

**OPTIMASI PRODUKSI DENGAN MELAKUKAN PERHITUNGAN
ULANG *FORMATION COMPLETION* ESP TERPASANG SUMUR “RR”
LAPANGAN TAMBUN**

SKRIPSI



Disusun Oleh:

RR.RISTY NOVI AYU NINGTYAS
113140091/TM

**JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA
2020**

HALAMAN PENGESAHAN

**OPTIMASI PRODUKSI DENGAN MELAKUKAN PERHITUNGAN
ULANG *FORMATION COMPLETION* ESP TERPASANG SUMUR “RR”
LAPANGAN TAMBUN**

SKRIPSI

*Diajukan Guna Memenuhi Syarat Untuk Meraih Gelar Sarjana Teknik Pada
Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta*

Oleh :

RR.RISTY NOVI AYU NINGTYAS

113140091

Disetujui Untuk

Jurusan Teknik Perminyakan

Fakultas Teknologi Mineral

Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Oleh:

Pembimbing I

Pembimbing II

Ir. H. Anas Puji Santoso, M.T.

Ir. Suwardi, M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari Skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun dan berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan Skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila di kemudian hari terbukti bahwa Skripsi saya ini mengandung unsur jiplakan (plagiasi) dari karya orang lain atau pihak lain, maka sepenuhnya jadi tanggung jawab saya, di luar tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar Sarjana saya oleh otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.

Yogyakarta, 12 Juni 2020



(Rr.Risty Novi Ayu Ningtyas)

Nomor Telepon/HP : +6285235617994

Alamat E-mail : rororisty60@gmail.com

Nama dan Alamat Orang Tua : Hari Soekristijono, SH,MH.

Gubeng Airlangga 2 No. 34 RT. 03 RW. 02

Surabaya, Jawa Timur

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

رَبَّنَا آتِنَا فِي الدُّنْيَا حَسَنَةً وَفِي الْآخِرَةِ حَسَنَةً وَقِنَا عَذَابَ النَّارِ

“ Ya tuhan kami, berilah kami kebaikan di dunia dan kebaikan di akhirat dan lindungi kami dari adzab neraka”

[Q.S. Al-Baqarah : 201]

Halaman ini saya persembahkan untuk :

- ❖ Kedua orangtua saya, kakak saya riesa, adek saya ayu, dan seluruh keluarga besar yang selalu memberi dukungan serta doa untuk saya.
- ❖ Teman terdekat saya yaitu mumut, dinar, indra, yayin yang selalu menemani dan memotivasi agar segera dapat meraih apa yang saya harapkan.
- ❖ Sahabat-sahabat saya di kampus minyak UPN KCB dinar, aul, ulik, windy.
- ❖ Grup BITCHAA yaitu teman-teman SMA saya yg sangat setia kawan dan selalu menghibur disetiap saat.
- ❖ Pembimbing saya Pak Anas Puji Santoso, Pak Suwardi dan Pembimbing saya di lapangan yaitu mas Taufiq alumni UPN yang sangat baik dan membantu hingga skripsi saya selesai.
- ❖ Keluarga PIONEER TM2014 yang sangat melekat dihati saya, saya sangat menyayangi kalian, sampai jumpa di dunia oil and gas yang sesungguhnya.
- ❖ Terimakasih Septya, Tika, Jery yang selalu mau mendengarkan curhatan saya dadakan.
- ❖ Kepada teman asisten AFR atas ilmu-ilmunya.

RINGKASAN

Sumur RR-13 merupakan salah satu sumur yang ada di lapangan tambun PT.Pertamina EP Asset 3. sumur ini merupakan sumur ESP. Laju produksi sumur ini sebesar 125 BFPD dengan laju minyak sebesar 53 BOPD. Berdasarkan data sejarah Produksi sumur ini memiliki trend produksi yang naik turun (fluktuatif). Dari Analisa menunjukan sumur ini masih berpotensi untuk ditingkatkan. Problematika tersebut memerlukan adanya evaluasi dan optimasi sehingga dapat meningkatkan laju produksi sumur ini.

Penelitian ini dimulai dengan melakukan pengumpulan data produksi, data reservoir, data kompleksi dan data penunjang lainnya. Kemudian melakukan evaluasi terhadap ESP yang terpasang dengan menghitung *Inflow Performance* menggunakan metode wiggins dan menghitung *Tubing Intake Performance* menggunakan metode Hagedorn & Brown. Tahap selanjutnya melakukan evaluasi terhadap *formation Completion* sumur tersebut dengan menghitung pressure drop akibat Perforasi dengan persamaan Jones, Blount&Glaze. Evaluasi pompa ESP existing sumur RR-13 untuk mendapatkan laju yang optimum dan pada sumur ini terindikasi sumur mengalami *downthrust*. Terakhir dilakukan optimasi pada pompa ESP dengan laju yang sudah optimum terbaru.

Analisa ESP terpasang menunjukan bahwa pada pompa ESP mengalami downthrust dan dengan harga WC bebas water coning tidak berdampak pada laju produksi sumur. Selain itu, evaluasi terhadap formation completion menunjukan kemampuan produksi yang lebih kecil dibandingkan kemampuan produksi sumur saat menggunakan densitas produksi dengan 12 SPF yaitu kondisi actual sebesar 125 BFPD dan hasil evaluasi produksi dengan 12 SPF adalah sebesar 130 BFPD. Berdasarkan Analisa tersebut menunjukan bahwa sumur harus dilaksanakan optimasi sumur guna meningkatkan laju produksi sumur.

Hasil optimasi menunjukan bahwa dengan melakukan optimasi laju alir pada pompa ESP akan didapat laju produksi yang meningkatkan menjadi 183 BFPD. Sedangkan pelaksanaan optimasi pompa ESP yaitu dengan mengganti pompa yang lama D460N menjadi Flex 3-2 dengan TDH yang awal 4917,86 ft menjadi 5310,71 ft. Dan efisiensi pompa yang awalnya 26% menjadi sebesar 40%.

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
RINGKASAN	vi
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Maksud dan Tujuan	2
1.3. Metodologi	2
1.4. Sistematika Penulisan.....	3
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN “RR”	
2.1. Letak Geografis Lapangan “RR”	4
2.2. Aspek Geologi Regional Lapangan “RR”	4
2.2.1. Stratigrafi Regional Lapangan “RR”	6
2.2.1.1. Formasi Jatibarang	6
2.2.1.2. Formasi Cibulakan	6
2.2.1.3. Formasi Parigi	8
2.3. Keadaan Reservoir Lapangan “RR”	8
2.4. Sejarah Produksi Lapangan “RR”	10
BAB III. TEORI DASAR	
3.1. Produktivitas Formasi.....	12

DAFTAR ISI

(lanjutan)

	Halaman
3.2. Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i>	13
3.2.1. Metode Wiggins	13
3.3. Kelakuan Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal	14
3.3.1. Sifat Fisik Fluida	15
3.3.2. <i>Friction Loss</i>	16
3.3.3. Gradien Tekanan Fluida	17
3.4. Evaluasi <i>Formation Completion</i>	18
3.4.4. Perhitungan Pressure Drop Perforasi	19
3.5. Penentuan Laju Produksi Kritis	24
3.5.1. Metode Chierici	24
3.6. <i>Electric Submercible Pump</i> (ESP).....	27
3.6.1. Peralatan <i>Electric Submercible Pump</i>	28
3.6.2. Karakteristik Kinerja <i>Electric Submersible Pump</i>	38
3.6.2.1. <i>Pump Performance Curve</i>	39
3.6.2.2. <i>Head Capacity Curve</i>	39
3.6.2.3. <i>Efficiency Curve</i>	40
3.6.2.4. <i>Brake Horse Power</i>	42
3.6.2.5. Kurva <i>Intake</i> Pompa	42
3.6.3. Penentuan Jumlah Tingkat Pompa (<i>Stages</i> Pompa).....	46
3.6.4. Pemilihan Motor dan <i>Horse Powe</i>	46
3.6.5. Pemilihan Kabel Listrik	47
3.6.6. Pemilihan <i>Switchboard</i> dan <i>Transformator</i>	47
BAB IV. PERHITUNGAN	48
4.1. Data Awal Sumur-Sumur RR	48
4.2. Pembuatan Kurva IPR dengan metode Wiggins	49
4.3.2. Perhitungan <i>Pump Intake Pressure</i>	51

DAFTAR ISI

(lanjutan)

	Halaman
4.4. Menentukan Produksi Kritis Minyak Bebas Water coning	53
4.3. Evaluasi <i>Formation Completion</i>	56
4.4. Evaluasi Pompa Terpasang Pada Sumur RR	60
4.5. Optimasi <i>Electric Submersible Pump</i>	64
4.4.1. Menentukan Tipe Pompa Optimum.....	54
4.4.2. Menentukan Frekuensi Optimum.....	55
4.4.3. Menentukan <i>Pump Setting Depth</i> Optimum	58
4.4.4. Penentuan Jumlah <i>Stages</i> Berdasarkan TDH.....	65
4.4.4.1. Menghitung <i>Pump Intake Pressure</i> (PIP)	70
4.4.4.2. Menghitung <i>Total Dynamic Head</i> (TDH).....	70
4.4.5. Pemilihan Motor	73
4.4.6. Pemilihan Kabel	73
4.4.7. Pemilihan <i>Transformer</i> dan <i>Switchboard</i>	74
BAB V. PEMBAHASAN	75
BAB VI. KESIMPULAN	78
DAFTAR PUSTAKA	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
2.1. Lokasi Lapangan “RR”	4
2.2. Lokasi Lapangan RR Dan Struktur Utara-Selatan Pada <i>Rifting</i> Eosen Lapangan RR Berada di Daerah Tinggian	5
2.3. Kolom Stratigrafi Umum Cekungan Jawa Barat Utara	7
2.4. Profil Produksi Sumur RR-13	11
3.1. Grafik <i>Friction Loss</i> Hazen-William	17
3.2. Kurva IPR untuk Penentuan Densitas Perforasi	21
3.3. Plot Kurva Tubing Intake Pada Kurva IPR	22
3.4. Transfer P antara kurva IPR dan tubing intake	22
3.5. Plot Pressure drop akibat lubang perforasi untuk satu densitas	23
3.6. Plot pressure drop akibat lubang perforasi untuk beberapa densitas	23
3.7. Instalasi <i>Electric Submersible Pump</i>	28
3.8. <i>Pressure Sensing Instrument</i>	29
3.9. Bagian Utama dari Motor	30
3.10. <i>Protector</i>	32
3.11. Rotary Gas Separator	33
3.12. Unit Pompa Benam	34
3.13. Skema Impeller dan diffuser	34
3.14. Jenis Flat Cable dan Round Cable	36
3.15. <i>Junction Box</i>	37
3.16. <i>Switchboard</i>	38
3.17. <i>Pump Performance Curve</i> FLEX 3-2/60Hz	40
3.18. <i>Uptrust & Downtrust</i>	41
3.19. <i>Impeller Thrust Area</i>	42
3.20. Berbagai Posisi Pompa Pada Kedalaman Sumur	44
4.1. Grafik IPR dengan Metode <i>Wiggins</i>	51

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

Gambar	Halaman
4.2. Grafik IPR dengan Kurva TIP	53
4.3. Grafik IPR dengan laju Produksi Kritis	55
4.4. Grafik IPR Sumur RR terhadap Efek Perforasi	60
4.5. Pump Performance Curve D460N 400 series 60 Hz	63
4.6. Pump Performance Curve FLEX 3-2	72
4.7. Cable Voltage Drop/ 1000 Ft	74

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
III-2. Tipe Motor ESP	31
III-3. Tipe Pompa ESP	35
IV-1. Data Sumur Produksi dan Tekanan	48
IV-2. Laju Fluida Sumur RR Pada Berbagai Harga Pwf	50
IV-3. Tabel Perhitungan TIP	52
IV-4. Laju Kritis Sumur RR	56
IV-5. Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Perforasi 5spf ..	58
IV-6. Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Perforasi 6spf ..	59
IV-7. Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Perforasi 12spf ..	59
IV-8. Hasil Perhitungan Evaluasi ESP terpasang Sumur RR-13	63
IV-9. Pengaruh Pump Setting Depth Terhadap Laju Produksi dan Gas Bebas ..	70
IV-10. Data Pompa Sumur RR-13	71
IV-11. Hasil Pemilihan Pompa	75

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang masalah

Formation Completion adalah usaha untuk memproduksi fluida hidrokarbon dari batuan reservoir ke permukaan. Parameter – parameter yang perlu diperhatikan agar memperoleh laju produksi yang optimum, perlu memperhitungkan *Inflow Performance Relationship* (IPR), dari kurva IPR dapat diketahui laju produksi maksimum dan *productivity Index* dari sumur yang sedang dikompleksi. Yang kedua adalah *Tubing Intake Performance* (TIP), dari plot kurva IPR dengan TIP ini dapat diketahui laju produksi yang diharapkan berdasarkan laju produksi maksimum dengan ukuran tubingnya. Ketiga, kehilangan tekanan, pada parameter ini memperkirakan besarnya kehilangan seperti pengaruh perforasi sehingga tekanan mengakibatkan kehilangan tekanan.

Selain itu mengoptimalkan parameter-parameter tersebut dapat perlu diperhitungkan laju alir kritis minyak karena air atau disebut water coning. Masalah tersebut muncul karena laju produksi melewati laju alir minyak kritis (Q_{kritis}), sehingga air lebih dulu terproduksi dan menutupi laju alir minyak. Permasalahan tersebut dapat dihindari jika tidak melebihi harga Q_{kritis} dari reservoir tersebut. Salah satu metode perhitungan laju alir kritis adalah dengan metode *Chierici*.

Pengangkatan *fluida reservoir* ke permukaan dapat dilakukan dengan dua cara yaitu secara sembur alam (*natural flow*) dan pengangkatan buatan (*artificial lift*). Pengangkatan buatan dilakukan apabila tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi untuk mengangkat fluida ke permukaan dengan laju produksi yang diinginkan.

Metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) terutama dengan ESP telah dipertimbangkan untuk digunakan dalam memproduksi minyak. Berdasarkan data yang tersedia sumur RR-13 diketahui mempunyai nilai *Productivity Index*

sebesar 0,41 BFPD/Psi dan sanggup berproduksi maksimal sebesar 254 BFPD dengan densitas perforasi sebanyak 12SPF. Artificial Lift yang digunakan adalah Electric Submersible Pump (ESP) dengan seri 400 tipe D460N /60Hz/ 212 stage / 17,42 HP dengan laju produksi 125 BFPD. Kadar air sebesar 58% dengan net oil 53 BOPD. Berdasarkan parameter tersebut, maka optimalisasi diperlukan guna meningkatkan laju produksi minyak. Optimalisasi perencanaan *Electric Submersible Pump* ini mampu menaikkan laju alir minyak tanpa terjadi masalah *water coning* sehingga mampu meningkatkan laju produksi secara optimum pada sumur tersebut.

Sebelum penggunaan *Electric Submersible Pump* (ESP) perlu diperhatikan perkiraan laju produksi maksimum, pemilihan ukuran dan tipe pompa, perkiraan pump setting depth (PSD), perkiraan jumlah tingkat pompa (*stages*), pemilihan ukuran motor. Dari perencanaan dan evaluasi well completion dapat diketahui Q aktual dari sumur tersebut. Sehubungan dengan itu, penulis ingin merencanakan *Electric Submersible Pump* (ESP) berdasarkan evaluasi *Well Completion*nya dan menghitung laju produksi yang optimum pada sumur dan lapangan tersebut.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penulisan ini adalah mengevaluasi Well Completion dan Electric Submersible Pump (ESP) terpasang berdasarkan perhitungan Q_{kritis} water coning pada sumur RR-13.

Tujuan dari penelitian ini dari data evaluasi diperoleh data untuk mengoptimasi well completion guna mendesain ulang pompa ESP untuk mendapatkan laju produksi optimum tanpa water coning.

1.3. Metodologi

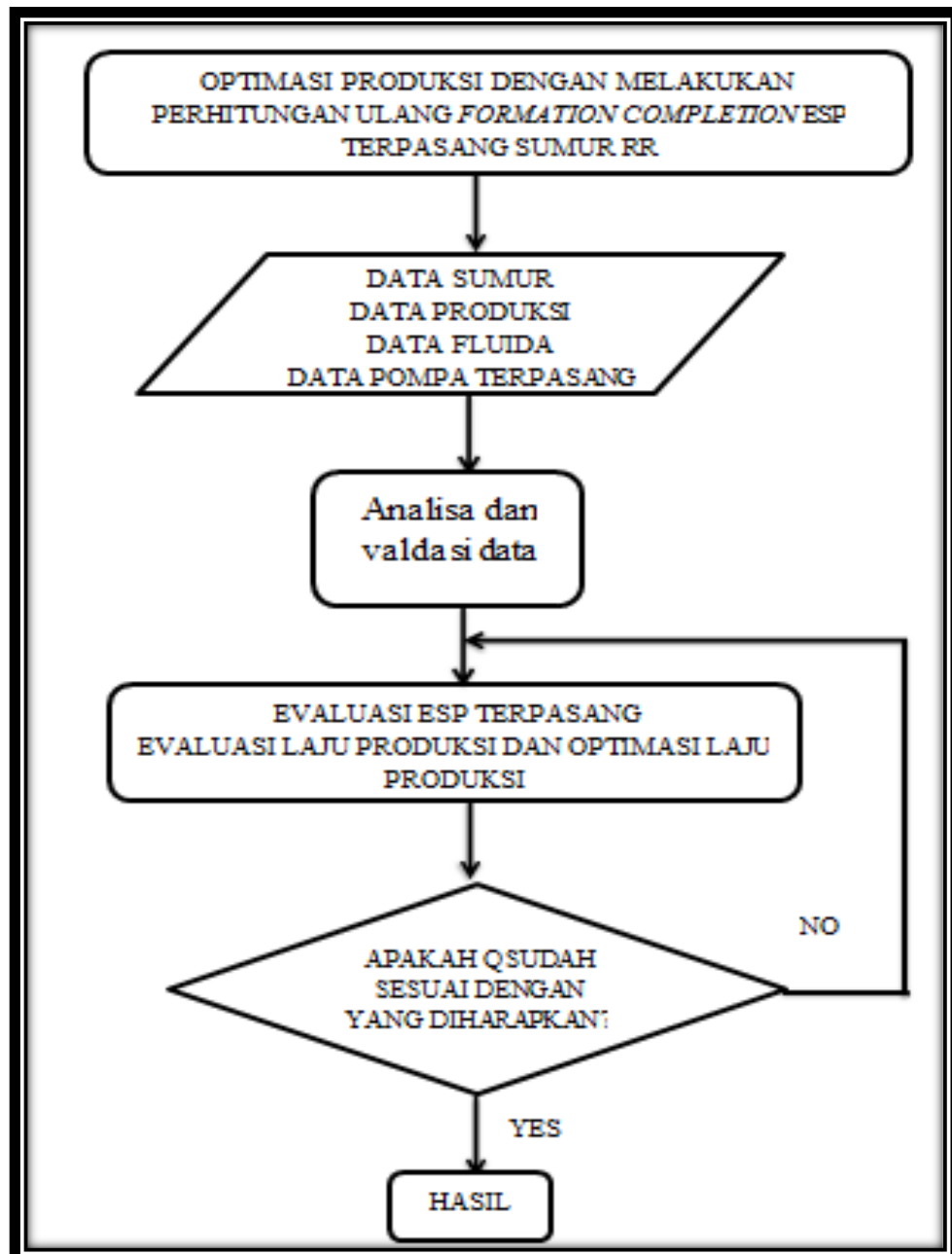
Tahapan dalam perencanaan ESP pada sumur dilapangan yaitu :

1. Pengumpulan data yang diperlukan.
2. Menghitung *specific gravity* campuran dan gradien tekanan fluida produksi.
3. Menghitung kurva IPR untuk menentukan laju alir yang diinginkan (Qdesain).

4. Menganalisa *well completion* dengan menghitung Q_{optimum} , SPF terpasang dan interval perforasinya.
5. Menganalisa Q_{kritis} tanpa water coning.
6. Menentukan tekanan bawah sumur (P_{wf}) sesuai dengan laju alir diinginkan.
7. Menghitung Total Dynamic Head (TDH).
8. Memilih tipe dan ukuran pompa.
9. Menentukan jumlah tingkat pompa (stages).
10. Menentukan *horse power pompa*.
11. Menentukan panjang kabel listrik.
12. Menentukan tegangan pada *switchboard*.
13. Menghitung daya transformer.

1.4. Sistematika penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan pada skripsi ini diuraikan dalam enam bab, yaitu Bab I. Pendahuluan, Bab II. Tinjauan Umum Lapangan PT Pertamina Asset 3 Field Tambun Jawa Barat, Bab III. Teori Dasar, Bab IV. Hasil, Bab V. Pembahasan, dan Bab VI. Kesimpulan.

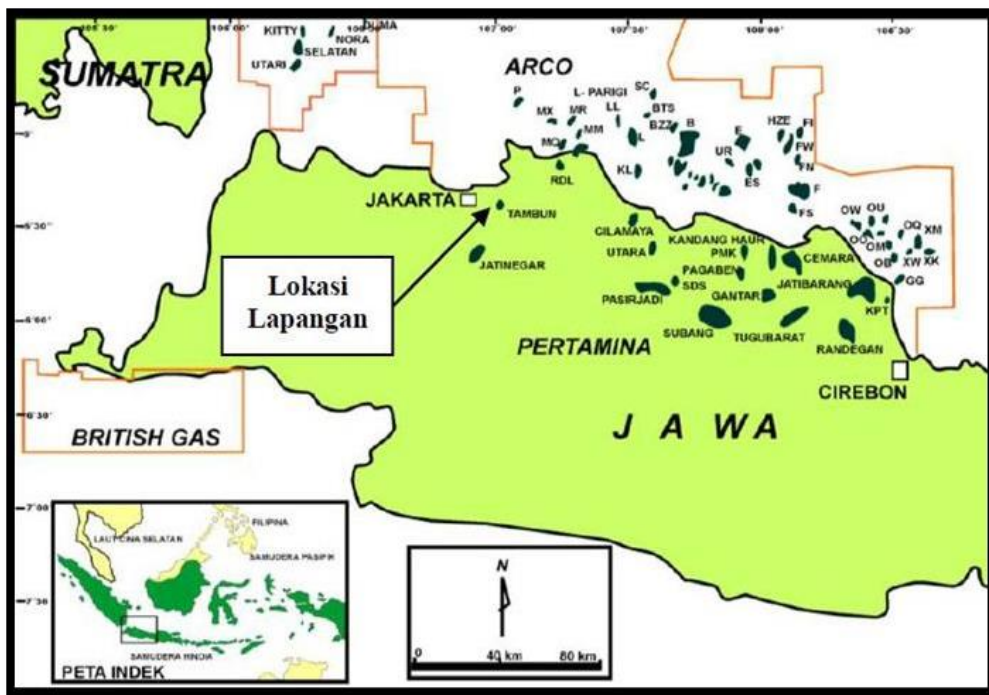


Gambar 1.1. *Flowchart* Metodologi Optimasi Sumur Sumur RR-13

BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN TAMBUN

2.1. Letak Geografis Lapangan Tambun

Lapangan Tambun merupakan salah satu lapangan penghasil minyak dan gas bumi yang terletak di Daerah Tingkat II Kabupaten Bekasi Provinsi Jawa Barat. Secara geografis, Lapangan Tambun berada di sebelah utara kota Bekasi dengan jarak sekitar 15 km, atau berjarak sekitar 15 km ke arah timur dari kota Jakarta Gambar 2.1.



Gambar 2.1.
Lokasi Lapangan Tambun
(Pertamina EP, 2010)

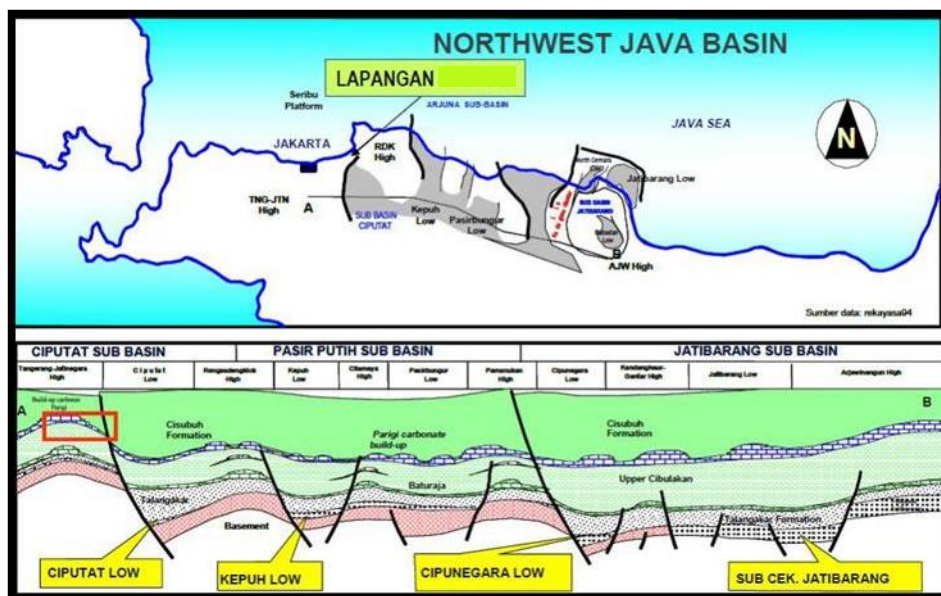
2.2. Aspek Geologi Regional Lapangan Tambun

Secara geologi, Lapangan Tambun berada pada Sub Cekungan Ciputat Cekungan Jawa Barat Utara. Struktur ini terletak di tinggian Tangerang –

Jatinegara yang berarah relatif Utara – Selatan yang dibatasi oleh Rendahan Ciputat (Ciputat Low) di bagian Timur.

2.2.1. Kerangka Tektonik

Secara tektonik daerah Jawa Barat Utara merupakan bagian dari busur belakang dari sistem subduksi di Selatan Pulau Jawa. Jawa Barat bagian Utara terdiri dari dua cekungan utama yaitu *Northwest Java Basin* (NJB) dan *Asri Basin* (AB). Pusat pengendapan utama di NJB adalah cekungan Arjuna bagian Utara, Tengah dan Selatan, dan sub-cekungan Jatibarang. Lapangan Tambun berada pada tinggian Tangerang – Jatibarang yang terletak pada ujaung sebelah Barat dari sub-cekungan Ciputat, berbatasan dengan tinggian Rengasdengklok (Gambar 2.2). Dari bukti geologi yang terlihat bahwa daerah ini diintegrasikan terbentuk sebagian cekungan *pull-apart* sebagai akibat interaksi sistem geser manganan (*dextral*). Bukti ini juga didukung oleh kenyataan observasi bahwa arah dari regangannya yaitu hampir Utara – Selatan yang secara umum tegak lurus zona subduksi dan selain itu juga melibatkan kerak benua yang cukup tebal (Hamilton, 1979).



Gambar 2.2.

Lokasi Lapangan Tambun dan struktur Utara-Selatan pada rifting Eosen
Lapangan Tambun berada di daerah tinggian
(Pertamina EP, 2010)

2.2.2. Stratigrafi Regional

Stratigrafi Lapangan Tambun yang ditembus oleh sumuran dari yang tua ke muda adalah formasi Jatibarang, formasi Cibulakan, formasi Parigi dan formasi yang paling muda adalah formasi Cisubuh, **Gambar 2.3**.

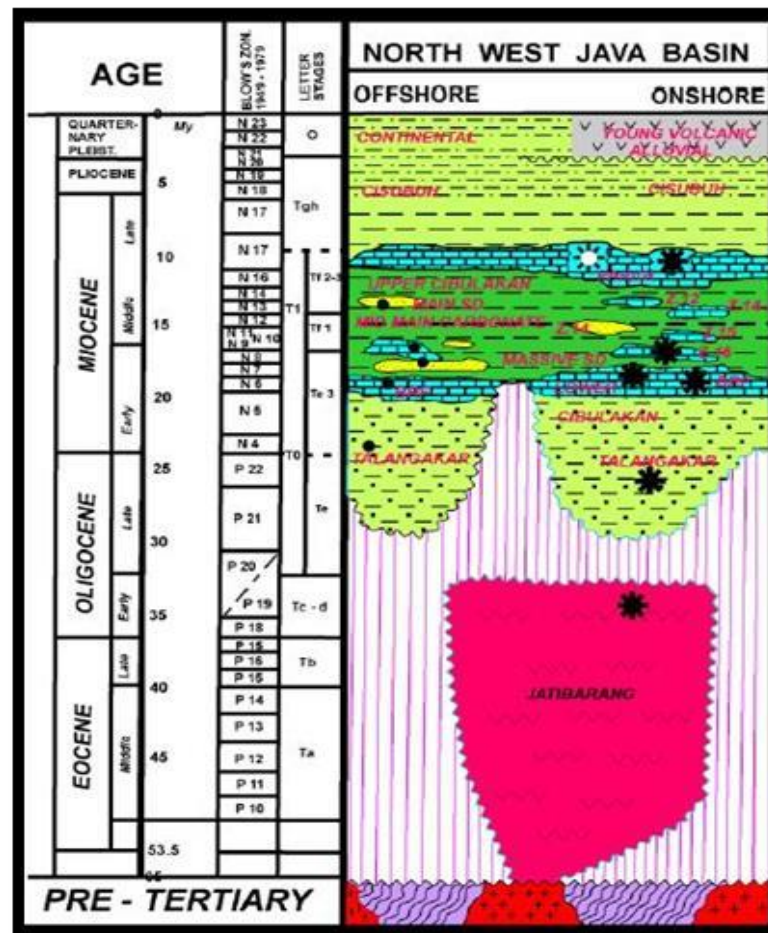
- **Formasi Jatibarang**

Formasi Jatibarang diyakini berumur Eocene-Oligocene, terdiri dari endapan sediment darat dan volcanogenic, diendapkan secara umum pada graben/half-graben. Perkembangan graben/half-graben terbentuk sejak Paleocene hingga Oligocene. Batuan pada masa ini terdiri dari butiran hasil pelapukan pada batuan dasar oleh system sungai, termasuk di dalam masa ini batuan yang terdiri dari endapan klastika kasar (pasir, kerakal, konglomeratik) dan halus (carbonaceous shale).

- **Formasi Cibulakan**

Formasi Cibulakan diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Miosen Tengah. Formasi Cibulakan dibagi menjadi 3 (tiga) bagian yaitu formasi Cibulakan Bawah yang setara dengan formasi Talang Akar, formasi Cibulakan Tengah yang setara dengan formasi Baturaja, dan formasi Cibulakan Atas.

Formasi Cibulakan Bawah (Eq. Formasi Talang Akar) yang ditembus oleh beberapa sumur menunjukkan litologi berupa peralihan batupasir konglomeratan dan lapisan material vulkanik (tuff dan batupasir tuffan) di bagian bawah, serta perulangan batulempung dan batupasir dengan setempat disisipi oleh batubara dan batugamping di bagian atasnya. Ketebalan dari batupasir berkisar dari 1 hingga 10 meter, dengan ukuran butir berdasarkan kurva gamma-ray menunjukkan adanya pola meng-halus ke atas yang merupakan ciri dari endapan channel dan meng-kasar ke atas yang merupakan ciri dari endapan bar.



Gambar 2.3.
Kolom Stratigrafi Umum Cekungan Jawa Barat Utara
(Pertamina EP, 2010)

Di atas formasi Cibulakan Bawah (Eq. Formasi Talang Akar), diendapkan secara selaras batugamping formasi Cibulakan Tengah (Eq. Formasi Baturaja). Batugamping formasi Cibulakan Tengah (Eq. Formasi Baturaja) di Lapangan Tambun mempunyai ketebalan bervariasi dari 200 m hingga 300 m. Batugamping formasi Cibulakan Tengah di Lapangan Tambun berdasarkan analisa core, serbuk bor, dan log, kemungkinan diendapkan pada suatu paparan karbonat pada posisi yang tidak jauh dari terumbu kompleks.

Formasi Cibulakan Atas memiliki ciri litologi secara umum terdiri dari lapisan batulempung dengan setempat disisipi oleh batupasir dan batugamping. Ketebalan lapisan dari batupasir maupun batugamping secara umum bervariasi antara 5 m hingga 30 m. Kenampakan log dari batupasir menunjukkan ukuran butir yang

mengkasar ke atas (*coarsening upwards*) yang merupakan ciri dari endapan bar di lingkungan pantai ataupun laut dangkal. Formasi Cibulakan Atas di Lapangan Tambun berdasarkan evaluasi log merupakan lapisan tidak mengandung hidrokarbon.

- **Formasi Parigi**

Setelah pengendapan formasi Cibulakan, fase berikutnya berupa genang laut (transgresi) dimana diendapkan batugamping formasi Parigi pada umur Miosen Akhir. Formasi Parigi di Lapangan Tambun dijumpai berupa batugamping klastik dan terumbu yang tumbuh pada daerah paparan berupa patch reef, terdiri dari batugamping yang cukup bersih dengan sedikit mengandung lempung. Ketebalan Formasi Parigi di Lapangan Tambun berkisar antara 5 - 20 m. Formasi Parigi di Lapangan Tambun berdasarkan evaluasi log merupakan lapisan tidak mengandung hidrokarbon.

- **Formasi Cisubuh**

Di atas Formasi Parigi, diendapkan secara selaras formasi Cisubuh yang umumnya terdiri dari batulempung yang tebal dan berubah menjadi pasir ke arah atas, yang diendapkan pada umur Pliosen hingga Plistosen. Formasi Cisubuh bukan merupakan lapisan penghasil hidrokarbon di Lapangan Tambun.

2.3. Keadaan Reservoir Lapangan Tambun

Pembahasan petroleum system pada laporan ini akan dibatasi pada pendekatan regional tentang potensi dari masing-masing komponen petroleum system yaitu; potensial batuan induk, reservoir dan perangkap yang termasuk didalamnya potensi batuan tudung

a. Source Rock

Seperti telah disebutkan diatas bahwa secara tektonostratigrafi cekungan Jawa Barat Utara pernah berstatus sebagai rift basin. Pada saat cekungan ini berstatus sebagai syTambunift, aktivitas tektonik dan sedimentasi yang berlangsung bersamaan memungkinkan diendapkannya fasies klastik halus (*shally fasies*) yang kaya akan kandungan organik terutama pada daerah dalaman. Hal ini dibuktikan oleh peneliti-peneliti terdahulu yang menyebutkan bahwa untuk kawasan ini yang bertindak sebagai batuan induk adalah serpih pada formasi

Jatibarang, serta fasies serpih dan batubara pada formasi Cibulakan Bawah (Eq. TAF) yang mencapai oil window pada sekitar Miosen Tengah. Pada daerah rendahan yang cukup dalam diduga serpih dari formasi Cibulakan Atas juga dapat bertindak sebagai batuan induk yang efektif. Identifikasi tipe kerogen berdasarkan hasil analisis geokimia pada umumnya menyimpulkan adanya batuan induk dari kerogen tipe II yang diendapkan dalam lingkungan Fluvio Deltaic.

b. Reservoir

Potensi reservoir berdasarkan pada hasil eksplorasi yang ada sampai saat ini, dapat ditemukan baik pada interval syTambunift, postrift, maupun backarc. Secara umum suatu batuan dapat dikatakan potensial sebagai reservoir apabila mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik. Pada saat cekungan berstatus syTambunift ciri tersebut ditemukan pada endapan batupasir fasies fluviodeltaic formasi Cibulakan bagian bawah (Eq. Formasi Talang Akar) yang mempunyai porositas primer yang cukup baik, atau pada fasies batuan vulkanik atau konglomerat formasi Jatibarang yang ternyata mempunyai porositas sekunder cukup baik akibat berkembangnya rekahan. Sedangkan berdasarkan struktur yang aktif di cekungan ini, permeabilitas dari lapisan-lapisan reservoir tersebut telah terbukti baik dengan kemampuannya menghantarkan hidrokarbon. Saat berstatus postrift, porositas yang baik ditemukan pada lapisan batupasir deltaik Formasi Cibulakan Bawah (Eq. Formasi Talang Akar) bagian atas yang mempunyai porositas primer yang cukup baik, atau pada fasies batugamping dari formasi Cibulakan Tengah (Eq. Formasi Baturaja) yang mengalami proses diagenesa akibat terekspos dengan lingkungan air tawar. Formasi Parigi pada dasarnya mempunyai karakter yang sama dengan formasi Cibulakan Tengah (Eq. Formasi Baturaja), hanya karakter built up dari formasi Parigi lebih nyata daripada formasi Baturaja serta formasi Parigi jarang yang terisi hidrokarbon.

c. Perangkap dan Batuan Tudung

Perangkap struktural berbentuk four way dips dan three way dips umum dijumpai untuk reservoir batupasir formasi Cibulakan Bawah (Eq. Formasi Talang Akar) dengan arah sumbu lipatan pada umumnya masih mengikuti pola struktur Sunda. Bertindak sebagai batuan penyekat dalam interval reservoir Formasi

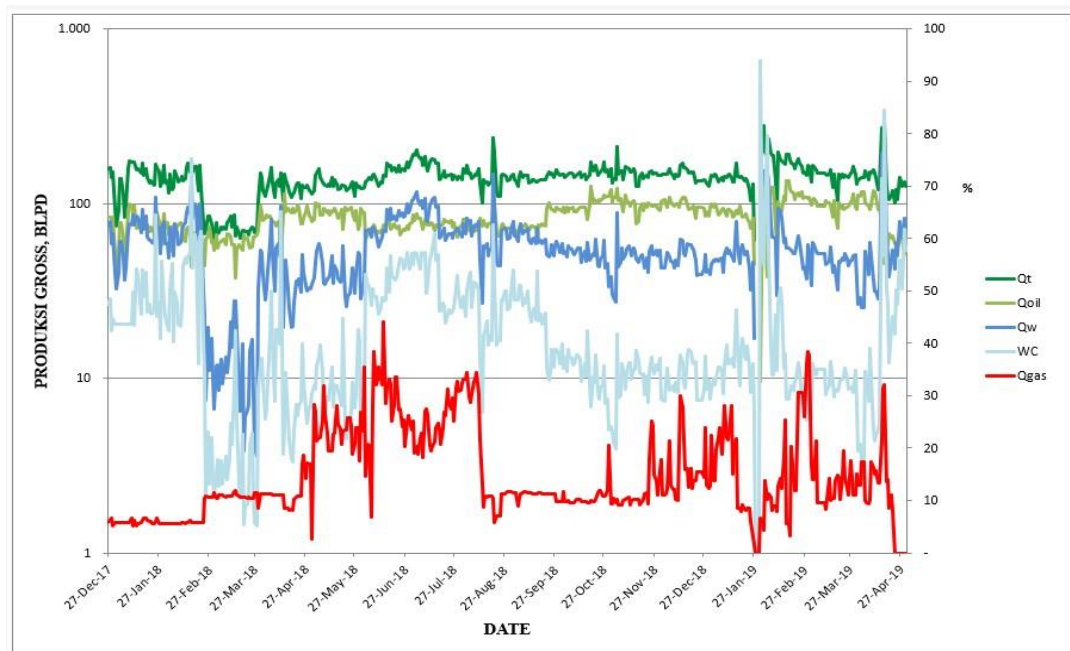
Cibulakan Bawah (Eq. Formasi Talang Akar) adalah serpih pada bagian atas dari formasi tersebut. Sering pula dijumpai perangkap dengan reservoir batugamping formasi Cibulakan Tengah (Eq. Formasi Baturaja) di daerah tinggian, dalam hal ini diduga bentuk perangkap adalah gabungan antara struktur dan stratigrafi dan yang bertindak sebagai batuan tudung adalah serpih dari formasi Cibulakan Atas

d. Pola Umum Migrasi Hidrokarbon

Bentuk struktur regional memberikan indikasi bahwa pada saat ini daerah dalaman (deep) terletak di bagian selatan pada perbatasan antara NW Java Basin dan Palung Bogor. Dengan model struktural seperti digambarkan tersebut, maka dapat diduga secara regional arah migrasi adalah dari selatan menuju ke utara. Namun bila di cermati lebih jauh, terlihat bahwa di cekungan NW Java Basin juga terdapat tinggian dan rendahan lokal yang umumnya berarah utara-selatan. Dari pola terakhir ini juga dapat di prediksi bahwa migrasi secara lokal juga bisa berarah umum timur barat yang secara umum tegak lurus pada tinggian lokal.

2.4. Sejarah Sumur

Pada Sumur RR-13 pertama kali produksi di layer TAF pada September 2003, kemudian dimulai memproduksi layer BRF pada Desember 2003 secara sembur alam, kemudian pada Maret 2010 dilakukan konversi lifting berupa ESP hingga saat ini. Pada sumur RR-56 pertama kali diproduksi di layer BRF pada November 2009 secara sembur alam, kemudian pada Juli 2012 dilakukan konversi lifting berupa ESP hingga saat ini.



Gambar 2.4.
Profil Produksi Sumur RR-13
(Pertamina EP, 2019)

BAB III

LANDASAN TEORI

Pelaksanaan evaluasi suatu sumur sangat tergantung pada produktivitas sumur yang berkaitan dengan kemampuan sumur untuk berproduksi. Produktivitas sumur dicerminkan oleh laju produksi yang dapat dihasilkan, serta tekanan lapisan produktif yang tersedia. Dengan mengetahui produktivitas sumur maka dapat dipilih dan direncanakan jenis metode pengangkatan buatan yang sesuai, sehingga dapat dihasilkan suatu kondisi operasi yang optimum. Metode ESP merupakan salah satu metode pengangkatan buatan yang dipakai di Pertamina Asset 3 Lapangan Tambun. Bab ini membahas mengenai prinsip-prinsip dasar yang melatar belakangi penggunaan ESP pada sumur-sumur produksi.

3.1. Kinerja Aliran Fluida Di Dalam Media Berpori

Hal utama yang harus diperhatikan dalam memproduksi suatu sumur adalah menentukan besarnya laju produksi yang akan dihasilkan, yaitu sebesar kemampuan formasi produktif untuk memproduksi suatu fluida. Fluida yang terdapat dalam media berpori dapat mengalir ke lubang sumur jika ada perbedaan tekanan antara kedua bagian tersebut. Fluida yang mengalir dari formasi produktif ke lubang sumur dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu:

- a. Jumlah fasa yang mengalir
- b. Sifat fisik fluida reservoir
- c. Sifat fisik batuan reservoir
- d. Konfigurasi di sekitar lubang bor, yaitu adanya lubang perforasi, skin (kerusakan formasi), *gravel pack* dan rekahan hasil perekahan hidrolik
- e. Kemiringan lubang sumur pada formasi produktif (vertikal, miring, atau horisontal)
- f. Bentuk daerah pengurasan

Keenam faktor tersebut, secara ideal harus diwakili dalam setiap persamaan perhitungan kelakuan aliran fluida dari formasi masuk ke lubang sumur. Sampai saat ini tersedia banyak persamaan untuk memperkirakan kelakuan

aliran fluida dari formasi ke dasar lubang sumur, dimana masing-masing persamaan mempunyai asumsi tertentu sesuai dengan teknik pengembangannya dan masih belum tersedia persamaan praktis untuk menghitung faktor diatas. Jadi perlu diperhatikan asumsi tersebut sebelum menggunakan suatu persamaan pada suatu sumur.

3.1.1. *Productivity Index (PI)*

Productivity Index merupakan ukuran yang menyatakan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi pada suatu kondisi tertentu, dan dapat pula dinyatakan sebagai perbandingan antara laju produksi dengan suatu harga perbedaan tekanan statik (P_s) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) saat terjadinya aliran. Dapat pula dibuat suatu persamaan menjadi:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (3-1)$$

Keterangan:

- PI = Produktivitas Indeks, bpd/psi
- q = Laju Produksi, bbl/day
- P_s = Tekanan Statik dasar sumur, psi
- P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, Psi

3.1.2. *Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)*

Inflow Performance Relationship (IPR) merupakan pernyataan PI secara grafis yang menggambarkan perubahan-perubahan dari harga tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) versus laju alir (q) yang dihasilkan karena terjadinya perubahan tekanan alir dasar sumur tersebut.

3.1.3. *Pembuatan Kurva IPR Metode Wiggins*

IPR secara empiris adalah hubungan berdasarkan analisa regresi linier dari simulator yang mencakup berbagai macam fluida reservoir dan sifat batuan. IPR yang dikembangkan dibandingkan dengan metode tiga fasa lainnya dan menghasilkan hasil serupa untuk perilaku tekanan produksi sekitar boundary-dominated flow lebih mudah digunakan.

IPR ini dikembangkan dari analisa aliran multifasa dalam boundary, reservoir homogen tanpa eksternal fluida influx pada reservoir dan berlaku untuk Pola aliran yang paling terpengaruh oleh boundary .

IPR ini dibatasi asumsi yaitu :

1. tekanan reservoir dibawah bubble point
2. fase air bergerak hadir untuk kajian tiga fasa
3. Persamaan darcy untuk aliran multifasa diterapkan
4. Kondisi Isothermal
5. Tidak ada reaksi yang terjadi antara fluida reservoir dan batuan reservoir
6. Tidak ada kelarutan gas dalam air
7. efek gravitas dapat diabaikan

A. Persamaan IPR menurut Wiggins

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots(3-3)$$

$$\frac{q_w}{q_{w,max}} = 1 - 0,72 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,28 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots(3-4)$$

B. Prosedur Perhitungan IPR

1. Mengasumsikan berbagai nilai P_{wf} untuk menghitung laju alir.
2. Menghitung laju alir minyak dengan menggunakan persamaan (3-3)
3. Menghitung laju alir air dengan menggunakan persamaan (3-4)
4. Menjumlahkan laju alir minyak dan laju alir air agar menjadi laju alir total.
5. Memplot laju alir total dan P_{wf} asumsi menjadi grafik IPR.

3.2 Kelakuan Aliran Fluida dalam Pipa

Aliran fluida dalam pipa dipengaruhi oleh sifat fisik fluida, *friction loss* serta gradien tekanan fluida. Sub bab ini akan membahas pengaruh tersebut terhadap aliran fluida dalam pipa.

3.2.1. Sifat fisik Fluida

Sifat fisik fluida (gas, minyak dan air) perlu diketahui karena merupakan variabel utama aliran fluida dalam media berpori maupun dalam pipa. Sifat fisik fluida yang akan dibahas adalah sifat fisika fluida yang mempengaruhi perencanaan pompa benam listrik (ESP) yaitu kelarutan gas dalam minyak (Rs), viskositas, densitas dan *specific gravity* fluida (SGmix).

A. Kelarutan Gas Dalam Minyak (Rs)

Sistem minyak pada tekanan yang tinggi, gas akan terlarut dalam minyak, dengan demikian harga kelarutan gas meningkat dan sebaliknya apabila terjadi penurunan tekanan, fasa gas akan terbebaskan dari larutan minyak. Jumlah gas yang terlarut akan konstan, apabila tekanan mencapai tekanan saturasi (*Bubble Point Pressure-Pb*).

B. Viskositas

Viskositas merupakan keengganan suatu fluida untuk mengalir. Harga viskositas ini dipengaruhi oleh temperatur dan tekanan, pada temperatur yang tinggi harga viskositas fluida akan mengecil dan sebaliknya pada temperatur rendah harga viskositas akan besar.

C. Densitas dan *Specific Gravity* Fluida

Densitas suatu fluida adalah bilangan yang menunjukkan berapa berat (gram atau lb) fluida tersebut dalam volume alam rumus sebagai berikut :

$$\rho = \frac{m}{A.h} \text{ gr/cm}^3 \text{ atau lb/cuft} \dots \dots \dots (3-5)$$

Specific gravity fluida (SG1 cm³ atau cuft, atau dinyatakan d) adalah perbandingan antara densitas fluida tersebut dengan fluida yang lain pada kondisi standar (14.7 psi, 60 °F). Untuk menghitung besarnya SG fluida tertentu, biasanya air diambil sebagai patokan densitas sebesar 62.40 lb/cuft. Sehingga *specific gravity* fluida secara sistematis ditulis dengan persamaan (**Beggs, 2003**) :

$$SG_{\text{fluida}} = \frac{\rho}{62,40} \dots \dots \dots (3-6)$$

Dalam teknik Perminyakan *specific gravity* sering dinyatakan dengan °API, dengan persamaan (**Beggs, 2003**) :

$$SG_{\text{minyak}} = \frac{141,5}{131,5 + {}^{\circ}API} \dots\dots\dots (3-7)$$

Untuk fluida campuran, besarnya *specific gravity* dapat ditentukan dengan persamaan berikut :

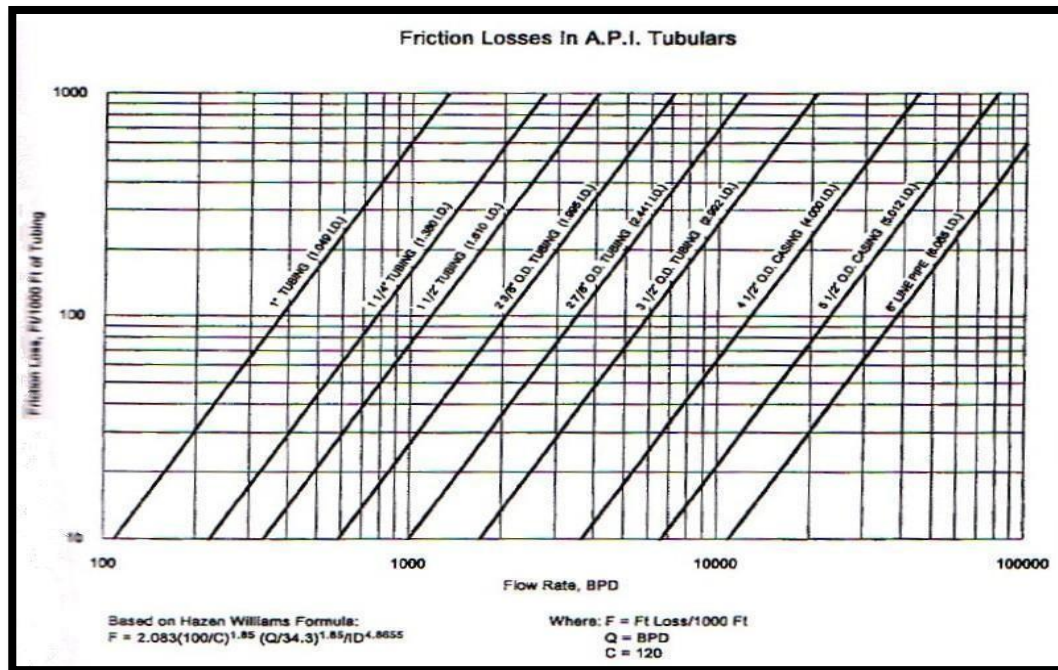
$$SG_{\text{mix}} = ((1-WC) \times SG_{\text{minyak}}) + (WC \times SG_{\text{air}}) \dots\dots\dots (3-8)$$

3.2.2. Friction Loss

Bila fluida mengalir di dalam pipa maka akan mengalami tegangan geser (*shear stress*) pada dinding pipa, sehingga terjadi kehilangan sebagian tenaganya yang sering disebut dengan *Friction Loss*. Hazen-William membuat suatu persamaan empiris untuk *Friction Loss*, yaitu:

$$F = 2,083 \left[\frac{100}{C} \right]^{1,85} \left[\frac{\left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1,85}}{ID^{4,8655}} \right] \dots\dots\dots (3-9)$$

Berdasarkan persamaan tersebut, Hazen-William membuat Grafik *Friction Loss* seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 3.1**.



Gambar 3.1.
Grafik Friction Loss Hazen-William
 (Brown, Kermit E., 1977)

3.2.3. Gradien Tekanan Fluida

Gradien tekanan fluida dipengaruhi oleh tekanan hidrostatik fluida. Tekanan hidrostatik suatu fluida adalah tekanan yang disebabkan oleh suatu kolom fluida pada suatu luasan. Bila dinyatakan secara matematis :

$$P = \frac{1}{144} \times \rho_f \times h, \text{ lb/in}^2 \dots\dots\dots (3-10)$$

Pada suatu kolom fluida, tekanan pada suatu titik adalah sama dengan tekanan pada permukaan fluida ditambah dengan tekanan akibat kolom fluida setinggi titik tersebut dari permukaan. Ketinggian tersebut disebut *Head*.

$$H = \frac{P}{0,433 \times SG_f}, \text{ ft} \dots\dots\dots (3-11)$$

Gradien tekanan disebabkan oleh suatu kolom fluida pada satu unit ketinggian, sehingga bila persamaan (3-11) (Kermit, 1984) dimasukkan P = 1 psi dan H = 1 ft, maka gradien tekanan (G_f) adalah :

$$G_f = 0,433 \text{ psi / ft } \times SG_{mix} \dots\dots\dots (3-12)$$

3.3. *Perforated Casing Completion*

Persiapan atau penyempurnaan sumur disebut *well completion*. Persiapan ini antara lain mengatur agar aliran dari formasi dapat dengan sebaik-baiknya masuk kedalam sumur dan mengalir sampai ke permukaan. Tujuan dari penyelesaian sumuran adalah untuk memaksimalkan dan mengontrol aliran fluida dari reservoir ke dasar sumur dan dari sumur ke permukaan sesuai dengan karakteristik, kondisi dan jenis reservoirnya.

Metode *formation completion* merupakan metode penyelesaian sumuran yang diterapkan pada sumur yang menembus formasi produktif. Jenis-jenis *Formation Completion* antara lain *Open Hole Completion*, *Perforated Casing Completion* dan *Sand Exclusion Completion*. Metode *Perforated Casing Completion*, casing produksi dipasang menembus formasi produktif dan disemen yang selanjutnya diperforasi pada interval-interval yang diinginkan. Dengan adanya casing, formasi yang mudah gugur dapat ditahan. *Perforated Casing Completion* umumnya digunakan pada formasi-formasi dengan faktor sementasi (m) sebesar 1,4.

3.3.1. **Kondisi Kerja Perforasi**

Kondisi kerja perforasi didalam casing sangat dipengaruhi oleh adanya tekanan, baik tekanan hidrostatik maupun tekanan perforasi. Pembagian kondisi kerja perforasi dibedakan berdasarkan pada perbedaan kedua tekanan tersebut yaitu *kondisi kerja overbalance* dan *underbalance*.

1. **Perforasi Underbalance**

Kondisi kerja *underbalance* merupakan kondisi kerja perforasi dimana tekanan hidrostatik fluida kompleksi didalam casing lebih kecil dibanding tekanan formasinya. Pada umumnya *underbalance* lebih baik dibandingkan *overbalance* karena:

- Dengan tekanan hidrostatik lebih kecil dari tekanan formasi maka memungkinkan terjadinya aliran balik dari formasi ke lubang sumur setelah perforasi sehingga hancuran hasil perforasi dapat segera terangkat dan tidak menyumbat lubang perforasi.

- Tidak memungkinkan terjadinya *mud loss* atau *skin* akibat reaksi antara lumpur dengan mineral perforasi.
- *Clean Up* lebih cepat dan efektif.

2. Perforasi *Overbalance*

Pada kondisi *overbalance*, tekanan hidrostatik fluida kompleks lebih besar dari tekanan formasi. Sistem perforasi ini umumnya digunakan apabila masih terdapat fluida kompleks di dalam *casing*, sehingga dengan demikian akan mampu menahan aliran fluida formasi, disamping juga menahan guguran batuan akibat *gun perforator* yang bekerja. Masalah yang sering terjadi dalam teknik *overbalance* ini adalah:

- Kerusakan formasi akan lebih besar akibat reaksi antara lumpur dengan material pemboran.
- Lubang hasil perforasi tersumbat oleh debris dan runtuh batuan.
- Memberikan kemungkinan terjadinya *mud loss* dan *clean up* lebih sulit dilakukan.

3.3.2. Perhitungan *Pressure Drop* Perforasi

Salah satu penyebab rendahnya produktivitas sumur pada *Perforated Casing Completion* adalah karena program pelubangan selubung (perforasi) yang tidak memadai. Apabila kondisi ini terjadi akan berakibat timbulnya suatu hambatan terhadap aliran atau bertambahnya penurunan tekanan (*pressure drop*) dalam formasi.

Oleh karena itulah, Carl Granger dan Kermit Brown telah menggunakan analisa Nodal untuk mengevaluasi besarnya penurunan tekanan melalui lubang perforasi, pada berbagai harga densitas perforasi. Analisa Nodal disini, diterapkan untuk *Standart Perforated Well* dengan menganggap *perforated hole vertical* (90°) dan tidak terjadi kerusakan formasi disekeliling lubang bor.

Anggapan-anggapan lain yang digunakan dalam mengevaluasi *pressure drop* melalui lubang perforasi ini adalah:

1. Permeabilitas *crushed zone* atau *compact zone* (zona sekeliling perforasi) adalah:

- 10% dari permeabilitas formasi apabila diperforasi dengan tekanan *overbalance* (tekanan hidrostatik dalam lubang bor lebih besar daripada tekanan formasi).
 - 40% dari permeabilitas formasi apabila diperforasi dengan tekanan *underbalance* (tekanan hidrostatik dalam lubang bor lebih kecil daripada tekanan formasi).
2. Ketebalan *crushed zone* adalah 1/2 inchi.
 3. *Infinite reservoir*, P_{wfs} tetap pada sisi dari *compact zone* sehingga pada *closed outer boundary* konstantanya -3/4 pada persamaan Darcy dihilangkan.
 4. Untuk mengevaluasi *pressure drop* melalui lubang perforasi digunakan persamaan dari Jones, Blount dan Galze.

Persamaan “*Open Perforation Pressure Drop*” dibawah ini hanya berlaku untuk sumur minyak pada umumnya, yaitu sebagai berikut:

$$P_{wfs} - P_{wf} = aq^2 + bq = P \dots\dots\dots (3-13)$$

atau,

$$P = \frac{\left[2,30 \times 10^{-4} \beta B_o^2 \rho_o \left(\frac{1}{r_p} + \frac{1}{r_e} \right) \right]}{L_p^2} q^2 + \frac{\mu_o \beta_o \ln \left(\frac{r_e}{r_p} \right)}{7,08 \times 10^{-3} L_p K_p} q \dots\dots\dots$$

(3-14)

$$a = \frac{2,30 \times 10^{-4} \beta B_o^2 \rho_o (1/r_p + 1/r_e)}{L_p^2}, \quad b = \frac{\mu_o B_o \ln (r_e/r_p)}{7,08 \times 10^{-3} L_p K_p}$$

Keterangan:

q = laju aliran/perforasi, bbl/d.

B_o =faktor volume formasi minyak, bbl/stb.

ρ_o =densitas minyak, lb/cuft.

$\beta = \frac{2,33 \times 10^{10}}{K_p^{1,201}}$, merupakan turbulune factor, ft^{-1} .

μ_o = viskositas minyak, cp.

L_p = panjang lubang perforasi, ft.

K_c = permeabilitas pada zona terkompaksi, md.

untuk : $K_c = 0,1 K$ formasi, jika kondisi *overbalance*

$K_c = 0,4 K$ formasi, jika kondisi *underbalance*

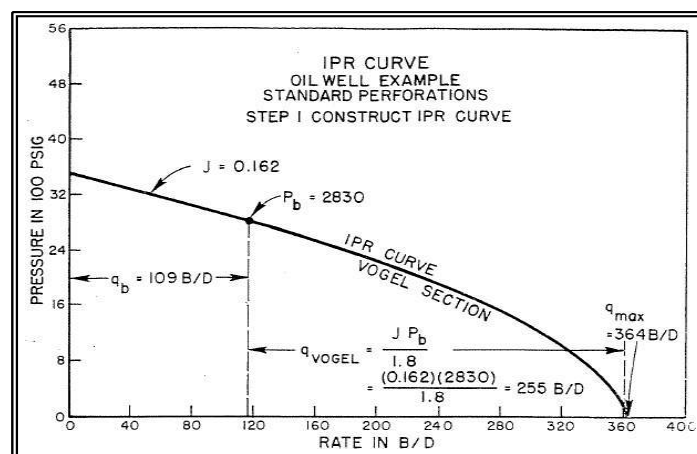
r_p = jari-jari lubang perforasi, ft.

r_c = jari-jari zona terkompaksi, ft.

untuk $r_c = r_p + 5/12$, ft.

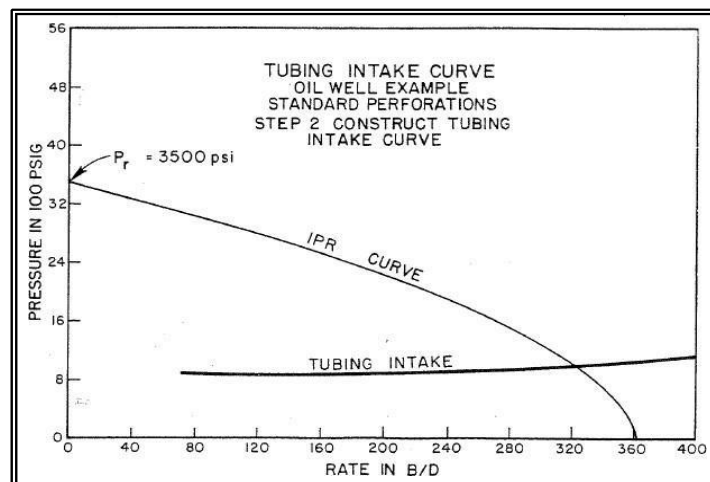
Adapun prosedur analisa Nodal untuk perhitungan *pressure drop* dan perencanaan densitas perforasi yang tepat adalah sebagai berikut:

1. Membuat kurva IPR untuk sumur yang bersangkutan (Gambar 3.2).



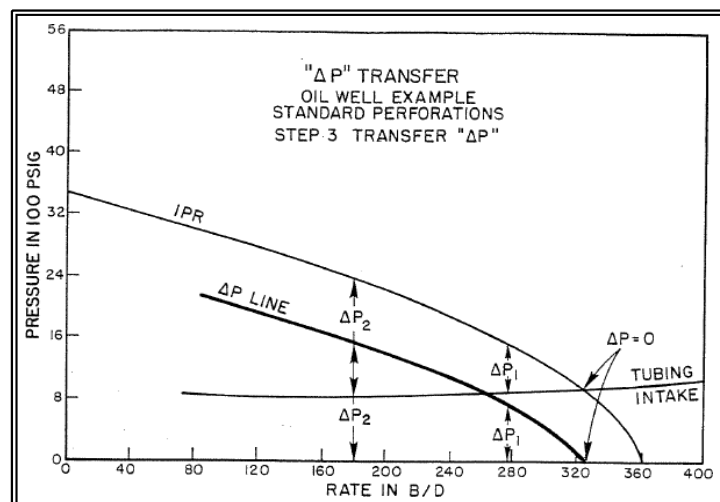
Gambar 3.2. Kurva IPR untuk Penentuan Densitas Perforasi
(Brown, Kermit E., 1984)

2. Membuat kurva *tubing intake* dengan korelasi aliran minyak vertikal. Kemudian kurva *tubing intake* diplot pada kurva IPR dari hasil langkah 1, pada gambar 3.3.
3. Kemudian ΔP antara kurva IPR dan *tubing intake* dipindahkan kebagian bawah grafik mulai dari sumbu x (*rate*), sehingga didapat ΔP line (gambar 3.4).

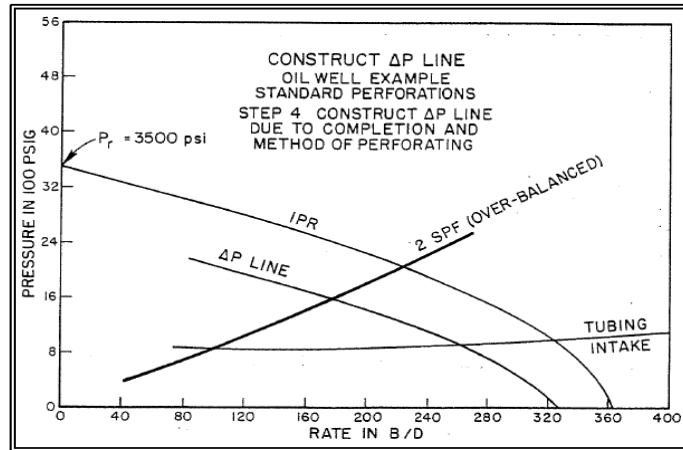


Gambar 3.3. Plot Kurva *Tubing Intake* pada Kurva IPR
(Brown, Kermit E., 1984)

4. Menentukan *pressure drop* akibat adanya lubang perforasi dengan menggunakan persamaan Jones, Blount dan Glaze untuk berbagai harga laju produksi. Hasilnya diplot pada grafik hasil langkah 3 (Gambar 3.5).



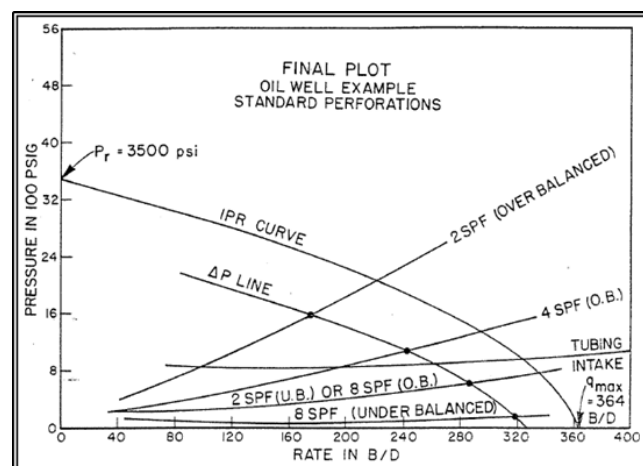
Gambar 3.4. Transfer ΔP antara Kurva IPR dan *Tubing Intake*
(Brown, Kermit E., 1984)



Gambar 3.5. Plot Pressure Drop akibat Lubang Perforasi untuk Satu Densitas Perforasi

(Brown, Kermit E., 1984)

Dari langkah-langkah diatas, dapat diketahui besarnya harga laju produksi maksimum yang akan diperoleh dengan menggunakan sistem perforasi (q_p). Untuk q_o maksimum didapatkan dari perpotongan antara kurva IPR dengan kurva tubing intake, sedangkan q_p maksimum dapat diketahui dari perpotongan kurva ΔP line dengan kurva *pressure drop* perforasi pada beberapa harga densitas perforasi sebagaimana yang terlihat pada gambar 3.6.



Gambar 3.6. Plot Pressure Drop Akibat Lubang Perforasi untuk Beberapa Densitas Perforasi Tertentu

(Brown, Kermit E., 1984)

3.4. Penentuan Laju Produksi Kritis Minyak Bebas water Coning

Perencanaan laju produksi minyak dari suatu sumur yang menembus lapisan minyak-air haruslah dijaga pada suatu harga tertentu yang bertujuan untuk mencegah masuknya air atau gas kedalam lubang sumur. Masuknya air kedalam lubang sumur akan menurunkan laju produksi minyak, sehingga laju produksi minyak harus ditentukan se-optimum mungkin tanpa mengakibatkan terjadinya *water coning*.

Laju produksi kritis adalah laju produksi minyak maksimum yang diijinkan pada sumur tanpa terproduksinya air maupun gas masuk kedalam zona produksi minyak. Untuk perlu dilakukan perhitungan laju produksi kritis yang dimaksudkan untuk mengetahui pada laju produksi berapa sumur tidak mengalami problem *water coning*. Untuk mengetahui kemungkinan terjadinya coning pada suatu sumur, dapat diperkirakan dari perbandingan antara laju produksi aktual dengan laju produksi minyak kritis bebas *water coning*, yaitu:

$$\text{PLPM} = \frac{q_{\text{aktual}}}{q_{\text{kritis}}} \dots\dots\dots(3-15)$$

Dimana:

PLPM = perbandingan laju produksi minyak

Q_{aktual} = laju produksi sebenarnya di lapangan, BOPD

Q_{kritis} = laju produksi kritis bebas water coning, BOPD

Apabila pada sumur tersebut $\text{PLPM} > 1$, maka sumur tersebut telah mengalami *water coning*.

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi kritis bebas water coning, diantaranya metode *Chierici*.

Metode *Chierici*

Merupakan suatu metode yang dapat menentukan laju alir kritis suatu sumur berdasarkan interval perforasi dari suatu sumur yang telah dikompleksi atau untuk menentukan panjang dan posisi perforasi dari batas mibnya-air berdasarkan

kondisi reservoir yang diketahui, sehingga diperoleh suatu laju produksi yang optimum tanpa terjadinya water coning.

Metode ini menggunakan beberapa asumsi:

1. Reservoir homogen.
2. Tekanan kapiler diabaikan.
3. Aliran mantap.
4. Fluida incompressible.
5. Pada kondisi statis, batas minyak-air adalah horizontal.

Hasil yang diperoleh ditampilkan dalam bentuk diagram yang dapat digunakan untuk memecahkan dua masalah :

1. Apabila diketahui karakteristik fluida batuan reservoir serta posisi panjang interval perforasi, maka dapat ditentukan laju produksi maksimum tanpa ikut terproduksinya air atau gas bebas.
2. Apabila diketahui karakteristik fluida dan batuan reservoir saja, maka dapat ditentukan posisi panjang interval perforasi yang optimum.

Berdasarkan hasil pengamatannya, *Chierici* menurunkan persamaan laju produksi kritis untuk sumur minyak sebagai berikut :

$$q_{ow} = 3,073 \times 10^{-3} \left(\frac{2 \rho_{wo} k_{ro}}{h \beta_o \mu_o} \right) \psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_w) \dots \dots \dots (3-16)$$

$$q_{og} = 3,173 \times 10^{-3} \left(\frac{2 \rho_{og} k_{ro}}{h \beta_o \mu_o} \right) \psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_w) \dots \dots \dots (3-17)$$

Dimana :

q_{ow} = laju produksi maksimum tanpa terjadi water coning, STB/D

q_{og} = laju produksi maksimum tanpa terjadi gas coning, STB/D

h = ketebalan zona minyak, ft

ρ_{wo} = perbedaan densitas air-minyak, gr/cc

ρ_{og} = perbedaan densitas minyak-gas, gr/cc

B_o = faktor volume formasi, bbl/STB

μ_o = viskositas minyak, cp

k_{ro} = permeabilitas efektif minyak horizontal, md

r_{De} = parameter jari-jari pengurasan

$$r_{De} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_{vo}}{k_{ho}}} \dots\dots\dots(3-18)$$

ε = parameter interval perforasi, ft

$$\varepsilon = \frac{b}{h}$$

δ_g = h_{cg} / h

δ_g = jarak antara batas gas-minyak hingga perforasi teratas

ketebalan zona minyak

ψ = fungsi tak berdimensi

h_{cg} = jarak batas air-minyak ke puncak perforasi, ft

δ_g = h_{cw} / h

h_{cw} = jarak batas air-minyak ke dasar perforasi, ft

k_{vo} = permeabilitas efektif minyak vertikal, md

r_c = jari-jari pengurasan, ft

Dari persamaan tersebut diatas, bila laju produksi minyak (q_o) lebih besar dari q_{ow} maka air akan ikut terproduksi. Oleh karena itu q_o harus memenuhi ketidaksamaan $q_o < q_{ow}$ dan $q_o < q_{og}$.

Chierici menentukan harga dari fungsi ψ dengan menggunakan analisa potensiometrik. Batasan-batasan yang dipakai dalam menentukan ψ adalah :

1. $5 \leq r_{De} \leq 80$
2. $0 \leq f_b \leq 0,75$
3. $0,07 \leq h_{cw/h}, h_{cg/h} \leq 0,90$

Untuk menentukan harga ψ , terlebih dahulu ditung harga r_{De} yaitu dengan menggunakan persamaan 4 – 21, kemudian dipilih grafik yang paling sesuai dengan harga r_{De} yang diperoleh. Jika telah ada harga h_{cw}/h dan f_b , maka harga ψ didapatkan pada perpotongan kedua harga tersebut. Kemudian dengan menggunakan persamaan 4 – 19 maka besarnya q_{ow} dapat ditentukan.

Harga ψ dapat dihitung secara analitis, yaitu dengan menggunakan persamaan :

$$\Psi_w = \text{Exp} \left[A + \frac{(h_{cw})}{BLn\left(\frac{\quad}{h}\right)} \right] \quad (3-19)$$

Dimana :

$$A = C + D [Exp.(-f_b)] \quad (3-20)$$

$$B = E + F \cdot \sqrt{F_y} \dots \dots \dots (3-21)$$

Dan

$$C = -0,31253676 - 0,32957799 (\ln r_{DE}) \dots \dots \dots (3-22)$$

$$D = -1,17760395 + 0,19623644 (\ln r_{DE}) \dots \dots \dots (3-23)$$

$$E = 1,409514123 + 0,0029341 (\sqrt{r_{DE}}) (\ln r_{DE}) \dots \dots \dots (3-24)$$

$$F = -0,50297452 + 0,826966176 (\ln r_{DE} / r_{DE}) \dots \dots \dots (3-25)$$

3.5. Electric submersible pump (ESP)

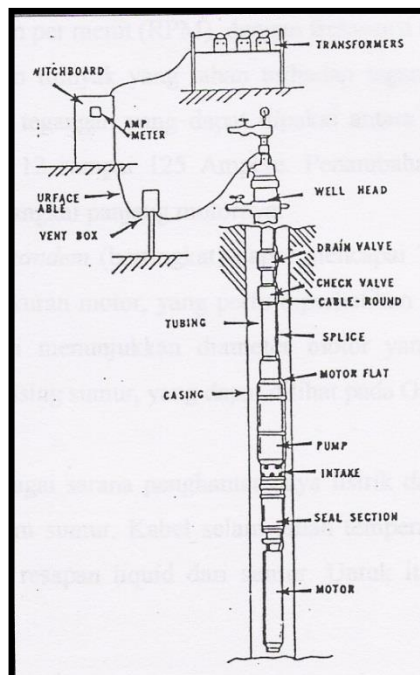
Pompa benam listrik (ESP) adalah pompa yang dipasang di lubang sumur untuk memproduksi minyak secara *artificial lift* yang digerakkan oleh motor listrik. Pompa ESP umumnya digunakan pada sumur miring. Keseluruhan instalasi pada ESP dapat dilihat pada **Gambar 3.3**.

3.5.1. Peralatan *Electric submersible pump*

Secara umum peralatan Pompa Benam Listrik dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu peralatan di bawah permukaan dan peralatan di atas permukaan.

A. Peralatan Bawah Permukaan

Peralatan ini dalam satu kesatuan di ujung *tubing* produksi dan dibenamkan ke dalam fluida sumur. Adapun peralatan untuk bawah permukaan adalah sebagai berikut:



Gambar 3.7.
Instalasi *Electric Submersible Pump*
(Brown, Kermit E., 1980)

1. PSI Unit (*Pressure Sensing Instruments*)

PSI (*Pressure Sensing Instrument*) adalah suatu alat yang mencatat tekanan dan temperatur dalam sumur. Secara umum PSI unit mempunyai 2 komponen pokok, yaitu :



Gambar 3.8.
Pressure Sensing Instrument
 (Cosco catalogue, 2009)

a. *PSI Down Hole Unit*

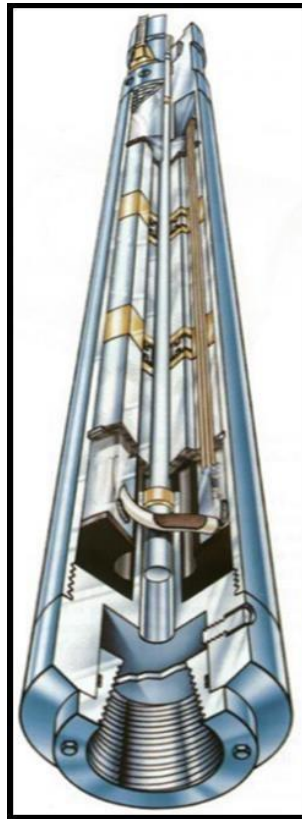
Dipasang di bawah *Motor Type Upper* atau *Center Tandem*, karena alat ini dihubungkan pada *Wye* dari *Electric Motor* yang seolah-olah merupakan bagian dari *Motor* tersebut.

b. *PSI Surface Readout*

Merupakan bagian dari sistem yang mengontrol kerja *Down Hole Unit* serta menampilkan (*Display*) informasi yang diambil dari *Down Hole Unit*.

2. *Motor*

Motor ini berfungsi sebagai tenaga penggerak bagi unit pompa (*prime mover*). *Motor* yang digunakan pada *electric submersible pump* merupakan *motor* induksi tiga fasa yang terdiri dari dua kumparan, yaitu *stator* (bagian yang diam) dan *rotor* (bagian yang bergerak).



Gambar 3.9.
Bagian Utama dari Motor
(Baker Huges, 2000)

Rotor ini dihubungkan dengan poros yang terdapat pada pompa (*shaft*) sehingga *impeller* pompa akan berputar. Karena diameter luarnya terbatas (tergantung diameter *casing*), maka untuk mendapatkan *horse power* yang cukup maka *motor* dibuat panjang dan berganda (*tandem*). *Motor* ini diisi dengan minyak yang mempunyai tahanan listrik (*dielectric strength*) tinggi. Minyak tersebut selain berfungsi sebagai pelumas juga berfungsi sebagai tahanan (*isolasi*) dan sebagai penghantar panas *motor* yang ditimbulkan oleh perputaran rotor ketika *motor* tersebut bekerja. Panas tersebut dipindahkan dari rotor ke *housing motor* yang selanjutnya dibawa ke permukaan oleh fluida sumur yang terproduksi. Pemilihan tipe motor didasarkan pada HP yang dibutuhkan pompa dan laju produksi yang diinginkan. Katalog untuk tipe motor terdapat pada **Tabel III-1**.

Tabel III-1
Tipe Motor ESP
(Reda, "Reda Electric Submersible Pump Technology Catalog, 2011)

Motor Series	Nominal OD (in)	Motor Type	Motor Power HP	Voltage (V)	Amperage (A)
456	4,56	Dominator	96	945	65
				1430	43
				2402	25,5
456	4,56	Dominator	132	1076	78,5
				1299	65
				2413	35
				2635	32

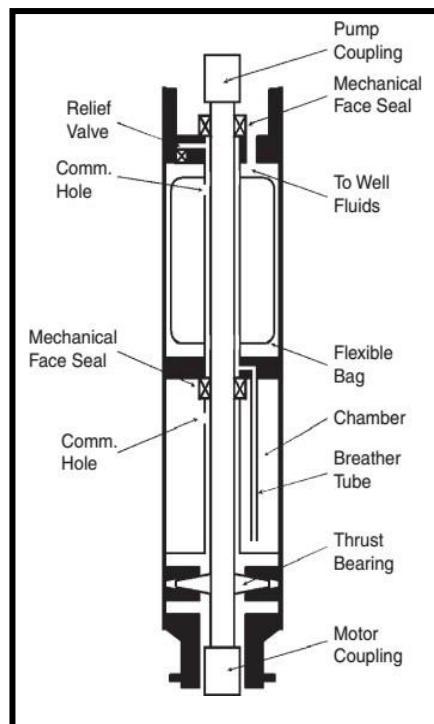
3. Protector

Protector sering juga disebut *Seal Section*. Alat ini berfungsi untuk menahan masuknya fluida sumur kedalam motor, menahan *thrust load* yang ditimbulkan oleh pompa pada saat pompa mengangkat cairan, juga untuk menyeimbangkan tekanan yang ada didalam motor dengan tekanan didalam annulus. Secara prinsip *protector* mempunyai 4 fungsi utama yaitu:

- Mengimbangi tekanan dalam motor dengan tekanan diannulus.
- Tempat duduknya *thrust bearing* untuk meredam gaya axial yang ditimbulkan oleh pompa.
- Menyekat masuknya fluida sumur kedalam motor
- Memberikan ruang untuk pengembangan dan penyusutan minyak motor akibat perubahan temperatur dalam motor pada saat bekerja dan pada saat dimatikan.

Secara umum *protector* mempunyai dua macam type, yaitu :

1. *Positive Seal* atau *Modular Type protector*
2. *Labyrinth Type Protector*



Gambar 3.10.

Protector

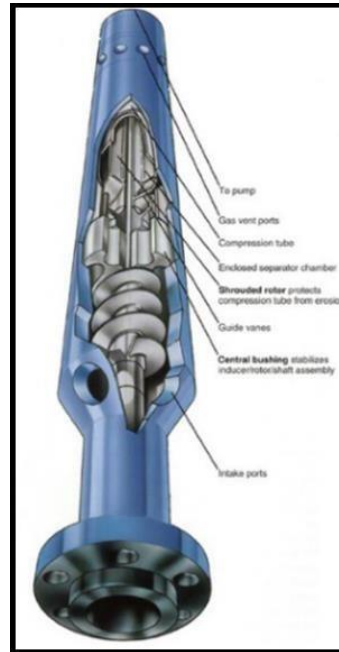
(Takacs, Gabor., 2009)

4. Intake (Gas Separator)

Intake / Gas Separator dipasang di bawah pompa dengan cara menyambungkan sumbunya (*shaft*) memakai *coupling* seperti pada **Gambar 3.6.** *Intake* ada yang dirancang untuk mengurangi volume gas yang masuk ke dalam pompa, disebut *Gas Separator*, tetapi ada juga yang tidak yang disebut *Intake* atau *Standart Intake*. Ada beberapa *intake* yang diproduksi oleh reda yang populer dipakai, yaitu :

- ***Standart intake***, dipakai untuk sumur dengan GLR rendah. Jumlah gas yang masuk pada intake harus kurang dari 10% sampai dengan 15 % dari total volume fluida. *Intake* mempunyai lubang untuk masuknya fluida ke pompa, dan dibagian luar dipasang selubung (*screen*) yang gunanya untuk menyaring partikel masuk ke intake sebelum masuk kedalam pompa.

- **Rotary Gas Separator** dapat memisahkan gas sampai dengan 90%, dan biasanya dipasang untuk sumur-sumur dengan GLR tinggi. Gas separator jenis ini tidak direkomendasikan untuk dipasang pada sumur-sumur yang *abrasive*.



Gambar 3.11.

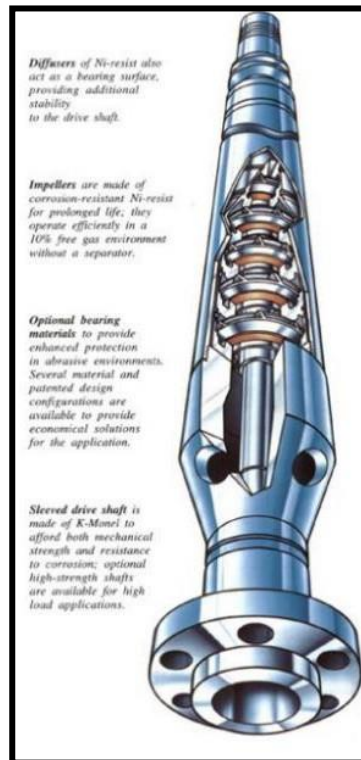
Rotary Gas Separator
(Baker Hughes, 2000)

- **Static Gas Separator** atau sering disebut *reverse gas separator*, yang dipakai untuk memisahkan gas hingga 20% dari fluidanya.

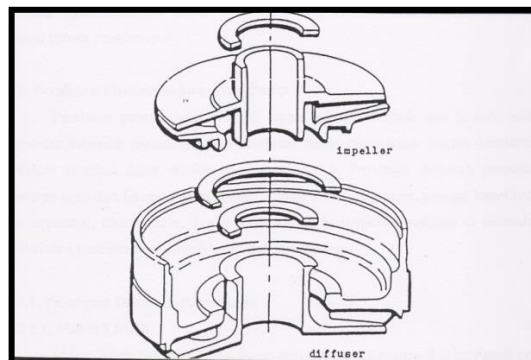
5. Unit Pompa

Unit pompa merupakan *Multistage Centrifugal Pump*, yang terdiri dari: *impeller*, *diffuser*, *shaft* (tangkai) dan *housing* (rumah pompa). Di dalam *housing* pompa terdapat sejumlah *stage*, dimana tiap *stage* terdiri dari satu *impeller* dan satu *diffuser*. Jumlah *stage* yang dipasang pada setiap pompa akan dikorelasi langsung dengan *Head Capacity* dari pompa tersebut. Pemasangannya bisa menggunakan lebih dari satu (tandem) tergantung dari *Head Capacity* yang dibutuhkan untuk menaikkan fluida dari lubang sumur ke permukaan. *Impeller* merupakan bagian yang bergerak, sedangkan *diffuser* adalah bagian yang diam.

Seluruh *stage* disusun secara vertikal, dimana masing-masing *stage* dipasang tegak lurus pada poros pompa yang berputar pada *housing*.



Gambar 3.12.
Unit Pompa Benam Listrik
(Baker Huges, 2000)



Gambar 3.13.
Skema Impeller dan Diffuser
(Brown, Kermit E., 1980)

Prinsip kerja pompa ini, yaitu fluida yang masuk ke dalam pompa melalui *intake* akan diterima oleh *stage* paling bawah dari pompa, *impeller* akan

mendorongnya masuk, sebagai akibat proses sentrifugal maka fluida akan terlempar keluar dan diterima oleh *diffuser*. Oleh *diffuser*, tenaga kinetis (*velocity*) fluida akan diubah menjadi tenaga potensial (tekanan) dan diarahkan ke *stage* selanjutnya. Pada proses tersebut fluida memiliki energi yang semakin besar dibandingkan pada saat masuknya. Kejadian tersebut terjadi terus menerus sehingga tekanan head pompa berbanding linier dengan jumlah *stages*, artinya semakin banyak *stages* yang dipasangkan, maka semakin besar kemampuan pompa untuk mengangkat fluida. Dalam melakukan perencanaan ulang ESP di Sumur-sumur RR, tipe pompa yang tersedia ada pada **Tabel III-2**.

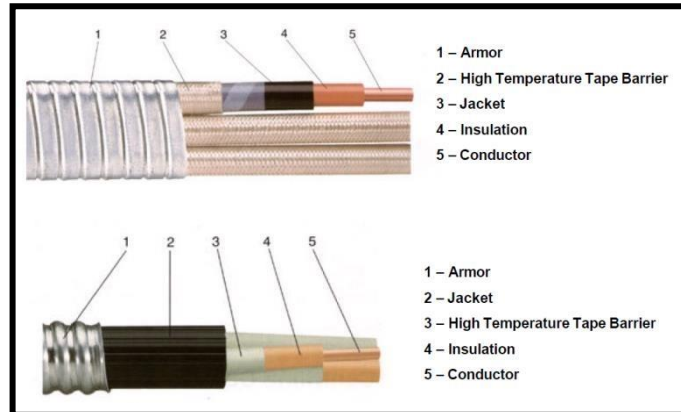
Tabel III-2
Tipe Pompa ESP
(*ALS ESP Catalogue Baker Hughes*)

Series	ID (in)	Tipe	Pump Capacity (bpd)
400	5,13	P10-400	700-1400
		P12-400	850 – 1600
		P16-400	850 - 1950
		P22-400	1200 - 2900

6. Unit Kabel Listrik

Power cable gunanya untuk mengalirkan arus listrik dari *switchboard* ke *motor*. *Power* yang dibutuhkan oleh *motor* disalurkan dari permukaan melalui kabel listrik yang dilapisi dengan penyekat. Kabel ini ditempatkan sepanjang *tubing* dengan *Clamp*. Unit kabel ini terdiri atas tiga buah kabel tembaga yang satu sama lain dipisahkan dengan pembalut terbuat dari karet dan keseluruhannya dibungkus dengan pelindung baja. Ada dua jenis kabel, yaitu *flat cable* (pipih) dan *round cable* (bulat), yang penggunaannya tergantung pada besarnya ruang

(*clearances*) yang tersedia. Kabel harus berdiameter kecil, tahanan listriknya sedikit, tahan karat/oli dan c=bisa digulung. Dalam memilih kabel, dianjurkan agar kabel tersebut mempunyai penurunan tegangan listrik di bawah 30 volts per 1000 ft².



Gambar 3.14.
Jenis *Flat Cable* dan *Round Cable*
(Cosco Catalogue, 2009)

Komponen *power cable*:

- *Armor*, terbuat dari lapisan baja dan *galvanize*
- *Lead jacket*, terbuat dari timah
- *Insulation*, terbuat dari karet
- *Conductor*, terbuat dari tembaga sebagai penghantar arus

7. *Check Valve* dan *Bleeder Valve*

Check valve dipasang 2 – 3 *joint* di atas pompa, gunanya untuk menahan *liquid* agar tidak turun ke bawah yang mana mengakibatkan pompa berputar terbalik sewaktu pompa mati. *Bleeder valve* berada 1 *joint* di atas *check valve* digunakan untuk mengeringkan fluida ke annulus bila suatu bar (besi) dijatuhkan dalam *tubing* untuk membukanya.

8. *Centralizer*

Berfungsi untuk menjaga kedudukan pompa agar tidak bergeser atau selalu ditengah-tengah pada saat pompa beroperasi, sehingga kerusakan kabel karena gesekan dapat dicegah.

B. Peralatan di Atas Permukaan

Peralatan di atas permukaan terdiri atas : *Wellhead*, *Junction Box*, *Switchboard* dan *Transformer*.

1. *Wellhead*

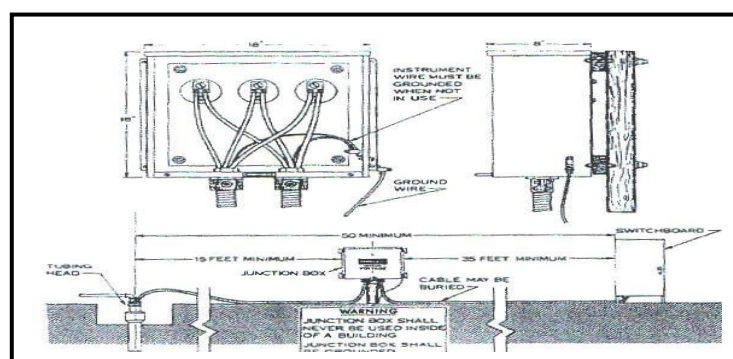
Wellhead atau kepala sumur dilengkapi dengan *tubing hanger* khusus yang mempunyai lubang untuk *cable pack off* atau *penetrator*. *Cable pack off* ini biasanya tahan sampai tekanan 3000 psi. *Tubing hanger* dilengkapi juga dengan lubang untuk *hydraulic control line*, yaitu saluran cairan hidraulik untuk menekan subsurface ball valve agar terbuka.

2. *Junction Box*

Junction Box merupakan suatu tempat yang terletak antara *switchboard* dan *wellhead* yang berfungsi untuk tempat sambungan kabel atau penghubung kabel yang berasal dari dalam sumur dengan kabel yang berasal dari *switchboard*. *Junction Box* juga digunakan untuk melepaskan gas yang ikut dalam kabel agar tidak menimbulkan kebakaran di *switchboard*.

3. *Switchboard*

Berfungsi sebagai pengendali atau kontrol peralatan pompa yang ditenggelamkan ke dalam sumur. Alat ini merupakan kombinasi dari *motor starter*, alat pelindung dari *overload / underload*, alat pencatat tegangan serta kuat arus listrik selama dalam kondisi operasi atau *ammeter recording*.



Gambar 3.15.
Junction Box
(Brown, Kermit E., 1980)



Gambar 3.16.
Switchboard
(Takacs, Gabor., 2009)

4. Transformer

Berfungsi sebagai pengubah tegangan dari *primary voltage* menjadi *voltage* yang disesuaikan dengan kebutuhan *motor* yang digunakan. Alat ini terdiri dari *core* atau inti yang dikelilingi oleh *coil* dari lilitan kawat tembaga. Keduanya baik *core* maupun *coil* direndam dengan minyak trafo sebagai pendingin dan isolasi. Perubahan tegangan akan sebanding dengan jumlah lilitan kawatnya.

3.5.2. Karakteristik Kinerja *Electric Submersible Pump* (ESP)

Motor listrik berputar pada kecepatan relatif konstan, memutar pompa (*impeller*) melewati poros (*shaft*) yang disambungkan dengan bagian *protector*. *Power* disalurkan ke peralatan bawah permukaan melalui kabel listrik konduktor yang di klem pada *tubing*. Cairan memasuki pompa pada bagian *intake* dan dilepas ke *tubing* ketika pompa sedang beroperasi. Kelakuan pompa berada pada harga efisiensi tertinggi apabila hanya cairan yang terproduksi. Tingginya volume gas bebas menyebabkan operasi pompa tidak efisien.

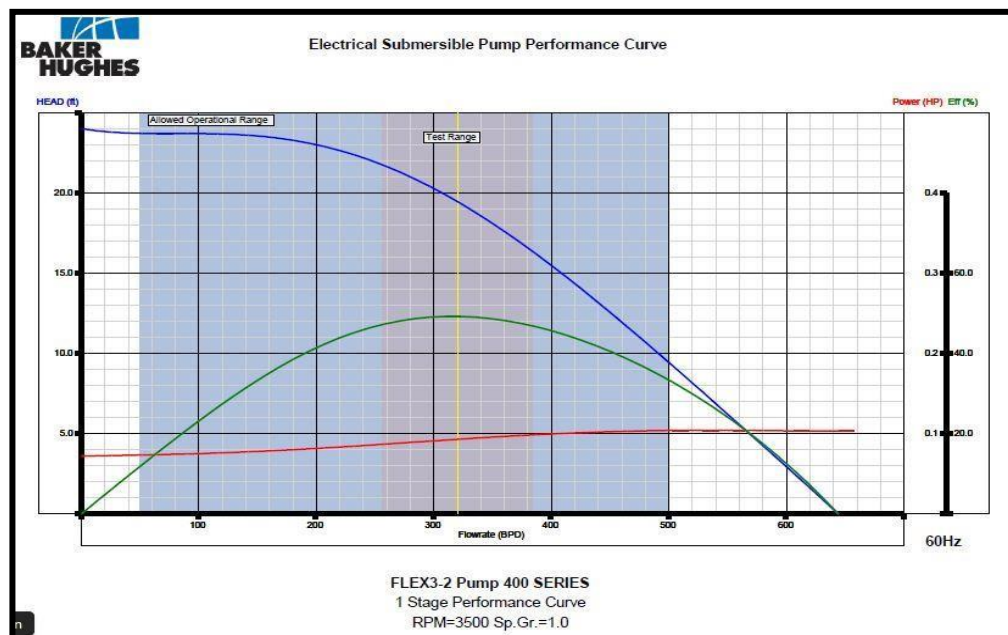
35.21. Kurva Kelakuan *Electric Submersible Pump* (*Pump Performance Curve*)

Beberapa kinerja dari berbagai pompa dihadirkan dalam bentuk katalog yang diterbitkan oleh produsen. Kurva kinerja dari suatu pompa benam listrik menampilkan hubungan antara : *Head Capacity*, *Rate Capacity*, *Horse Power* dan Efisiensi Pompa yang disebut dengan “*Pump Performance Curve*” seperti pada **Gambar 3.17.** Kapasitas berkaitan dengan volume, laju alir cairan yang diproduksi, termasuk juga gas bebas atau gas yang terlarut dalam minyak. *Head* pompa benam listrik berkaitan dengan *specific gravity* fluida, dimana jika *head* diubah menjadi tekanan maka harus dikalikan dengan *specific gravity* fluida.

Bila gas dan cairan sedang dipompa, kapasitas dan *head per stage* juga gradien tekanan fluida berubah sebagaimana tekanan fluida naik dari tekanan intake ke tekanan *discharge*.

35.22. *Head Capacity Curve*

Head pompa benam listrik berkaitan dengan *specific gravity* fluida, dimana jika *head* diubah menjadi tekanan maka harus dikalikan dengan *gradient* fluida. Pada “*Pump Performance Curve*” **Gambar 3.17.** menunjukkan grafik 1 *stage* dengan kecepatan 3500 RPM. Untuk 100 *stages* hampir sama bentuknya. Pompa yang baru atau yang masih baik akan berkarakteristik kerja sepanjang grafik ini. Penyimpangan dapat disebabkan oleh rusaknya pompa, interferensi gas atau *tubing* bocor.



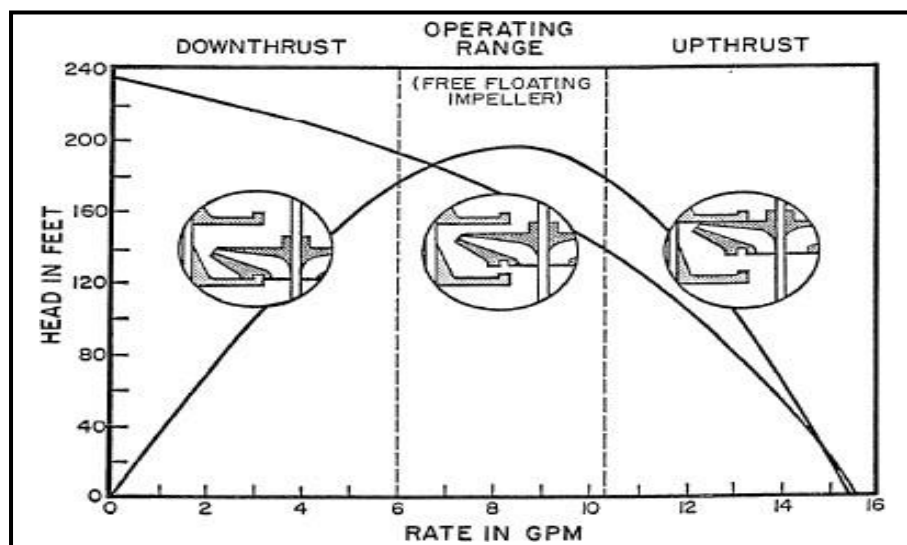
Gambar 3.17.
Pump Performance Curve FLEX 3-2/60 Hz
 (ALS ESP Catalogue Baker Hughes, 2015)

35.2.3. Efficiency Curve

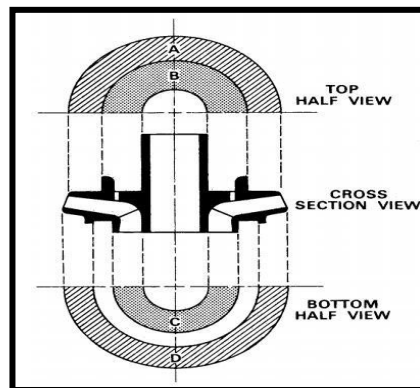
Efisiensi pada ESP bukannya efisiensi volume pompanya melainkan rasio dari output HP pompa dibagi dengan input brake *horse power*. Efisiensi ini sebenarnya adalah gabungan antara hidraulis, volumetris dan mekanis. Seperti terlihat pada **Gambar 3.17.**, efisiensi naik dari nol pada laju produksi nol ke maksimum lalu turun kembali pada laju produksi maksimum. Di sebelah kiri titik maksimum ini, kehilangan karena kebocoran, friksi pada *bearing* (leher) karena terjadinya *down-thrust* (gerak *impeller* menggesek ke bawah) dan friksi antara *impeller* dan fluida produksi terjadi. Di sebelah kanan dari maksimum tersebut akan terjadi friksi dalam cairan sendiri dan dinding *impeller*, tetapi juga *up-thrust* (gerak mendorong *impeller* menggesek ke atas). Untuk menerangkan adanya *up-thrust* dan *down-thrust* dapat dilihat pada **Gambar 3.18**. Pada gambar tersebut *impeller* akan menekan ke atas (*up-thrust*) pada laju produksi tinggi (RPM tinggi) dan akan menekan ke bawah (*down-thrust*) pada laju produksi rendah (RPM rendah). Pada daerah efisiensi tertinggi *impeller* seakan-akan melayang bebas (*floating*). **Gambar 3.19.** menggambarkan penampang melintang dari sebuah

impeller dan bagian atas dan bawah dari area dorong *impeller*. *Discharge pressure* pada Area A akan mendorong *impeller* ke bawah, mengakibatkan *downthrust*. *Discharge pressure* juga ada pada bagian bawah Area D yang mendorong *impeller* ke atas disebut *upthrust*. *Suction pressure* berada pada Area B di atas dan C di bawah. Ketika penjumlahan dari gaya yang bekerja ke bawah dan berat dari *impeller* sama dengan penjumlahan dari gaya yang bekerja ke atas, dapat dikatakan *impeller* dalam keadaan seimbang.

ESP direncanakan agar bekerja pada daerah dekat efisiensi maksimum untuk mengurangi kerusakan *bearing* dan *washer* (tatakan) pompa akibat terjadinya *up-thrust* atau *down-thrust*. Ternyata dalam prakteknya *up-thrust* lebih merusak daripada *down-thrust* karena *washer* di bagian atas lebih luas bidang kontakannya daripada bagian bawahnya. Walaupun demikian, perlu dipertahankan agar pompa bekerja pada maksimum efisiensi agar tahan lama. harga efisiensi maksimum ini biasanya sekitar 55-75 %.



Gambar 3.18.
Upthrust & Downthrust
 (Brown, Kermit, E, 1980)



Gambar 3.19.
Impeller Thrust Area
 (Coltharp, 1984)

3.5.2.4. Brake Horse Power

Kurva kinerja pompa menyatakan *horse power per stage* yang didasarkan atas *specific gravity* fluida perhitungan. Dengan demikian *horse power* dapat dinyatakan dalam persamaan (Kermit, 1984) :

$$HP = (hp \text{ per stage}) \times SG_f \times \text{stage} \dots\dots\dots (3-26)$$

3.6. Dasar Perencanaan Ulang *Electric Submersible Pump (ESP)* Pada Sumur-Sumur RR

Dalam melakukan perencanaan ulang pada ESP terpasang di sumur-sumur RR, perlu diketahui terlebih dahulu kemampuan sumur tersebut untuk berproduksi. Kemampuan sumur untuk berproduksi telah dijelaskan sebelumnya dapat dilihat dari nilai *Productivity Index*nya. Setelah itu dapat digambarkan IPR dari sumur tersebut yang digunakan sebagai acuan untuk menentukan laju produksi optimum dari Sumur-sumur RR. Berikut adalah langkah-langkah yang dilakukan dalam perencanaan ulang ESP pada sumur-sumur RR.

3.6.1. Penentuan Laju Alir Maksimum

Laju produksi suatu sumur yang diinginkan harus sesuai dengan produktivitas sumur. Pada umumnya fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur lebih dari satu fasa. Laju produksi maksimum diperoleh dari hasil perhitungan IPR, dimana setelah menentukan laju produksi maksimum kita dapat

mendesain laju produksi optimum/yang di rencanakan. Berdasarkan berbagai pengalaman di lapangan, biasanya laju produksi yang di rencanakan/*design* adalah sebesar 60-80% dari laju produksi maksimum (Q_{max}).

3.6.2. Perkiraan *Pump Setting Depth*

Perkiraan *pump setting depth* merupakan suatu batasan umum untuk menentukan letak kedalaman pompa dalam suatu sumur adalah bahwa pompa harus ditenggelamkan di dalam fluida sumur. Sebelum perhitungan perkiraan *setting depth* dilakukan, terlebih dahulu diketahui parameter yang menentukannya, yaitu *static fluida level* (SFL) dan *working fluid level* (WFL) dimana untuk menentukannya digunakan alat sonolog atau dengan operasi *wireline*, bila sumur tersebut tidak menggunakan *packer*. Jika sumur menggunakan *packer*, maka penentuan SFL dan WFL dilakukan dengan pendekatan :

A. *Static Fluid Level (SFL, ft)*

Apabila sumur dalam keadaan mati (tidak diproduksi), sehingga tidak ada aliran, maka tekanan di depan perforasi sama dengan tekanan statik sumur. Sehingga kedalaman permukaan fluida di annulus (SFL, ft) adalah :

$$SFL = D_{mid\ perf} - \left(\frac{P_s}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right), \text{feet} \dots\dots\dots (3-27)$$

B. *Working Fluid Level/Operating Fluid Level (WFL, ft)*

Bila sumur diproduksi dengan *rate* produksi sebesar q (bbl/D), dan tekanan alir dasar sumur adalah P_{wf} (Psi), maka ketinggian (kedalaman bila diukur dari permukaan) fluida di annulus adalah :

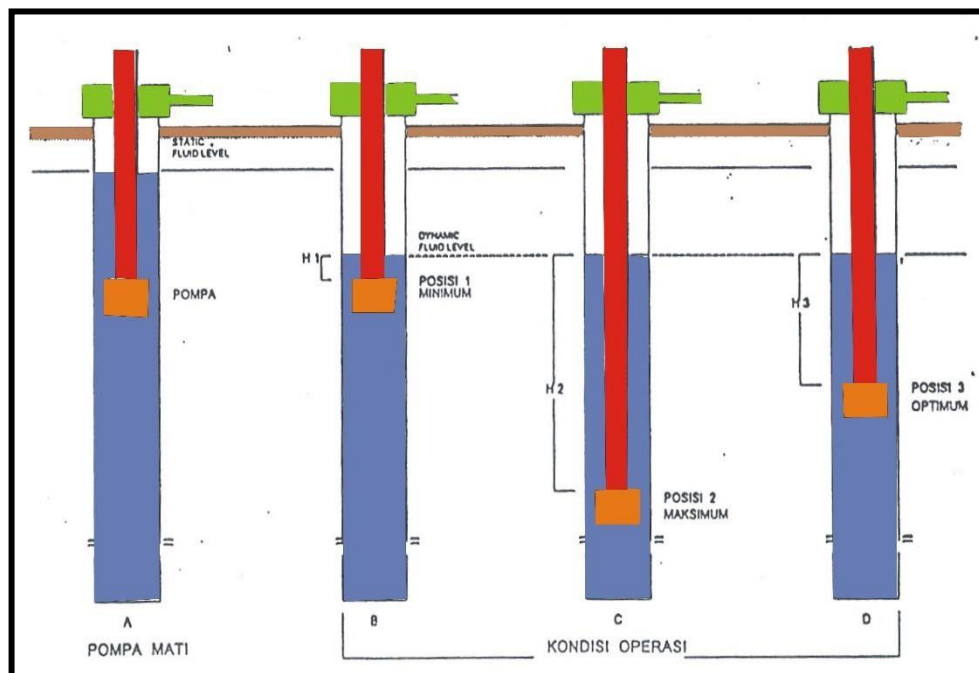
$$WFL = D_{mid\ perf} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right), \text{feet} \dots\dots\dots (3-28)$$

3.6.2.1. Pump Setting Depth Minimum

Pump setting depth minimum merupakan keadaan yang diperlihatkan dalam Gambar 3.20B. Posisi minimum dalam waktu yang singkat akan terjadi *pump-off*, oleh karena ketinggian fluida level di atas pompa relatif sangat kecil atau pendek sehingga gas yang akan dipompakan. Pada kondisi ini *Pump Intake Pressure* (PIP) akan menjadi kecil. Jika PIP mencapai harga di bawah P_b , maka akan terjadi penurunan efisiensi *volumetric* dari pompa (disebabkan terbebasnya gas dari larutan). PSD minimum dapat ditulis dengan persamaan :

$$PSD_{\min} = WFL + \frac{P_b}{G_f} + \frac{P}{G_f}, \text{ feet} \quad \text{atau}$$

$$PSD_{\min} = WFL + \left[\frac{P_c}{G_f} \right] \quad (3-29)$$



Gambar 3.20.
Berbagai Posisi Pompa pada Kedalaman Sumur
(Pertamina, 2003)

3.6.2.2. *Pump Setting Depth* Maksimum

Pump setting depth maksimum merupakan keadaan yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.20** bagian C. Posisi maksimum juga kedudukan yang kurang menguntungkan karena keadaan ini memungkinkan terjadinya *overload*, yaitu pengangkatan beban kolom fluida yang terlalu berat. PSD maksimum dapat didefinisikan :

$$PSD_{\max} = D - \frac{P_b}{G_f} - \frac{P_c}{G_f}, \text{ feet} \quad \text{atau}$$

$$PSD_{\max} = D - \left[\frac{P_c}{G_f} \right] \quad (3-30)$$

3.6.2.3. *Pump Setting Depth* Optimum

Kedudukan ini yang paling dikehendaki dalam perencanaan pompa ESP seperti dalam **Gambar 3.20**. bagian D (Pompa dalam keadaan optimum). Selanjutnya untuk menentukan kedalaman pompa yang optimum tadi (agar tidak terjadi *pump-off* dan *overload* serta sesuai dengan kondisi rate yang dikehendaki), maka kapasitas pompa yang digunakan harus disesuaikan dengan produktivitas formasi dari sumur yang bersangkutan. Akan tetapi dalam penentuan PSD optimum ini dipengaruhi oleh terbuka dan tertutupnya *casing head* yang mana akan mempengaruhi tekanan *casing* atau tekanan yang bekerja pada permukaan dari fluida di annulus. Hal ini akan mempengaruhi besarnya *suction head* dari pompa.

- a. Untuk *casing head* tertutup, maka :

$$\text{Kedalaman pompa optimum} = \text{WFL} + \frac{PIP - P_c}{G_f} \quad (3-31)$$

- b. Untuk *casing head* terbuka, maka :

$$\text{Kedalaman pompa optimum} = \text{WFL} + \frac{PIP - P_{atm}}{G_f} \quad \dots\dots\dots (3-32)$$

3.6.3. Penentuan Jumlah Tingkat Pompa (*Stages Pompa*)

Untuk menghitung jumlah tingkat pompa (*stage*), sebelumnya dihitung dahulu *Total Dynamic Head* (TDH, ft) pada laju produksi yang diinginkan, dengan persamaan berikut :

$$TDH = HD + H_f + H_T, \text{ feet} \dots\dots\dots (3-33)$$

Keterangan :

- a. Menentukan *Vertical Lift* (HD) dengan menggunakan persamaan:

$$HD = PSD - FOP, \text{ feet} \dots\dots\dots (3-34)$$

$$FOP (\textit{Fluid Over Pump}) = \frac{PIP}{G_f}, \text{ feet} \dots\dots\dots (3-35)$$

$$PIP = PWF - G_f (D - PSD), \text{ psi} \dots\dots\dots (3-36)$$

- b. Sebelum menentukan *head* dari *Friction Loss* (H_f), terlebih dahulu menghitung *Friction Loss* dengan menggunakan Persamaan (3-9).

$$H_f = \textit{Friction Loss} \times \left(\frac{PSD}{1000 \textit{ft}} \right), \text{ feet} \dots\dots\dots (3-37)$$

- c. Menentukan *Wellhead Tubing Pressure Head* (H_T) menggunakan Persamaan berikut :

$$H_T = \frac{\textit{Tubing Pressure}}{G_f}, \text{ feet} \dots\dots\dots (3-38)$$

Jadi, penentuan jumlah tingkat pompa yang dibutuhkan adalah (**Kermit,1980**) :

$$\textit{Stage} = \frac{TDH}{\textit{head / stage}} \dots\dots\dots (3-39)$$

3.6.4. Pemilihan *Motor* dan *Horse Power*

Pemilihan ukuran *motor* yang dibutuhkan berdasarkan pada :

- Ukuran *casing*
- Besarnya *horse power* yang dibutuhkan

Pemilihan *motor* juga didasarkan pada tabel yang merupakan ketersediaan *horse power motor* tersebut di lapangan. Apabila besarnya *horse power* yang dibutuhkan *motor* pada hasil perhitungan tidak tersedia dalam tabel, maka dipilih

motor yang memiliki *horse power* lebih besar. Besarnya *horse power* yang dibutuhkan (HP *motor*) adalah sebesar:

$$HP_{motor} = \frac{Qp \times Pp}{1714} \times \frac{1}{\eta p}, HP \dots \dots \dots (3-40)$$

3.6.5. Pemilihan Kabel Listrik

Pemilihan kabel termasuk diantaranya ialah pemilihan ukuran kabel, tipe kabel dan panjang kabel. Reda telah membuat grafik-grafik penurunan voltage pada kabel untuk beberapa harga ampere *motor* yang berbeda. Penentuan panjang kabel (L) dapat dihitung dengan persamaan berikut (**Kermit, 1980**):

$$L = PSD + 100 \text{ ft, feet} \dots \dots \dots (3-41)$$

3.6.6. Pemilihan Switchboard dan Transformer

Menentukan *switchboard* yang akan dipakai perlu diketahui terlebih dahulu berapa besarnya *voltage* yang akan bekerja pada *switchboard* tersebut. Besarnya tegangan yang bekerja pada *switchboard* dapat dihitung dari persamaan (**Kermit, 1980**) berikut ini :

$$V_s = V_m + V_c, \text{ Volt} \dots \dots \dots (3-42)$$

$$V_c = \frac{(L) \times (\text{voltageDrop} / 1000 \text{ ft})}{1000}, \text{ Volt} \dots \dots \dots (3-43)$$

Untuk menentukan besarnya transformer yang diperlukan dihitung dengan persamaan (**Kermit, 1980**) berikut :

$$P_{surf} = \frac{V_s \times I_m \times 1,73}{1000}, \text{ KVA} \dots \dots \dots (3-44)$$

BAB IV
PERENCANAAN *ELECTRIC SUBMERISBLE PUMP* BERDASARKAN
EVALUASI *FORMATION COMPLETION*

4.1. Data Awal Sumur RR13

Penentuan produktivitas formasi Sumur bertujuan untuk mengetahui sejauh mana fluida reservoir dapat berproduksi dengan tekanan reservoir dan tekanan alir dasar sumur tertentu. Untuk dapat mengetahui hal tersebut, maka dilakukan dilakukan evaluasi kurva *Inflow Performance Relationship*. Metode yang digunakan dalam penentuan produktivitas Sumur ini adalah metode IPR *Wiggins*.

Tabel IV-1
Data Sumur,Produksi dan Tekanan RR13

SUMUR	RR 13
Data yang digunakan	April 2019
Data Kompleksi	
Casing ID, inch	6,276
Tubing ID, inch	2,441
Data Reservoir dan Produksi	
h	1820
Hp	1845
Ps, psi	800
Pb, psi	2480
Tekanan Casing, psi	10
Kedalaman <i>Mid</i> Perforasi, ft	5969,6
Laju produksi fluida (q_t), BFPD	125
Laju produksi minyak (q_o), BOPD	53
Water Cut (WC), %	58
GOR, SCF/STB	609,75
Temperature at reservoir, °F	240
WFL, Ft	4524,28
SFL,Ft	4160,11
Data PVT	
°API	36,53

Tabel IV-1
Lanjutan

Spesificgravity Oil (SG _o)	0,84
Spesificgravity Water (SG _w)	1,01
Spesifikgravity Gas (SG _g)	0,87
Data ESP Terpasang	
Type	D460N/ 50 Hz/ 221 stages
PSD, TVD ft	5926,96

4.2. Pembuatan Kurva IPR Dengan Metode Wiggins

4.2.1. Langkah-langkah perhitungan:

- a. Perhitungan Pwf yang dilakukan menggunakan persamaan WFL berikut :

$$WFL = D_{mid\ perfo} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} - \frac{P_c}{G_f} \right)$$

$$\begin{aligned} P_{wf} &= ((D_{midperfo} - WFL) \times G_f) - P_c \\ &= ((5969,6 - 4524,28) \times 0,41) - 24,7 \\ &= 510,49 \text{ Psi} \end{aligned}$$

- b. Menghitung q_o Pada Masing-Masing harga Pwf asumsi

$$\frac{q_o}{q_{o, \max}} = 1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_s} \right)$$

$$q_{o, \max} = \frac{q_o}{\left[1 - 0,52 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,48 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_s} \right) \right]}$$

$$q_{o, \max} = \frac{53}{\left[1 - 0,52 \left(\frac{510,49}{800} \right) - 0,48 \left(\frac{510,49^2}{800} \right) \right]}$$

$$q_{o, \max} = 112 \text{ BLPD.}$$

c. Menghitung q_w Pada Masing-Masing harga P_{wf} asumsi

$$\frac{q_w}{q_{w, max}} = 1 - 0,72 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,28 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_s} \right)$$

$$q_{w, max} = \frac{q_w}{\left[1 - 0,72 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,28 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_s} \right) \right]}$$

$$q_{w, max} = \frac{72,5}{\left[1 - 0,72 \left(\frac{510,49}{800} \right) - 0,28 \left(\frac{510,49^2}{800} \right) \right]}$$

$$q_{w, max} = 169,96 \text{ BLPD}$$

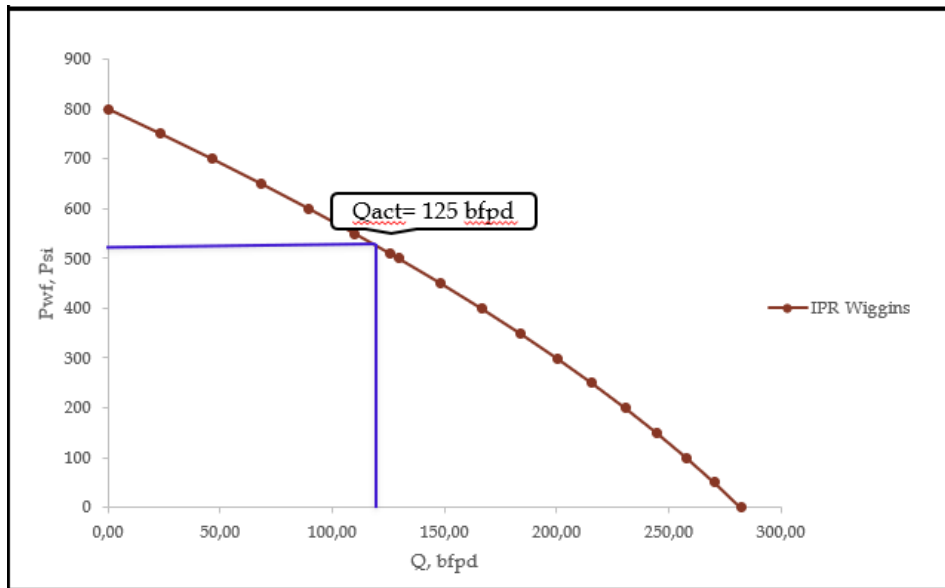
d. Menghitung q total

$$q_t = q_o + q_w = 282,04 \text{ BLPD}$$

Hasil dari perhitungan kurva IPR terdapat pada **Tabel IV-2**

Tabel IV-2.
Hasil Perhitungan Laju Fluida Sumur RR Pada Berbagai Harga P_{wf}

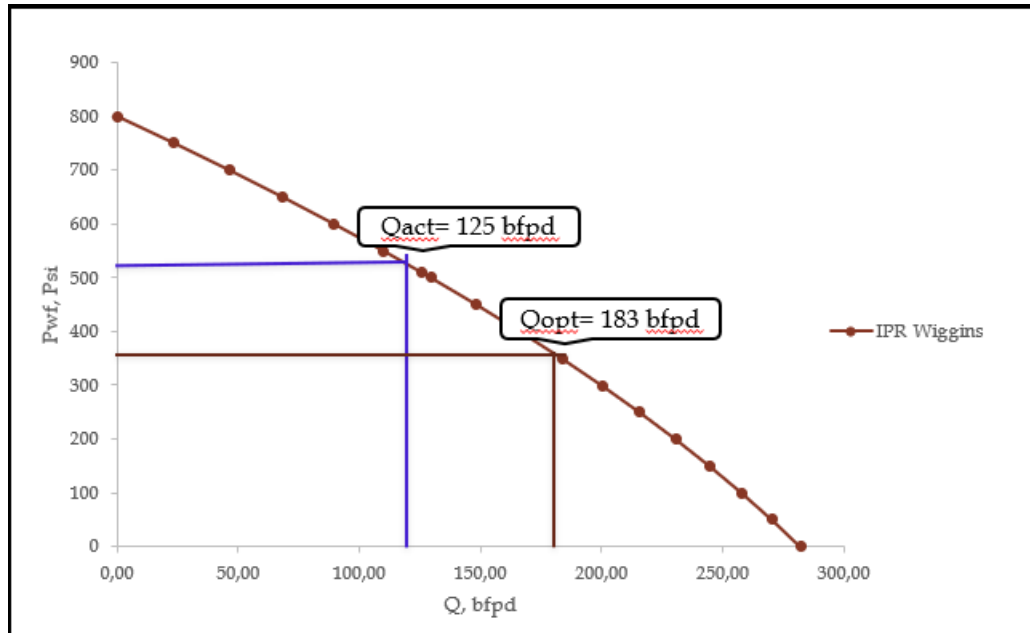
P_{wf}	Q_o	Q_w	Q_t
0	112,11	169,96	282,08
50	108,26	162,13	270,39
100	103,98	153,92	257,91
150	99,29	145,35	244,64
200	94,17	136,40	230,57
250	88,64	127,07	215,71
300	82,68	117,38	200,06
350	76,30	107,32	183,62
400	69,51	96,88	166,39
450	62,29	86,07	148,36
500	54,65	74,89	129,54
510,49	53	72,5	125,5
550	46,59	63,34	109,93
600	38,11	51,41	89,53
650	29,21	39,11	68,33
700	19,90	26,45	46,35
750	10,16	13,41	23,57
800	0	0	0



Gambar 4.1.
Grafik IPR dengan Metode Wiggins

Gambar 4.1. merupakan gambaran kurva IPR dari Sumur RR-13. Dapat dilihat bahwa Sumur RR-13 memiliki laju produksi aktual sebesar 125 BLPD psi dan laju maksimal sebesar 282 BLPD. Dimana pada laju actual sumur RR-13 ini belum optimum karena laju produksinya masih berada pada 44,32% dari laju maksimalnya, sehingga sumur ini harus ditingkatkan lagi laju produksi optimalnya menjadi 60-80% dari laju maksimalnya. Maka dari itu perlu dilakukan evaluasi dan optimasi pompa *Electric Submersible Pump* yang terpasang pada sumur ini. Langkah awal yang dilakukan yaitu dengan menentukan laju produksi yang optimal.

Penentuan laju produksi yang diinginkan untuk optimasi adalah dengan menaikkan laju produksi menjadi 60-80% dari kemampuan produksi maksimum sumur. Dimana penentuan itu digunakan agar sumur tidak mengalami *coning* bila memilih 80%, dan penentuan 60% dipilih karena untuk meningkatkan laju produksi dan masih jauh dengan q kritis.



Gambar 4.2.
Laju Alir Optimum Sumur RR-13

Tabel IV-3
Penentuan Laju Alir Optimum

Sumur	Qaktual, bfpd	Qmax, bfpd	%Qaktual	%Qopt	Qopt, bfpd	Pwf, Psi
RR-13	125	282	44,32	65	183	350

1. Pembuatan Kurva Tubing Intake Dengan Nodal Dasar Sumur

- a. Hitung ρ_{sc} dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\begin{aligned}\rho_{sc} &= 350 WC \times SG_w + 350 (1 - wc) \times S_{go} \\ &= 350 \times 0,58 \times 1,01 + 350 (1 - 0,58) \times 0,8675 \\ &= 330,241\end{aligned}$$

- b. Asumsikan berbagai laju produksi dan untuk setiap laju produksi lakukan langkah berikut:

1. Baca head/stage dari kurva performance. Contoh pada Q asumsi 125 BFPD pada kurva pompa terbaca head 23,21 ft.

2. Menghitung *friction loss*

$$\begin{aligned}
 \text{Friction Loss}/1000 \text{ ft} &= 2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \times \left(\frac{(100)^{1,85}}{34,3^{4,8655}}\right) \\
 &= 2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \times \left(\frac{(125)^{1,85}}{2,441^{4,8655}}\right) \\
 &= 0,21
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Tubing Friction Loss (H}_f) &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD}/1000\text{ft} \\
 &= 1,25
 \end{aligned}$$

c. Hitung P2 atau tekanan discharge dengan persamaan

$$\begin{aligned}
 P2 &= P_{wh} + (\text{PSD} + H_f) \times \text{GF} \\
 &= 80 + (5926,96 + 1,25) \times 0,41 \\
 &= 2510,56
 \end{aligned}$$

d. Menghitung P3 atau tubing intake dengan persamaan

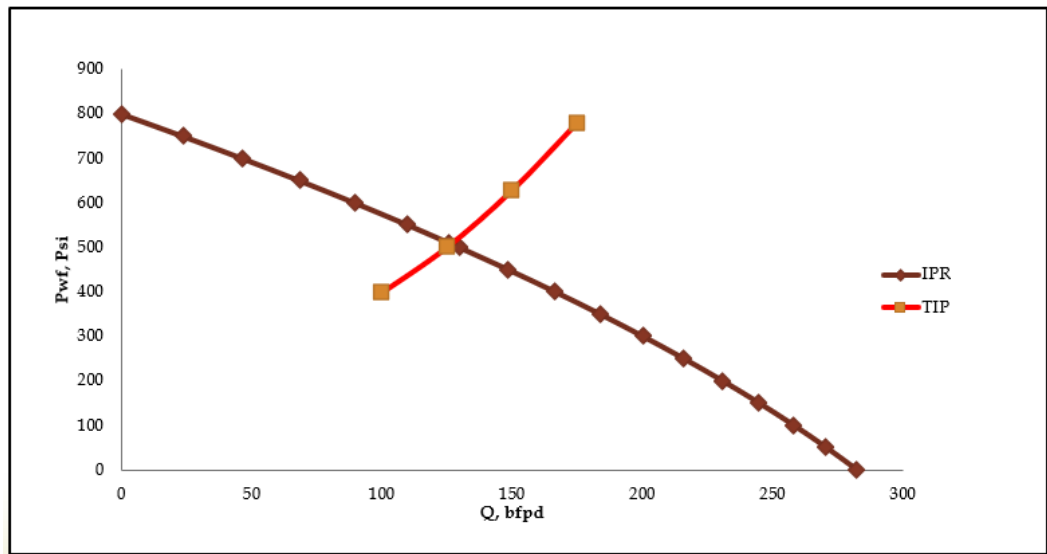
$$\begin{aligned}
 P3 &= P2 - \frac{(\rho_{sc} \times \text{head}/st) \times st}{808,3131} \\
 &= 500,26
 \end{aligned}$$

e. Plot Q asumsi dan nilai P3 pada grafik IPR

Tabel IV-4

Tabel Perhitungan Kurva TIP

Q _{ass}	P3
100	398,74
125	500,26
150	627,78
175	778,73



Gambar 4.3.
Grafik IPR dengan Kurva TIP

4.3. Menentukan Laju Produksi Kritis minyak Bebas Water Coning.

Untuk menentukan laju produksi kritis minyak bebas water coning pada sumur RR-13, dapat digunakan metode *cheirici* dengan persamaan (3-21).

Metode *cheirici et.al.*

Perhitungan penentuan laju kritis tanpa coning adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung dimensionless radius (r_{De})

$$\begin{aligned} r_{De} &= \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_{vo}}{k_{ho}}} \\ &= \frac{1013,2}{42,64} \sqrt{\frac{200}{252}} \\ &= 21,16 \end{aligned}$$

- b. Menghitung fraksi interval Perforasi terhadap zona minyak

$$\begin{aligned} fb &= \frac{Hp}{h} \\ &= \frac{26,24}{42,64} \end{aligned}$$

- c. Menghitung perbandingan WOC ke dasar perforasi terhadap ketebalan zona minyak

$$\begin{aligned} H_{cw} &= h - H_p \\ &= 1840 - 1825 \\ &= 15\text{m} = 49,21\text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta_w &= \frac{H_{cw}}{h} \\ &= \frac{49,21}{42,64} \\ &= 1,154 \end{aligned}$$

- d. Menghitung koefisiensi untuk menentukan ψ secara analisis

$$\begin{aligned} C &= -0,31253676 - 0,32957799 (\ln r_{DE}) \\ &= -0,31253676 - 0,32957799 (\ln 21,16) \\ &= -1,3185 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D &= -1,17760395 + 0,19623644 (\ln r_{DE}) \\ &= -1,17760395 + 0,19623644 (\ln 21,16) \\ &= -0,5904 \end{aligned}$$

$$E = 1,409514123 + 0,0029341 (\sqrt{r_{DE}}) (\ln r_{DE})$$

$$\begin{aligned} E &= 1,409514123 + 0,0029341 (21,16) (\ln 21,16) \\ &= 1,416 \end{aligned}$$

$$F = -0,50297452 + 0,826966176 (\ln r_{DE} / r_{DE})$$

$$\begin{aligned} F &= -0,50297452 + 0,826966176 (\ln 21,16 / 21,16) \\ &= -0,3837 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A &= C + D [Exp.(-f_b)] \\ &= -1,3185 + -0,5904 [Exp.(-0,2345)] \\ &= -1,785 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= E + F \sqrt{F_b} \\ &= 1,416 + -0,3837 \sqrt{0,2345} \\ &= 1,2288 \end{aligned}$$

Sehingga harga ψ :

$$\begin{aligned}\Psi &= \text{Exp} \left[A + \frac{h_{cw}}{h} \right] \\ &= \text{Exp} \left[-1,785 + 1,2288 \text{Ln} \left(\frac{49,21}{42,64} \right) \right] \\ &= 0,1207\end{aligned}$$

e. Menentukan harga Q_{kritis} dengan persamaan (3-21)

$$\begin{aligned}q_{\text{ow}} &= 3,073 \times 10^{-3} \left(\frac{\rho_{wo} k_{ro}}{h \beta_o \mu_o} \right) \psi \\ &= 51,17 \text{ BOPD}\end{aligned}$$

Dengan demikian laju produksi kritis dari lapangan tambun sumur RR13 dengan water cut 58% adalah sebesar 51,17 BOPD. Ini membuktikan bahwa laju produksi aktual pada sumur RR-13 lebih besar daripada laju alir kritis bebas water coning ($Q_o > Q_{oc,w}$). Dari hasil tersebut sumur RR13 masih dapat menaikkan produksinya dengan merencanakan ulang SPF dan merencanakan ulang Electric Submersible Pump.

4.4. Evaluasi Formation Completion Sumur RR-13

Evaluasi formation completion ini berupa kajian efek perforasi terhadap pressure drop pada suatu harga laju produksi tertentu. Untuk menentukan besarnya kehilangan tekanan akibat perforasi, diperlukan evaluasi terhadap densitas perforasi yang diterapkan. Hal ini merupakan aplikasi Analisa nodal disekitar perforasi. Perhitungan pressure drop dilakukan dengan menggunakan persamaan Jones, Blount, and Glaze. Pada evaluasi yang dilakukan, densitas perforasi yang digunakan adalah berdasarkan ketersediaan alat berdasarkan spesifikasi antara lain 5 shot per feet (spf), 6 spf, dan 12 spf. Tujuannya adalah untuk mendapatkan densitas perforasi yang menghasilkan produksi tertinggi.

Data-data untuk perhitungan:**a. Data Reservoir**

▪ Laju produksi tes (qt), BFPD	125
▪ Viskositas minyak (μ_o), cp	: 1,15
▪ Faktor volume formasi minyak (B_o), bbl/stb	: 1,5
▪ Permeabilitas formasi (k), mD	7
▪ Densitas minyak (ρ_o), lbm/cuft	: 52,56

b. Data Perforasi

▪ Interval perforasi (hp), ft	: 24,64
▪ Diameter perforasi (dp), inch	: 0,51
▪ Panjang penetrasi perforasi, inch	: 26,3
▪ Densitas perforasi, SPF	12
▪ Diameter casing (OD), inch	: 6,276

Dari data diatas dapat dihitung pressure drop (dengan asumsi kondisi underbalance) akibat perforasi dengan menggunakan persamaan 3-57. Jones Blount dan Glaze, sebagai berikut:

Prosedur Perhitungan:

1. Menghitung zona terkompaksi

$$(K_c) \text{ Underbalance, } K_c = 0,4 \times 7 = 2,8 \text{ mD}$$

2. Menghitung Koefisien turbulensi (β)

$$\beta = \frac{2,3 \times 10^8}{K_{1,201}}$$

$$= 8,1 \times 10^9 \text{ ft}^{-1}$$

3. Menghitung jari-jari zona terkompaksi (rc):

$$r_p = \frac{dP/2}{2} = \frac{0,51/2}{2} = 0,0213 \text{ ft}$$

$$r_c = 0,0213 + \left[\frac{0,5}{12} \right] = 0,063 \text{ ft}$$

4. Menghitung panjang lubang perforasi dibelakang casing (L_p)

$$L_p = (26,3/12 - \{ [8,5 - 6,276/2] 12/\}) = 2,099 \text{ ft}$$

5. Menghitung laju produksi perforasi (qp)

$$q_p = \frac{q \text{ asumsi}}{\text{SPF} \times h_p}$$

$$= \frac{100}{5 \times 26,24} = 0,32 \text{ BFPD}$$

6. Menghitung koefisien aliran turbulensi (a)

$$a = \frac{2,30 \times 10^{-14} \beta (B_o)^2 \rho_o [1/r_p - 1/r_c]}{L_p^2}$$

$$= 0,1566$$

Menghitung koefisien aliran laminar (b)

$$b = \frac{\mu_o B_o L}{1,127 \times 10^{-3} K L_p}$$

$$= 52,49$$

Menghitung pressure drop yang terjadi terhadap densitas perforasi

$$\Delta P = a q^2 + b q$$

$$= 0,1566 (q)^2 + 52,49 (q)$$

Tabel IV-6.

**Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Untuk Interval
26,24 ft dan Densitas Perforasi 5 SPF**

qt asumsi	hp	Densitas	Koef. turbulensi	a	b	qt perf	ΔP Perforasi
STB/D	ft	5 SPF	β			STB/D	Underbalance
100	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	0,76	40,03
125	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	0,95	50,04
150	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	1,14	60,05
175	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	1,33	70,07
200	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	1,52	80,08
225	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	1,71	90,10
250	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	1,91	100,12
300	26,24	5	8141833554,22	0,16	52,50	2,29	120,17

7. Memplot harga qanggapan dengan ΔP line yang merupakan kurva kelakuan densitas perforasi, terlihat pada Gambar 4.6.

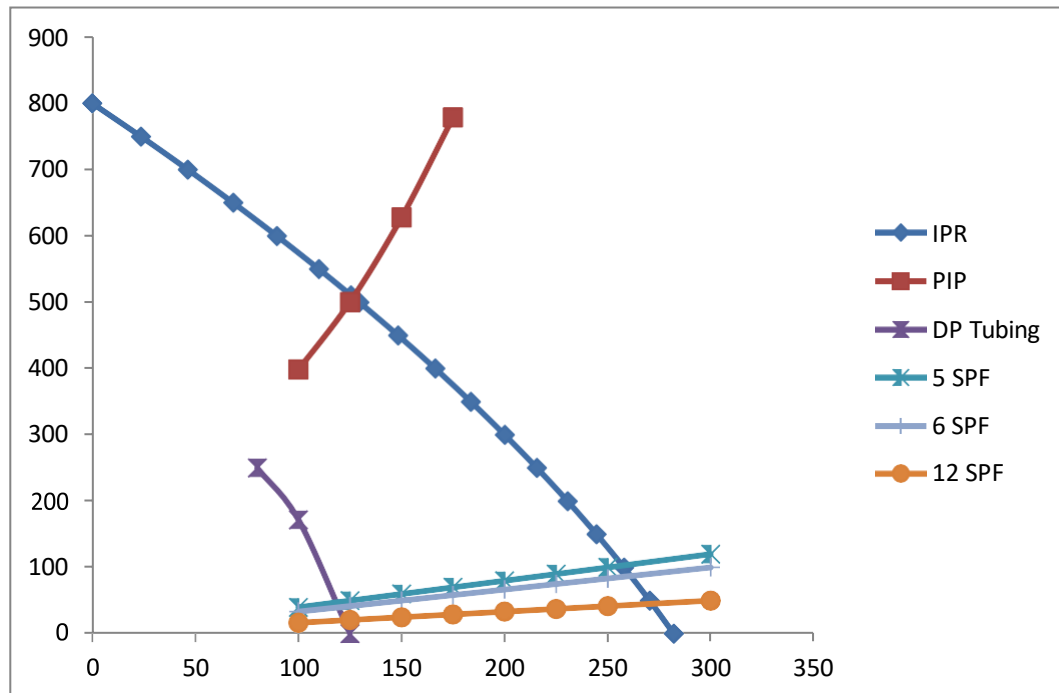
8. Untuk hasil perhitungan ditabulasikan dalam tabel dibawah ini (Tabel IV-6 – Tabel IV-8).

Tabel IV-7.
Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Untuk Interval
26,24 ft dan Densitas Perforasi 6 SPF

qt asumsi	hp	Densitas	Koef. turbulensi	a	b	qt perf	ΔP Perforasi
STB/D	ft	6 SPF	β			STB/D	Underbalance
100	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	0,64	33,35
125	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	0,79	41,70
150	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	0,95	50,04
175	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	1,11	58,38
200	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	1,27	66,73
225	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	1,43	75,08
250	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	1,59	83,42
300	26,24	6	8141833554,22	0,16	52,50	1,91	100,12

Tabel IV-8.
Pengaruh Densitas Perforasi Terhadap Pressure Drop Untuk Interval
26,24 ft dan Densitas Perforasi 12 SPF

qt asumsi	hp	Densitas	Koef. turbulensi	a	b	qt perf	ΔP Perforasi
STB/D	ft	12 SPF	β			STB/D	Underbalance
100	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,32	16,67
125	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,40	20,84
150	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,48	25,01
175	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,56	29,18
200	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,64	33,35
225	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,71	37,53
250	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,79	41,70
300	26,24	12	8141833554,22	0,16	52,50	0,95	50,04



Gambar 4.5.
Grafik IPR Sumur RR Terhadap Efek Perforasi

Hasil perhitungan pressure drop pada sumur RR-13 menunjukkan dengan densitas perforasi 5 SPF dapat menghasilkan pressure drop sebesar 87 psi dengan laju produksi optimum 165 BFPD, densitas perforasi 6 SPF dapat menghasilkan menghasilkan pressure drop sebesar 80 psi dengan laju produksi optimum 172 BFPD, dan densitas perforasi 12 SPF dapat menghasilkan menghasilkan pressure drop sebesar 50 psi dengan laju produksi optimum 180 BFPD.

4.5. Perencanaan Electric Submersible Pump

4.5.1. Evaluasi ESP terpasang

4.5.1.1. Penentuan *Specific Gravity* Fluida Campuran

$$\begin{aligned}
 a. \text{ Oil Phase Sp. Gravity} &= \text{Oil Cut} \times \text{Oil SG} \\
 &= (1-0,58) \times 0,84 \\
 &= 0,353
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 b. \text{ Water Phase Sp. Gravity} &= \text{Water Cut} \times \text{Water SG} \\
 &= 0,58 \times 1,017 \\
 &= 0,589
 \end{aligned}$$

$$c. \text{ Sp. Gravity Mix} = \text{Oil Phase Sp. G} + \text{Water phase Sp. G}$$

$$= 0,943$$

$$\begin{aligned} \text{d. Gradient Fluida Campuran} &= \text{Sp. Gravity Mix} \times 0,433 \text{ psi/ft} \\ &= 0,943 \times 0,443 \\ &= 0,41 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

4.5.1.2. Penentuan *Pump Intake Pressure* (PIP)

$$\begin{aligned} \text{a. Perbedaan Kedalaman} &= \text{Mid Perforasi} - \text{Pump Setting Depth} \\ &= 5969,6 - 5926,96 \\ &= 42,64 \text{ ft} \\ \text{b. Perbedaan Tekanan} &= \text{Perbedaan Kedalaman} \times \text{Gf} \\ &= 42,64 \times 0,41 \\ &= 17,42 \text{ psi} \\ \text{c. Pump Intake Pressure} &= \text{Pwf} - \text{Perbedaan Tekanan} \\ &= 510,49 - 17,42 \\ &= 493,06 \text{ psi} \end{aligned}$$

4.5.1.3. Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\begin{aligned} \text{a. Menentukan Fluid Over Pump} \\ \text{Fluid Over Pump (FOP)} &= \text{PIP/Gf} \\ &= 493,06 / 0,41 \\ &= 1206,85 \text{ ft} \\ \text{b. Menentukan Vertical Lift (H}_D\text{)} \\ \text{Vertical Lift (H}_D\text{)} &= \text{Pump Setting Depth (TVD)} - \text{FOP} \\ &= 5926,96 - 1206,85 \\ &= 4720,10 \text{ ft} \\ \text{c. Menentukan Tubing Friction Loss (H}_f\text{)} \\ \text{Friction Loss/1000 ft} &= 2,083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \times \left(\frac{Qt}{ID^{4,8655}}\right)^{1,85} \\ &= 2,083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \times \left(\frac{(125)^{1,85}}{2,441^{4,8655}}\right) \\ &= 0,394 / 1000 \text{ ft} \\ \text{Tubing Friction Loss (H}_f\text{)} &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD/1000ft} \\ &= 0,394 \text{ft} \times 5068 / 1000 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$= 0,086 \text{ ft}$$

- d. Menentukan *Tubing Head* (H_T)

$$\begin{aligned} \text{Tubing Head } (H_T) &= \frac{\text{Tubing Pressure}}{Gf} \\ &= \frac{80}{0,41} \\ &= 195,81 \text{ ft} \end{aligned}$$

- e. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\begin{aligned} \text{TDH} &= H_D + H_F + H_T \\ &= 4720,10 + 2,33 + 195,81 \\ &= 4917,86 \text{ ft} \end{aligned}$$

4.5.1.4. Penentuan Efisiensi Pompa Teoritis

- a. Menentukan *Head per stage*, (ft/stage) dengan persamaan:

$$\text{Head per Stage (ft/stage)} = \frac{TDH}{\text{Stages}} = \frac{4917,86}{211} = 23,30 \text{ ft/stage}$$

- b. Menentukan efisiensi pompa (%EP)

Nilai efisiensi pompa dapat dilihat pada grafik *pump performance curve* untuk tipe pompa D460N series , 60 Hz. Dimana laju produksi aktual dapat ditarik ke atas untuk dipotongkan dengan kurva *Pump Efficiency* lalu didapatkan nilai efisiensi sebesar 26% seperti pada **Gambar 4.4**.

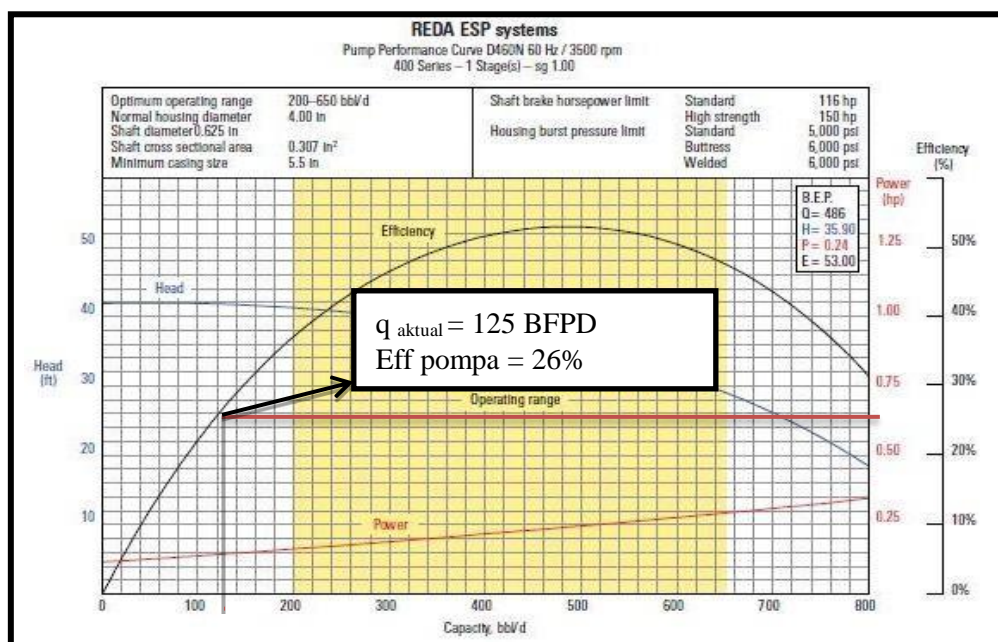
- c. Menentukan efisiensi volumetrik (%EV)

Effisiensi volumetrik dapat dihitung dengan membandingkan laju produksi *actual* di lapangan dengan laju produksi teoritis yang didapatkan dari nilai *head/stage* dari perhitungan *total dynamic head* di atas.

$$\begin{aligned} \text{Effisiensi Volumetrik (EV)} &= \left(\frac{Q_{\text{aktual}}}{Q_{\text{teoritis}}} \right) \times 100\% = (125/680) \times 100\% \\ &= 18,38\% \end{aligned}$$

Tabel IV-9.
Hasil Perhitungan Evaluasi ESP Terpasang Pada
Sumur RR 13

Pompa Terpasang	Jumlah Stages	Pwf (Psi)	PIP (Psi)	TDH (feet)	Head/ Stage	Q_{aktual} (BLPD)	EP (%)	EV (%)
D460N	211	510,49	493	5714,4	27,08	125	26	18,38



Gambar 4.6.

Pump Performance Curve D460N-400 Series 60 Hz Sumur RR-13

(REDA ESP Catalog Schlumberger)

Dari hasil evaluasi ESP terpasang diatas, dapat diketahui bahwa laju produksi *actual* sebesar 125 bfpd tidak masuk dalam *operating range* (200-600 bfpd) pompa D460N dengan frekuensi 60 hz, sehingga tahapan selanjutnya yaitu mengubah tipe pompa yang masuk ke dalam *Optimum Range Capacity* untuk laju alir yang diinginkan.

4.6. Optimasi *Electric Submersible Pump* (ESP) RR-13

Berdasarkan hasil evaluasi, dari kedua sumur yang diutamakan untuk dilakukan optimasi adalah Sumur RR-13 dikarenakan laju alir lebih rendah dari recommended rate pompa dan rendahnya efisiensi pompa. Perencanaan ulang ini dilakukan dengan dasar menghindari kandungan gas bebas yang terlalu besar melalui beberapa langkah, yaitu:

- Penentuan *rate* optimum dengan uji sensitivitas.
- Penentuan *pump setting depth* optimum dengan uji sensitivitas.

4.6.1. Uji Sensitivitas Penentuan *Pump Setting Depth* (PSD) Optimum

4.6.1.1. Menentukan PSD Minimum dan Maksimum

Berikut merupakan perhitungan dengan contoh pada sumur TNB-01 :

- a. Menentukan kedalaman WFL.

$$\begin{aligned} WFL &= \text{Depth Mid Perforation} - [(Pwf/Gf) + (Pc/Gf)] \\ &= 5969,6 - [(510/0,40) + (10/0,40)] = 4917,86 \text{ ft} \end{aligned}$$

- b. Penentuan PSD minimum.

$$\begin{aligned} PSD \text{ min} &= WFL + \frac{Pc}{Gf} \\ &= 4917,86 + \frac{10}{0,40} = 4942,6 \text{ ft} \end{aligned}$$

- c. Penentuan PSD maksimum.

$$\begin{aligned} PSD \text{ max} &= \text{Depthmidperfo} - \frac{Pc}{Gf} \\ &= 5969,6 - \frac{10}{0,40} = 5945,1 \text{ ft} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan dan sensitivitas pump setting depth yang dilakukan, maka di dapatkan nilai PSD optimum sebesar 5926,96 ft, dimana nilai ini didapat dengan cara melakukan sensitivitas antara nilai pump setting depth minimum hingga

maksimum, yaitu antara 5868,2 ft hingga 5945,1 ft. Berikut ini adalah contoh perhitungan untuk pump setting depth sebesar 5926,96 ft.

4.6.1.2. Penentuan Persentase Gas Bebas

1. Menghitung perbedaan kedalaman

$$\text{Perbedaan Kedalaman} = \text{Depth mid perfo} - \text{PSD}$$

$$\text{Perbedaan Kedalaman} = 5969,6 - 5926,96 = 42,46 \text{ ft}$$

2. Menghitung perbedaan tekanan.

$$\text{Perbedaan Tekanan} = \text{Perbedaan kedalaman} \times G_f$$

$$\text{Perbedaan Tekanan} = 42,46 \times 0,40 = 17,42 \text{ psi}$$

3. Menghitung pump intake pressure (PIP)

$$\text{PIP} = P_{wf} - \text{Perbedaan Tekanan}$$

$$\text{PIP} = 510,49 - 17,42 = 493,06 \text{ psi}$$

4. Menghitung harga kelarutan gas dalam minyak (Rs) menggunakan

Persamaan 3-27

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{\text{PIP}}{18 \times 10^{0,00091(T) - 0,0125(API)}} \right]^{1,205}$$

$$= 91,625$$

5. Menghitung harga Faktor Volume Formasi Minyak (Bo), dengan Persamaan 3-28

$$B_o = 0,9759 + (1,47 \times 10^{-4} \left[\frac{(\gamma_g)^{0,5}}{R_s (\gamma_o)} + 1,25(T) \right]^{1,175})$$

$$= 1,1364$$

Perhitungan faktor kompresibilitas gas dapat dicari, dengan terlebih dahulu mencari pseudo reduce pressure dan temperature dengan menggunakan Persamaan 3-31 sampai dengan Persamaan 3-32

6. Menghitung P_{pc} dan T_{pc} dapat dicari dengan Persamaan 3-33 dan Persamaan 3-34

$$P_{pc} = 709 - 58,7(\gamma_g)$$

$$= 657,56 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3(\gamma_g)$$

$$= 439,75 \text{ } ^\circ\text{R}$$

7. Sehingga harga Ppr dan Tpr dapat dihitung dengan Persamaan 3-31 dan Persamaan 3-32

$$P_{pr} = \frac{PIP}{P_{pc}}$$

$$= 0,749 \text{ psi}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

$$= 1,591 \text{ } ^\circ\text{R}$$

8. Maka Faktor Kompresibilitas Gas (Z) dapat dihitung menggunakan Persamaan 3-30

$$Z = 1 - \frac{3,52(P_{pr})}{100,9813(T_{pr})} + \frac{0,274 (P_{pr})^2}{100,8157 (T_{pr})}$$

$$= 0,935$$

9. Faktor Volume Formasi Gas (Bg) dapat dihitung menggunakan Persamaan 3-29

$$Bg = 0,0283 \frac{ZTa}{PIP}$$

$$= 0,0375 \text{ cuft/scf}$$

10. Volumetric rate free gas dapat ditentukan menggunakan Persamaan 3-35

$$q'_g = q_o \times (GOR - R_s) \times B_g$$

$$= 2072,36 \text{ ft}^3/\text{day}$$

11. Menghitung volumetric rate minyak dengan Persamaan 3-36

$$\text{Volumetric rate oil @ PIP } (q_o) = 53 \times 1,36 = 60,23 \text{ bpd}$$

12. Menghitung volumetric rate air dengan Persamaan 3-37 dengan asumsi harga $B_w = 1$ bbl/stb

$$\text{Volumetric rate air @PIP } (q_w) = q_w \times B_w$$

$$\text{Volumetric rate air @PIP}(q_w) = 72,5 \times 1 = 72,5 \text{ bpd}$$

13. Sehingga volumetric rate liquid nya dapat dihitung dengan Persamaan 3-38

$$\text{Volumetric rate liquid @PIP } (q_l) = q_o + q_w$$

$$\text{Volumetric rate liquid @PIP } (q_l) = 60,23 + 72,5 = 132,73 \text{ bpd}$$

Karena pada sumur RR ini tidak dipasang packer seperti kebanyakan pompa ESP lainnya, maka annulus bertindak sebagai Natural Gas Separation (Tacacs Gabor, 2009). Dengan begitu, dapat dilakukan perhitungan pemisahan gas secara alami (natural gas separation). Effisiensi dari natural gas separation (η_n) dapat dihitung menggunakan Persamaan 3-39. Terlebih dahulu menghitung liquid superficial velocity (v_{sl}) dengan Persamaan 3-40 dan terminal bubble rise velocity (v_b) dengan Persamaan 3-42 dengan WOR = 4.56 sebagai berikut:

14. Menghitung luas area dari annulus dengan Persamaan 3-41

$$A = 0,0055 \times (ID_{\text{casing}}^2 - OD_{\text{tubing}}^2)$$

$$A = 0,0055 \times [(6,276^2) - (2,875^2)] = 0,183 \text{ ft}^2$$

15. Sehingga harga liquid superficial velocity (v_{sl}) dihitung dengan Persamaan 3-40

$$v_{sl} = 6,5 (10^{-5}) \frac{q_l}{A} \left[\frac{Bo}{1+WOR} + B_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \right]$$

$$v_{sl} = 6,5 (10^{-5}) \frac{132,73}{0,183} \left[\frac{1,36}{1+1,367} + 1 \left(\frac{1,367}{1+1,367} \right) \right] = 0,046 \text{ ft / sec}$$

16. Densitas gas dan liquid pada kondisi PIP dapat dihitung dengan Persamaan 3-43 dan Persamaan 3-44

$$\rho_g = \frac{0,0764(\gamma_g)}{Bg}$$

$$\rho_g = \frac{0,0764(0,876)}{0,037} = 1,78 \text{ lb/cuft}$$

$$\rho_l = 62,4 \left[\left(\frac{\gamma_{oil}}{Bo} \times \frac{1}{1+WOR} \right) + \left(\frac{\gamma_{water}}{Bw} \times \frac{WOR}{1+WOR} \right) \right]$$

$$\rho_l = 62,4 \left[\left(\frac{0,874}{1,136} \times \frac{1}{1+1,367} \right) + \left(\frac{1,01}{1} \times \frac{1,367}{1+1,367} \right) \right] = 56,18 \text{ lb/cuft}$$

17. Harga terminal bubble rise velocity (v_b) dihitung dengan Persamaan 3-42

$$v_b = \sqrt{2} \sqrt[4]{\frac{0,00015 g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}}$$

$$= 0,210 \text{ ft/sec}$$

18. Maka presentase gas yang dapat dipisahkan melalui pemisahan alami dihitung menggunakan Persamaan 3-39:

$$\eta_n = \frac{v_b}{v_b + v_{sl}} \times 100\%$$

$$\eta_n = \frac{0,21}{0,21 + 0,046} \times 100\% = 81\%$$

19. Maka jumlah gas yang masuk ke dalam pompa setelah pemisahan alami dihitung menggunakan Persamaan 3-45:

$$q'_{ing} = \frac{q'_g}{5,61} \left(1 - \frac{\eta_n}{100} \right)$$

$$q'_{ing} = \frac{2072,36}{5,61} \left(1 - \frac{81}{100} \right) = 302 bpd$$

20. Maka harga Turpin parameter (Φ) untuk mengetahui kestabilan gas di dalam pompa dihitung dengan Persamaan 3-48 dan untuk mengetahui % gas yang masuk ke dalam pompa dapat dihitung dengan Persamaan 3-47

$$\phi = \frac{2000 (q'_{ing})}{3 (PIP) (q_l)}$$

$$\phi = \frac{2000 (302)}{3 (493,06) (132,73)} = 0,684 < 1$$

$$\% \text{ Gas bebas} = \frac{q'_{ing}}{q'_{ing} + q_l} \times 100 \%$$

$$\% \text{ Gas bebas} = \frac{67,23}{67,23 + 132,73} \times 100 \% = 69,49 \%$$

Dari hasil perhitungan diatas, dapat dilihat bahwa nilai dari parameter Turpin (Φ) < 1 maka dapat dikatakan bahwa tanpa pemasangan rotary gas separator kinerja pompa sudah stabil karena jumlah gas yang ada tidak terlalu besar untuk mengganggu kinerja pompa. Sehingga tidak perlu dilakukan pemasangan rotary gas separator karena pemisahan gas secara alami (natural separation) sudah cukup.

Tabel IV-3 merupakan variasi kedalaman terhadap presentase gas dan Rs. Variasi kedalaman dihitung dengan interval 0.61% dari PSD minimum dan PSD maksimum. Dari Tabel IV-3 dapat dilihat bahwa PSD optimum untuk kedalaman pompa 5926,69 ft. Kedalaman ini tidak dirubah karena pada kedalaman tersebut memiliki nilai gas dalam pompa yang paling kecil, sehingga kinerja pompa lebih baik dan stabil. Selain itu, laju produksi fluida yang dihasilkan juga lebih besar dari kedalaman lainnya.

Tabel IV-10.
Pengaruh *Pump Setting Depth* Terhadap Laju Produksi dan % Gas Bebas

Pump Design	Pump Setting Depth		
	5767	5866	5926,96
PIP, psi	427,716	468,163	493,069
Rs, scf/stb	77,31	86,14	91,625
Volumetric rate liquid (ql), bpd	132	133	133
Volumetric rate gas (qg'), bpd	357	321	302
% gas bebas	72,96	70,79	69,49
Natural Gas separation			
Natural gas separation (η_n), fraksi	0,81	0,81	0,81
Volumetric rate free gas (q'ing), bpd	68	61	58
Turpin parameter (ϕ) < 1	0,799	0,658	0,589
Volumetric rate total, bpd	200	194	191
% Gas bebas	0,34	0,32	0,30
Rotary Gas Separator			
Volumetric rate free gas (q'ing), bpd	27,138	24,515	23,113
Turpin parameter (ϕ) < 1	0,319	0,26	0,23
Volumetric rate total, bpd	159	157	156
% Gas bebas	17,01	15,60	14,83

4.4.2. Menghitung Total Dynamic Head

- a. Menentukan *Fluid Over Pump* menggunakan **persamaan (3-49)**

$$\begin{aligned} \text{FOP} &= \text{PIP} / G_f \\ &= 332,57 / 0,40 \\ &= 813,01 \text{ ft} \end{aligned}$$

- b. Menentukan *Vertical Lift* (H_D) menggunakan **persamaan (3-48)**

$$\begin{aligned} H_D &= \text{PSD} - \text{FOP} \\ &= 5926,96 - 813,01 = 5112,94 \text{ ft} \end{aligned}$$

- c. Menentukan *Tubing Friction Loss* (H_f) dengan **persamaan (3-51)**

$$\begin{aligned} \text{Friction Loss} &= 2,083 \times \left(\frac{100}{c}\right)^{1,85} \times \left(\frac{q_L}{ID^{4,8655}}\right)^{1,85} \\ &= 2,083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \times \left(\frac{183}{2,4414,8655}\right)^{1,85} \\ &= 0,415 \text{ ft} / 1000 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 H_f &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD}/1000\text{ft} \\
 &= 0,415 \text{ ft} \times 5926,96/1000 \text{ ft} \\
 &= 1,96 \text{ ft}
 \end{aligned}$$

d. Menentukan *Tubing Head* (H_T) menggunakan **persamaan (3-52)**

$$\begin{aligned}
 H_T &= \frac{\text{Tubing Pressure}}{Gf} \\
 &= \frac{80}{0,40} \\
 &= 195,81\text{ft}
 \end{aligned}$$

e. Menentukan TDH menggunakan **persamaan (3-47)**

$$\begin{aligned}
 \text{TDH} &= H_D + H_F + H_T \\
 &= 5112,94 + 1,96 + 195,81 \\
 &= 5310,71\text{ft}
 \end{aligned}$$

4.4.3. Pemilihan Pompa

Untuk laju produksi sumur RR-13 tidak dapat lagi menggunakan pompa yang terpasang karena laju minimum yang diperbolehkan pompa masih jauh lebih besar dari laju produksi sumur RR. Pompa yang dipilih adalah pompa **FLEX 3-2** dari *Baker Hughes* yang merupakan salah satu pompa dengan tipe terkecil yang tersedia di pasaran. Sehingga pompa ini dapat mengakomodir laju produksi sumur sebesar 180 BLPD. Akibat perubahan frekuensi tidak hanya berpengaruh pada pompa seperti pada jumlah stage yang digunakan, kemampuan pengangkatan fluida, dan kebutuhan horse power yang diperlukan untuk mengoperasikan pompa juga akan berubah seiring perubahan frekuensinya.

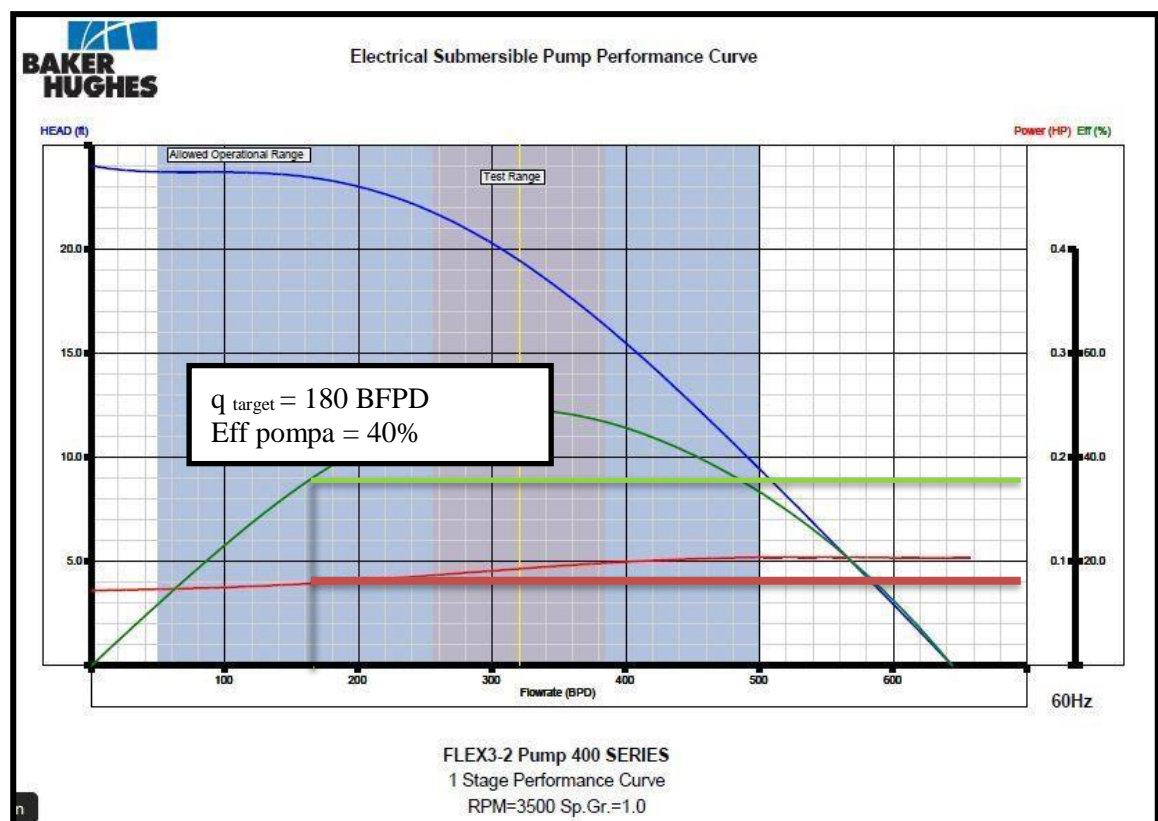
Tabel IV-11
Data Pompa Sumur RR-13

Jenis Pompa	Frekuensi (Hz)	Stages	BHP/stage
FLEX 3-2	60	212	17,97

4.4.4. Perhitungan Jumlah Stages

Jumlah *stage* pompa yang dibutuhkan menggunakan **persamaan (3-53)**, dibutuhkan data head/stage yang didapat dari kurva kinerja pompa yang kemudian harus dikonversi untuk frekuensi kerja yang baru menggunakan **persamaan (3-55)**.

$$\text{Stages Pompa} = \frac{TDH}{\text{head/ stages}} = \frac{5310,71}{25} = 212 \text{ stages}$$



Gambar 4.8.

Pump Performance Curve FLEX 3.2 - 400/60 Hz Sumur RR13

4.6. Pemilihan Peralatan Pendukung ESP

4.6.1. Pemilihan Motor

Selanjutnya yang dipilih adalah Pump Break HP, maka besarnya Pump Break HP yang dibutuhkan adalah

$$\begin{aligned} \text{BHP} &= \frac{Hp}{\text{stages}} \times \text{Stage} \times \text{SG} \\ &= 0,09 \times 212 \times 0,94 \\ &= 17,97 \text{ HP} \end{aligned}$$

Berdasarkan kebutuhan horse power pompa maka jenis motor yang dipilih adalah 375 Dominator Motor.

4.6.2. Pemilihan Kabel

1. Panjang Kabel (L) diperoleh dengan menggunakan **Persamaan (3-56)** :

$$\begin{aligned} L &= \text{PSD} + 100 \text{ ft} \\ &= 5926,96 + 100 \text{ ft} \\ &= 6026,96 \text{ ft} \end{aligned}$$

2. Penentuan Ukuran Kabel

Pemilihan kabel pertama-tama dengan melihat clearance antara ID Casing dengan OD maksimum unit pompa (yaitu OD terbesar diantara pompa, motor, gas separator, tubing coupling) harus lebih besar dari 0,126 inch.

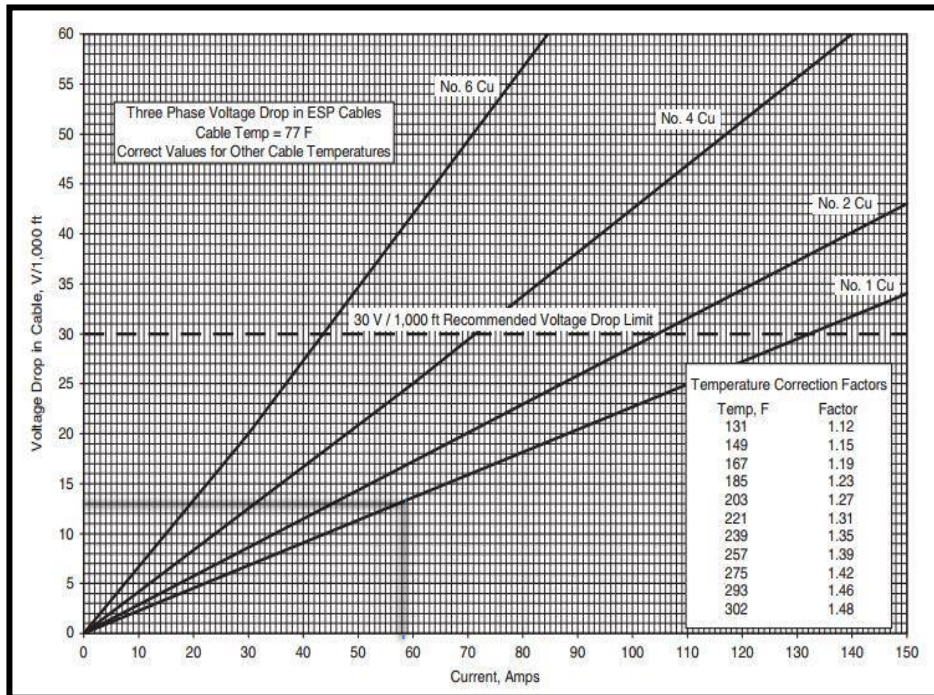
Periksa Clearance :

$$\begin{aligned} \text{ID Casing} &= 6,276 \text{ inch} \\ \text{OD motor} &= 3,75 \text{ inch} \\ \text{Clearence} &= (\text{ID Casing} - \text{OD motor})/2 \\ &= (6,276 - 3,75)/2 \\ &= 1,265 \text{ inch.} \end{aligned}$$

Dari hasil menentukan *clearance*, maka ukuran kabel yang harus dipilih adalah lebih kecil dari 1,265 inch.

3. Penentuan kehilangan *Voltage* dengan menggunakan **persamaan (3-60)**

$$\begin{aligned} \text{Voltage Drop} &= \frac{L}{1000} \times \text{Voltage} \times \text{koreksi} \\ &= 6026,96 / 1000 \times 14 \times 1,36 = 114,7 \text{ Volts.} \end{aligned}$$



Gambar 4.8.

Cable Voltage Drop/1000 ft (Takacs, Gabor. 2009)

4. Menentukan *Surface Voltage* dengan menggunakan **persamaan (3-59)**

$$\begin{aligned}
 \text{Surface Voltage} &= \text{Voltage Motor} + \text{Voltage Drop} \\
 &= 418 + 114,7 \\
 &= 532,7 \text{ Volts.}
 \end{aligned}$$

4.6.1. Pemilihan *Transformer* dan *Switchboard*

Dalam pemilihan transformer yaitu dengan cara menentukan penurunan Pemilihan *transformer* dilakukan dengan menghitung terlebih dahulu ukuran KVA

transformer dengan menggunakan **Persamaan (3-60)**.

$$\begin{aligned}
 \text{KVA} &= \frac{\text{Voltage supply} \times \text{Ampere motor} \times 1,73}{1000} \\
 &= \frac{532,7 \times 62,5 \times 1,73}{1000} = 57,59 \text{ KVA}
 \end{aligned}$$

Tabel IV-12
Parameter Pompa Terpasang dan Setelah Optimasi Sumur RR-13

Parameter	Terpasang	Otpimasi
Qt, bfpd	125	183
Qo, bopd	53	76,30
Pwf, psi	510	350
PSD, psi	5926,96	5926,96
TDH, psi	4917,86	5310,71
Pompa	D460N	Flex 3-2
Frekuensi, Hz	60	60
Stages	211	212
Eff (%)	26	40

Tabel IV-13
Hasil Optimasi Pompa ESP Sumur RR-13

Hasil Perhiungan Sumur RR 13	
Laju Alir Total , bfpd	183
Laju Alir Minyak, bopd	76,30
Pump Depth, ft	5926,96
Tipe ESP	Flex 3.2-400 series /60 Hz
Jumlah Stages	212
Sistem BHP, HP	17,97
Tipe Motor	Type 375 Dominator Motor
Kabel	AWG#1 CU, 6026,96 ft
Surface Voltage, Volts	532,7
Required kVA	57,59

BAB V

PEMBAHASAN

Sumur RR13 dilapangan tambun ini adalah salah satu sumur minyak yang telah diproduksi sejak tahun 2009. Saat ini sumur RR13 diproduksi dengan metode pengangkatan buatan yaitu *Electric Submersible Pump* (ESP). Turunnya laju produksi dapat diakibatkan oleh produktivitas sumur yang turun ataupun sudah tidak optimalnya desain ESP terpasang. Maka kegiatan optimasi selalu dilakukan untuk tetap menjaga performa sumur pada kondisi yang optimum.

Pada sumur RR13 dikompleksi sumurnya dengan perforasi sebanyak 12 SPF dengan interval 10 ft. Pengangkatan pada sumur ini menggunakan Electric Submersible Pump tipe D460N dengan stages terpasang 211 dengan putaran motor 60 Hz. Dari pompa tersebut didapatkan laju sebesar 125 BFPD, Water Cut pada sumur RR13 sebesar 58% sehingga didapat laju produksi minyak sebesar 53 BOPD.

Evaluasi yang dilakukan untuk melihat performance sumur RR13 yaitu dengan membuat kurva IPR dengan metode Wiggins untuk mengetahui kemampuan reservoir dengan perforasi sumur. Dari hasil perhitungan diperoleh harga laju produksi maksimum (Q_{max}) sebesar 282 BFPD, kemudian mengasumsikan beberapa harga P_{wf} , maka dapat diperoleh laju produksi untuk setiap harga P_{wf} yang ditentukan. Selanjutnya dilakuakn plotting antara harga laju produksi total (q_t) versus tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) sehingga diperoleh kurva IPR yang ditentukan. Laju produksi sumur RR13 pada kondisi saat ini adalah sebesar 125 BFPD.

Setelah menganalisa prokduktivitas formasi yang ditunjukkan dengan kurva IPR, selanjutnya dilakukan evaluasi ESP terpasang dengan melakukan Analisa Nodal. Laju produksi tersebut ditunjukkan dengan adanya perpotongan kurva IPR dengan kurva PIP, dapat dilihat pada Gambar 4.2 hasil dari perpotongan kurva IPR dengan PIP diperoleh hasil sebesar 183 BFPD. Kemudian menghitung laju

produksi kritis bebas water coning dan diperoleh hasil sebesar 51,17 BOPD. Hal ini menunjukkan bahwa sumur masih mampu menyuplai fluida secara berkesinambungan karena masih dibawah laju produksi kritis dari reservoir disumur tersebut.

Perpotongan Kurva IPR dan TIP tersebut merupakan kemampuan produksi sumur tanpa memperhitungkan adanya efek densitas perforasi. Analisa formation completion dilakukan dengan melihat efek pressure drop terhadap densitas perforasi. Densitas perforasi merupakan banyaknya lubang perforasi setiap feet untuk setiap interval perforasi. Dalam menentukan besarnya laju propduksi yang dihasilkan oleh densitas perforasi dilakukan dengan analisa sistem nodal di dasar sumur. Selanjutnya dengan menggunakan persamaan Jones, Blount dan Glaze akan diperoleh kurva yang menunjukkan suatu harga laju produksi dan kehilangan tekanan akibat perforasi untuk setiap harga densitas perforasi dan kondisi perforasi secara underbalance. Hasil perhitungan pressure drop akibat perforasi pada kondisi underbalance dapat dilihat pada Tabel IV-3 hingga Tabel IV-5. serta dapat dilihat pula pada Gambar 4.4. Analisa densitas perforasi terhadap pressure drop menunjukkan bahwa dengan interval perforasi 26,24 ft dan densitas perforasi 5 SPF didapat harga laju produksi optimum (Q_t) dari formasi ke sumur sebesar 125 BFPD dengan pressure drop sebesar 100 Psi. Pada interval perforasi yang sama dengan densitas perforasi 6 SPF didapat harga laju produksi optimum (Q_t) sebesar 127 BFPD dengan pressure drop sebesar 97 Psi. Sedangkan untuk interval perforasi yang sama dan densitas perforasi 12 SPF didapat harga laju produksi optimum (Q_t) sebesar 130 BFPD dengan pressure drop sebesar 90 Psi.

Analisa pompa ESP dilakukan dengan maksud untuk mengetahui perbandingan antara produktivitas formasi dengan kapasitas pompa yang terpasang. Dalam merencanakan *Electric Submersible Pump* (ESP) dilapangan RR13, hal yang harus dilakukan adalah mengavualiasi esp yang telah terpasang terlebih dahulu untuk mengetahui kemampuan pompa, selanjutnya harus mengetahui kemampuan suatu sumur berproduksi dengan melihat produktivity Index (PI) pada kurva IPR. Setelah hal tersebut diketahui maka bisa menentukan besarnya laju alir

yang dikehendaki. Tujuan dalam kajian ini adalah untuk merencanakan peralatan *artificial lift* dengan ESP (*electric Submersible Pump*) disumur RR13 untuk meningkatkan laju produksi minyak tanpa terjadinya *water coning*. Produktivity Index (PI) sumur produksi dalam selang waktu tertentu akan mengalami perubahan yang disebabkan oleh penurunan tekanan. Sehingga perencanaan pompa beserta peralatan pendukungnya meliputi motor, kabel, transformer, dan switchboard pada sumur RR13 dilakukan berdasarkan laju alir yang diperlihatkan dari kurva IPR sumur tersebut.

Jenis pompa yang digunakan yaitu pompa seri 400 dengan tipe pompa D460N kemampuan putar hingga 60 Hz, berdasarkan *pump performance curve* menunjukkan bahwa laju produksi aktual tidak termasuk dalam *Optimum Range Capacity* dan laju aktual masih jauh dari laju alir optimum, sehingga sumur RR13 dianggap *downthrust*, maka dari itu perlu dilakukannya optimasi pada pompa esp untuk meningkatkan laju produksi pada sumur RR13 dengan melakukan perhitungan terhadap laju produksi kritis terhadap *water coning*.

Pada sumur RR-13 laju alir yang diharapkan sebesar 183 BFPD. Penentuan *pump setting depth* optimum berdasarkan laju produksi dan laju produksi yang diinginkan. Pada sumur RR-13 optimasi dilakukan dengan skenario yaitu dengan mengganti pompa karena pompa yang terpasang tidak termasuk pada optimum range, maka tipe pompa yang cocok untuk sumur ini yaitu FLEX 3-2. Tahapan selanjutnya adalah menghitung jumlah *stages* yang optimum untuk perencanaan ulang berdasarkan TDH pada sumur. Didapatkan nilai TDH pada Sumur RR-13 sebesar 5310,71 ft maka jumlah *stages* sebanyak 212 *stages*.

Penentuan jenis motor dilakukan setelah dipilih jenis pompa yang akan digunakan pada sumur dengan memperhitungkan besarnya *horse power* motor,. Pemilihan motor tergantung pada *horse power* yang merupakan tenaga untuk menggerakkan motor. Untuk menghitung besarnya *Horse Power* motor (HP), terlebih dahulu menentukan HP / *stage* dari *pump performance curve* dari tiap ukuran pompa yang dipilih berdasarkan laju produksi yang diinginkan, kemudian dikali dengan jumlah *stage* yang tersedia dan *specific gravity* campuran (SGmix).

Motor yang digunakan adalah motor yang memiliki voltase tertinggi dengan ampere terkecil. Pemilihan jenis motor tersebut dengan mempertimbangkan besarnya voltase *switchboard* yang mungkin diperlukan di masa yang akan datang dan besarnya *voltage drop* pada kabel maka dipilih motor yang memiliki voltase terbesar dan ampere terkecil sehingga apabila dimasa yang akan datang diperlukan penggantian motor dan juga tidak diperlukan penggantian *switchboard*. Pada Sumur RR-13 dibutuhkan *horse power* sebesar 16,27 HP. Sebelum memilih tipe kabel beserta ukurannya, harus terlebih dahulu untuk menghitung *clearance* atau ruang kosong yang dapat digunakan untuk penempatan kabel, adapun *clearance* didapatkan dari ID casing dikurangi dengan OD motor lalu dibagi 2, didapatkan *clearance* untuk Sumur RR-13 sebesar 1,25 inch dan panjang kabel 6026,96 ft. Penentuan *transformator* dan *switchboard*, terlebih dahulu memperhitungkan *voltage* yang akan bekerja pada *transformator* maupun *switchboard* tersebut. Dari perhitungan transformator yang dilakukan, menghasilkan *voltage* transformator pada Sumur RR-13 sebesar 532,7 volt dan KVA transformator sebesar 57,59 KVA, sehingga transformator yang digunakan yaitu tipe *transformator* yang lebih besar dari besar dari KVA.

Dari data produksi sebelum dengan setelah merencanakan ulang *Electric Submersible Pump* terjadi kenaikan laju produksi dari produksi minyak awal 53 BOPD menjadi 73,50 BOPD.

BAB VI

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisa yang telah dilakukan maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari hasil evaluasi *Inflow Performance Relationship* yang dilakukan dengan metode Wiggins, diketahui bahwa laju produksi maksimum Sumur RR adalah sebesar 282 bfpd, maka dapat diketahui bahwa laju produksi *actual* pada pompa ESP D460N terpasang yakni sebesar 125 bfpd.
2. Dari hasil evaluasi *water coning* dengan metode *chierici* didapatkan laju produksi kritis sebesar 218 BFPD dengan interval perforasi 10 ft dan shot per foot sebanyak 12 SPF. Melihat dari hasil tersebut sumur RR13 belum terjadi problem coning karena produksi sumur sekarang dibawah laju kritis coning sehingga masih dapat dioptimalkan.
3. hasil evaluasi pompa ESP terpasang D460N/60 Hz/211 Stages dengan PSD 5926,96 ft, TDH sebesar 4917,86 ft diketahui bahwa efisiensi pompa terpasang sebesar 18,83% dengan % efisiensi *volumetric* sebesar 26%.
4. Berdasarkan hasil perhitungan dan perencanaan ulang sumur RR dengan laju produksi yang di inginkan sebesar 183 bfpd, maka *scenario* yang dilakukan yaitu pergantian tipe pompa, karena Q existing lebih kecil dari operating pompa (problem downthrust), tipe pompa dari D460N menjadi Flex 3-2.
5. Dengan Optimasi laju produksi sebesar 183 bfpd, P_{wf} 350 psi, dengan PSD Tetap sehingga didapatkan PIP sebesar 332,57 psi dan TDH sebesar 5310,71 ft, dan jumlah *stages* yang di butuhkan sebanyak 212 *stages*.

DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, H.D., “*Production Optimization Using Nodal System Analysis*”, Oil and Gas Consultants International, Inc., Tulsa, 2003.
- Brown, K.E., “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Vol.1, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1977.
- Brown, K.E., “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Vol.2b, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
- Brown, K.E., “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Vol.4, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Buntoro, Aris. dkk, “Penerapan Metoda Wiggins Untuk Perhitungan Potensi Sumur Dengan Water Cut Tinggi Di Lapangan Tanjung”, *Proceeding Simposium Nasional, IATMI*, 2007.
- Takacs, Gabor, “*Electric Submersible Pumps Manual.*”, Gulf Professional Publishing, USA, 2009.
- _____, “*ALS ESP Pump Performance Curve*”, Baker Hughes, 2015.
- _____, “*Electrical Submersible Pumping Equipment, Technical Specifications*”, Baker Hughes – Centrilift, 2000.
- _____, “*Reda Electric Submersible Pump Technology Catalog*”, Schlumberger, 2011.
- _____, “*Electric Submersible Pumping Equipment, Technical Specifications*”, Cosco, 2009.
- _____, *Laporan POFD*. PT. Pertamina EP, 2018.
- _____, “Sistem Pengangkatan Buatan (Perencanaan dan *Troubleshooting ESP*)”, Pertamina, 2003.