

**OPTIMASI PRODUKSI MENGGUNAKAN POMPA ESP
TERHADAP ALIRAN *COMMINGLE* PADA SUMUR X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

M. PANDU PUTRA IRWAN

NPM 163210027



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**OPTIMASI PRODUKSI MENGGUNAKAN POMPA ESP
TERHADAP ALIRAN *COMMINGLE* PADA SUMUR X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

M. PANDU PUTRA IRWAN

NPM 163210027



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2022**

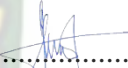

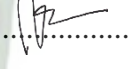
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : M. Pandu Putra Irwan
NPM : 163210027
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Optimasi Produksi Menggunakan Pompa ESP
Terhadap Aliran *Commingle* Pada Sumur X

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

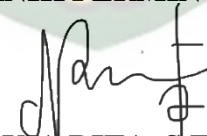
Pembimbing : Ir. H. Ali Musnal, M.T. (.....)
Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T. (.....)
Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

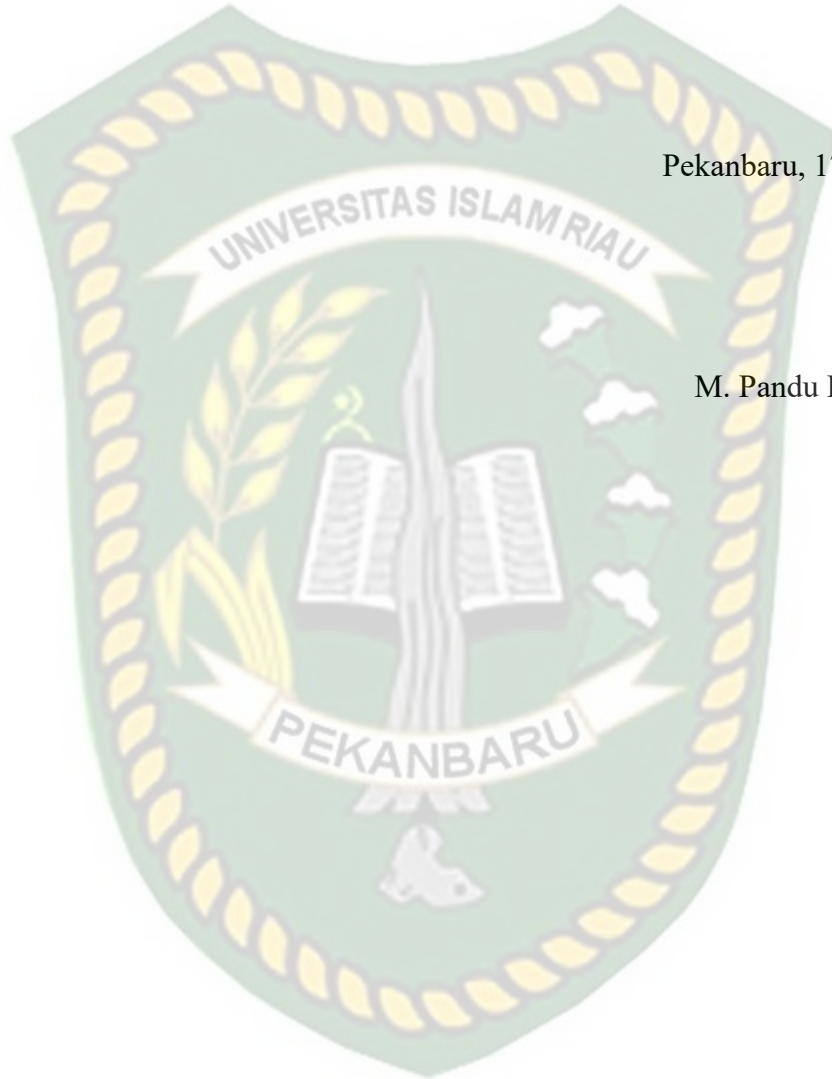

NOVIA RITA, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 17 Mei 2022

M. Pandu Putra Irwan



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik. Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Disini saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir. Oleh sebab itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ir. H. Ali Musnal, M.T. selaku dosen pembimbing dan juga selaku pembimbing akademik yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberi masukannya dan juga memberikan arahan, nasihat serta penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Ketua dan sekretaris Program Studi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan dukungan yang telah diberikan.
3. Orang tua dan saudara yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
4. Teman – teman seperjuangan yang memberikan dukungan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 17 Mei 2022

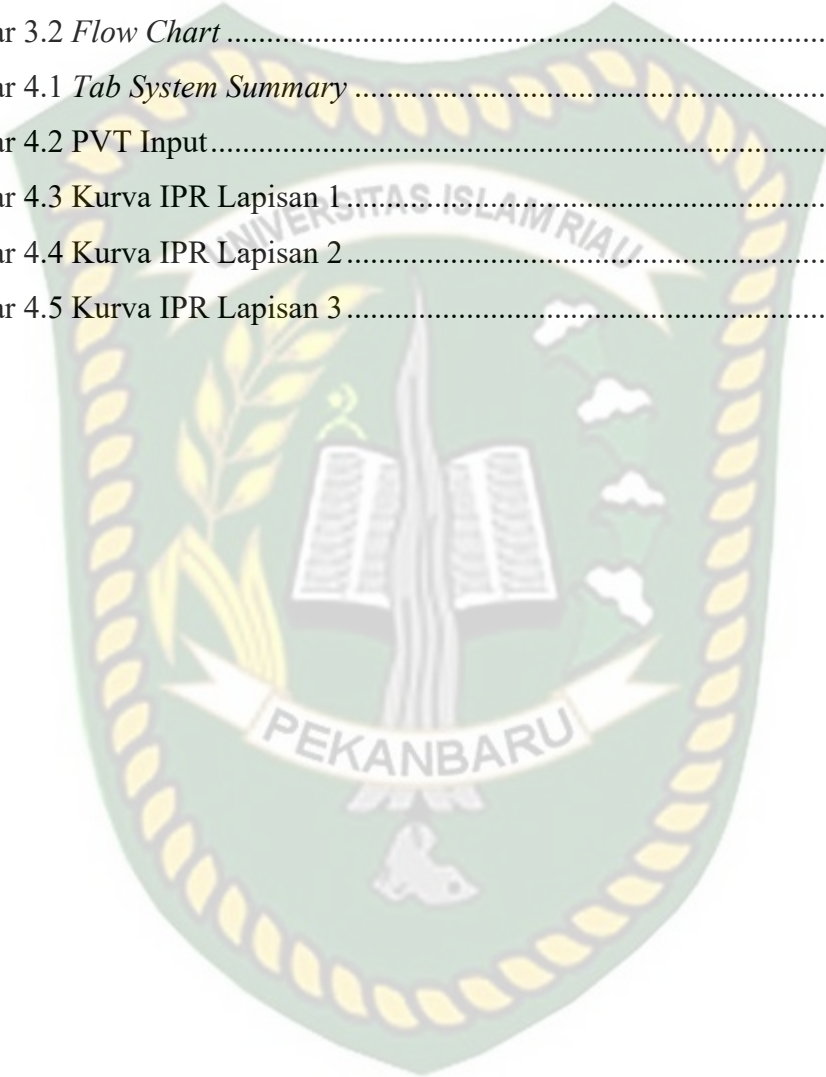
M. Pandu Putra Irwan

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| HALAMAN PENGESAHAN..... | i |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR..... | ii |
| KATA PENGANTAR | iii |
| DAFTAR ISI..... | iv |
| DAFTAR GAMBAR | v |
| DAFTAR TABEL..... | vi |
| DAFTAR LAMPIRAN..... | vii |
| DAFTAR SINGKATAN | viii |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1 Latar Belakang..... | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian..... | 2 |
| 1.3 Manfaat Penelitian..... | 2 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 2 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA..... | 3 |
| 2.1 ESP..... | 3 |
| 2.2 Kurva IPR (<i>Inflow Performance Relationship</i>)..... | 6 |
| 2.3 <i>State of The Art</i> | 9 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... | 11 |
| 3.1 Metode Penelitian..... | 11 |
| 3.2 Metode Perhitungan | 11 |
| 3.3 <i>Flow Chart</i> | 13 |
| 3.4 Deskripsi Data | 14 |
| 3.5 Jadwal Penelitian..... | 14 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN | 15 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN..... | 22 |
| 5.1 Kesimpulan..... | 22 |
| 5.2 Saran..... | 22 |
| DAFTAR PUSTAKA | 23 |
| LAMPIRAN..... | 27 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|--|----|
| Gambar 2.1 ESP | 4 |
| Gambar 2.2 Ilustrasi Peralatan ESP | 5 |
| Gambar 3.1 Kurva IPR Poedjo Soekarno | 12 |
| Gambar 3.2 <i>Flow Chart</i> | 13 |
| Gambar 4.1 <i>Tab System Summary</i> | 15 |
| Gambar 4.2 PVT Input | 16 |
| Gambar 4.3 Kurva IPR Lapisan 1 | 18 |
| Gambar 4.4 Kurva IPR Lapisan 2 | 19 |
| Gambar 4.5 Kurva IPR Lapisan 3 | 20 |



DAFTAR TABEL

| | |
|--|----|
| Tabel 2.1 <i>State of The Art</i> | 9 |
| Tabel 3.1 Deskripsi Data..... | 14 |
| Tabel 3.2 Jadwal Penelitian..... | 14 |
| Tabel 4.1 Hasil Pengoperasian ESP | 15 |
| Tabel 4.2 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 1 | 16 |
| Tabel 4.3 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 2 | 17 |
| Tabel 4.4 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 3 | 18 |



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I

WELLBORE COMPLETION SUMUR X

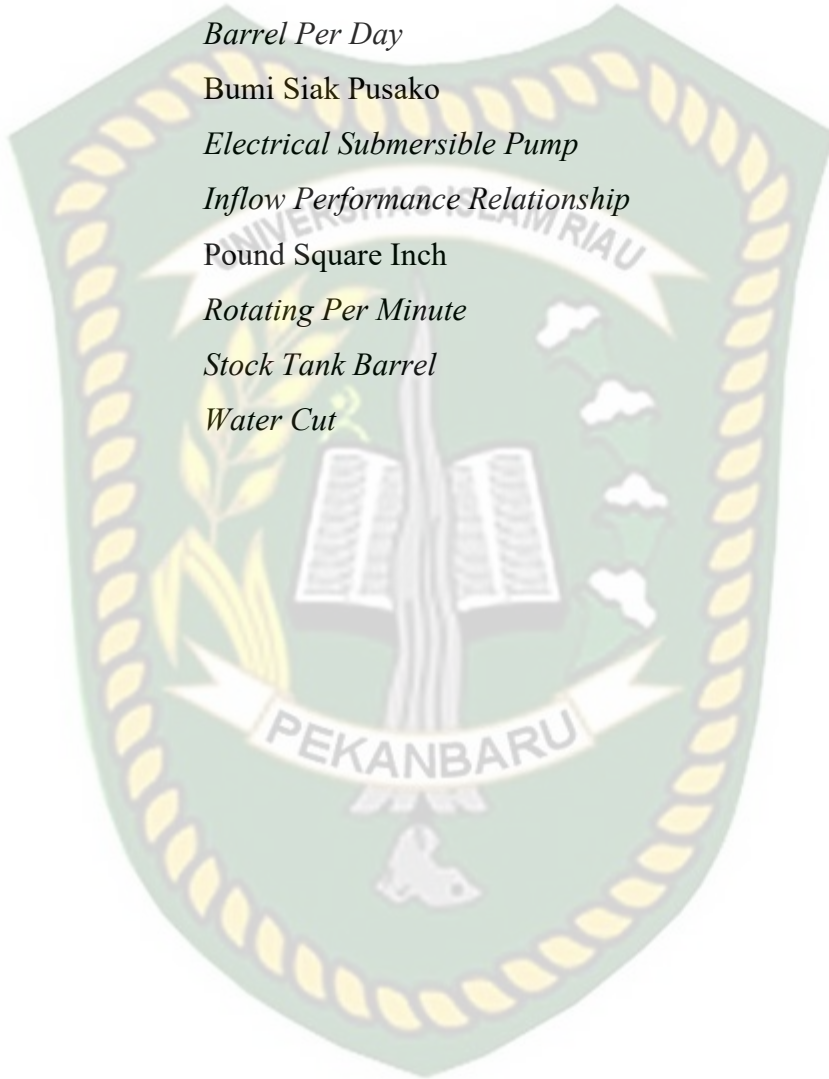


Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

| | |
|------|--|
| AOF | <i>Absolute Open Flow</i> |
| BOB | Badan Operasi Bersama |
| BOPD | <i>Barrel Oil per Day</i> |
| BPD | <i>Barrel Per Day</i> |
| BSP | Bumi Siak Pusako |
| ESP | <i>Electrical Submersible Pump</i> |
| IPR | <i>Inflow Performance Relationship</i> |
| Psi | Pound Square Inch |
| RPM | <i>Rotating Per Minute</i> |
| STB | <i>Stock Tank Barrel</i> |
| WC | <i>Water Cut</i> |



OPTIMASI PRODUKSI MENGGUNAKAN POMPA ESP TERHADAP ALIRAN *COMMINGLE* PADA SUMUR X

M. PANDU PUTRA IRWAN

163210027

ABSTRAK

Kegiatan produksi minyak yang dilakukan di sejumlah wilayah kerja dihadapkan dengan sejumlah masalah dan tantangan sehingga menyebabkan penurunan produksi. Namun, tidak selalu masalah ini menimbulkan penurunan produksi tetapi justru menambah rencana produksi karena ada tambahan faktor baru yang justru membuat produksi kian meningkat. Seperti formasi *commingle* yang membuat efisiensi produksi suatu sumur menjadi semakin meningkat namun membuat tekanan cepat turun. Turunnya tekanan ini menimbulkan masalah baru, yaitu penurunan produksi.

Pada penelitian ini akan dilakukan optimasi produksi menggunakan ESP (*Electric Submersible Pump*) terhadap formasi *commingle*. Pemilihan pompa ESP jenis REDA HJ252N 5.62 in dengan *design rate* 8000 BOPD, *pump setting depth* pada 8000 ft. Dengan tingkat produksi awal sebesar 650 BOPD (sebelum optimasi ESP) menghasilkan produksi sebesar 1581 BOPD (setelah optimasi ESP), masing – masing produksi diperoleh sebesar 395 BOPD (lapisan 1), 729 BOPD (lapisan 2), dan 456 BOPD (lapisan 3), optimasi ESP pada sumur X sukses dilakukan.

Kata Kunci: ESP, *commingle*, IPR

PRODUCTION OPTIMIZATION USING ESP PUMP AGAINST COMMINGLE FLOW ON WELL X

M. PANDU PUTRA IRWAN

163210027

ABSTRACT

Oil production activities carried out in a number of working areas are faced with a number of problems and challenges that lead to a decrease in production. However, not always this problem causes a decrease in production but instead adds to the production plan because there are additional new factors that actually make production increase. Like the commingle formation that makes the production efficiency of a well becomes more and more increased but makes the pressure quickly drop. This drop in pressure raises a new problem, namely the decline in production.

In this study, production optimization will be carried out using ESP (Electric Submersible Pump) against commingle formations. Selection of ESP pump type REDA HJ252N 5.62 in with design rate of 8000 BOPD, pump setting depth at 8000 ft. With an initial production rate of 650 BOPD (prior to ESP optimization) resulting in production of 1581 BOPD (after ESP optimization), each production obtained of 395 BOPD (layer 1), 729 BOPD (layer 2), and 456 BOPD (layer 3), ESP optimization in X well was successful.

Keywords: ESP, commingle, IPR

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Peningkatan kebutuhan bahan bakar energi untuk keberlangsungan aktivitas manusia dari waktu ke waktu semakin besar terutama pada minyak bumi yang banyak digunakan untuk kendaraan. Pasokan bahan bakar ini dapat terus ada karena terus dilakukannya produksi di sumur – sumur minyak yang tersebar di berbagai belahan dunia. Jumlah pasokan tiap negara berbeda – beda tergantung seberapa banyak penduduk dan kendaraan yang dimiliki. Hal ini membuat industri di bidang perminyakan harus terus berpikir bagaimana cara mempertahankan pasokan yang dibutuhkan ketika masih terus dihadapkan oleh tantangan dan masalah yang tidak sedikit saat melakukan proses produksi minyak (Bulgarelli et al., 2021; Galura, 2015; J. Zhu et al., 2019). Berbagai jenis faktor baik yang mendukung atau menghambat terus dikaji lebih dalam agar produksi minyak dapat terus meningkat. Jenis formasi yang berbeda – beda untuk setiap wilayah juga mempengaruhi mekanisme produksi yang ada, formasi commingle adalah salah satunya (G. Liu et al., 2020; H. Liu et al., 2011).

Formasi yang memiliki lapisan minyak lebih dari satu sehingga minyak mengalir dari lapisan yang berbeda walaupun kedalamannya berbeda dalam satu sumur minyak. Tentunya ini adalah suatu hal yang bagus karena efisiensi produksi menjadi tinggi dan menguntungkan. Tingkat produksi dapat melebihi daripada sumur – sumur produksi minyak biasanya sehingga harus dilakukan pengendalian terhadap jumlah produksi yang dapat diproduksi dalam waktu tertentu. Kita tidak bisa langsung memproduksi sebanyak mungkin dalam satu sumur, karena itu bisa membuat tekanan jatuh dan produksi hanya berlangsung sebentar saja sehingga perlu ada suatu rencana bagaimana produksi dapat bertahan lama dan jumlah produksi yang stabil dari hari ke hari. Besarnya tekanan reservoir pasti akan menurun seiring proses produksi berjalan sehingga aliran alami (natural flow) tidak dapat terus dilakukan (Ganat et al., 2015; Hernandez-Sandoval et al., 2015; Hoffmann & Stanko, 2017). Untuk itu perlu dilakukan pemasangan pompa agar dapat menjaga aliran produksi tetap stabil, pemasangan pompa tidak hanya meningkatkan produksi tetapi juga menjaga produksi agar tetap stabil serta menjaga

tekanan sehingga minyak dapat terus mengalir (Merey et al., 2020; Pineda et al., 2016). Diperkirakan potensi produksi pada sumur X kira – kira dapat mencapai 11,000 BOPD dari total keseluruhan produksi 3 lapisan produktif. Dengan besarnya potensi ini dan kurangnya tekanan pada sumur X, membuat ESP cocok digunakan sehingga potensi tadi dapat diperoleh maka dari itu perlu dilakukan optimasi produksi lebih lanjut oleh ESP sehingga dalam penelitian ini akan dibahas lebih lanjut optimasi pompa ESP terhadap sumur X pada aliran *commingle*, lalu nantinya akan diketahui kontribusi dari setiap lapisan produktif dan pola aliran minyak berdasarkan perhitungan kurva IPR Poedjo Soekarno.

1.2 Tujuan Penelitian

1. Meningkatkan produksi minyak dengan menggunakan pompa ESP terhadap aliran *commingle* di Sumur X
2. Menghitung pola aliran minyak terhadap tekanan menggunakan metode Poedjo Soekarno

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat yang didapatkan dari penelitian ini adalah:

1. Dapat dijadikan sebagai salah satu dasar materi perkuliahan atau sebagai dasar penelitian berikutnya
2. Mampu mengedukasi pembaca tentang bagaimana pemanfaatan aliran *commingle* dan pengendalian produksinya serta hal yang terkait
3. Sebagai syarat mendapatkan gelar sarjana teknik perminyakan

1.4 Batasan Masalah

Untuk menghindari terjadinya penyimpangan dalam pembahasan penelitian ini, maka penulisan tugas akhir ini dibatasi dengan:

1. Penelitian ini mengikuti kondisi data yang didapatkan dari sumur X
2. Penelitian ini hanya berfokus pada aliran *commingle*
3. Perhitungan aliran produksi minyak didasarkan pada perhitungan kurva IPR Poedjo Soekarno
4. Penelitian ini tidak menganalisis keekonomian

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam banyak sekali tersedia di belahan dunia. Berbagai macam jenis sumber daya dapat dimanfaatkan sesuai dengan fungsinya masing – masing. Hal ini suda dijelaskan sebagaimana oleh Allah SWT dalam surat Al-An'am (6) : 1-3. Sudah seharusnya kita sebagai makhluknya bersyukur terhadap semua yang telah Allah SWT ciptakan dimana semata – mata untuk dapat kita manfaatkan, karena Allah SWT telah berfirman dalam Al-Quran barang siapa yang mensyukuri semua nikmat-Nya maka akan ditambah tapi apabila jika dia kufur maka akan mendapatkan siksa yang teramat pedih. Sebagai bentuk rasa syukur manusia, manusia haruslah memelihara dan menjaga alam yang telah memberikan keberlangsungan hidup karena hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT.

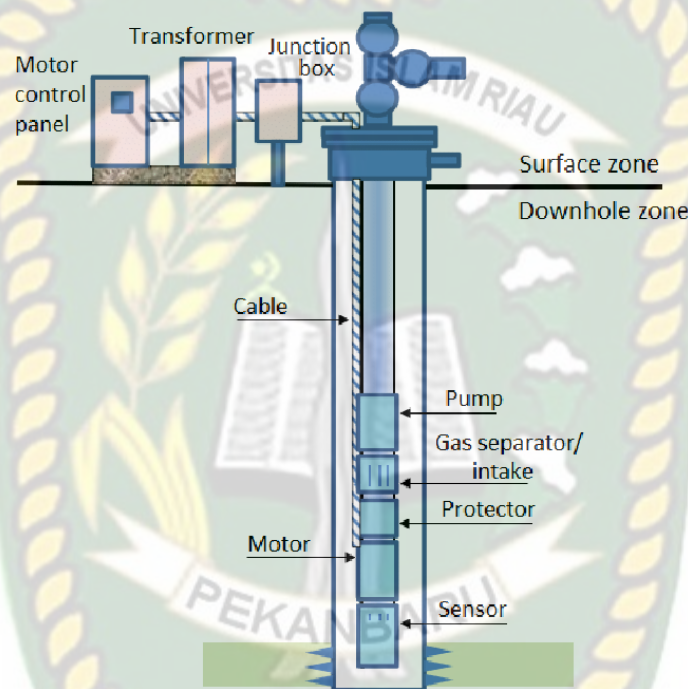
Industri minyak dan gas bumi adalah salah satu industri yang memiliki resiko paling besar dan berbahaya (Bridges & Robinson, 2020). Melakukan produksi minyak dan gas dari reservoir adalah kegiatan beresiko tinggi dan mempunyai ketidakpastian yang tinggi (Lerner et al., 2014). Produksi tidak akan selalu naik karena penurunan tekanan yang membuat produksi terus menurun sehingga perlu dilakukan pemasangan pompa (Monte Verde et al., 2021; Vieira et al., 2015). Jenis pompa yang dipasang mengikuti kondisi formasi yang ada, namun dalam penelitian ini akan fokus membahas pompa ESP (*electric submersible pump*).

2.1 ESP

Pompa submersible adalah sebuah pompa yang dimasukkan ke dalam wellbore, pompa ini digerakkan oleh motor yang bertenaga listrik. Penggunaan pompa ini adalah salah satu metode artificial lift fluida produksi yang terbukti mampu dan efektif, sehingga fluida dengan laju alir yang besar dapat terproduksi ke permukaan (H. Zhu et al., 2021; J. Zhu et al., 2016, 2018). Pompa ESP ini tersusun dari sejumlah alat berupa intake, protektor, sentrifugal pump, dan motor dengan tenaga listrik. Peralatan dijatuhkan dan ditenggelamkan di fluida yang berada di dalam sumur kemudian dihubungkan dengan tubing lalu motor dihubungkan dengan kabel yang berada di permukaan, yaitu switchboard dan

transformer. Prinsip kerja pompa ESP ini didasarkan pada prinsip sentrifugal sehingga fluida dapat naik ke permukaan melalui impeller. Fluida hidrokarbon masuk melalui impeller lalu dikumpulkan di diffuser kemudian dibuang keluar. Dengan impeller tenaga mekanis pada motor diubah menjadi tenaga sentrifugal. Fluida yang sudah dikumpulkan dalam diffuser kemudian keluar melalui pipa.

Terdapat 2 bagian pada peralatan ESP, yaitu peralatan di permukaan dan di bawah permukaan.



Gambar 2.1 ESP

Peralatan yang dipasang di atas permukaan, yaitu kepala sumur, junction box, switchboard, breaker, dan transformer. (1) Kepala sumur dipasang kabel yang dipasang seal untuk mencegah terjadinya kebocoran dan didesain dapat tahan terhadap tekanan antara 500 psi – 3000 psi. (2) Peralatan dipasang di antara switchboard dan kepala sumur sebagai tempat tersambungnyanya kabel dari bawah sumur ke switchboard. Selain itu peralatan ini dapat berfungsi untuk membuang gas yang juga ikut di dalam kabel agar tidak memicu kebakaran. (3) switchboard adalah panel kontrol kerja yang dilengkapi oleh motor controller, overload, underload protection, dan alat pencatat manual. Dapat dipakai pada kondisi tegangan 440 –

4800 volt. (4) transformer berfungsi untuk menaikkan dan menurunkan tegangan. (5) breaker digunakan sebagai penyambung dan pemutus aliran listrik.

Peralatan di bawah permukaan terdiri dari pressure testing sensing instrument, electric motor, protector, intake, pump unit, dan electric cable serta peralatan lain yang mendukung.



Gambar 2.2 Ilustrasi Peralatan ESP

Jenis formasi yang beragam dan juga berbagai masalah yang membuat produksi dapat naik hingga turun merupakan sesuatu hal yang harus diperhatikan lebih lanjut (Meng et al., 2021; Ocubalidet et al., 2020). Terlebih kepada formasi *commingle* yang sedikit dalam penyelesaian masalahnya walaupun karena formasi ini membuat efisiensi produksi meningkat (Meng et al., 2021; Ocubalidet et al., 2020). Karena diproduksi dari banyak lapisan, kita tidak tahu bagaimana kemampuan setiap lapisan untuk bisa terus memproduksi hidrokarbon sehingga perlu perhitungan lebih lanjut agar dapat diketahui masing – masing kemampuan lapisan produktif. Adanya lapisan produktif lebih dari 1 dapat terjadi karena adanya jenis batuan lain dengan permeabilitas lebih rendah yang membatasi antar lapisan tersebut, fenomena alam bawah permukaan yang membuka jalan bagi hidrokarbon

untuk terus bermigrasi atau faktor eksternal karena kegiatan eksplorasi/eksploitasi dilakukan, dan faktor lainnya. Ketika sumur dibor, aliran ini akan secara aktif mengalir menuju tekanan yang lebih rendah yaitu tekanan bawah sumur sehingga akan tercipta aliran lebih dari 1 sumber. Selain itu bagaimana menjaga agar lapisan produktif ini dapat terus berproduksi dan menjaga kestabilan jumlah produksinya juga harus dipikirkan. Dalam beberapa penanganan, penambahan fasilitas produksi permukaan dilakukan agar bisa mengatasi dan mengendalikan produksi ini. Selain itu, penurunan tekanan yang lebih cepat diakibatkan lapisan produksi yang lebih dari 1 juga merupakan suatu hal yang harus diperhatikan (Yang et al., 2019; Yong et al., 2020).

Pada penelitian yang dilakukan (Musnal & Melisa, 2016), efisiensi ESP dilakukan dengan cara perhitungan analisis sistem nodal sehingga akan diketahui bagaimana laju alir minyak pada lapangan milik PT. BOB BSP. Dengan dilakukannya analisis sistem nodal akan diketahui *range* efisiensi yang tepat dan pompa yang tepat untuk keempat sumur yang menjadi objek penelitian sehingga dapat menghindari penurunan performa pompa walaupun dari keempat sumur tersebut terdapat perbedaan nilai *stage*, *horsepower*, dan laju produksi. Kemudian pompa ESP lagi – lagi menjadi salah satu pilihan *artificial lift* yang dapat meningkatkan produksi, penelitian ini dilakukan oleh (Ariyon, 2014) dengan menggunakan metode *analytical hierarchy process* berdasarkan 3 faktor utama, yaitu ketahanan produk, pengalaman, dan reputasi serta jumlah banyaknya *maintenance*. Dasar ini dipilih karena kondisi lapangan dan kebutuhan berbeda – beda sehingga pada akhirnya perusahaan dapat memilih pompa jenis mana yang terbaik dan cocok untuk sumur mereka.

2.2 Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Kurva IPR digunakan untuk mengetahui hubungan kemampuan aliran fluida dengan perubahan tekanan. Kurva ini dibedakan menjadi 3, satu fasa, dua fasa, dan tiga fasa metode Pudjo Soekarno.

2.2.1 Satu Fasa

Pergerakan aliran dalam suatu sumur hanya satu fasa, hal ini telah dikemukakan oleh Darcy terhadap bagaimana fluida mengalir di dalam media berpori, rumus satu fasa sebagai berikut:

$$v = \frac{a}{A} = -\frac{k dP}{\mu dL}$$

Rumus yang digunakan terdapat dalam sejumlah asumsi, yaitu sebagai berikut:

- a. Aliran bagus
- b. Aliran memiliki fasa dengan satu jenis
- c. Reaksi fluida dan batuan tidak terjadi
- d. Fluida bersifat incompressible
- e. Fluida memiliki viskositas konstan
- f. Isotermal
- g. Formasi bersifat homogen dan aliran bersifat horizontal

Rumus di atas dikembangkan untuk kondisi lapangan dengan aliran radial sehingga rumus tersebut berubah bentuk menjadi:

$$q_o = 0.007082 \frac{k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

- q = Laju alir, bbl/day
 q_o = Laju alir minyak, STB/day
 h = Ketebalan lapisan, ft
 K = Permeabilitas, mD
 μ_o = Viscositas minyak
 B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
 P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psi
 P_e = Tekanan formasi pada jarak r_e, psi

2.2.2 Dua Fasa

Pergerakan aliran dalam sumur produksi adalah 2 fasa, metode Vogel mengembangkan rumus yang sederhana dan mudah digunakan, yaitu:

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

Dalam melakukan pengembangan ini terdapat sejumlah asumsi yang mendukung penggunaan rumus (3), yaitu:

- Mekanisme pendorong *solution gas drive*
- Skin* sama dengan 0
- Tekanan reservoir di bawah tekanan *bubble point* (P_b)

2.2.3 Tiga Fasa

Pergerakan aliran dalam sumur produksi adalah 3 fasa, metode Pudjo Soekarno digunakan untuk menghitung aliran ini dengan sejumlah asumsi bahwa skin sama dengan nol dan ketiga fluida (minyak, air, dan gas) berada dalam satu lapisan serta mengalir bersama pada kondisi radial.

Digunakan parameter water cut (WC) untuk mengetahui kadar air dalam suatu laju alir produksi. Parameter ini dinyatakan dalam persen. Berikut rumus metode Pudjo Soekarno:

$$\frac{q_o}{qt_{max}} = A_0 - A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

A_n adalah konstanta persamaan yang berubah nilainya sesuai dengan *water cut*.

$$A_n = C_0 + C_1 (WC) + C_2 (WC)^2$$

C_n untuk harga A_n dapat dilihat pada tabel 2.1 sebagai berikut:

| A_n | C_0 | C_1 | C_2 |
|-------|----------|----------------------------|----------------------------|
| A_0 | 0.980321 | -0.115661×10^{-1} | 0.17905×10^{-4} |
| A_1 | -0.41436 | 0.392799×10^{-2} | 0.237075×10^{-5} |
| A_2 | -0.56487 | 0.76208×10^{-2} | -0.202079×10^{-4} |

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf} = P_r} = P_1 \times \text{Exp} (P_2 P_{wf} / P_r)$$

$$P_1 = 1606207 - \ln (WC)$$

$$P_2 = -0.517792 + 0.110604 \times \ln (WC)$$

2.3 *State of The Art*

| No. | Penulis | Pembahasan dan Hasil Penelitian |
|-----|--------------------|--|
| 1. | (Shi et al., 2020) | <p>Penelitian dilakukan terhadap Sichuan Basin bagian barat laut terdapat lapisan produktif yang lebih dari 1. Dilakukan analisis model tekanan transien terhadap sumur commingle vertikal, analisis didasari menggunakan laplace transform, Besel function, Duhamel's superposition principle, dan Stehfest inversion algorithm di bawah kombinasi batas reservoir yang diidentifikasi berdasarkan kurva derivative. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kurva derivative dapat mendiagnosa Vertical Combined Boundary (VCB).</p> |
| 2. | (Guo et al., 2020) | <p>Penelitian dilakukan terhadap produksi commingle Coalbed Methane (CBM) di Bide-Santang Basin, China Selatan. Dilakukan investigasi terhadap variasi kondisi hydrogeological menggunakan analisis data hydrogeological, analisis data produksi, dan uji batuan. Hasil penelitian menyatakan beberapa saran terkait pengembangan produksi commingle CBM: (1) Jika fracturing dan drainage terhubung, permukaan air, posisi dan produksi CBM akan terpengaruh. Perhitungan sudah harus dilakukan untuk menghalangi kejadian ini. (2) Mineral yang terhubung di bagian atas dan bagian tengah-bawah seharusnya dihindari serta mineral bagian tengah – bawah lebih baik dikembangkan terlebih dahulu.</p> |

| | | |
|----|----------------------------|--|
| 3. | (Valdés et al., 2020) | <p>Penelitian dilakukan terhadap pengendalian aliran fluida dan ketidakstabilan emulsi air-minyak. Digunakan pompa ESP sebagai alat untuk mengatasi kondisi ini dan metode pemasangan berupa closed-loop. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kemampuan ESP meningkat saat fraksi air tinggi selama viskositas rendah dimana dalam hukum Newton tingginya water cut tidak mempengaruhi operasi pompa.</p> |
| 4. | (Musnal & Fitrianti, 2021) | <p>Penelitian dilakukan terhadap masalah yang terjadi akibat produksi, yaitu besarnya laju produksi air menyebabkan tangka penyimpanan tidak dapat lagi menampung air. Kelebihan air yang terproduksi juga ada yang diinjeksikan kembali menggunakan pompa injeksi air dengan tenaga pendorong berupa ESP. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penggunaan metode ini terbilang efektif sehingga terciptanya kesinambungan sejak air masuk ke penampungan hingga menuju sumur injeksi.</p> |

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian adalah serangkaian tahapan kerja yang urut untuk mempermudah kegiatan pengumpulan data yang diperlukan dalam suatu penelitian terhadap analisis permasalahan yang terjadi sehingga dapat tercapai penulisan yang jelas. Adapun metodologi penelitian yang digunakan diantaranya sebagai berikut.

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan oleh peneliti menggunakan metode penelitian studi kualitatif. Penelitian kualitatif dengan studi literatur yang berhubungan dengan pompa ESP dan formasi commingle di Sumur X. Pengumpulan sejumlah data sekunder yang dibutuhkan terkait parameter ESP dan formasi commingle. Nantinya saat data sudah berhasil dikumpulkan kemudian dilakukan perhitungan pompa ESP terhadap optimasi produksi minyak menggunakan Microsoft Excel lalu dilanjutkan dengan perhitungan untuk mendapatkan pola aliran berdasarkan kurva IPR Poedjo Soekarno sehingga tujuan penelitian ini dapat tercapai.

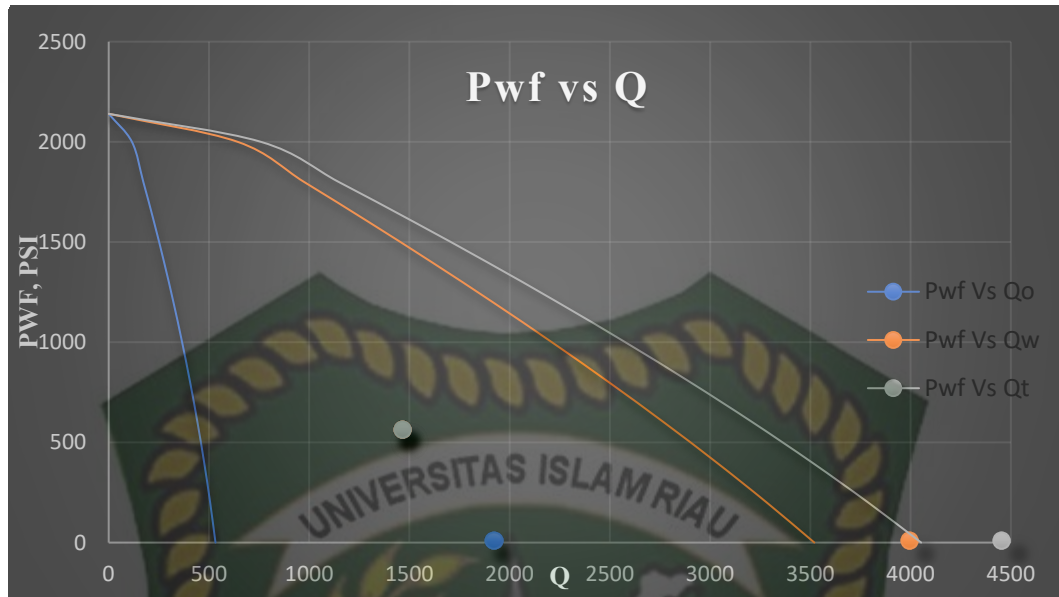
3.2 Metode Perhitungan

Digunakan metode Pudjo Soekarno untuk menghitung aliran menggunakan kurva IPR dengan rumus yang telah dibahas pada Bab 2 sebelumnya. Berikut prosedur perhitungan menggunakan metode Pudjo Soekarno

- a. Mempersiapkan data seperti P_r , P_{wf} , Q_o , Q_w , dan WC
- b. Menentukan $WC@P_{wf}=P_r$. Melakukan perhitungan P_1 dan P_2 lalu $WC@P_{wf}=P_r$.
- c. Penentuan konstanta A_n . Menghitung konstanta tersebut dimana konstanta C_n diperoleh dari tabel
- d. Penentuan q_t max.
- e. Penentuan laju produksi minyak dan air

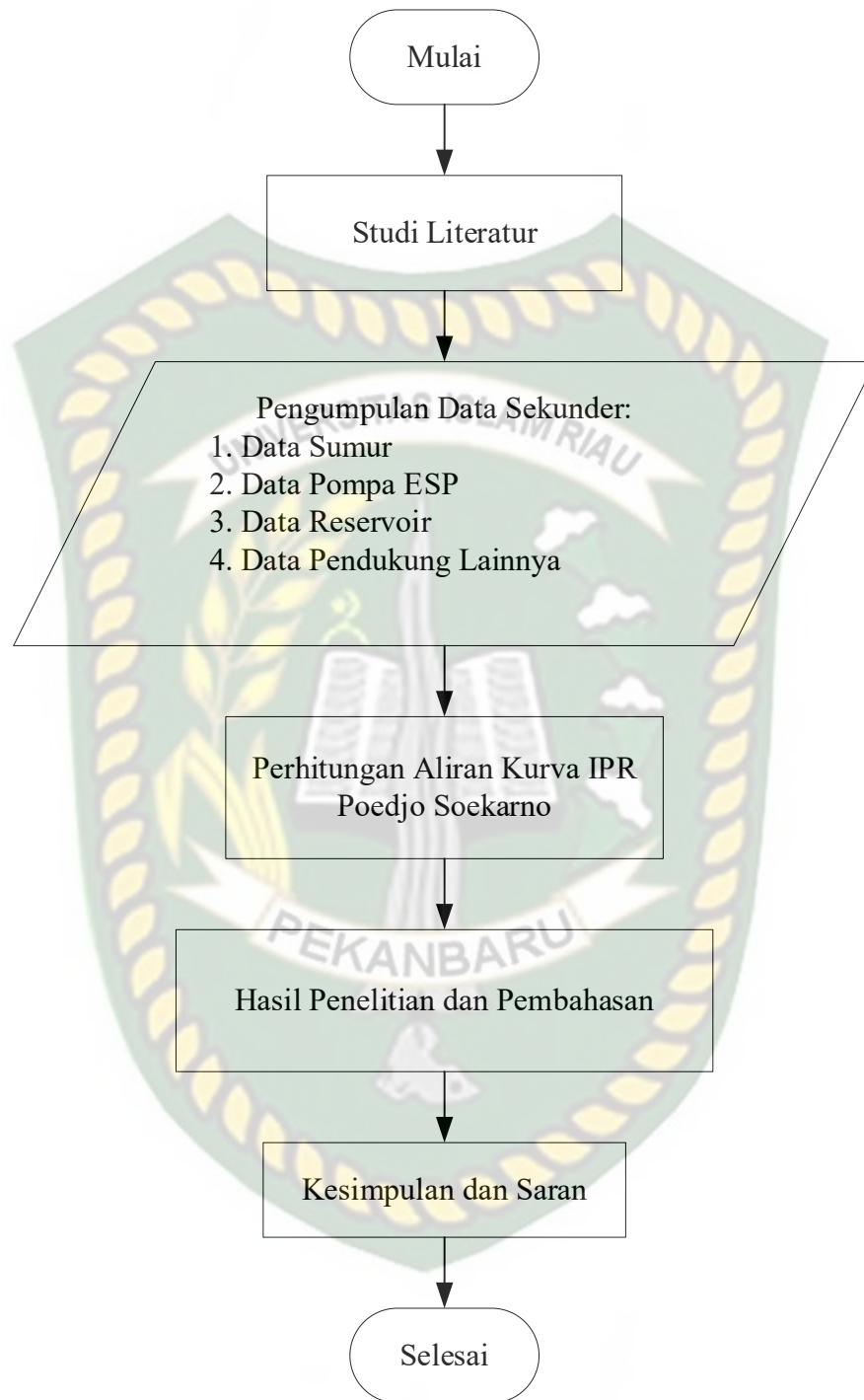
$$Q_w = \left(\frac{WC}{100 - WC} \right) \times Q_o$$

- f. Membuat tabulasi nilai Q_o , Q_w , dan Q_t terhadap berbagai nilai P_{wf}
- g. Membuat grafik antara P_{wf} terhadap Q_t .



Gambar 3.1 Kurva IPR Poedjo Soekarno

Maka akan diperoleh kurva IPR seperti yang terlihat pada Gambar 3.1. Nantinya akan diketahui kelakuan aliran terhadap tekanan baik untuk fluida minyak dan fluida air serta fluida total. Sehingga akan diketahui bagaimana pola aliran yang terjadi pada suatu sumur.

3.3 *Flow Chart*Gambar 3.2 *Flow Chart*

3.4 Deskripsi Data

Optimasi produksi dilakukan terhadap sumur X menggunakan pompa ESP dengan jenis REDA HJ252N 5.62 in dengan *pump setting depth* pada 8000 ft, *operating frequency* sebesar 60 Hz, dan *design rate* sebesar 8000 BOPD. Optimasi dilakukan pada formasi yang memiliki *properties* sebagai berikut:

Tabel 3.1 Deskripsi Data

| No. | Parameter | Value | Unit |
|-----|-----------------------|-------|---------|
| 1. | Water Cut | 80 | Percent |
| 2. | Reservoir Temperature | 185 | degF |
| 3. | Reservoir Pressure | 2000 | psig |
| 5. | Oil Gravity | 25 | API |
| 6. | Permeability | 100 | mD |

3.5 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan (12 Minggu) dari Bulan April - Juni. Adapun jadwal penelitian dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

| Kegiatan | April | | | | Mei | | | | Juni | | | |
|--|------------|---|---|---|-----|---|---|---|------|---|---|---|
| | Minggu ke- | | | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Studi Literatur | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | |
| Pengumpulan Data | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | | |
| Perhitungan Data | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | |
| Hasil dan Pembahasan serta membuat laporan hasil | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ |

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Aliran *commingle* terjadi pada sumur X dengan 3 lapisan produktif sebagai sumber aliran hidrokarbon untuk proses produksi, karena tingginya tingkat produksi yang dihasilkan dari ketiga lapisan tersebut menyebabkan penurunan tekanan menjadi lebih cepat turun sehingga perlu dilakukan *maintain pressure* salah satunya dengan cara memasang pompa, yaitu pada penelitian ini menggunakan pompa ESP. Berdasarkan *well testing* yang dilakukan pada sumur X, potensi produksi atau AOF (*absolute open flow*) sumur dapat mencapai kira – kira 11,000 BOPD. Berdasarkan data produksi sumur X sebelum dipasang ESP diperoleh kira – kira sebesar 650 BOPD dan terus turun seiring turunnya tekanan.

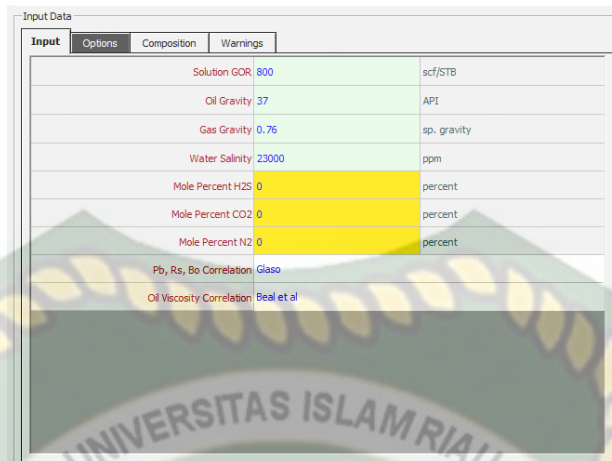
Berikut adalah langkah – langkah pengoperasian *software prosper* yang telah dilakukan pada penelitian ini:

1. Melakukan pengaturan terhadap *tab system summary* sesuai dengan penelitian terkait

| Section | Parameter | Value |
|-------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| Fluid Description | Fluid | Oil and Water |
| | Method | Black Oil |
| | Separator | Single-Stage Separator |
| | Emulsions | No |
| | PVT Warnings | Disable Warning |
| | Water Viscosity | Use Default Correlation |
| | Viscosity Model | Newtonian Fluid |
| Calculation Type | Predict | Pressure and Temperature (offshore) |
| | Model | Rough Approximation |
| | Range | Full System |
| Brine Modelling | Brine Properties Correlation | Default |
| Well Completion | Flow Type | Tubing Flow |
| | Well Type | Producer |
| Well Completion | Type | Cased Hole |
| | Sand Control | None |
| Artificial Lift | Method | Electrical Submersible Pump |
| | Type | Model Produced Oil Only |
| Reservoir | Inflow Type | Single Branch |
| | Gas Coning | No |
| User Information | Company | |
| | Field | |
| | Location | |
| | Well | |
| | Platform | |
| | Analyst | |
| | Date | Saturday, April 16, 2022 |

Gambar 4.1 *Tab System Summary*

2. Memasukkan nilai PVT untuk *fluid properties*



| Parameter | Value | Unit |
|-------------------------------|------------|-------------|
| Solution GOR | 800 | scf/STB |
| Oil Gravity | 37 | API |
| Gas Gravity | 0.76 | sp. gravity |
| Water Salinity | 23000 | ppm |
| Mole Percent H ₂ S | 0 | percent |
| Mole Percent CO ₂ | 0 | percent |
| Mole Percent N ₂ | 0 | percent |
| Pb, Rs, Bo Correlation | Glaso | |
| Oil Viscosity Correlation | Beal et al | |

Gambar 4.2 PVT Input

- Memasukkan data aliran *commingle* pada *prosper* dengan masing – masing *layer properties* yang berbeda sehingga akan diperoleh grafik IPR yang akan terlihat pada Gambar 4.3, 4.4, dan 4.5.
- Menginput *equipment* data berupa *deviation survey*, *downhole equipment*, *geothermal gradient*, dan *average heat capacities*.
- Melakukan desain pompa ESP yang didasarkan pada nilai AOF
- Menjalankan atau *running* simulasi sehingga diperoleh parameter hasil berupa produksi dan lainnya.

Menurunnya produksi dan tingginya nilai AOF serta kedalaman sumur yang mencapai 10,000 ft membuat ESP cocok untuk digunakan. Jenis pompa ESP yang digunakan adalah jenis REDA HJ252N 5.62 in dengan *design rate* sebesar 8000 BOPD. Nilai *pump setting depth* diatur pada 8000 ft dan diharapkan ESP dapat bekerja secara optimal. Setelah dilakukan optimasi menggunakan pompa ESP dapat diketahui kontribusi produksi untuk setiap lapisan produktif dengan menggunakan *software prosper*, lalu dilakukan perhitungan pola aliran terhadap tekanan menggunakan kurva IPR Poedjo Soekarno. Setelah dilakukan *running*, diperoleh hasil pengoperasian ESP sebagai berikut:

Tabel 4.1 Hasil Pengoperasian ESP

| No. | Parameter | Value | Unit |
|-----|------------------|---------|----------|
| 1. | Number of Stages | 161 | Fraction |
| 2. | Pump Efficiency | 68 | Percent |
| 3. | Motor Power | 812.7 | Hp |
| 4. | Motor Speed | 3446.68 | RPM |
| 5. | Pump Frequency | 60 | Hz |

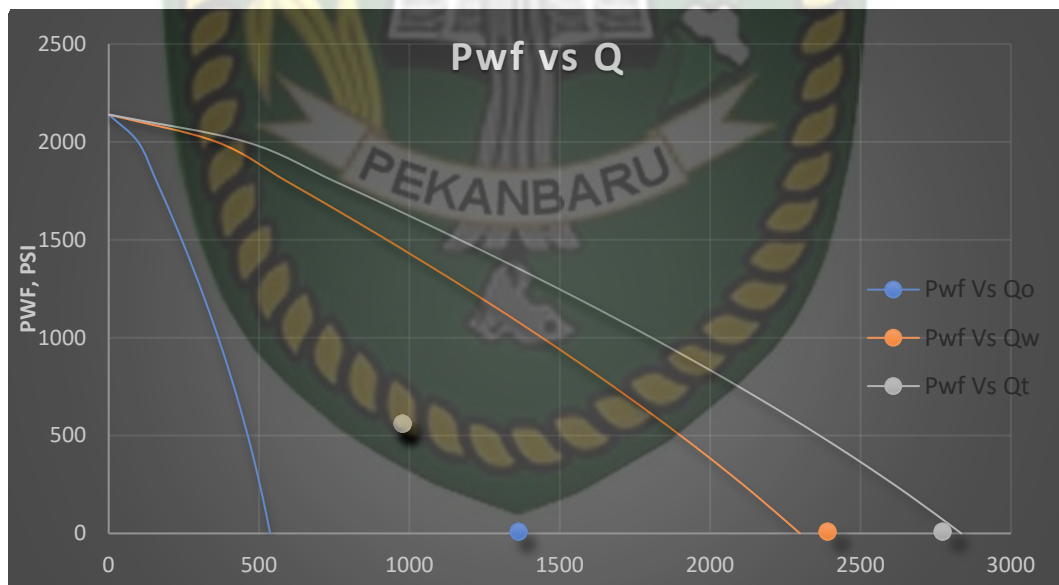
Setelah dilakukan *running* pada *software prosper* dengan *properties* formasi yang berdasarkan tabel 3.1, dapat diketahui besarnya produksi yang diperoleh dari setiap lapisan dan total produksi pada sumur X sebagai berikut.

1. Total produksi minyak sebesar 1581 BOPD dari total produksi *liquid* 7906 BPD.
2. Produksi minyak pada lapisan pertama sebesar 395 BOPD dari total produksi *liquid* lapisan pertama sebesar 1976 BPD.
3. Produksi minyak pada lapisan kedua sebesar 729 BOPD dari total produksi *liquid* lapisan pertama sebesar 3647 BPD.
4. Produksi minyak pada lapisan ketiga sebesar 456 BOPD dari total produksi *liquid* lapisan ketiga sebesar 2282 BPD.

Tekanan bawah sumur X sebesar 800 psi terjadi aliran fluida lalu masuk melalui sumur X karena adanya perbedaan tekanan dengan tekanan reservoir sebesar 2000 psi. Sumur X terdapat *water cut* sebesar 80%. Dengan diketahuinya data produksi dan parameter terkait dapat dilakukan perhitungan kurva IPR Poedjo Soekarno untuk setiap lapisan dengan tujuan mengetahui pola aliran masing – masing lapisan.

Tabel 4.2 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 1

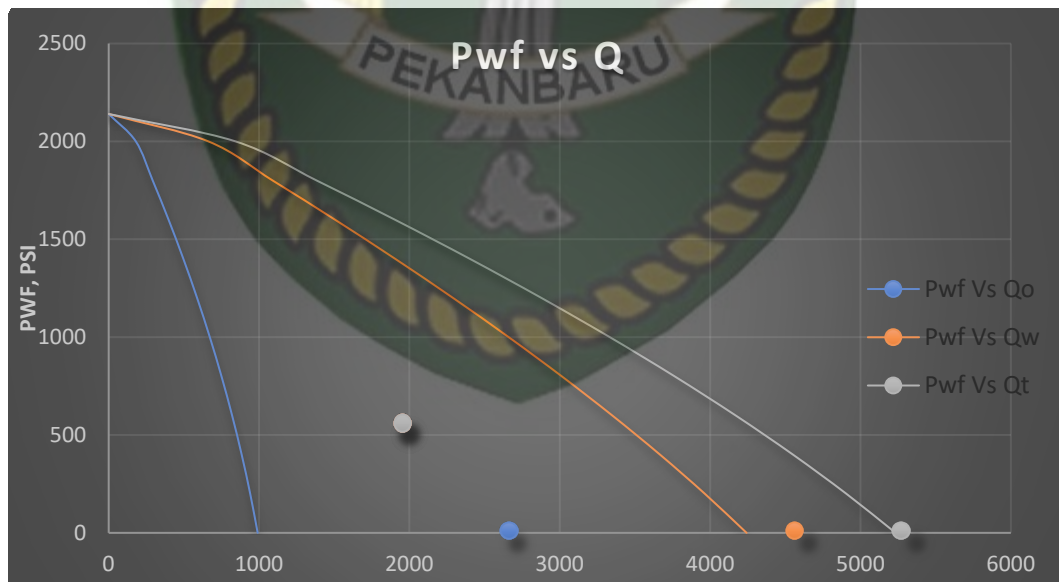
| Pwf (psi) | WC (%) | Qo (BOPD) | Qw (BWPD) | Qt (BFPD) |
|-----------|--------|-----------|-----------|-----------|
| 2140 | 78.43 | 0 | 0 | 0 |
| 2000 | 78.60 | 97.80 | 359.10 | 456.90 |
| 1800 | 78.84 | 158.63 | 591.04 | 749.67 |
| 1600 | 79.08 | 215.71 | 815.60 | 1031.31 |
| 1400 | 79.33 | 269.02 | 1032.44 | 1301.46 |
| 1200 | 79.58 | 318.57 | 1241.16 | 1559.73 |
| 1000 | 79.82 | 364.36 | 1441.37 | 1805.73 |
| 800 | 80.07 | 406.39 | 1632.63 | 2039.01 |
| 600 | 80.32 | 444.65 | 1814.49 | 2259.14 |
| 400 | 80.57 | 479.15 | 1986.47 | 2465.63 |
| 200 | 80.82 | 509.89 | 2148.08 | 2657.97 |
| 0 | 81.07 | 536.87 | 2298.77 | 2835.64 |



Gambar 4.3 Kurva IPR Lapisan 1

Tabel 4.3 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 2

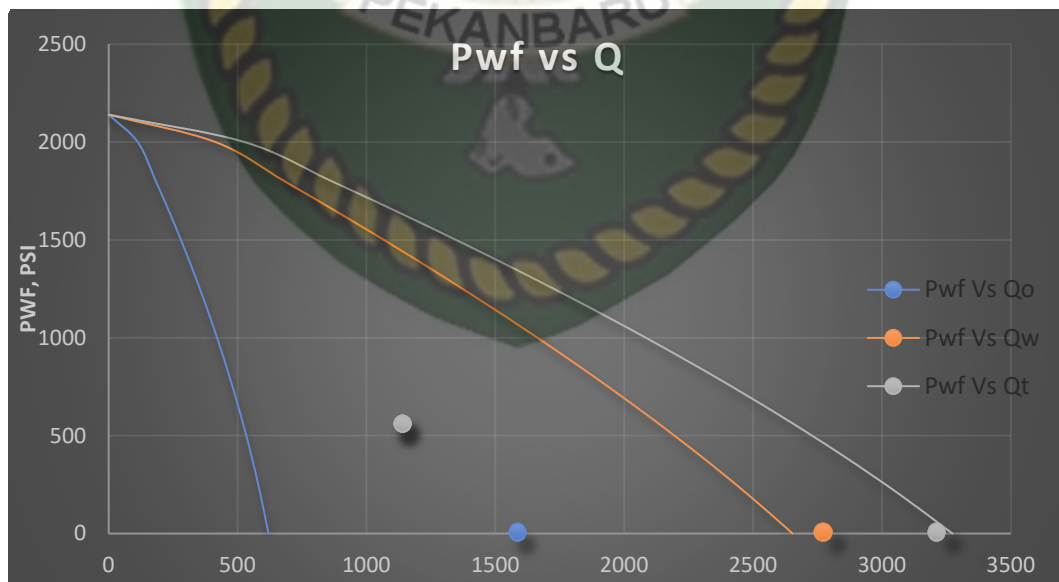
| Pwf (psi) | WC (%) | Qo (BOPD) | Qw (BWPD) | Qt (BFPD) |
|-----------|--------|-----------|-----------|-----------|
| 2140 | 78.43 | 0 | 0 | 0 |
| 2000 | 78.60 | 180.49 | 662.75 | 843.24 |
| 1800 | 78.84 | 292.77 | 1090.80 | 1383.57 |
| 1600 | 79.08 | 398.10 | 1505.25 | 1903.35 |
| 1400 | 79.33 | 496.50 | 1905.44 | 2401.93 |
| 1200 | 79.58 | 587.95 | 2290.65 | 2878.60 |
| 1000 | 79.82 | 672.45 | 2660.14 | 3332.60 |
| 800 | 80.07 | 750.02 | 3013.12 | 3763.14 |
| 600 | 80.32 | 820.64 | 3348.76 | 4169.40 |
| 400 | 80.57 | 884.31 | 3666.18 | 4550.49 |
| 200 | 80.82 | 941.05 | 3964.43 | 4905.48 |
| 0 | 81.07 | 990.84 | 4242.54 | 5233.37 |



Gambar 4.4 Kurva IPR Lapisan 2

Tabel 4.4 Laju Alir Vs Tekanan Lapisan 3

| Pwf (psi) | WC (%) | Qo (BOPD) | Qw (BWPD) | Qt (BFPD) |
|-----------|--------|-----------|-----------|-----------|
| 2140 | 78.43 | 0 | 0 | 0 |
| 2000 | 78.60 | 112.90 | 414.56 | 527.46 |
| 1800 | 78.84 | 183.13 | 682.31 | 865.44 |
| 1600 | 79.08 | 249.02 | 941.56 | 1190.58 |
| 1400 | 79.33 | 310.57 | 1191.88 | 1502.44 |
| 1200 | 79.58 | 367.77 | 1432.83 | 1800.60 |
| 1000 | 79.82 | 420.63 | 1663.96 | 2084.59 |
| 800 | 80.07 | 469.15 | 1884.75 | 2353.90 |
| 600 | 80.32 | 513.32 | 2094.70 | 2608.02 |
| 400 | 80.57 | 553.15 | 2293.25 | 2846.40 |
| 200 | 80.82 | 588.64 | 2479.81 | 3068.45 |
| 0 | 81.07 | 619.78 | 2653.77 | 3273.55 |



Gambar 4.5 Kurva IPR Lapisan 3

Kenaikan produksi sumur X dengan melakukan optimasi produksi menggunakan ESP dapat dibilang berhasil. Produksi yang sebelumnya turun menjadi 650 BOPD naik menjadi 1581 BOPD atau naik kurang lebih 3 kali lipat. Optimasi yang berhasil pada sumur X meningkatkan produksi minyak dan produksi air, dengan nilai *water cut* sebesar 80% membuat perlunya penambahan fasilitas produksi permukaan untuk pengolahan air.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Terjadi peningkatan produksi sumur X dari produksi sebesar 650 BOPD (sebelum optimasi ESP) menjadi 1581 BOPD (setelah optimasi ESP). Masing – masing produksi diperoleh sebesar 395 BOPD (lapisan 1), 729 BOPD (lapisan 2), dan 456 BOPD (lapisan 3).
2. Pola aliran fluida minyak terhadap tekanan untuk setiap lapisan produktif dapat dilihat pada Gambar 4.1, Gambar 4.2, dan Gambar 4.3

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan di atas, masih terdapat sejumlah kekurangan dalam berbagai aspek. Untuk itu, peneliti berharap pada peneliti selanjutnya agar dapat melakukan optimasi ESP dengan variasi *design rate*, jenis ESP, dan lainnya sehingga akan dihasilkan tingkat produksi yang berbeda pula. Selain itu, peneliti juga dapat melakukan peramalan produksi untuk beberapa waktu kedepan dan mengetahui seberapa lama dan efektif ESP dapat digunakan.

DAFTAR PUSTAKA

- Ariyon, M. (2014). Pemilihan Pompa Electric Submersible Pump Menggunakan Metode Analytical Hierarchy Process (Studi Kasus Lapangan Zaryka). *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 9–18. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.936>
- Bridges, S., & Robinson, L. (2020). A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing. In *A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing*.
- Bulgarelli, N. A. V., Biazussi, J. L., Monte Verde, W., Perles, C. E., de Castro, M. S., & Bannwart, A. C. (2021). Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107900.
- Galura, A. P. (2015). Analisis Perbandingan Desain Ulang ESP dan Konversi Gas Lift Pada Sumur - Sumur ESP Lapangan Jatibarang. *Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Ganat, T. A., Hrairi, M., Hawlader, M. N. A., & Farj, O. (2015). Development of a novel method to estimate fluid flow rate in oil wells using electrical submersible pump. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135, 466–475.
- Guo, C., Qin, Y., Wu, C., & Lu, L. (2020). Hydrogeological control and productivity modes of coalbed methane commingled production in multi-seam areas: A case study of the Bide–Santang Basin, western Guizhou, South China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 189(1), 107039.
- Hernandez-Sandoval, J., Gonzalez-Lopez, R., Hernandez-Rodriguez, M. A. L., & Guzmán, A. M. (2015). Localized corrosion in an electrical submergible pump (ESP). *Engineering Failure Analysis*, 53, 124–131.
- Hoffmann, A., & Stanko, M. (2017). Short-term model-based production optimization of a surface production network with electric submersible pumps using piecewise-linear functions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 570–584.
- Lerner, N., Schaab, B., Garcia, J., Bianco, D., Thomas, S., Thompson, J., & Hollan, J. (2014). Evolution of drilling and completions in the slave point to optimize

- economics. *SPE Drilling and Completion*, 29(1), 64–77.
- Liu, G., Meng, Z., Luo, D., Wang, J., Gu, D., & Yang, D. (2020). Experimental evaluation of interlayer interference during commingled production in a tight sandstone gas reservoir with multi-pressure systems. *Fuel*, 262(October), 116557.
- Liu, H., Pang, J., Wang, X., Yu, X., & Li, Q. (2011). Analysis of interlayer interference and research of development strategy of multilayer commingled production gas reservoir. *Energy Procedia*, 16(PART B), 1341–1347.
- Meng, F., He, D., Yan, H., Zhao, H., Zhang, H., & Li, C. (2021). Production performance analysis for slanted well in multilayer commingled carbonate gas reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204(January), 108769.
- Merey, S., Aydin, H., & Eren, T. (2020). Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates. *Upstream Oil and Gas Technology*, 5(August), 100023.
- Monte Verde, W., Biazussi, J., Porcel, C. E., Estevam, V., Tavares, A., Neto, S. J. A., Rocha, P. S. de M. V., & Bannwart, A. C. (2021). Experimental investigation of pressure drop in failed Electrical Submersible Pump (ESP) under liquid single-phase and gas-liquid two-phase flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108127.
- Musnal, A., & Fitrianti. (2021). Synchronization of Storage Tank Volume, Disposal Well Volume and Electric Submersible Pump (Esp) Pump Capacity in Disposal Well Field a. *Journal of Renewable Energy and Mechanics*, 4(02), 88–96.
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu. *Journal of Earth Energy Engineering*, 5(1), 42–51. <https://doi.org/10.22549/jeee.v5i1.460>
- Ocubalidet, S., Carvajal-Ortiz, H., & Gentzis, T. (2020). Post-well stimulation allocation of commingled production using geochemical fingerprinting techniques in unconventional reservoirs: A review of methods, and a case

- study of the Montney Formation, Western Canadian Sedimentary Basin. *International Journal of Coal Geology*, 224(December 2019), 103476.
- Pineda, H., Biazussi, J., López, F., Oliveira, B., Carvalho, R. D. M., Bannwart, A. C., & Ratkovich, N. (2016). Phase distribution analysis in an Electrical Submersible Pump (ESP) inlet handling water-air two-phase flow using Computational Fluid Dynamics (CFD). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 49–61.
- Shi, W., Cheng, S., Meng, L., Gao, M., Zhang, J., Shi, Z., Wang, F., & Duan, L. (2020). Pressure transient behavior of layered commingled reservoir with vertical inhomogeneous closed boundary. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 189(July 2019), 106995.
- Valdés, J. P., Asuaje, M., & Ratkovich, N. (2020). Study of an ESP's performance handling liquid-liquid flow and unstable O-W emulsions Part I: Experimental. *Chemical Engineering Science*, 223.
- Vieira, T. S., Siqueira, J. R., Bueno, A. D., Morales, R. E. M., & Estevam, V. (2015). Analytical study of pressure losses and fluid viscosity effects on pump performance during monophasic flow inside an ESP stage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 245–258.
- Yang, W., Casey, J. F., Gao, Y., & Li, J. (2019). A new method of geochemical allocation and monitoring of commingled crude oil production using trace and ultra-trace multi-element analyses. *Fuel*, 241(December 2018), 347–359.
- Yong, H., Yaohui, X., Wenxiang, H., Chunming, Z., Xiaodong, K., Yang, Z., Jie, L., Yanze, S., Hongwei, Z., Siyue, Z., & Gang, Y. (2020). The application of steranoid fingerprint compounds in the calculation of the single-layer productivity of heavy oil commingled producing wells in the Qinhuangdao 32-6 oilfield. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190(February), 107075.
- Zhu, H., Zhu, J., Lin, Z., Zhao, Q., Rutter, R., & Zhang, H. Q. (2021). Performance degradation and wearing of Electrical Submersible Pump (ESP) with gas-liquid-solid flow: Experiments and mechanistic modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200(January), 108399.
- Zhu, J., Banjar, H., Xia, Z., & Zhang, H. Q. (2016). CFD simulation and

experimental study of oil viscosity effect on multi-stage electrical submersible pump (ESP) performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, 735–745.

Zhu, J., Zhu, H., Wang, Z., Zhang, J., Cuamatzi-Melendez, R., Farfan, J. A. M., & Zhang, H. Q. (2018). Surfactant effect on air/water flow in a multistage electrical submersible pump (ESP). *Experimental Thermal and Fluid Science*, 98, 95–111.

Zhu, J., Zhu, H., Zhang, J., & Zhang, H. Q. (2019). A numerical study on flow patterns inside an electrical submersible pump (ESP) and comparison with visualization experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173(October 2018), 339–350.

