$$\text{DFL max} = 9000 - 930.8$$

$$\text{DFL max} = 8069.2 \text{ ft}$$

Sehingga ketinggian *fluida* diatas pompa yang *stuck* (Min.FAP) berada setinggi 930.8 ft atau *level fluid* (DFL max) berada pada kedalaman 8069.2 ft. Dari DFL max maka dapat ditentukan P_{wf} minimum yang dapat dicapai oleh pompa baru sebesar :

$$\bullet \quad P_{wf} \text{ Min} = (\text{Mid Perfo} - \text{DFL max}) \times GF_{mix}$$

$$P_{wf} \text{ Min} = (9348 - 8069.2) \times 0.452$$

$$P_{wf} \text{ Min} = 578 \text{ psig}$$

$$\bullet \quad Q_{max} @fish = PI \times (P_r - P_{wf} \text{ min})$$

$$Q_{max} @fish = 1.09 \times (3644 - 578)$$

$$Q_{max} @fish = 3349 \text{ BFPD}$$

P_{wf} Minimum dan *rate* maksimum menyatakan *rate* maksimum yang dapat dicapai oleh pompa baru dengan p_{wf}

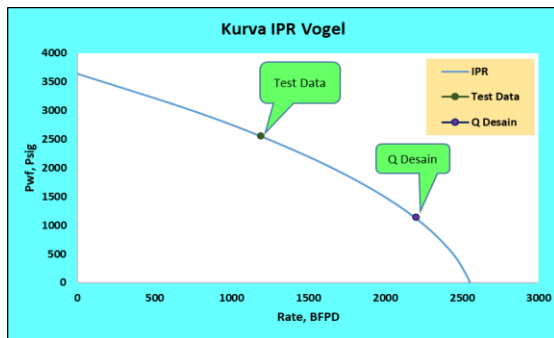
sebesar 578 psig sehingga apabila melebihi dari *rate* maksimum maka *fluid level* akan turun melewati kedalaman pompa lama yang *stuck* (*Fish*) sehingga apabila *level fluida* berada di bawah *Top Of Fish* maka pompa baru tidak dapat memproduksi *fluida* karena pompa tersebut tidak tercelup oleh *fluida*. Dari nilai Q_{maks} ketika P_{wf} sama dengan nol, nilai *rate actual* dan *rate* ketika *fish* maka dapat dibuat kurva IPR.

Tabel 4.8 Data kurva IPR Scenario 1

Pwf (Psig)	Rate (BFPD)
0	2551
50	2543
100	2535
500	2442
1000	2257
1500	1995
2000	1656
2500	1240
3000	747
3644	0

Tabel 4.9 Test Data Scenario 1

Test Data	
Q (BFPD)	Pwf (psig)
1190	2554.6



Gambar 4.2 Kurva IPR Scenario 1

Desain ESP Sumur “AD-14” Setelah didapatkan *rate* ketika *fish*, maka desain *rate* yang harus dibuat untuk memasang pompa harus lebih kecil dari pada *rate* maksimum ketika *fish*. Asumsi desain *rate* yaitu 2200 BFPD dengan Pwf 1143 psig (diambil dari kurva IPR).

- Q Desain = 2200 BFPD
- Pwf = 1143 psig
- $DFL = \text{Mid perfo} - \frac{Pwf \text{ Desain}}{GF \text{ mix}}$

$$DFL = 9348 - \frac{1143}{0.452}$$

$$DFL = 6821 \text{ ft}$$

- $PSD = DFL + \frac{\text{Min.PIP}}{GF \text{ mix}}$

$$PSD = 6821 + \frac{421}{0.452}$$

$$PSD = 7752 \text{ ft}$$

4.2.3 Penentuan Total Dynamic Head

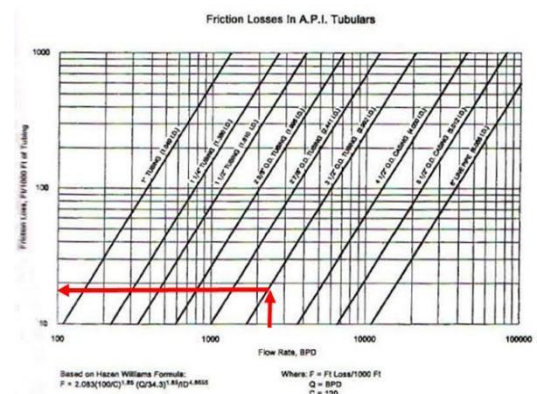
- Penentuan Net Fluid Lift

$$NFL = DFL$$

$$NFL = 6821 \text{ ft}$$

- Tubing Friction Loss (TFL)

Penentuan *Tubing Friction Loss* didapat dari *Friction Loss* dengan *rate desain* yang telah ditentukan dengan ukuran *tubing* 3-1/2"



Gambar 4.3 Kurva Tubing friction loss Scenario 1

Friction Loss yang didapatkan yaitu 19 ft/1000 ft, maka:

$$TFL = \text{Friction Loss} \times PSD$$

$$TFL = \frac{19}{1000} \times 7752$$

$$TFL = 147 \text{ ft}$$

- Penentuan *Tubing Head Pressure*, *Wellhead pressure* 100 psig didapat dari data DDR

$$\text{Tubing Head Pressure} = \frac{Pwh}{Gf}$$

$$THP = \frac{100}{0.452}$$

$$THP = 221 \text{ psig}$$

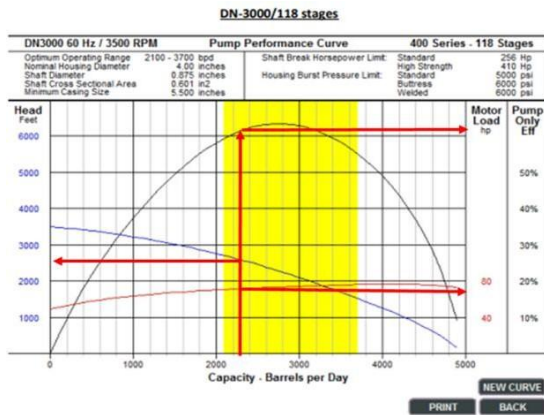
d. *Total Dynamic Head*

$$TDH = NFL + TFL + THP$$

$$TDH = 6821 + 147 + 221$$

$$TDH = 7189 \text{ ft}$$

4.2.4 Penentuan Desain Pompa ESP



Gambar 4.4 Pump Performance Curve Redesign pompa

$$\text{Jumlah Stage} = \frac{\text{Total Dynamic Head}}{\text{Head/Stage}}$$

$$\text{Jumlah Stages} = \frac{7189}{2700} \times 118$$

$$\text{Jumlah Stages} = 314 \text{ stgs}$$

$$\text{Total (HP)} = \frac{\text{Horse Power} \times \text{Jml Stage}}{\text{Stage}}$$

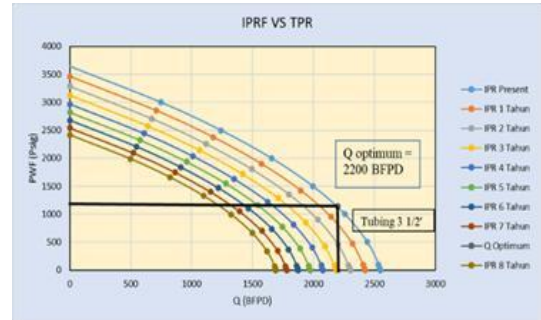
$$\text{Total HP} = \frac{78 \times 314}{118}$$

$$\text{Total HP} = 208 \text{ HP}$$

4.2.5 Penentuan IPRF & TPR

Tabel 4.10 Data IPRF Scenario 1

IPR 1 Tahun		IPR 2 Tahun		IPR 3 Tahun		IPR 4 Tahun	
Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)
0	2423	0	2302	0	2187	0	2078
48	2416	45	2296	43	2181	41	2072
95	2409	90	2288	86	2174	81	2065
475	2320	451	2204	429	2094	407	1989
950	2144	903	2037	857	1935	815	1839
1425	1895	1354	1801	1286	1711	1222	1625
1900	1573	1805	1495	1715	1420	1629	1349
2375	1178	2256	1119	2143	1064	2036	1010
2850	710	2708	675	2572	641	2444	609
3462	0	3289	0	3124	0	2968	0
IPR 5 Tahun		IPR 6 Tahun		IPR 7 Tahun		IPR 8 Tahun	
Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)	Pwf (Psig)	Rate (BFPD)
0	1974	0	1875	0	1781	0	1692
39	1968	37	1870	35	1776	33	1687
77	1962	74	1864	70	1771	66	1682
387	1890	368	1796	349	1706	332	1620
774	1747	735	1659	698	1576	663	1498
1161	1544	1103	1467	1048	1393	995	1324
1548	1282	1470	1217	1397	1157	1327	1099
1934	960	1838	912	1746	866	1659	823
2321	579	2205	550	2095	522	1990	496
2820	0	2679	0	2545	0	2418	0



Gambar 4.5 Kurva IPRF VS TPR Scenario 1

4.3 Scenario 2

Pada *scenario 2* akan dilakukan evaluasi pompa terpasang atau pompa lama Pompa ESP Q10/267 stg/129 HP untuk melihat efektifitas dan masalah yang terdapat pada pompa tersebut apakah masih efektif untuk digunakan kembali atau tidak,

Tabel 4.11 Data Analisa Sumur ESP Terpasang

Data Well Scenario 2		
Dmid perf	9348	ft
DFL	3700	ft
SFL	1292	ft
W/c (DDR)	97	%
Test Rate (DDR)	1095	BFPD
WHP	100	Psig
Oil Gravity	31.4	API
Water gravity	1.05	API
Gas Gravity	0.66	API
OD Tubing	2 3/8	Inch

4.2.2 Penentuan Kurva IPR

a. Penentuan Gradien Fluida Mix

$$SG \text{ mix} = ((1 - WC) \times SG_{Oil} + (WC \times SG_{Water})) \times 0.433$$

$$SG \text{ mix} = ((1 - 0.97) \times 0.87 + (0.97 \times 1.05)) \times 0.433$$

$$SG \text{ mix} = 0.452 \text{ psi/ft}$$

b. Menghitung Tekanan Reservoir (Pr)

$$Pr = [(D_{mid \text{ perf}} - SFL) \times Gf] + Pc$$

$$Pr = [(9348 - 1292) \times 0.452] + 0$$

$$Pr = 3644 \text{ psig}$$

c. Menghitung Tekanan Dasar Sumur

$$P_{wf} = [(D_{mid\ Perf} - DFL) \times Gf] + P_c$$

$$P_{wf} = [(9348 - 3700) \times 0.452] + 0$$

$$P_{wf} = 2555\text{ psig}$$

d. Dengan nilai Rate yang dihasilkan dari Test sebesar 1095 BFPD maka:

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

$$PI = \frac{1095}{3644 - 2555}$$

$$PI = 1.01\text{ BFPD/Psig}$$

e. Laju alir maksimum (Qmax) diperoleh ketika Pwf = 0

$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{1095}{1 - 0.2 \left(\frac{2563}{3656}\right) - 0.8 \left(\frac{2563}{3656}\right)^2}$$

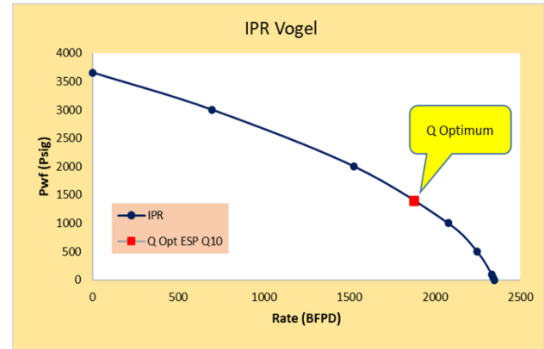
$$Q_{max} = 2347\text{ BFPD}$$

f. Q optimum diambil dari 80% AOF. Sehingga:

$$Q_{optimum} = 80\% \times Q_{max}$$

$$Q_{optimum} = 0.8 \times 2347$$

$$Q_{optimum} = 1878\text{ BFPD}$$



Gambar 4.6 Kurva IPR Scenario 2

- Q Optimum = 1878 BFPD
- Pwf = 1400 psig
- PSD Q10 = 9057 ft
- DFL = $Mid\ perfo - \frac{P_{wf\ Desain}}{GF\ mix}$
 $DFL = 9348 - \frac{1400}{0.454}$
 DFL = 6263.4 ft
- Perbedaan Kedalaman = Mid Perfo – PSD
 Perbedaan Kedalaman = 9348 - 9057
 Perbedaan Kedalaman = 291 ft
- Perbedaan Tekanan = Perbedaan Kedalaman x Gf
 Perbedaan Tekanan = 291 x 0.454
 Perbedaan Tekanan = 132 psig
- Pump Intake Pressure (PIP) = Pwf – Perbedaan Tekanan
 PIP = 1400 – 132
 PIP = 1268 psig

Tabel 4.12 Data Kurva IPR Scenario 2

IPR	
Pwf (Psig)	Q (BFPD)
0	2347
50	2340
100	2333
500	2247
1000	2077
2000	1524
3000	688
3644	0

4.2.3 Penentuan Total Dynamic Head

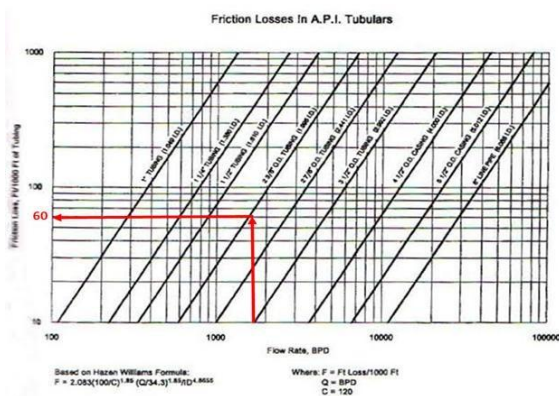
a. Penentuan Net Fluid Lift

$$NFL = DFL$$

$$NFL = 6263.4 \text{ ft}$$

b. Penentuan Tubing Friction Loss

Penentuan Tubing Friction Loss didapat dari Friction Loss dengan rate design yang telah ditentukan dengan ukuran tubing 2-3/8"



Gambar 4.7 Kurva Friction Loss Scenario 2

Friction Loss yang didapatkan yaitu 60 ft/1000 ft, jadi tubing friction loss yaitu:

$$TFL = \text{Friction Loss} \times \text{PSD}$$

$$TFL = \frac{60}{1000} \times 9057$$

$$TFL = 543 \text{ ft}$$

c. Penentuan Tubing Head Pressure

Wellhead pressure 100 psig didapat

dari data DDR

$$THP = \frac{P_{wh}}{G_f}$$

$$THP = \frac{100}{0.454}$$

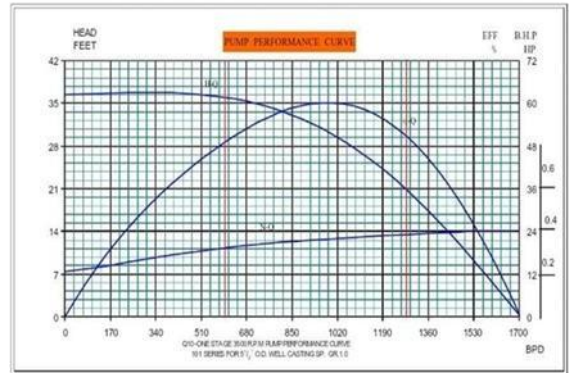
$$THP = 220 \text{ psig}$$

d. Total Dynamic Head

$$TDH = NFL + TFL + THP$$

$$TDH = 6263.4 + 543 + 220$$

$$TDH = 7027 \text{ ft}$$



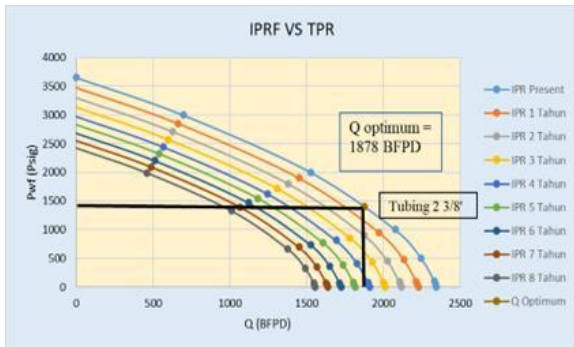
Gambar 4.8 Pump Performance Curve Pompa Terpasang

Setelah melakukan perhitungan evaluasi pompa terpasang pada sumur AD-14, maka dilakukan plot Pump Performance Curve pompa ESP Q10/267 stg/129 HP. Dapat dilihat bahwa sumur AD-14 perlu dilakukan optimasi dengan desain ulang pompa karena pompa yang terpasang saat ini mengalami upthrust dikarenakan laju produksi terlalu besar, laju optimum 1878 dari kapasitas pompa Q10 yaitu dengan operating flow range 600 BFPD sampai 1260 BFPD.

4.3.3 Penentuan IPRF & TPR

Tabel 4.13 Data IPRF Scenario 2

IPR 1 Tahun		IPR 2 Tahun		IPR 3 Tahun		IPR 4 Tahun	
Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)
0	2230	0	2118	0	2012	0	1912
48	2223	45	2112	43	2006	41	1906
95	2216	90	2105	86	2000	81	1900
475	2135	451	2029	429	1927	407	1831
950	1974	903	1876	857	1782	815	1693
1900	1452	1805	1379	1715	1310	1629	1245
2850	663	2708	630	2572	598	2444	568
3474	0	3300	0	3135	0	2978	0
IPR 5 Tahun		IPR 6 Tahun		IPR 7 Tahun		IPR 8 Tahun	
Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)	Pwf (Psig)	Q (BFPD)
0	1816	0	1725	0	1639	0	1557
39	1811	37	1720	35	1634	33	1553
77	1805	74	1715	70	1629	66	1548
387	1739	368	1652	349	1570	332	1491
774	1608	735	1528	698	1451	663	1379
1548	1183	1470	1123	1397	1067	1327	1014
2321	540	2205	513	2095	487	1990	463
2829	0	2688	0	2553	0	2426	0



Gambar 4.9 IPRF VS TPR Scenario 2

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan pada sumur AD-14, terdapat beberapa hal yang dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Dengan menganalisa kurva IPR, dapat dilihat bahwa sumur AD-14 masih berpotensi untuk ditingkatkan laju produksinya. dengan Scenario 1 didapat $Q_{optimum}$ pada sumur AD-14 yaitu 2200 BFPD, *Absolute Open Flow* (Q_{maks}) pada sumur AD-14 sebesar 2551 BFPD. Pada scenario 2 di dapat $Q_{optimum}$ sebesar 1878 BFPD, *Absolute Open Flow* (Q_{maks}) sebesar 2347 BFPD.
2. Hasil evaluasi pompa ESP yang terpasang pada sumur AD-14 dengan jenis pompa Q10/269stg/129HP tidak efektif untuk digunakan kembali karena pada rangkaian pompa mengalami *problem Tubing Friction loss*, pompa Q10 mengalami *Upthrust* dan pompa tersebut terjepit (*Fish*).
3. Hasil desain ulang pompa ESP Scenario 1 memberikan hasil yang baik untuk program reaktivasi sumur AD-14 karena dapat mengoptimasi produksi sumur, mengecilkan *tubing friction loss*, hal itu dapat membuat pompa bertahan lama. Desain ulang ESP DN 3000 dengan 314 stages, motor 208 HP, dan menghasilkan laju alir sebesar 2200 BFPD.
4. Scenario 1 adalah scenario terbaik untuk

reaktivasi sumur AD-14 dengan program reaktivasi yang akan di lakukan yaitu *Cutting tubing @ 9000' KB, Acid*, lalu *Run in hole* Desain pompa DN 3000/436 stg/296 HP pada kedalaman 7752 ft dengan Besar rate optimum yang dihasilkan sumur AD-14 sebesar 2200 BFPD.

5.2 Saran

Adapun beberapa saran yang dapat diperhatikan untuk penelitian sebagai berikut:

1. Pada penelitian ini, penulis menyarankan agar sumur tersebut dilakukan program reaktivasi Scenario 1 yaitu dengan cara *cutting tubing, acidizing*, dan penggantian pompa dikarenakan kemampuan sumur masih baik untuk berproduksi.
2. Jika di dalam suatu sumur masih terdapat rangkaian pompa ESP yang menggantung dalam keadaan pompa terjepit (*Stuck pipe*) maka sebelum memasang pompa ESP baru, hal pertama yang dilakukan yaitu *Fishing job* apabila gagal maka harus dilakukan pemotongan rangkaian *Tubing (cutting tubing)* terlebih dahulu agar pompa ESP baru dapat di masukan ke dalam sumur dan sumur tersebut dapat berproduksi kembali.

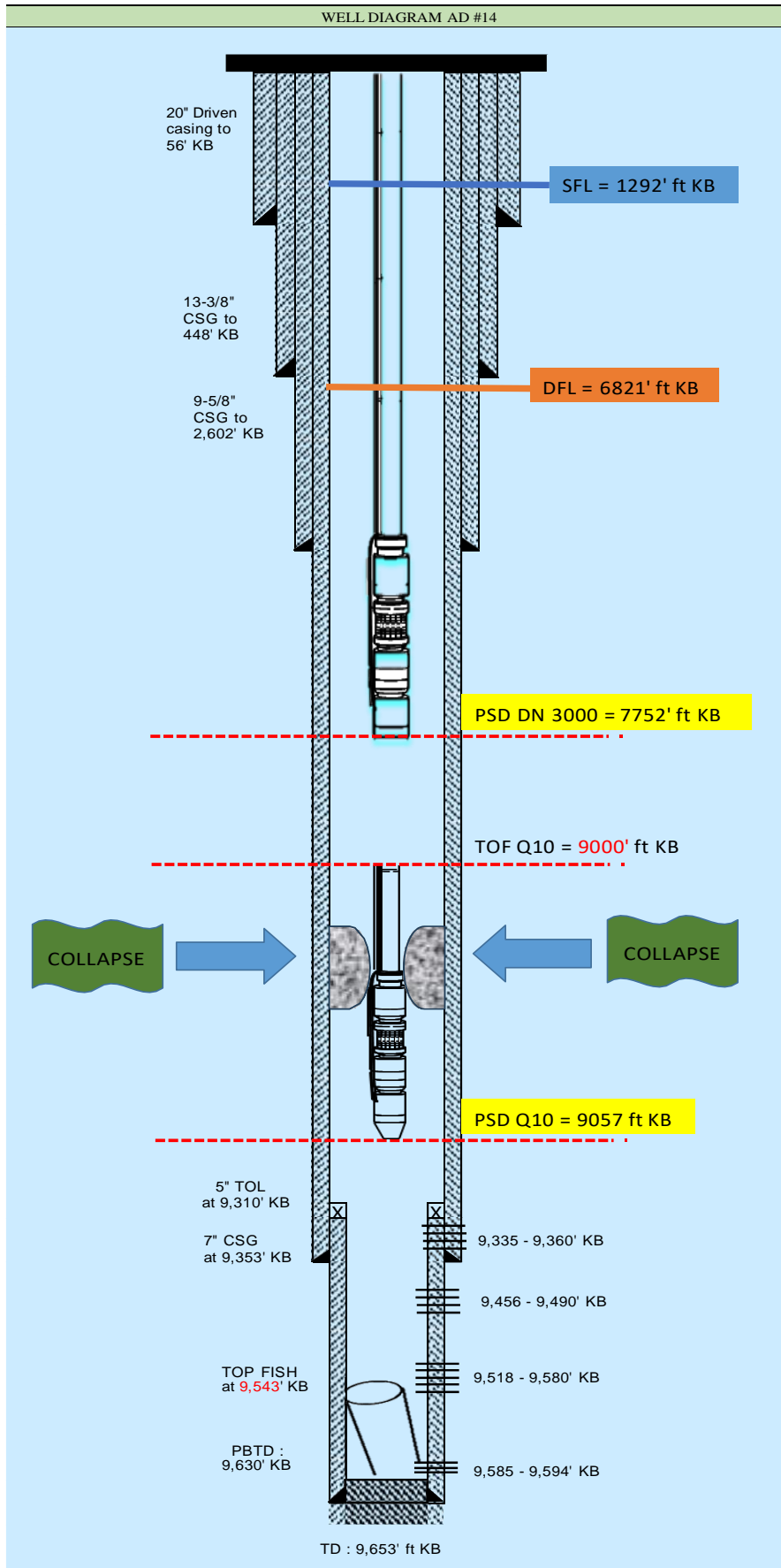
DAFTAR PUSTAKA

- Allen, T. O. And Robert, A. P., 1982, "Production Operations". Volume 1, *Oil & Gas Consultants International*, Tulsa.
- Arnold, K and Stewart, M. 2008. "Surface Production Operations". Third Edition. Elsevier : Oxford, USA.
- Boyun Guo, William C Lyons and Ali Ghalambor, 2007, "Petroleum ProductionEngineering". Lavayette

- : Elsevier Science & Technology Books.
- Brill, J. and Beggs, H. 1978. "Two-Phase Flow in Pipes". OK: University of Tulsa.
- Brown, K.E. 1977. "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 1. Tulsa. OK: PennWell Books.
- Brown, KE, 1997, "The Technology of Artificial Lift". Volume 2b, Tulsa:Petroleum Publishing Company.
- Craft, B. C. And M. F. Hawkins., 1959, "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.
- Mc. Cain, William D. Jr., 1979, "The Properties Of Petroleum Fluids", Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Mahyar Kurnianto, Aries Prasetyo, 2018. "Prediksi Kedalaman Terbentuknya Wax pada Sumur X Lapangan Y". Jurnal Petro Volume Vii No. 2. Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- O'Neil, R. K. 1976. "Application And Selection Of Electrical Submersible Pump". Preprint SPE – 5907.
- Retnanto, A. and Economides, M. 1998. "Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution Gas Drive Reservoir", Paper SPE 49054.
- Submersible Pump Handbook. 1975, Published by Centrilift Inc.
- Tutuka Ariadji, Esensi & Fondasi Perencanaan Pengembangan Lapangan (POD)Migas.

LAMPIRAN

Lampiran 5 Well Schematic Scenario 1



Lampiran 6 Well Schematic Scenario 2

