

EVALUASI TEKNIS DAN EKONOMIS WELL COMPLETION UNTUK UKURAN TUBING PADA SUMUR MINYAK X-26 DI PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC WELL COMPLETION FOR SIZE TUBING ON WELL OIL X-26 AT PT. PERTAMINA EP ASSET 2 PENDOPO FIELD

Doniko¹, M. Taufik Toha², dan Abuamat HAK³

^{1,2,3}Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jl. Srijaya Negara, Bukit Besar, Palembang, 30139, Sumatera Selatan
PT. Pertamina EP asset 2 Field Pendopo, Pendopo, 31136, Sumatera Selatan
E-mail: nickosusanto88@gmail.com

ABSTRAK

Kemampuan berproduksi suatu sumur merupakan tolak ukur didalam perencanaan peralatan produksi, tujuannya untuk mendapatkan laju produksi yang optimal dan continous sesuai dengan target. Sistem peralatan produksi yang berfungsi untuk mengalirkan laju produksi kepermukaan yaitu tubing (pipa produksi). Ukuran tubing dan choke yang tidak sesuai dengan Productivity index dapat menghambat kesinambungan produksi minyak dari sumur minyak tersebut. Hal ini disebabkan sistem peralatan produksi akan cepat terkorosi akibat gesekan antara fluida produksi dengan dinding tubing, sehingga tubing cepat rusak dan diganti. Dan dapat menyebabkan kerusakan formasi (formation damage) dan terbentuknya scale. Tujuan dilakukan penelitian ini adalah untuk mendapatkan laju produksi yang maksimal. Untuk menentukan ukuran tubing pada sumur X-26 dapat dievaluasi melalui analisa sistem nodal, yang merupakan hubungan kurva IPR terhadap kurva tubing intake yang akan berpotongan. Titik perpotongan tersebut yang akan menunjukkan laju produksi optimal suatu sumur setiap ukuran tubing. Hasil dari evaluasi ukuran tubing diperoleh laju produksi optimal 105,4 bfpd dan dinilai tidak ekonomis untuk dilakukan penggantian tubing karena peningkatan laju produksinya sangat sedikit.

Kata Kunci: Tubing, Laju Produksi, Optimal, Analisis Nodal

ABSTRACT

The ability to produce a well is a benchmark in the planning of production equipment, in order to obtain optimum production rate and the continuous line with the target. Production equipment systems that serve to drain the surface is the rate of production tubing (pipe production). Tubing sizes and chokes that are not in accordance with the Productivity index can hamper the sustainability of oil production from the oil wells. This is due to the system of production equipment will be quickly corroded due to friction between the fluid production with wall tubing, so tubing easily damaged and replaced. And can cause formation damage (formation damage) and the formation of scale. Purpose of this research is for get optimum production rate. For determine the size of the wells the X-26 can be evaluated through the nodal system analysis, which is the relationship of the IPR curve tubing intake curves will intersect. The intersection point which would indicate an optimum production rate wells each tubing size. The results of the evaluation of tubing sizes obtained optimum production rate of 105.4 bfpd and not economically possible to do the replacement rate of production tubing due optimalitation very little.

Keywords: Tubing, Rate of Production, Optimum, Nodal Analysis

1. PENDAHULUAN

Kemampuan berproduksi suatu sumur minyak merupakan tolok ukur didalam perencanaan peralatan produksi, tujuannya adalah untuk mendapatkan laju produksi yang optimal dan *continuous* yang sesuai dengan target [1]. Tujuan utama bidang teknik produksi adalah untuk mengupayakan suatu sumur yang mengandung minyak atau gas bumi dapat diproduksi secara optimal dan efektif agar menghasilkan laju produksi yang optimal berdasarkan teknologi yang tersedia [2]. Tahapan operasi produksi dimulai apabila sumur telah selesai dikompleksi (*well completion*), dimana tipe kompleksi yang digunakan terutama tergantung pada karakteristik dan konfigurasi antara formasi produktif dengan formasi diatas dan dibawahnya, tekanan formasi, jenis fluida dan metoda produksi [3].

Disamping upaya pengangkatan minyak dan gas bumi kepermukaan, juga harus dapat meminimalkan adanya kendala-kendala yang akan terjadi pada saat proses pengangkatan seperti terbentuknya *scale* (kotoran yang berupa padatan) didalam *tubing* (pipa produksi) dan *flow-line* (pipa salur) serta adanya *formation damage* (kerusakan formasi) [4]. Upaya mencapai target laju produksi optimal serta meminimalisasi kendala-kendala yang tersebut diatas pada suatu sumur, salah satu yang harus diperhatikan adalah penggunaan ukuran *tubing* yang disesuaikan dengan ukuran kemampuan dari produksi sumur (*well performance production*) [5].

Tubing merupakan pipa vertikal atau pipa produksi didalam sumur dimana fungsinya untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur agar naik ke permukaan [6]. Dalam setiap perencanaan ukuran *tubing* yang akan digunakan ini, maka pemilihan ukuran diameternya dievaluasi dari nilai kemampuan produksi sumur yang merupakan indeks produktivitas (*productivity index*) [7]. Apabila ukuran *tubing* ini tidak sesuai dengan indeks produktivitasnya, maka pada sumur tersebut akan lebih cepat terjadi penurunan laju produksinya [8]. Hal ini diakibatkan oleh terbentuknya *scale* didalam *tubing* dan *flow-line* serta didasar sumur terjadi *formation damage* [9]. *Scale* terbentuk karena ukuran *tubing* yang digunakan terlalu besar, sedangkan *formation damage* akibat ukuran *tubing* yang digunakan terlalu kecil sehingga pasir yang ikut terproduksi akan jatuh kembali ke dasar sumur dan menutupi pori-pori [10].

2. METODE PENELITIAN

Tahapan penulisan yang dilakukan dalam penyusunan skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Kepustakaan

Mempelajari literatur – literatur yang ada berupa *text book*, serta studi literatur untuk mempelajari teori-teori, rumusan - rumusan dan data-data yang berhubungan erat dengan judul penelitian. Serta sebagai tahap awal dalam pemecahan suatu masalah, dengan melakukan pendekatan kepustakaan terhadap permasalahan yang berhubungan dengan penelitian.

2. Pengambilan Data

Pada Penelitian ini dilakukan pengambilan data diperusahaan yang meliputi data tekanan statik (P_s), tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), laju produksi minyak (Q_o), *gas liquid ratio* (GLR), *water cut* (WC), serta kedalaman sumur (D), diameter *tubing* (dt), dan ukuran *choke* (S). Serta diskusi yang merupakan kegiatan yang dilakukan penulis dengan pembimbing lapangan yang berkaitan dengan kegiatan pengumpulan informasi dan pembuatan skripsi.

3. Pengolahan Data

Data yang diperoleh saat diperusahaan dilakukan pengolahan serta dianalisis dengan metode-metode yang ada pada literatur-literatur untuk mencari variabel-variabel yang diinginkan.

4. Analisis Data

Analisis data dalam mengevaluasi untuk menentukan ukuran *tubing* dilakukan dengan analisis sistem nodal dengan mengevaluasi kurva IPR dengan kurva *tubing intake*.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Data Hasil Lapangan untuk Ukuran Tubing pada Sumur X-26

Tabel 1. Data Lapangan untuk Ukuran *Tubing* pada Sumur X-26

No	Data	Simbol	Satuan	Sumur X-26
1	Kedalaman Sumur	D	Ft	5198,7
2	Tekanan Statik Sumur	Ps	Psi	987
3	Tekanan Alir Dasar Sumur	Pwf	Psi	398
4	Tekanan Kepala Sumur	Pwh	Psi	87
5	Laju Produksi Fluida	Qf	Bfpd	104
6	Laju Produksi Minyak	Qo	Bopd	20,8
7	Gas Liquid Ratio	GLR	SCF/STB	1189,5
8	Ukuran Tubing	Dt	In (OD)	2 7/8
9	Water Cut	WC	%	80

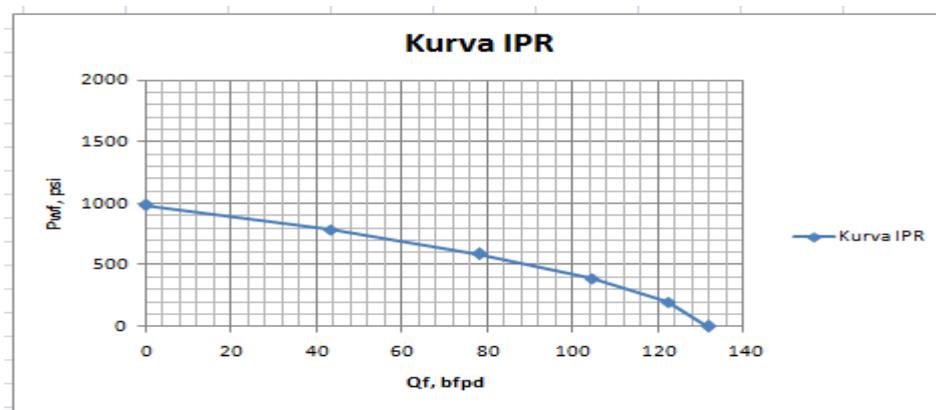
Data yang tertera (Tabel 1) ini selanjutnya akan digunakan untuk menganalisis sistem nodal melalui kombinasi kurva IPR dan kurva *tubing intake*, sehingga akan didapatkan ukuran *tubing* yang sesuai dengan laju produksi optimal sumur. Kurva IPR ini dibuat berdasarkan analisis dari persamaan *Vogel*. Kurva *Tubing Intake* dibuat berdasarkan analisis dengan menggunakan analisis Kurva *Pressure Traverse*. Analisis keekonomian antara biaya operasional penggantian *tubing* dan peningkatan laju produksi minyak apabila akan dilakukan penggantian *tubing* baru.

3.1.1. Analisis Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Berdasarkan hasil-hasil perhitungan yang telah dilakukan dengan menggunakan persamaan *Vogel* untuk sumur X-26 secara tabulasi adalah sebagaimana tertera pada tabel berikut (Tabel 2). Berdasarkan perhitungan Pwf dan Qf (Tabel 2) pada sumur X-26, maka dapat dilakukan pemplotan untuk mendapatkan kurva IPR. Kurva IPR sumur X-26 dapat dilihat pada gambar dibawah ini (Gambar 1).

Tabel 2. Analisis Pengaruh Pwf Terhadap Qf pada Sumur X-26

Qf (bfpd)	Ps (psi)	Pwf (psi)	Q max (bfpd)	Pwf/Ps (psi)	Pwf (psi)	Qf (bfpd)
104	987	398	131,768	0	0	131,768
104	987	398	131,768	0,2	197,4	122,28
104	987	398	131,768	0,4	394,8	104,36
104	987	398	131,768	0,6	592,2	78,0064
104	987	398	131,768	0,8	789,6	43,2198
104	987	398	131,768	1	987	0



Gambar 1. Kurva IPR Sumur X-26

Dari gambar kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk sumur X-26 didapatkan nilai laju produksi maksimal (Q_{max}) 131,768 bfpd pada saat tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) 0 psi. Dengan adanya kurva IPR ini, maka kita dapat dengan mudah menentukan laju produksi maksimal pada sumur X-26.

3.1.2. Analisis Q_{max} dan Q_{opt}

Dalam merencanakan laju produksi sumur yang diharapkan adalah untuk mendapatkan laju produksi optimal (Q_{opt}) yang disesuaikan terhadap kemampuan produksi sumur tersebut. Untuk mengetahui laju produksi optimal sumur dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan empiris dari *Rules of Thumb*, yaitu :

$$\begin{aligned} Q_{opt} &= 0,8 \times Q_{max} \\ &= 0,8 \times 131,768 \\ &= 105,414 \text{ bfpd} \end{aligned} \tag{1}$$

Berdasarkan hasil-hasil analisis yang telah dilakukan di (Tabel 2) dan penerapan persamaan empiris *Rules of Thumb* diatas, maka didapatkan hasil yang tertera diatas. Dengan mengetahui nilai dari laju produksi optimal (Q_{opt}) ini, maka kita dapat melanjutkan ke tahap selanjutnya yaitu menentukan ukuran *tubing* yang sesuai dengan menggunakan analisis kurva *tubing intake*.

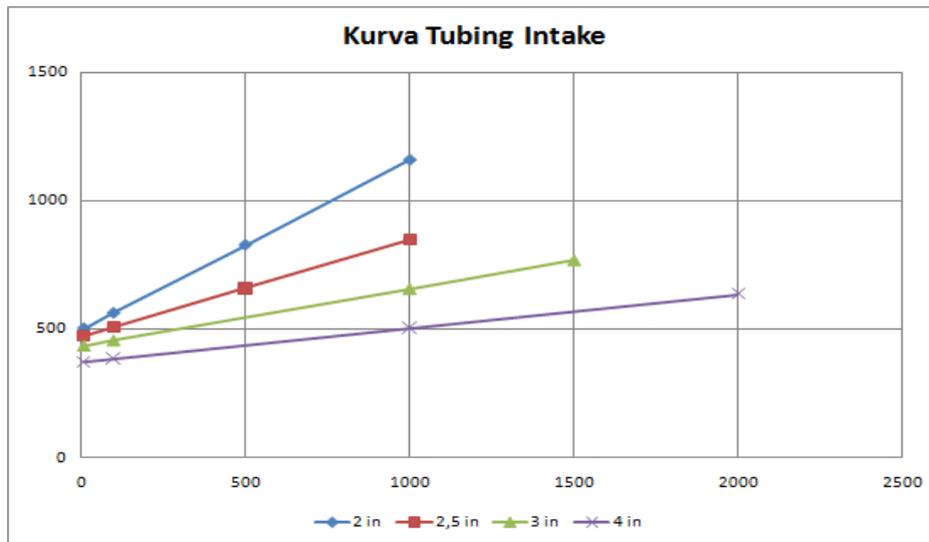
3.1.3. Analisis Kurva *Tubing Intake*

Untuk melakukan analisis kurva *tubing intake* pada sumur X-26 ini dengan cara mengambil asumsi ukuran-ukuran *tubing* yaitu 2 in ; 2,5 in ; 3 in ; dan 4 in. Sedangkan, asumsi-asumsi laju produksi (Q_f) adalah pada selang 10 bfpd – 2000 bfpd. Kurva *Pressure Traverse* yang digunakan untuk aliran vertical (*50% WATER AND 50% OIL; ALL WATER*). Berdasarkan hasil analisis dan perhitungan yang telah dilakukan secara tabulasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini (Tabel 4).

Berdasarkan nilai P_{wf3} dan Q_f (Tabel 3) untuk sumur X-26, maka nilai P_{wf3} dan Q_f yang didapatkan berguna untuk menggambarkan kurva *tubing intake* untuk setiap ukuran *tubing*. Bentuk kurva *tubing intake* dapat dilihat pada gambar dibawah ini (Gambar 2). Dari kurva *tubing intake* ini maka akan dilakukan analisis nodal. Analisis nodal berfungsi untuk mengetahui ukuran- ukuran *tubing* yang sesuai untuk sumur X-26.

Tabel 3. Analisis Ukuran *Tubing* terhadap Laju Produksi pada Sumur X-26

Tubing (in)	Q_f (Bbl/day)	Pwh (Psi)	GLR (SCF/STB)	P_{wf1} WC= 50 % (Psi)	P_{wf2} WC= 100 % (Psi)	P_{wf3} WC= 80 % (Psi)
2	10	87	1189,5			502,64
	100	87	1189,5			562,4
	500	87	1189,5	780	860	828
	1000	87	1189,5	1100	1200	1160
2,5	10	87	1189,5			475,76
	100	87	1189,5			509,6
	500	87	1189,5	600	700	660
	1000	87	1189,5	800	880	848
3	10	87	1189,5			434,24
	100	87	1189,5			454,4
	1000	87	1189,5	620	680	656
	1500	87	1189,5	720	800	768
4	10	87	1189,5			373,32
	100	87	1189,5			385,2
	1000	87	1189,5	480	520	504
	2000	87	1189,5	600	660	636



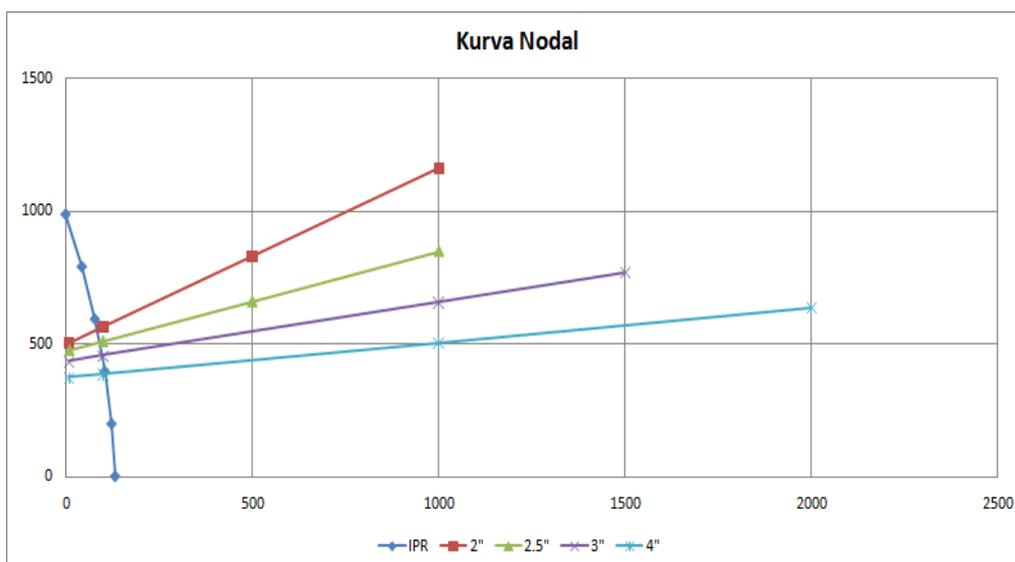
Gambar 2. Kurva Tubing Intake Sumur X-26

3.1.4. Analisis Sistem Nodal

Untuk menentukan ukuran *tubing* melalui analisis sistem nodal ini adalah dengan cara menggabungkan kurva IPR dan kurva *Tubing Intake* sehingga kedua kurva tersebut akan saling memotong. Dengan adanya titik perpotongan antara kedua kurva tersebut, maka akan didapatkan nilai laju produksi optimal untuk masing-masing ukuran *tubing*. Hasilnya dapat dilihat pada gambar dan tabel dibawah ini (Gambar 3).

Dari gambar 2 dapat dilihat bahwa garis kurva *Tubing Intake* memotong garis kurva IPR. Titik perpotongan inilah yang akan menunjukkan nilai laju produksi optimal untuk masing-masing ukuran *tubing* sehingga akan diketahui ukuran *tubing* berapa yang sesuai untung sumur X-26 (Tabel 4).

Dari (Tabel 4) maka didapatkan ukuran *tubing* yang cocok untuk setiap sumur. Dengan mengetahui ukuran *tubing* yang sesuai, maka laju produksi pada setiap sumur akan semakin meningkat, dan tidak akan terdapat kendala-kendala yang akan terjadi.



Gambar 3. Kurva Analisis Sistem Nodal untuk Menentukan Ukuran Tubing Sumur X-26

Tabel 4. Analisis Pengaruh Ukuran *Tubing* terhadap Laju Produksi

Ukuran <i>Tubing</i> (in)	Laju Produksi (bfpd)
2	84
2,5	90
2 7/8	104
3	97
4	105,4

3.1.5. Analisis Keekonomian Penggantian *Tubing*

Sebelum melakukan penggantian *tubing* sebaiknya perusahaan melakukan analisis keekonomian penggantian *tubing* terlebih dahulu. Hal ini diperlukan untuk mengetahui perbandingan biaya yang dikeluarkan dalam melakukan penggantian *tubing* dengan keuntungan yang didapatkan setelah melakukan penggantian *tubing*. Untuk melakukan analisis ini kita memerlukan data tentang biaya operasional yang dikeluarkan pada saat melakukan penggantian *tubing*. Data tersebut dapat dilihat pada tabel dibawah ini (Tabel 5).

Dari (Tabel 6) dapat kita ketahui total biaya yang dikeluarkan untuk melakukan penggantian *tubing* pada suatu sumur sangat besar. Total biaya operasional ini akan dibandingkan dengan laju produksi optimal yang telah dievaluasi sebelumnya. Hal tersebut dapat kita lihat pada tabel dibawah ini (Tabel 6).

Dari (Tabel 6) dapat dilihat bahwa biaya operasional pergantian *tubing* lebih besar dari harga laju produksi hasil evaluasi sehingga tidak memungkinkan untuk dilakukan pergantian ukuran *tubing* pada sumur X-26.

Tabel 5. Data Operasional Penggantian *Tubing*

No	Data	Jumlah Biaya
1	Biaya Rig = US\$ 7000 / days Jumlah hari yang diperlukan = 5 days *(biaya rig ini sudah termasuk biaya personilnya dan biaya <i>tubing</i>)	US\$ 35.000
2	Biaya <i>Loss</i> Produksi - Harga Minyak = US\$ 98 / bopd - Total <i>Loss</i> Produksi = 20,8 bopd x 5 days = 104 bbl	US\$ 10.192
3	Biaya <i>Packer</i> = FREE	0
	TOTAL BIAYA	US\$ 45.192

Tabel 6. Perbandingan Biaya Penggantian *Tubing* dan Harga Qf 4 inchi

No	Data	Biaya
1	Harga Qf <i>tubing</i> 4 in - Harga Minyak = US\$ 98 / days - Jumlah hari = 5 days - Qf <i>tubing</i> 4 in = 105,4 bfpd = 21,08 bopd	US\$ 10.392,2
2	Biaya operasional pergantian <i>tubing</i>	US\$ 45.192

3.2. Pembahasan

Sumur X-26 merupakan sumur penghasil minyak bumi dengan laju produksi yang rendah yaitu sebesar 104 bfpd setara dengan 20,8 bopd. Sumur ini sudah menggunakan ukuran *tubing* 2 7/8 in (OD) dan mempunyai kedalaman 5198,7 ft , *Gas Liquid Ratio* (GLR) 1189,5 % , serta tekanan kepala sumur (Pwh) 87 psi dan water cut 80 %.

Berdasarkan Tabel 5 , dengan penggunaan *tubing* 4 in(OD) menghasilkan laju produksi paling besar yaitu sebesar 105,4 bfpd. Jika dibandingkan dengan laju produksi maksimal sebesar 131,768 bfpd, maka akan menghasilkan persentase sebesar 79,99 % . Hal itu lebih baik jika dibandingkan dengan laju produksi sebelumnya yaitu dengan menggunakan ukuran *tubing* 2 7/8 in (OD) hanya menghasilkan laju produksi sebesar 104 bfpd dan persentase perbandingan dengan laju produksi maksimalnya sebesar 78,92%. Tetapi, bila dilihat dari sisi ekonomisnya penggantian *tubing* sangat tidak mungkin dilakukan karena operasional penggantian *tubing* membutuhkan biaya yang besar yaitu sebesar US\$ 45.192 . Artinya, penggunaan *tubing* pada sumur X-26 tidak perlu dilakukan penggantian *tubing* karena dinilai tidak ekonomis.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan untuk mengevaluasi ukuran *tubing* pada sumur minyak X-26 yang ada di PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo *Field*, maka dapat diambil kesimpulan yaitu setelah dilakukan evaluasi ukuran *tubing* pada sumur X-26, maka didapat laju produksi optimal sebesar 105,4 bfpd. Hasil tersebut lebih besar dari laju produksi yang sekarang yaitu sebesar 104 bfpd, tetapi tidak dilakukan penggantian ukuran *tubing* karena peningkatan laju produksinya sangat sedikit dan dinilai tidak ekonomis.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Geologi Regional Cekungan Sumatra(2012).
(<http://viq-pangea.wikipedia.com>), diakses Januari 2014.
- [2] Brown K.E, (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods Volume 1*. Tulsa_Oklahoma: Penn well Publishing Company.
- [3] Brown K.E, (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods Volume 2a*. Tulsa_Oklahoma: Penn well Publishing Company.
- [4] Brown K.E, (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods Volume 4*. Tulsa_Oklahoma: Penn well Publishing Company.
- [5] Koesoemadinata, R. P, (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 dan 2*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- [6] Boyun Guo, William C.Lyons, Ali G, (2007). *Petroleum Production Engineering*. Lafayette LA: Elsevier Science & Technology Books.
- [7] _____,(2009). *Electric Submersible Pump Technology*. ESP Catalog: Baker Hughes Company.
- [8] _____, "Arsip PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field". Pendopo.
- [9] Joseph Zaba, W.T. Doherty. 1949. *Practical Petroleum Engineers Handbook Third Edition*. New York: Gulf Publishing Company.
- [10] Allen, Thomas, O and Roberts, Alan, P. 1978. *Production Operation*. Tulsa_Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc.