

## PERBANDINGAN KEEKONOMIAN ANTARA DESAIN ULANG *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) DAN PENGGUNAAN *SUCKER ROD PUMP* (SRP) DI SUMUR ALK-20 LAPANGAN-X

Allika Puspita, Widartono Utoyo  
Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

### Abstrak

Dengan berjalannya waktu dan jumlah fluida yang telah terproduksi dari reservoir, sumur-sumur di lapangan ini mengalami penurunan tekanan sehingga tidak dapat lagi mengalirkan fluida reservoir secara *natural flow*. Sehingga diperlukan bantuan *artificial lift*, pada lapangan X di Blok Siak, Riau, ada dua macam *artificial lift* yang digunakan yaitu ESP dan SRP. Pada sumur kajian yaitu ALK-20, *artificial lift* yang terpasang adalah ESP D-285EZ dan mempunyai *rate* sebesar 419 BFPD. Setelah dilakukan evaluasi terhadap sumur tersebut, laju alir maksimum dari ALK-20 adalah mencapai 1084 BFPD. Maka dari itu akan dilakukan desain ulang pompa ESP dengan tujuan dapat mengalirkan laju yang optimum. Selain melakukan desain ulang pompa ESP, hal lain yang dilakukan adalah merencanakan SRP pada sumur tersebut. Hal ini dikarenakan sumur ALK-20 adalah sumur yang masih tergolong cocok untuk memakai SRP sebagai *artificial lift*nya. Setelah melakukan perencanaan desain ulang ESP dan penggunaan SRP, akan dilakukan perbandingan keekonomian untuk melihat mana di antara mereka yang akan memberikan *lifting cost* yang rendah dengan *pay out time* yang singkat.

**Kata kunci** : ESP, SRP, Produksi

### Pendahuluan

Evaluasi *Electric Submersible Pump* (ESP) yang dilakukan pada sumur produksi merupakan hal penting dalam proses pengembangan suatu lapangan produksi, maka dengan evaluasi ini dapat diketahui apakah pompa yang terpasang tersebut beroperasi sesuai dengan yang direncanakan atau tidak. Banyak hal yang dapat mempengaruhi penurunan produksi pada suatu lapangan, salah satunya adalah menurunnya tekanan reservoir sehingga terjadi penurunan *rate* produksi.

Berdasarkan permasalahan tersebut, maka untuk meningkatkan efisiensi pompa yang telah menurun perlu dilakukan desain ulang pompa dengan cara melakukan kembali pengaturan *Pump Setting Depth*, *Total Dynamic Head* dan *stages* pompa yang sesuai dengan kebutuhan. Langkah yang dilakukan adalah menentukan besarnya efisiensi volumetric pompa yang diperoleh dari perbandingan laju produksi aktual dengan laju produksi teoritis yang diberikan oleh pompa terpasang. Hasil akhir yang diharapkan adalah meningkatnya efisiensi volumetris pompa pada sumur kajian setelah dilakukannya desain ulang, dan tentunya mendapatkan produksi yang optimum.

Selain itu, akan dibahas juga *artificial lift* lainnya yaitu *Sucker Rod Pump* (SRP), pada dasarnya ESP dan SRP adalah dua *artificial lift* yang berbeda. Masing-masing mempunyai kekurangan dan kelebihan. Salah satu alasan dilakukannya perencanaan SRP di sini adalah sumur yang dikaji merupakan sumur yang juga ideal untuk pemasangan SRP. Selain itu, pada hasil akhir perhitungan ESP dan SRP akan dilakukan juga perbandingan yang nantinya akan memberikan laju produksi lebih besar dan dengan *pay out time* yang singkat.

## Problem Statement

Permasalahan pada kasus ini adalah mengkaji satu sumur yang menggunakan *artificial lift* berjenis *Electric Submersible Pump* (ESP). Melihat sejarah produksinya, sumur ini mempunyai *track record* yang cukup baik. Tetapi pada beberapa tahun belakangan produksinya menurun. Maka dari itu akan dilakukan evaluasi terhadap pompa yang sedang terpasang. Perencanaan yang akan dilakukan untuk menaikkan produksi terbagi menjadi dua, yaitu mengganti pompa terpasang dengan ESP tipe lain, atau menggantinya dengan SRP.

Sumur ini mempunyai laju alir maksimum yang cukup besar yaitu 1084 BFPD, sedangkan untuk saat ini sumur ALK-20 hanya memproduksi sebanyak 419 BFPD. Pompa *existing* adalah REDA D285EZ 74 stages, pompa ini hanya dapat mengalirkan laju alir paling maksimum sebesar 450 BFPD. Maka diperlukan pompa dengan tipe lain yang berkapasitas lebih besar agar dapat mengalirkan laju alir yang optimum. Perencanaan SRP juga dilakukan karena sumur ALK-20 ini masih tergolong cocok untuk memakai *artificial lift* jenis ini.

## Teori Dasar

Untuk mengetahui kemampuan produksi suatu sumur maka dapat dilakukan tes produksi yang menghasilkan data tekanan dan laju produksi. Berdasarkan data tersebut dapat dibuat perkiraan kemampuan produksi suatu sumur minyak atau gas. Kemampuan produksi suatu sumur biasanya dinyatakan dalam *Productivity Index* (PI), yang merupakan jumlah volume minyak (*barrel*) yang dapat diproduksi untuk setiap penurunan tekanan besaran atau psi.

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

1. Tipe reservoir
2. Gas Oil Ratio
3. Water cut
4. Jumlah produksi (cumulative recovery)

Jika harga PI konstan, maka kurva yang terbentuk merupakan garis lurus. Ini menandakan bahwa aliran fluida tersebut adalah satu fasa ( $P_r > P_b$ ). PI yang terbentuk menunjukkan ratio antara laju alir produksi sumur dengan tekanan *drawdown* yaitu selisih dari tekanan reservoir ( $P_r$ ) dan tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ). Pada kondisi IPR satu fasa, fluida reservoir yang terproduksi adalah minyak dan gas terlarut.

Untuk kasus dua fasa, tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ) telah berada di bawah tekanan *bubble point pressure* ( $P_b$ ). Penyebab utama hal tersebut adalah karena gas terlarut dari minyak telah menjadi gas bebas akibat turunnya tekanan. Persamaan yang digunakan untuk menggambarkan IPR dua fasa adalah Persamaan Vogel. Persamaan ini digunakan untuk membuat grafik kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur berdasarkan data uji produksi dan tekanan. Persamaan Vogel digunakan untuk menggambarkan kurva aliran fluida dua fasa dari reservoir ke dasar dasar lubang sumur. Jika sudah ada 2 fasa yang mengalir (*liquid and gas*), maka bentuk kurva IPR akan melengkung dan harga PI tidak lagi konstan. Ketika tekanan formasi turun dan nilainya di bawah tekanan *bubble point* ( $P_b$ ) gas terlepas dari minyak, dengan demikian aliran fluida dari reservoir akan menjadi dua fasa.

Sedangkan enggunaan kurva IPR Composite adalah pada saat suatu sumur minyak memproduksi air dalam jumlah besar, di mana water cut di atas 50%. Kondisi ini mempunyai nilai  $P_r > P_b$  tetapi  $P_{wf} < P_b$ . Jadi kurva yang terbentuk semula- mula akan lurus dikarenakan fluida yang terproduksi hanya satu fasa, kemudian pada tekanan bubble point garis kurva yang terbentuk mulai melengkung, hal ini dikarenakan sudah adanya gas bebas.

*Electric Submersible Pump* (ESP) adalah sebuah pompa yang dirancang khusus, di mana motor dan komponen- komponen lainnya tertutup rapat, karena pada penggunaannya nanti seluruh permukaan pompa ini akan terendam ke dalam cairan. Pompa yang digunakan dalam instalasi *Electric Submersible Pump* (ESP) adalah pompa sentrifugal *multistage* yang dioperasikan dalam posisi vertikal. Pompa digerakkan dengan motor listrik yang berada di bawah permukaan melalui suatu poros motor (*shaft*) yang memutar pompa, dan akan memutar *impeller* pompa. Perputaran *impeller* akan menimbulkan gaya sentrifugal yang digunakan untuk mendorong fluida ke permukaan.

Laju alir yang diperoleh dari setiap jenis pompa tergantung dari kapasitas pompanya, pemilihan laju alir yang diinginkan hendaknya tidak melebihi batas yang direkomendasikan. Sebab pompa yang dioperasikan melebihi batas yang direkomendasikan akan menimbulkan "*Up- thrust*" atau pengikisan *impeller* bagian atas. Sedangkan bila pompa dioperasikan di bawah kapasitasnya, hal ini dapat menimbulkan "*Down-thrust*" atau pengikisan *impeller* bagian bawah. Jadi karena dua alasan tersebut, maka pompa harus dioperasikan dalam laju alir yang direkomendasikan. Peralatan ompa ESP terbagi menjadi dua bagian yaitu peralatan di atas permukaan dan di bawah tanah.

*Sucker Rod Pump* disebut juga sebagai Pompa Angguk. Alat ini bekerja menggunakan prinsip energi mekanik untuk mengangkat fluida hidrokarbon dari sumur produksi ke permukaan. Pompa Angguk ini termasuk *artificial lift* yang efisien, sederhana dan mudah dioperasikan oleh orang lapangan. Selain itu Pompa Angguk dapat digunakan untuk *slim holes*, *multiple completions*, sumur bertemperatur tinggi dan sumur dengan minyak yang kental (*viscous*). Adapun kelemahan utama dari Pompa Angguk ini adalah tidak terlalu efisien untuk sumur yang mengandung gas dan juga tidak bisa untuk sumur yang terlalu dalam, dan terlalu besar untuk dipasang di lapangan *offshore* mengingat ruang yang terbatas pada *platform* (Petroleum Production Engineering by Elsevier).

Alat dari Pompa Angguk terbagi menjadi dua bagian yaitu peralatan di atas permukaan dan juga peralatan di bawah permukaan. Penggerak utama yang paling sering digunakan untuk Pompa Angguk adalah motor listrik, hal ini dikarenakan motor listrik dapat diatur untuk bekerja secara otomatis.

### Evaluasi Sumur Alk-20

Evaluasi *Electric Submersible Pump* (ESP) pada sumur ALK-20 dilakukan guna untuk mengetahui perbandingan antara produktivitas formasi sumur kajian terhadap kapasitas pompa yang sedang digunakan. Tujuan dari evaluasi ini adalah untuk meningkatkan efisiensi pompa agar diperoleh laju produksi optimum yang sesuai dengan produktivitas formasinya.

Setelah mengevaluasi dan mengetahui bagaimana efisiensi pompa yang sedang terpasang maka akan dilakukan perencanaan ulang untuk pompa tersebut. Selain itu, dalam kajian ini juga akan membahas tentang perbandingan *Electric Submersible Pump* (ESP) dengan *Sucker Rod Pump* (SRP). Perencanaan untuk SRP dilakukan karena sumur ALK-20 tergolong sumur yang bisa menggunakan SRP sebagai *artificial lift* nya. Pada akhir kajian ini akan dilakukan perhitungan *lifting cost* dari tiap- tiap

perencanaan *artificial lift* yaitu ESP dan SRP, kemudian dilihat mana dari kedua perencanaan tersebut yang akan memberikan *pay out time* (POT) lebih singkat.

Perencanaan ulang pompa ESP di sumur ALK-20 dilakukan dengan penyesuaian kembali tipe pompa dan jumlah stage. Untuk *Pump Setting Depth* (PSD), tidak dilakukan perubahan karena PSD yang terpasang pada sumur ALK-20 sudah merupakan PSD Optimum.

Tabel 1. Evaluasi Pompa ESP D285EZ – 74 – 20

<b>ESP D285EZ - 74 - 20</b>	
Pompa Terpasang	D285EZ
Jumlah Stage	74
Pwf (psi)	268.33
TDH (ft)	390.03
Head/stage	5.3
Qaktual (BPD)	419
Qtheoretical (BPD)	440
EV %	95.23
EP %	8

Dasar perencanaan ulang pompa *Electric Submersible Pump* adalah dengan langsung mengganti pompa terpasang dengan pompa yang dapat bekerja dengan kapasitas lebih besar. Hal ini dikarenakan karakteristik reservoir dan sejarah produksi dari sumur ini menghasilkan *rate* yang cukup tinggi yaitu sekitar 80% dari laju maksimumnya. Untuk mencapai laju alir tersebut, pompa terpasang tidak dapat digunakan lagi karena ESP D-285EZ hanya dapat menghasilkan *rate* maksimum sebesar 450 BFPD. Sedangkan 80% dari laju alir maksimum untuk sumur ALK-20 adalah sebesar 868 BFPD, untuk itu perlu dilakukan penggantian pompa.

### Hasil Desain Ulang & Perencanaan Srp

Metode atau cara perhitungan yang digunakan adalah dengan cara mencari nilai *Total Dynamic Head* dari pompa melalui asumsi tekanan dasar sumur. Kemudian dilanjutkan dengan cara menghitung *head* dari tiap stage yang akan diasumsikan. Setelah itu

dibuat grafik untuk setiap pompa yang menggambarkan hubungan *Total Dynamic Head vs Qt* dan *head vs Qt*

Pompa yang dapat digunakan untuk menggantikan pompa terpasang di sumur ALK-20 adalah ESP D-725N. Pompa tersebut dipilih karena mempunyai *operating range* dari 325 BFPD sampai 923 BFPD. Stage yang diasumsikan untuk pompa ini adalah sebesar 40, 50 dan 60 stages. Untuk tiap-tiap stage secara berurutan, laju alir yang dihasilkan adalah sebesar 722 BFPD (61 BOPD), 830 BFPD (70 BOPD), dan 880 BFPD (74 BOPD).

Biaya *capital* yang harus dibayarkan untuk masing-masing stage pun berbeda, biaya *capital* dari tiap stage secara berurutan adalah 125,964 US\$; 127,114 US\$; dan 128,603 US\$. Sedangkan untuk *oil lifting cost* yang harus dibayarkan, stage 40 mempunyai biaya sebesar 4.825 US\$, stage 50 sebesar 4.628 US\$, dan stage 60 sebesar 4.468 US\$. Untuk *Pay Out Time* dari Pompa ESP D-725N dari tiap stage juga berbeda-beda. 40 stages mempunyai angka POT di 82 hari, sedangkan 50 stages mempunyai POT 61 hari, dan stage terbesar yaitu 60 stages menghasilkan POT paling singkat yaitu 55 hari.

Perencanaan *Sucker Rod Pump* pada sumur ALK-20 dilakukan karena kondisi sumur memiliki karakteristik yang tergolong cocok untuk pemakaian *Sucker Rod Pump* (SRP). Selain itu, ada beberapa hal yang membuat SRP lebih unggul jika dibandingkan dengan ESP. Karena pada umumnya pekerja di lapangan sudah lebih familiar dengan pompa berjenis *sucker rod*. Selain itu, pemasangan dan pengoperasiannya tidak terlalu rumit. Akan tetapi, pompa SRP juga memiliki kekurangan. Salah satunya adalah volume dari SRP dibatasi oleh ukuran pipa dan kedalaman sumur. Selain itu, efisiensi volumetric juga akan mengecil untuk sumur yang memiliki GOR yang tinggi. Adapun kekurangan SRP dari segi keekonomian, biaya *capital* awal biasanya tinggi terutama untuk unit dengan kapasitas yang besar. Biaya dari *rod string* pun harus dimasukkan dalam analisa ekonomi. Kekurangan terbesar dari SRP ini adalah ketika *rod string* bekerja di lingkungan yang *corrosive* atau lingkungan yang mudah menyebabkan karat. *Rod* yang rusak akan merusak tubing dan untuk mengatasi atau memperbaikinya dibutuhkan biaya yang cukup besar untuk reparasi. Tetapi, tata cara kerja yang benar akan memperpanjang umur pakai dari *rod* dan juga mengurangi biaya *operating cost*.

Untuk perencanaan menggunakan SRP pada sumur ALK-20, *rod* yang dipilih adalah rod nomor 54 dengan diameter *plunger* 2 inch. Berat *rod string* yang dihasilkan adalah 1,161 lb kemudian untuk berat fluida dari perhitungan didapat sebesar 1,393 lb. Kemudian, faktor percepatan bernilai 0.456. Faktor percepatan perlu diketahui untuk mendapatkan nilai *Minimum Polished Rod Load* (MPRL), dan untuk MPRL didapatkan sebesar 631,46 lb. Sedangkan untuk *Peak Polished Rod Load* (PPRL) yang dihasilkan adalah sebesar 7,750 lb. Parameter lainnya yang penting untuk dihitung adalah pemeriksaan keamanan pemilihan besar S dan N. Ada persyaratan yang mengharuskan besar  $SN^2$  harus lebih besar dari nilai *stress max* nya. Untuk perencanaan ini, nilai *stress max* yang dihasilkan adalah sebesar 33,088. Nilai N yang dipilih pada perencanaan SRP untuk sumur ALK-20 adalah sebesar 20 SPM, laju alir yang dihasilkan dari nilai N = 20 ini adalah sebesar 720 BFPD. Kemudian untuk nilai S (*stroke length*) yang didapatkan adalah sebesar 96.57 inch. Maka dari itu nilai S dibatasi menjadi sebesar 100 inch untuk laju alir sebesar 720 BFPD. Dengan menggunakan N=20 dan S=100, nilai  $SN^2$  yang dihasilkan adalah 40,000. Jadi dapat disimpulkan bahwa pemilihan nilai N dan S memenuhi persyaratan karena  $40,000 > 33,088$ .

Setelah mengetahui parameter seperti PPRL, Maksimum dan Minimum *Polished Rod Load*, dan *stroke length*, maka dapat ditentukan pompa dengan seri berapa yang

dapat bekerja pada kondisi tersebut. Pompa yang dapat dipilih untuk kondisi PPRL = 7,750 inch-lb; maksimum *polished rod load* = 3,083; dan *stroke length* = 120 inch adalah pompa dengan nomor seri C-160D-173-100. Nomor seri ini mempunyai arti nilai maksimum *polished rod load* dari pompa tersebut adalah 173,000 lb, nilai maksimum *peak torque* sebesar 16,000 inch-lb dan nilai maksimum *stroke length* sebesar 100 inch. Hal ini menunjukkan bahwa nomor seri pompa ini memenuhi syarat untuk beroperasi di sumur ALK-20.

## Kesimpulan

Dari hasil evaluasi perbandingan keekonomian antara desain *Electric Ssubmersible Pump* (ESP) dan penggunaan *Sucker Rod Pump* (SRP) di sumur ALK-20 Lapangan-X, dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Laju produksi maksimum untuk sumur ALK-20 adalah sebesar 1084.67 BFPD dengan laju produksi optimum sebesar 868 BFPD dan belum mencapai produksi optimum. Sumur ALK-20 memiliki *Productivity Index* yang cukup tinggi yaitu 4.62 BPD/psi.
2. Sumur ALK-20 menggunakan pompa ESP D-285EZ – 74 – 20 pada kedalaman *Pump Setting Depth* (PSD) 784 ft mempunyai laju produksi sebesar 419 BFPD (dengan  $Q_0 = 35.5$  BOPD), laju produksi teoritis sebesar 440 BFPD, dengan efisiensi volumetric sebesar 95,23% dan efisiensi pompa sebesar 8% sehingga masih dapat dilakukan optimasi dengan menggunakan ESP jenis lain.
3. Untuk mencapai produksi optimum dengan menggunakan pompa ESP, pompa terpasang yaitu ESP D-285EZ 74 stages harus diganti dengan ESP D-725N 60 stages. Pompa baru tersebut dapat menghasilkan laju produksi sebesar 880 BFPD dengan  $Q_0 = 74$  BOPD.
4. Untuk mencapai produksi optimum dengan menggunakan pompa SRP di sumur ALK-20, dapat digunakan dengan pompa bernomor seri C-160D-173-100. Laju alir yang dapat dihasilkan mencapai 720 BFPD ( $Q_0 = 58$  BOPD).
5. Dari perhitungan *lifting cost* sumur ALK-20 dipilih pompa ESP D-725N 60 stages karena mempunyai nilai yang paling ekonomis dibandingkan asumsi *stage* lainnya dan juga bila dibandingkan dengan penggunaan SRP, yakni sebesar 4.46 US\$/bbl. Selain itu dapat meningkatkan produksi minyak dari 35.5 BOPD menjadi 70 BOPD.

## Daftar Pustaka

Ali Ghalambor, Boyun Guo, dan William C. Lions. "*Petroleum Production Engineering A- Computer Assisted Approach*". Elsevier Science & Technology Books. University of Louisiana at Lafayette, 2007.

Anas Puji Santoso., "*Teknik Produksi I*", Diktat Kuliah, Jurusan Teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Mineral. UPN "Veteran" Yogyakarta, 1998.

Beggs, H. D., "*Production Optimization Using Nodal Analysis*", Oil and Gas Consultant International Inc., Tulsa, Oklahoma, 1991.

Brown, E., Kermit, "*The Technology of Artificial Lift Method*", Volume 2b Division of PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.

Edward. "*Analisa Hasil Uji Sumur*". Diktat Kuliah. Jurusan Teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi. Universitas Trisakti. 2008.

Mahendradani, Ryandito. *"Pressure Depth"*. Schlumberger Basic ESP Training History of Reda Pump. Jakarta.

Schlumberger. *"REDA ESP Catalog"*. 2011.

Sisworini. *"Teknik Produksi"*. Diklat Kuliah. Jurusan teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi. Universitas Trisakti. 2012.

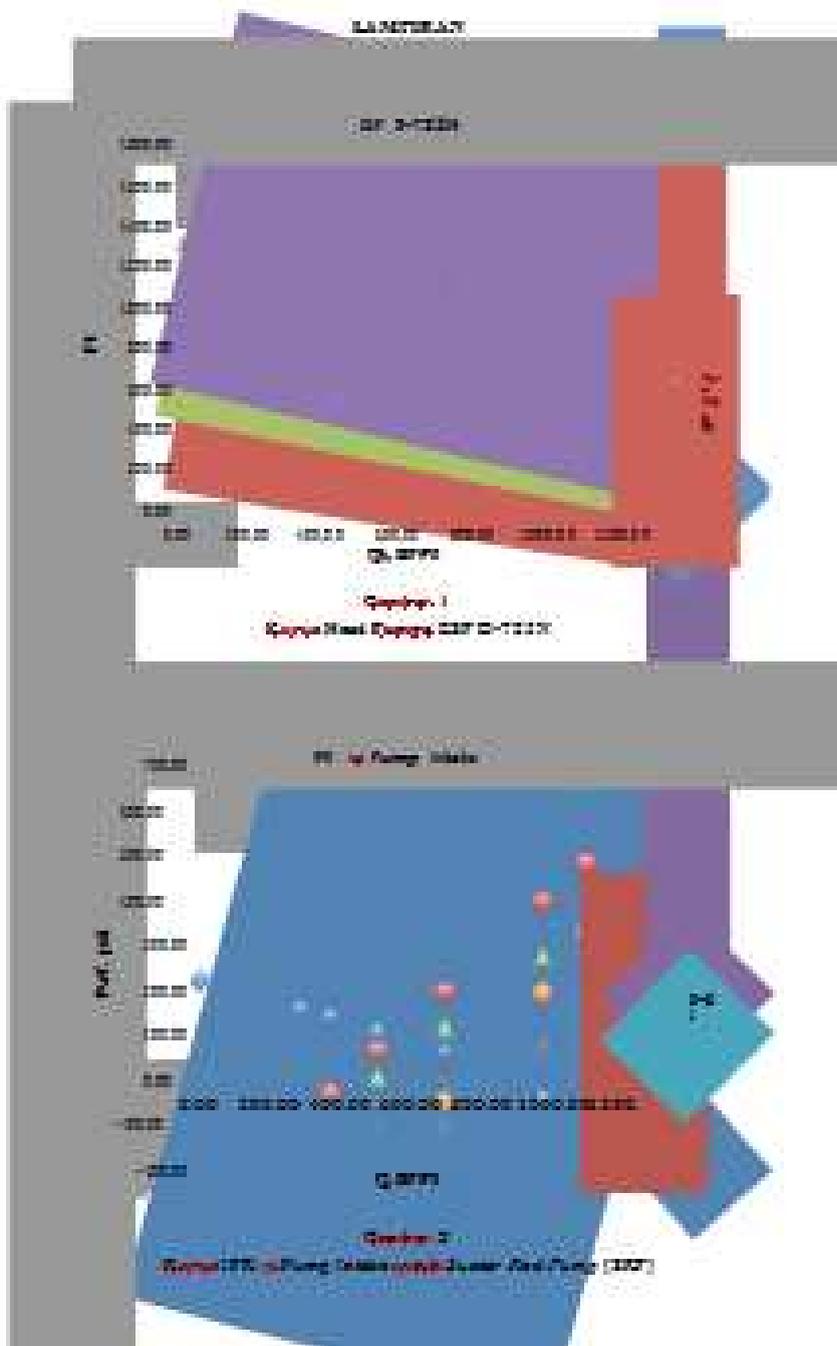
Sukarno, Pujo. *"Production Optimization With Nodal System Analysis"*. PT. Indrillco Sakti. Jakarta. 1990.

Wicaksana, Satya., *"Evaluasi dan Perencanaan Ulang Electric Submersible Pump Pada Sumur X Lapangan Y"*, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta, 2011.

*"Field Overview"*. Data Lapangan dan Produksi. PHE – Kepulauan Riau, Februari 2015.

<http://vigiku.blogspot.com/2012/09/artificial-lift.html>

Lampiran



Tabel 1 Perhitungan Lifting Cost Sumur ALK-20 dengan Pompa D-725N

ESP D-725N	Harga (US\$)		
	Stage 40	Stage 50	Stage 60
Pump	12,875	13,150	13,875
Motor	11,655	11,985	12,244
Protector	10,000	10,000	10,000
Gas Separator	4,750	4,750	4,750
Discharged Head	261	261	261
Intake	5,175	5,175	5,175
Christmas Tree	58,000	58,000	58,000
Switchboard	4,500	4,750	4,955
Junction Box	430	430	430
Transformer	7,255	7,550	7,850
Check Valve	240	240	240
Bleeder Valve	300	300	300
Clamps	1,255	1,255	1,255
Round Cable	8,840	8,840	8,840
Flat Cable	428	428	428
Capital	125,964	127,114	128,603
Biaya Penggantian & Pencabutan	10,000	10,000	10,000
Penggantian Pump, Intake, Motor, Protector	19,853	20,155	20,647
Biaya Penggantian Kabel	1,854	1,854	1,854
Biaya Listrik	54,481	65,377	76,273
<b>Operating Cost</b>	<b>86,187</b>	<b>97,385</b>	<b>108,773</b>
Prediksi umur pompa	5	5	5
Laju alir, BFPD	722	830	880
Laju alir minyak, BOPD	58	66	70
<b>Fluid Lifting Cost</b>	<b>0.423</b>	<b>0.405</b>	<b>0.391</b>
<b>Oil Lifting Cost</b>	<b>4.825</b>	<b>4.628</b>	<b>4.468</b>

Tabel 2 Perhitungan *Lifting Cost* Sumur ALK-20 dengan SRP

<b>SRP</b>	<b>Harga, US\$</b>
<b>Capital</b>	<b>30,000</b>
Biaya Penggantian & Pencabutan	10,000
Biaya SRP (3 US\$/ft)	2,352
Biaya Listrik	106,980
<b>Operating Cost</b>	<b>119,332</b>
<b>Fluid Lifting Cost</b>	<b>0.477</b>
<b>Oil Lifting Cost</b>	<b>5,444</b>

Tabel 3 Perhitungan Pay Out Time untuk Pompa D-725N

<b>D285EZ</b>	<b>40 Stages</b>	<b>50 Stages</b>	<b>60 Stages</b>
Production loss, US\$	4.404	4.404	4.404
Oil production increase, bbl	27	36	40
<b>Pay Out Time, hari</b>	<b>82</b>	<b>61</b>	<b>55</b>

Tabel 4 Perhitungan Pay Out Time dengan Menggunakan SRP

<b>SRP</b>	
Production loss, US\$	4,404
Oil production increase, bbl	26
<b>Pay Out Time, hari</b>	<b>58</b>