



RE-DESIGN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP PADA PT CHEVRON PACIFIC INDONESIA – MINAS PEKANBARU

¹⁾Dessy Agustina Sari, ²⁾Aries Soepryanto, ³⁾Sufriadi Burhanuddin

¹⁾Program Studi Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Singaperbangsa Karawang - Jawa Barat

²⁾Petroleum Engineer PT Chevron Pacific Indonesia Minas, Pekanbaru - Riau

³⁾Jurusan Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Lampung - Lampung

¹dessy.agustina8@gmail.com

INFO ARTIKEL

Diterima : 22 Maret 2016

Direvisi : 23 May 2016

Disetujui : 29 Juli 2016

Kata Kunci :

Electric submersible pump

Minyak Minas

Chevron

ABSTRAK

Lapangan minyak Minas menghasilkan minyak ringan (*light oil*) dengan 3 jenis sumur yaitu sumur minyak, injeksi air dan sumur yang telah mati. Pengangkatan minyak dari dalam bumi ke permukaan ada yang bersifat alami dan bantuan alat (*artificial lift*). Seiringnya waktu, tekanan yang mendorong fluida (minyak dan air) tidak memadai, penggunaan alat (pompa) diterapkan. Fluida di setiap sumur minyak bersifat fluktuatif dan dimonitor oleh tim *Well Tester*. Adanya perubahan data mengakibatkan kerugian kinerja pompa ESP (*electric submersible pump*, pompa yang umumnya digunakan di PT Chevron Pacific Indonesia). Hasil monitoring untuk sumur A menunjukkan adanya kenaikan fluida dari 532 menjadi 2339,41 barrel per hari. Lalu, pompa ESP yang terpasang adalah D-475N/106. Dengan merujuk hasil monitoring tersebut maka pompa tersebut harus didesain ulang (*re-design*). Hasil perhitungan menunjukkan bahwa pompa D-475N dengan 106 stages digantikan oleh pompa DN2150 dengan 81 stages. Perbedaan pompa sebelum dan setelah didesain ulang terletak pada diameter impelernya agar pompa mampu mengangkat fluida yang 20-30 kali (*gain*) dari sebelumnya. Pergantian pompa terbilang ekonomis dilihat dari *gain*-nya karena mampu menutupi biaya pergantian pompa dan produksi sumur A memberikan keuntungan bagi perusahaan Chevron. Lalu, nilai *water cut* sumur A tergolong produktif karena batasan *water cut* suatu sumur pada perforasi tertentu di

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan minyak Minas mempunyai 1.755 sumur yang terbagi ke dalam 5 stasiun pengumpul (*gathering station* – GS). Misalnya, GS 5 memiliki 242 sumur yang terdiri atas 172 sumur minyak, 60 sumur injeksi air, dan 10 sumur yang telah mati. Setiap sumur minyak diharapkan minyak dapat mengalir ke permukaan dengan tenaga yang tersedia secara alami. Agar minyak yang masih terdapat di dalam sumur dapat mengalir ke permukaan maka diperlukan alat bantu atau *artificial lift*.

Artificial lift merupakan suatu metode yang digunakan untuk memproduksi minyak mentah dari sebuah sumur minyak setelah tekanan yang tersedia secara alami di dalam sumur tersebut tidak mampu lagi untuk mengangkat minyak ke permukaan. *Artificial lift* yang digunakan di lapangan Minas adalah *electric submersible pump* (ESP) karena lebih efisien dan murah. ESP yang biasa dikenal dengan nama REDA-pump (*Russian Electrical Dynamo of Arutunoff*) menggunakan prinsip sentrifugal dimana rotor (impeler) melemparkan fluida ke arah samping, lalu ditangkap oleh stator (difuser) untuk diarahkan kembali ke bagian tengah dan selanjutnya diterima rotot berikutnya di bagian atas [1].

Fluida yang dihasilkan bersifat fluktuatif sehingga adanya tim lapangan yang memonitor kinerja sumur minyak. *Well Tester* adalah tim yang bertugas memonitor fluktuasi fluida yang dihasilkan sumur minyak, dan *Well Work* adalah tim yang bertanggung jawab atas perbaikan baik *Service* maupun *Work Over*. *Service* merupakan tugas pergantian pompa-pompa ESP yang rusak (umumnya membutuhkan waktu 36 jam), sedangkan *Work Over* bertugas memperbaiki pompa bila sumur minyak kurang berpotensi dalam memproduksi minyak dikarenakan *water cut*-nya tinggi. Hasil pemantauan tim *Well Tester* dapat diketahui melalui *water cut*, minyak dan fluida yang terproduksi dalam suatu sumur minyak, apakah data sumur tersebut sama dengan data sebelumnya. Apabila data tersebut berbeda, data sumur yang baru akan diproses oleh *Petroleum Engineer* (PE) untuk memberitahukan tindakan yang tepat dalam mengatasi permasalahan di sumur tersebut. Lalu, tim *Well Work* yang melaksanakan solusi yang diberikan PE.

1.2. Perumusan Masalah

Adanya perubahan data suatu sumur akan mempengaruhi kinerja pompa yang dipasang. Hal ini dapat disebabkan banyak faktor, misal terjadinya peningkatan fluida yang dihasilkan seperti yang terjadi di sumur A pada

Area 5. Sumur ini telah terpasang pompa D-475N/106/20HP dimana pompa ini mampu memompakan fluida sebanyak ± 475 barrel fluid of day. Data sumur A disajikan Tabel 1 berikut.

TABEL I
Data sumur A sebelum dan setelah dimonitor oleh tim Well Tester [2]

	Data	
	Awal	Setelah
BFPD, barrel fluid per day	532	2113
BOPD, barrel oil per day	40	122

(Sumber : Well Tester, 31 November 2015)

Dari data tersebut terlihat adanya kenaikan jumlah fluida yang dihasilkan dari sumur A dan apabila tetap menggunakan pompa D-475N maka jumlah fluida ataupun minyak yang terangkat sebesar nilai yang tertera pada data awal sumur A. Sehingga, jumlah 82 BOPD tidak terangkat ke permukaan dan membutuhkan waktu sebesar empat kali lipat untuk mengangkat 2113 BFPD. Tindakan mendesain ulang pompa adalah langkah yang tepat agar seluruh fluida yang terdapat di sumur A dapat terangkat ke permukaan.

1.3. Tujuan

Tujuan dilakukan *re-design electric submersible pump* di sumur A yaitu :

- mendesain ulang pompa REDA agar pompa tersebut sesuai dengan kemampuan sumur dalam memproduksi fluida
- mengetahui besarnya peningkatan produksi minyak (*gain*) yang dihasilkan setelah pompa yang didesain ulang dipasang
- mengetahui ekonomis atau tidaknya setelah dilakukan desain ulang pompa REDA dengan jumlah minyak yang terangkat ke permukaan di PT Chevron Pacific Indonesia (PT CPI)

II. LANDASAN TEORI

Sumur minyak yang ada di Minas mempunyai 2 tipe yaitu sumur vertikal (*directional well*) dan horizontal. Sumur vertikal adalah sumur yang mempunyai sudut tertentu dari sumbu vertikal untuk mencapai lapisan produktif (sumber minyak bumi). Untuk mencegah penyimpangan target, lubang yang dibor akan diperiksa dengan alat survei. Sumur ini dibuat dengan alasan faktor permukaan lokasi, teknis, dan ekonomi. Sedangkan, sumur horizontal merupakan pengembangan dari sumur vertikal. Permukaan dibor secara vertikal sampai dengan kedalaman tertentu, kemudian diarahkan dengan sudut kemiringan tertentu, dan saat menembus lapisan produktif, lubang dibuat secara horizontal. Tujuan mengebor sumur ini untuk mengoptimalkan produksi dari formasi. Pada sumur vertikal, lapisan produktif yang ditembus hanya sebatas ketebalannya, sedangkan sumur horizontal sepanjang lapisan produktif. Tipe sumur ini cocok untuk lapisan produktif yang mempunyai banyak rengkahan.

2.1. Artificial Lift

Artificial lift merupakan suatu alat yang dipergunakan untuk mengangkat fluida ke permukaan ketika tekanan

formasi dari suatu sumur hanya mampu mendorong fluida ke dalam *well bore*. Karena awalnya, fluida mengalir ke permukaan dengan menggunakan tekanan reservoir yang tersedia secara alami. Seiring berjalannya waktu, tekanan yang tersedia pun berkurang.

Artificial lift yang biasa dipergunakan dalam industri perminyakan [3] :

- Electric submersible pump* (ESP) menggunakan *down hole motor* dan *centrifugal pump system*
- Tubing/rod pump* menggunakan *surface beam type pumping unit* dan *positive displacement pump system*
- Progressive cavity pump* (PCP) menggunakan *surface electric motor* dan *positive displacement pump system*
- Gas lift* menggunakan gas yang dialirkan melalui anulus
- Hydraulic pump unit/reciprocating rod lift* menggunakan *surface hydraulic pump/electric motor* dan *positive displacement pump system*

Hal-hal yang mempengaruhi pemilihan jenis *artificial lift* yaitu :

- Karakteristik sumur (*sand, temperature, velocity*)
- Kemampuan suatu sumur mengangkat fluida dari formasi ke permukaan

PT CPI menggunakan ESP dengan alasan :

- Sumur produksi mempunyai laju produksi 300 sampai 60000 BFPD
- Fluida mempunyai viskositas tinggi
- Mempunyai derajat kepasiran tertentu dari sumur yang berpasir
- Suhu sumur lebih dari 250°F

Penggunaan ESP yang berprinsip sentrifugal mengakibatkan aliran fluida lebih merata, putaran poros dapat lebih tinggi, konstruksinya lebih aman dan kecil, dan perawatannya murah.

2.2. Electric Submersible Pump (ESP)

ESP merupakan jenis *artificial* yang menggunakan pompa listrik di dalam sumur dengan menggunakan prinsip sentrifugal guna mengangkat fluida ke permukaan. ESP terdiri dari satu *impeller* dan *diffuser* yang dipasang di *shaft*. *Impeller* berfungsi memindahkan fluida dari satu *stage* ke *stage* di atasnya. Sedangkan, *diffuser* merupakan bagian yang tidak berputar dan berfungsi untuk mengarahkan fluida ke *stage* berikutnya.

Adapun cara kerja pompa REDA (ESP) [4] :

- Electric power* disuplai dari transformer (*step down*) menuju *switchboard*
- Melalui *switchboard*, semua kinerja dari ESP dan kabel akan dikontrol (*amper, voltage*)
- Dari *switchboard*, *power* akan diteruskan ke motor melalui *power cable* yang terikat sepanjang *tubing* dan ESP unit
- Melalui motor, *electric power* akan diubah menjadi *mechanical power* berupa tenaga putaran
- Tenaga putaran akan diteruskan ke *protector* dan *pump* melalui *shaft* di mana antar *shaft* dihubungkan dengan *coupling*
- Shaft* dari pompa berputar, dan pada waktu yang sama *impeller* akan ikut berputar untuk mendorong fluida

(gaya sentrifugal) yang masuk melalui *pump intake* atau gas separator ke permukaan

7. Fluida yang didorong secara terus-menerus akan mengisi *tubing*, bergerak ke permukaan dan terus menuju *gathering station*

2.3. Well Tester

Tim ini bertugas dalam melakukan uji produksi sumur. Kegiatan ini biasanya dilakukan secara rutin minimal satu bulan sekali untuk setiap sumur. Metode pengujiannya berupa *micromotion* dan *sonolog test*.

2.3.1. Micromotion Test

Pengujian ini bertujuan untuk mengetahui laju produksi fluida dan minyak, serta menentukan besarnya *water cut*. Pengujian tersebut dilakukan berdasarkan perbedaan densitas fluida yaitu perbedaan densitas minyak dan air formasi yang mengalir. Namun, alat ini mempunyai kelemahan yaitu tidak dapat mendeteksi adanya gas sehingga hanya dapat digunakan untuk sumur yang tidak menghasilkan gas. Peralatan ini juga hanya dapat digunakan untuk sumur bertekanan lebih dari 130 psi sehingga pengaturan harus dilakukan di dekat sumur.

Adapun, komponen *micromotion* yaitu :

- a. Sensor unit
Sensor ini mendeteksi aliran fluida di dalam pipa dan memprosesnya secara cepat aliran tersebut berdasarkan densitas lalu mengubahnya menjadi sinyal-sinyal
- b. *Remote flow transmitter*
Sebagai penerima sinyal dari sensor unit lalu memprosesnya berdasarkan konfigurasi yang telah deprogram pada alat *interface*
- c. *Transmitter interface*
Merupakan unit yang menunjukkan hasil tes secara digital

2.3.2. Sonolog Test

Sonolog test merupakan kegiatan yang berfungsi mengukur *static fluid level* (SFL atau saat pompa tidak dioperasikan) dan *working fluid level* (WFL atau saat pompa dioperasikan). Prinsip kerjanya dengan mengirimkan getaran ke dalam sumur yang berasal dari gas N₂. Level fluida terdiri :

1. *Static fluid level* (SFL)
SFL adalah level fluida dalam sumur pada saat sumur tidak diproduksi dalam arti pompa tidak dihidupkan
2. *Working fluid level* (WFL)
WFL adalah level fluida pada saat sumur sedang diproduksi. Suatu sumur dikatakan masih *support*

- a. Menghitung *specific gravity oil*

$$Sg_{oil} = 141,5 : (^{\circ}API_{oil} + 131,5) \quad (1)$$

- b. Menghitung *specific gravity* campuran (minyak dan air)

$$Sg_{campuran} = \{(WC \times Sg_{water}) + (1 - WC) \times Sg_{oil}\} \quad (2)$$

- c. Menghitung untuk *in flow*

- 1) Menghitung tekanan reservoir

$$P_{reservoir} = Gradien_{fresh\ water} \times Sg_{campuran} \times (pump\ set - SFL) \quad (3)$$

- 2) Menghitung tekanan *working fluid*

untuk ukuran suatu pompa jika WFL sumur tersebut sekitar 300-400 ft di atas *pump setting depth*. Istilah *support* mengartikan bahwa pompa yang digunakan masih dapat menghisap fluida dari dalam sumur secara optimal dan tidak mengakibatkan kerusakan pada pompa

III. METODE PENELITIAN

3.1. Pengambilan Data

Data mengenai sumur A diperoleh dari *Well Tester* yang merupakan hasil pengamatan langsung dalam memonitor kinerja sumur produksi secara rutin. Data tersebut berupa *static fluid level* (SFL), *working fluid level* (WFL), interval perforasi, ukuran pompa, *pump set*, *tubing*, *fluid above pump* (FAP), *barrel fluid per day* (BFPD), *barrel oil per day* (BOPD), *run days of pump*, *oil gravity* ($^{\circ}API$), *water cut* (WC), *water gravity*, *fluid density*, *bubble point pressure*.

3.2. Penyelesaian Masalah

Data dari pihak *Well Tester* akan dikirimkan *Petroleum Engineer* (PE) untuk mengambil tindakan apa yang akan dilakukan terhadap masalah tersebut. Setelah itu, PE mengirimkan *working order* (WO) ke *Well Work* untuk melaksanakan WO tersebut. Adanya kenaikan jumlah fluida di dalam sumur yang tidak sesuai dengan kapasitas pompa yang telah terpasang maka PE memutuskan untuk mendesain ulang pompa.

Adapun, data sumur A yang bertipe vertikal dan langkah-langkah perhitungan untuk mendesain ulang pompa sebagai berikut [5, 6].

Data-data saat menggunakan D-475N

<i>Static Fluid Level</i> (SFL)	: 961 ft
<i>Working Fluid Level</i> (WFL)	: 1095 ft
<i>Fluid Above Pump</i> (FAP)	: 1097 ft
<i>Pump size</i>	: D-475N/106
<i>Pump set</i>	: 2192 ft
Fluida terproduksi (BFPD)	: 532 barrel per hari
Oil terproduksi (BOPD)	: 40 barrel per hari
<i>Water cut</i> (WC)	: 92,54%
<i>Run days</i>	: 72 days
<i>Tubing</i>	
ID	: 2,548 inci
OD	: 3 ½ inci
Tekanan <i>tubing</i>	: 166,92 psi
Interval perforasi	: 2616 ft
<i>Oil gravity</i> ($^{\circ}API$)	: 35
<i>Water specific gravity</i> (Sg_{water})	: 0,98
<i>Fluid density</i> (gr/cm^3)	: 0,98
<i>Bubble point</i>	: 235 psi

$$P_{WF} = \text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times S_{g\text{campuran}} \times (\text{pump set} - \text{WFL}) \quad (4)$$

3) Menghitung *productivity index*

$$\text{Productivity Index (PI)} = Q_{\text{fluida}} : (P_{\text{reservoir}} - P_{WF}) \quad (5)$$

4) Menghitung FAP minimum

$$\text{FAP}_{\text{min}} = P_{\text{bubble}} : (S_{g\text{campuran}} \times \text{Gradien}_{\text{fresh water}}) \quad (6)$$

d. Menghitung untuk *out flow*

1) Menghitung tekanan *pump set*

$$P_{\text{pump set}} = \{ (\text{kedalaman perforasi} - \text{pump set}) \times \text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times S_{g\text{campuran}} \} \quad (7)$$

2) Menghitung laju alir *outflow* dan laju alir *outflow* maksimum

$$Q_{\text{out flow}} = \text{PI} \times \text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times (\text{pump set} - \text{SFL} - \text{FAP}_{\text{min}}) \quad (8)$$

$$Q_{\text{outflow maks}} = \text{safety} \times Q_{\text{out flow}} \quad (9)$$

3) Menghitung tekanan *outflow*

$$P_{\text{outflow}} = P_{\text{gravity}} + P_{\text{tubing}} + P_{\text{friction}}$$

$$P_{\text{outflow}} = (\text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times S_{g\text{campuran}}) \times \text{WFL} + P_{\text{tubing}} + \{ 2,083 \times (100Q_{\text{outflow maks}} : 34,3 \text{ C})^{1,85} \times (\text{ID}_{\text{tubing}})^{-4,8655} \} \quad (10)$$

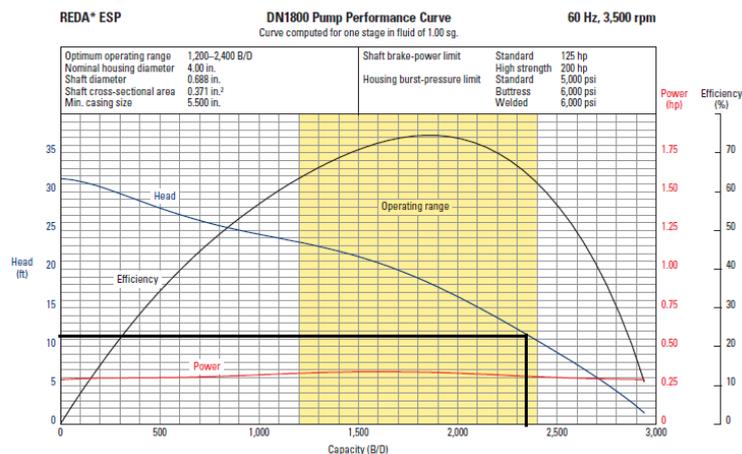
4) Menentukan tipe pompa melalui bantuan tabel Schlumberger

TABEL II
Pump summary seri 338-562

Pump Summary—338 Series—562 Series				
Series	OD, in. (mm)	Pump Type	Capacity Range, Recommended Limits	
			60 Hz, B/D	50 Hz, m ³ /d
338	3.38 [85.85]	AN550	400–700	53–93
		AN900	700–1,060	93–140
		AN1200	800–1,650	106–219
		AN1500	1,000–2,000	132–265
		A2700N	1,800–3,400	238–450
387	3.87 [98.30]	D3050N	2,000–3,700	265–490
		D3400N	2,400–4,400	318–583
		D5850N	4,400–7,000	583–927
		D475N	200–625	27–83
		D725N	350–925	46–123
400	4.00 [101.60]	DN1100	600–1,350	79–179
		D1400N	960–1,700	127–225
		DN1750	1,200–2,050	159–272
		DN1800	1,200–2,400	159–318
		DN2150	1,300–2,600	172–344
		D2400N	1,500–3,200	199–424
		DN3000	2,100–3,700	278–490
		DN3100	2,100–3,900	278–517
		D4300N	3,500–5,400	464–715
		D5800N	4,400–7,000	583–927

5) Menghitung *head per stages* melalui bantuan grafik Schlumberger

Dengan memplotkan $Q_{\text{out flow maks}}$ ke dalam grafik pompa REDA, maka diperoleh *head* pompa.



GAMBAR I
Kurva pompa REDA tipe DN1800

6) Menghitung tekanan *head per stages*

$$P_{head/stages} = \text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times S_{g\text{campuran}} \times \text{head} \quad (11)$$

7) Menghitung jumlah *stages*

$$\text{Jumlah stages} = P_{out\ flow} : (P_{head/stages}) \quad (12)$$

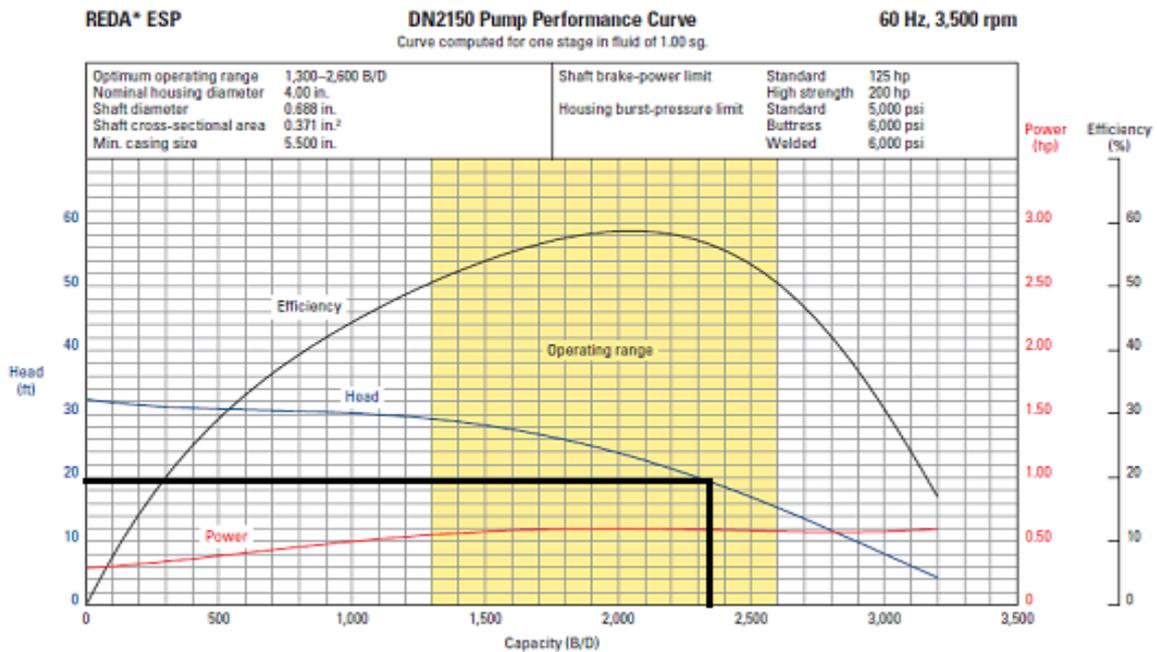
TABEL III
Jumlah stages pompa REDA tipe DN1800

400 Series, Min. Casing Size 5½-in. [139.7-mm] OD								
Housing	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel		ES Carbon Steel		ARZ Carbon Steel	
			Max. Stages	FL-CT Part Number	Max. Stages	FL-CT-ES Part Number	Max. Stages	FL-CT-ARZ Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	8	1183441	8	tba [†]	7	tba
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	16	1183458	16	tba	15	tba
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	24	1183466	24	tba	23	tba
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	33	1183474	33	tba	31	tba
50	7.7 [2.35]	165 [74.9]	41	1183482	41	tba	39	tba
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	50	1183490	50	tba	47	tba
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	58	1183508	58	tba	55	tba
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	67	1183516	67	tba	63	tba
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	75	1183524	75	100030085	71	tba
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	83	1183532	83	tba	77	1296136
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	92	1183540	92	tba	87	tba
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	100	1183557	100	100030086	95	tba
130	18.9 [5.76]	405 [183.9]	108	1183565	108	tba	103	1329473
140	20.3 [6.19]	435 [197.5]	116	1183573	116	100030088	111	tba
150	21.7 [6.62]	465 [211.1]	125	1183581	125	100030089	118	1345727

[†] to be assigned

8) Menghitung *head per stages* melalui bantuan grafik Schlumberger

Dengan memplotkan $Q_{out\ flow\ maks}$ ke dalam grafik pompa REDA maka diperoleh *head* pompa.



(13)

10) Menghitung jumlah *stages*

$$\text{Jumlah stages} = P_{out\ flow} : (P_{head/stages}) \quad (14)$$

TABEL IV

GAMBAR II
Kurva pompa REDA tipe DN2150

9) Menghitung tekanan an *head per stages*
 $P_{head/stages} = \text{Gradien}_{\text{fresh water}} \times S_{g\text{campuran}} \times \text{head}$

Jumlah stages pompa REDA tipe DN2150

Pump Summary—338 Series–562 Series				
Series	OD, in. (mm)	Pump Type	Capacity Range, Recommended Limits	
			60 Hz, B/D	50 Hz, m ³ /d
338	3.38 [85.85]	AN550	400–700	53–93
		AN900	700–1,060	93–140
		AN1200	800–1,650	106–219
		AN1500	1,000–2,000	132–265
		A2700N	1,800–3,400	238–450
387	3.87 [98.30]	D3050N	2,000–3,700	265–490
		D3400N	2,400–4,400	318–583
		D5850N	4,400–7,000	583–927
400	4.00 [101.60]	D475N	200–625	27–83
		D725N	350–925	46–123
		DN1100	600–1,350	79–179
		D1400N	960–1,700	127–225
		DN1750	1,200–2,050	159–272
		DN1800	1,200–2,400	159–318
		DN2150	1,500–2,600	172–344
		D2400N	1,500–3,200	199–424
		DN3000	2,100–3,700	278–490
		DN3100	2,100–3,900	278–517
		D4300N	3,500–5,400	464–715
540	5.13 [130.30]	D5800N	4,400–7,000	583–927
		GN1600	1,000–2,150	132–285
		GN2100	1,650–2,700	219–358
		GN3200	2,200–4,100	291–543
		GN4000	3,200–4,800	424–636
		GN5200	3,900–6,600	517–874
		G6200N	4,500–8,000	596–1,060
		GN7000	5,000–9,000	662–1,192
538	5.38 [136.65]	GN10000	7,000–12,000	927–1,590
		SN2600	1,600–3,200	212–424
		SN3600	2,400–4,600	318–609
		S5000N	4,000–5,400	530–715
		SN8500	6,000–11,000	795–1,457
562	5.62 [142.75]	S8900N	4,000–11,000	530–1,457
		HN13500	5,000–18,000	662–2,385
		HN15000	12,000–18,000	1,590–2,385
		H15500N	11,000–20,000	1,457–2,650
		H21500N	17,500–24,000	2,319–3,180
		H28000N	28,000–36,000	3,710–4,770

Dari Tabel IV, pompa baru dipilih sesuai dengan keadaan setelah dimonitor pihak *Well Tester*.

e. *Horse power* motor

HP motor yang dibutuhkan = jumlah stages x HP/stages

(HP/stages diperoleh dari Gambar II *line power*). Namun, HP motor yang tersedia oleh pihak Schlumberger pada Tabel V. berikut ini.

TABEL V

HP Motor

540 Series Motors—DK Type									
Frequency, 60 Hz		Frequency, 50 Hz		Current, A	Type	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy* Alloy Part Number
Power Rating, hp	Voltage, V	Power Rating, hp	Voltage, V						
25	516	21	430	30.5	S	4.8 [1.5]	298 [135.3]	2011740	tba [†]
					UT	4.8 [1.5]		tba	tba
38	513	31	427	46.0	S	6.1 [1.9]	379 [172.1]	2011939	tba
					UT	6.2 [1.9]		tba	tba
	1,430		1,191	16.5	S	6.1 [1.9]	379 [172.1]	2011940	tba
					UT	6.2 [1.9]		2011927	tba
50	509	42	424	61.8	S	7.5 [2.3]	466 [211.6]	2011941	tba
					UT	7.5 [2.3]		tba	tba
	1,033		860	30.4	S	7.5 [2.3]	466 [211.6]	tba	tba
					UT	7.5 [2.3]		2011741	tba
	1,557		1,297	20.2	S	7.5 [2.3]	443 [201.1]	2011707	tba
					UT	7.5 [2.3]		2011928	tba
63	527	52	439	74.6	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011942	2011956
					UT	8.9 [2.7]		tba	tba
	855		712	46.0	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011943	tba
					UT	8.9 [2.7]		2011929	tba
	1,073		894	36.6	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011944	tba
					UT	8.9 [2.7]		2011930	tba
	1,510		1,258	26.0	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011709	tba
					UT	8.9 [2.7]		2011742	tba
75	764	63	636	61.7	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	2011945	tba
					UT	10.3 [3.1]		2011931	tba
	1,026		855	46.0	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	tba	tba
					UT	10.3 [3.1]		2011743	tba
	1,157		964	40.5	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	tba	tba
					UT	10.3 [3.1]		2011930	tba
	1,288		1,073	36.6	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	2011946	2011758
					UT	10.3 [3.1]		2011932	tba
88	891	73	742	61.7	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	2011947	tba
					UT	11.6 [3.5]		tba	tba
	1,197		997	46.0	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	tba	tba
					UT	11.6 [3.5]		2011933	tba
	1,502		1,251	36.6	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	2011948	tba
					UT	11.6 [3.5]		tba	2011922

[†] to be assigned

Dari Tabel V maka HP motor dipilih sesuai dengan keadaan yang baru untuk sumur A tersebut.

- f. Setelah diperoleh desain pompa yang baru, selanjutnya dilakukan pengujian sumur. Pengujian ini untuk mendapatkan data BFPD, BOPD, WC sehingga dapat diketahui ada tidaknya kenaikan produksi minyak dari pompa yang baru dipasang.

Kenaikan produksi minyak bumi (*gain*)

$$Gain = BOPD_{pompa\ baru} - BOPD_{pompa\ lama}$$

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Hasil Perhitungan

Dari perhitungan yang telah dilakukan diperoleh tipe pompa yang baru sejumlah *stages* untuk memompakan fluida ke permukaan.

TABEL VI
Data hasil perhitungan

In Flow	
$P_{\text{reservoir}}$	517,18 psi
P_{WF}	460,88 psi
FAP_{min}	558,313 ft
Out flow	
$P_{\text{pump set}}$	178,46 psi
$Q_{\text{out flow maks}}$	2339,41 barrel per hari
$P_{\text{out flow}}$	663,5755 psi
$P_{\text{head/stages}}$	8,4026 psi/ <i>stages</i>
Jumlah <i>stages</i>	81
<i>Pump size</i>	DN2150
BFPD/BOPD/WC	2113/124/94,13%
<i>Gain</i>	84 barrel per hari

4.2. Pembahasan

Minyak ringan yang diperoleh dari sumur A mempunyai nilai *oil gravity* 35°API. Saat menggunakan pompa REDA tipe D-475N, pompa tersebut dipasang pada kedalaman 2192 ft dan perforasi berada di kedalaman 2616 ft sehingga motor dipasang pada 424 ft di atas perforasi (umumnya, minimal 100 ft). Kinerja motor dipengaruhi oleh perubahan suhu, suhu yang terlalu tinggi dari suhu desain akan menyebabkan kerusakan pada motor itu sendiri. Fluida yang mengalir dari sumur akan melewati dan mendinginkan motor (di mana kecepatan alir fluida 1-1,8 ft/s).

Tekanan reservoir (formasi) akan selalu lebih besar dari tekanan *working fluid*. Dengan adanya perbedaan tekanan tersebut menyebabkan fluida terdorong dari formasi ke lubang sumur. Karena perbedaan tekanan reservoir dengan tekanan *working fluid* tidak terlalu besar maka fluida tidak dapat mencapai permukaan. Ketinggian fluida di atas pompa minimal 558,313 ft karena apabila ketinggian fluida kurang dari 558,13 ft akan menyebabkan liquid yang ada di dalam pompa menguap. Hal ini juga dapat terjadi bila tekanan *inlet* pada pompa lebih kecil dari P_{bubble} . Penguapan cairan tersebut akan mengakibatkan pemutusan aliran dan kerusakan pada bagian pompa (seperti adanya suara-suara yang berisik karena gelembung-gelembung fluida tersebut pecah, kapasitas pompa menurun, berkurangnya efisiensi pompa, dan pompa tidak mampu membangkitkan *head* atau tekanan).

Tekanan yang dimiliki pompa untuk memompakan fluida sampai ke permukaan sebesar 178,46 psi di mana pompa dipasang pada kedalaman 2192 ft. Fluida yang diangkat oleh pompa maksimal 2339,41 barrel/hari. Awalnya, sumur produksi mempunyai tekanan 517,18 psi, sedangkan tekanan yang dibutuhkan agar fluida dapat terangkat ke permukaan yaitu 663,5755 psi. Dengan tekanan pompa yang didesain, pompa tersebut dapat memompa fluida sampai ke permukaan dan menuju ke stasiun pengumpul pusat.

Dari Tabel II terdapat berbagai tipe pompa REDA yang telah disediakan oleh rekan kerja Schlumberger. Fluida yang akan diangkat 2339,41 barrel/hari atau mendekati 2400

barrel/hari maka dipilih pompa REDA tipe DN2150. Kemampuan pompa untuk mentransfer fluida (*head* pompa) 20 ft/*stages* dengan tekanan per *stages*-nya 8,4026 psi. Nilai *head* pompa dipengaruhi oleh *specific gravity* di mana hubungan *specific gravity* fluida (campuran minyak dan air) terhadap *head* yang dihasilkan pompa dan $P_{\text{out flow}}$ -nya berbanding lurus. Jumlah *stages* yang dibutuhkan yaitu 78,97 agar fluida yang dipompa dapat mencapai ke permukaan. Pada Tabel IV, jumlah *stages* yang digunakan sebanyak 81.

Adanya perbedaan spesifikasi ESP sebelum dan setelah didesain ulang yaitu pada diameter impelernya. Awalnya, pompa D-475N mempunyai 106 *stages*, setelah didesain ulang diperoleh pompa DN2150 dengan 81 *stages*. Penurunan jumlah *stages* akan memperbesar diameter impeller dari pompa sebelumnya sehingga fluida yang terangkat sebesar 2339,41 barrel/hari. Semakin besar diameter impelernya maka semakin besar gaya friksi selama fluida diangkat sampai ke permukaan. Produksi fluida menggunakan bantuan ESP bergantung pada beberapa faktor yaitu kecepatan rotasi yang dimiliki motor, diameter impeller, *head pump*, dan properti termodinamika fluida (densitas, viskositas, °API).

Setelah pompa tipe DN2150 dipasang dan dilakukan pengujian sumur kembali, diperoleh data adanya kenaikan produksi minyak (*gain*) sebanyak 84 barrel/hari dan *water cut* dari 92,54 menjadi 94,13%. Kenaikan nilai *water cut* akan memperbesar jumlah air yang dibutuhkan untuk meloloskan minyak yang berada di antara pori-pori bebatuan. Seiring dengan waktu, jumlah minyak yang ada di pori-pori batuan tersebut semakin sedikit dan membutuhkan banyak air untuk mengeluarkan minyak tersebut.

Penggantian pompa tipe D-475N/106 ke DN2150/81 dapat dikatakan ekonomis dilihat dari *gain*-nya. Tim PE menetapkan penggantian pompa tetap dilakukan bila *gain* minyak yang diperoleh antara 20-30 barrel/hari karena mampu menutupi biaya penggantian pompa dan produksi sumur A memberikan keuntungan bagi perusahaan Chevron. Pompa DN2150 lebih bersifat efisien karena mampu mengangkat fluida yang keluar dari formasi sebesar 2339,41 dan didukung kenaikan jumlah produksi minyak menjadi 122 barrel/hari. Nilai *water cut* sumur A tergolong produktif karena batasan *water cut* suatu sumur pada perforasi tertentu di lapangan minyak Minas yaitu 97,00%.

V. KESIMPULAN

Dari data dan perhitungan yang telah dilakukan untuk *upsizing pump* pada sumur A, dapat disimpulkan bahwa desain ulang pompa REDA tipe D-475N menjadi DN2150 karena adanya kenaikan jumlah minyak yang terproduksi. Pompa REDA tipe DN2150 mampu mengangkat fluida sebesar 2339 barrel/hari dengan jumlah *stages* sebanyak 81. Pemasangan pompa DN2150 mengakibatkan adanya kenaikan produksi *oil* sebanyak 84 barrel/day dan nilai *water cut* pun meningkat dari 92,54 menjadi 94,13%. Penggantian pompa REDA di PT Chevron Pacific Indonesia terbilang cukup ekonomis

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Laila, *Laporan Kerja Praktek Area Minas. PT Chevron Pacific Indonesia*, Pekanbaru, 2010.
- [2] Well Tester, *Data sheet sumur A bulan November area Minas - PT Chevron Pacific Indonesia*, Pekanbaru, 2015.
- [3] Brown, E., Kermit, *The Technology of Artificial Lift Method Volume 1*, Devision of Penn Well Publishing Co., Tuls, Oklahoma, 1984.
- [4] Amao, Matthew., *Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems*, 2014 diakses pada <http://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/4-electricalsubmersiblepumps.pdf>
- [5] Brown, E., Kermit, *The Technology of Artificial Lift Method Volume 2B*, Devision of Penn Well Publishing Co., Tuls, Oklahoma, 1984.
- [6] Brown, E., Kermit, *The Technology of Artificial Lift Method Volume 4*, Devision of Penn Well Publishing Co., Tuls, Oklahoma, 1984.