



## Optimasi Jaringan Pipa Sumur ESP Pada *Manifold A* dan *Manifold Satelite* untuk Meningkatkan Laju Aliran Minyak dan Analisis Perubahan Tekanan di Lapangan J

Putri Rizkika Ramadhanti Pedraza <sup>1\*)</sup>, Rivanya Ayuningtyas <sup>2)</sup> Eriska Eklezia Dwi Saputri <sup>3)</sup> Hadziqul Abror <sup>4)</sup>

<sup>1)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember

<sup>2)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember

<sup>3)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember

<sup>4)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember

\* corresponding email: [putririzkikaramadhantipedraza@gmail.com](mailto:putririzkikaramadhantipedraza@gmail.com)

### ABSTRACT

The wells in Field J, using Electrical Submersible Pumps (ESP), have replaced their natural flow operations. To optimize this ESP well and pipeline network, the research focuses on adjusting the ESP pump frequency within the simulator, increasing it to enhance oil flow rates. This study employs a quantitative approach, where field data is analyzed and input into a simulation model that replicates real-world conditions. The analysis encompasses changes in flow rates and pressures, comparing the base case to post-optimization simulations. The results indicate a substantial increase in the initial oil flow rate from 578 STB to 720 STB/d, with an increase of 142 STB/d, when the pump frequency is raised to 60 Hz. This frequency adjustment significantly boosts pump discharge pressure, providing the added energy needed to transport fluid to the surface.

**Keywords:** esp; esp pipeline network; production optimization; production simulation

### I. PENDAHULUAN

Model jaringan sumur mengacu pada model yang dibangun untuk memperlihatkan hubungan antara sumur-sumur minyak dan gas dan infrastruktur pendukungnya, seperti pipa dan fasilitas produksi. Model jaringan sumur berperan penting dalam meningkatkan efisiensi dan mengoptimasi produksi di Lapangan J. Menganalisis serta merancang model jaringan yang optimal dilakukan agar model jaringan sumur yang dikembangkan tidak hanya menambah hidrokarbon, tetapi juga meminimalkan resiko dan mengurangi biaya operasional. Sumur pada jaringan sumur di Lapangan J merupakan sumur-sumur tua yang tidak lagi beroperasi menggunakan natural flow, melainkan sudah menggunakan bantuan pengangkatan buatan seperti *Electrical Submersible Pump*. Optimasi model jaringan sumur dengan ESP pada Lapangan J dilakukan dengan mengubah parameter frekuensi pompa ESP pada simulator. Mengubah frekuensi pompa ESP dilakukan dengan menaikkan frekuensi pompa sehingga diperoleh peningkatan laju aliran minyak pada sumur-sumur Lapangan J.

#### 1.1 Pipeline

*Flowline* adalah bagian pipa baja yang digunakan untuk mengangkut cairan yang dihasilkan dari kepala sumur ke separator di fasilitas permukaan setelah melewati *manifold* produksi jika diperlukan [1]. *Pipeline* di fasilitas permukaan memiliki berbagai macam ukuran diameter dan panjang dan biasanya terdapat *roughness*. Semakin besar nilai kekasaran suatu pipa, maka potensi terjadinya gesekan antara fluida dan pipa akan semakin besar sehingga mengakibatkan kehilangan tekanan yang lebih besar. Selain itu, terdapat *artificial factor* yang merepresentasikan gelombang pada jalur aliran (khusus untuk mode sederhana). Gelombang biasanya digunakan untuk pipa horizontal untuk menangkap efek medan (ketidakrataan permukaan bawah) dan menghasilkan penurunan tekanan keseluruhan yang lebih tinggi karena pemukiman *liquid holdup* pada bagian miring dan lebih rendah pada bagian menurun sehingga mengakibatkan *pressure recovery* yang lebih rendah. *Pipeline* biasanya dipasang dengan jarak yang sangat jauh yang menghubungkan satu fasilitas ke fasilitas lainnya. Pipa yang digunakan dapat diletakkan di atas tanah (*above ground*), di dalam tanah (*under ground*), bahkan di dalam laut [2].

#### 1.2 Fasilitas Permukaan

Fluida dialirkan ke *manifold* yang menghubungkan beberapa sumur setelah mencapai puncak. Minyak, gas, dan air akan dipisahkan di fasilitas pemrosesan permukaan yang dekat dengan sumur daripada diangkut dalam jarak jauh sebagai fluida campuran. Cairan yang dipisahkan kemudian dipindahkan atau disimpan di tempat penyimpanan. Pengecualian yang sering terjadi ditemukan di beberapa lokasi lepas pantai, dimana produksi dari sumur bawah laut dapat dilakukan dalam jarak yang jauh tanpa mengalami pemisahan fasa [3]. Peralatan produksi di permukaan meliputi semua peralatan produksi

untuk mengalirkan fluida produksi dan memisahkan fluida produksi tersebut sebelum disimpan dalam peralatan penampung.

Perhitungan peralatan produksi di permukaan dipengaruhi oleh jenis fasa hidrokarbon, komposisi kimia hidrokarbon dan air formasi, kondisi *reservoir* dan laju produksi dimana semuanya itu akan berpengaruh terhadap besarnya *pressure drop* sepanjang *flowline*, *manifold*, dan *header*. Cadangan juga berpengaruh terhadap perencanaan pada peralatan produksi dipermukaan walaupun tidak mutlak, karena besarnya cadangan juga harus merupakan pertimbangan dalam merencanakan peralatan pemisah dan fasilitas penampung yang optimum dalam arti dapat menampung fluida produksi selama produksi berlangsung.

Perencanaan fasilitas produksi di permukaan tujuannya adalah mengontrol dan mengatur aliran fluida produksi dipermukaan, yang meliputi perencanaan jenis dan ukurannya. Fluida *Reservoir* akan mengalir ke permukaan melalui peralatan produksi bawah permukaan menuju *wellhead*, kemudian menuju ke sistem penampungan dengan melalui peralatan produksi permukaan.

### 1.3 *Pressure Drop*

*Pressure drop* merupakan suatu permasalahan yang terjadi di dalam suatu pipa yang diakibatkan adanya perbedaan tekanan diantara 2 (dua) titik dari jaringan pipa yang membawa fluida. Kecepatan fluida, tekanan gas, laju alir gas, diameter pipa, temperature, dan viskositas fluida merupakan beberapa pengaruh *pressure drop* terhadap aliran fluida didalam pipa [4]. Kecepatan yang tinggi dan viskositas yang tinggi dapat menyebabkan peningkatan *pressure drop* dan gaya gesekan juga semakin besar. Faktor-faktor yang mempengaruhi nilai *pressure drop* yaitu *friction factor*, viskositas fluida, dan panjang ekuivalen pada pipa.

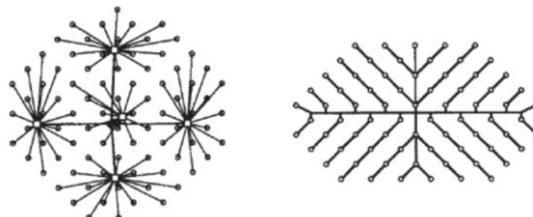
Faktor friksi atau faktor gesekan yang harus dilalui fluida dalam mengalir di dalam pipa yang bergantung terhadap kekasaran pipa, dan kondisi aliran. Faktor friksi didefinisikan sebagai gaya gesek yang terjadi antara 2 (dua) permukaan yang saling bersinggungan. Jenis dari permukaan sangat menentukan gaya gesek yang terjadi dimana permukaan yang kasar akan memiliki nilai *friction* yang lebih besar dibandingkan permukaan yang halus. Tingginya *friction factor* berpengaruh secara langsung terhadap besarnya *pressure drop* dan akan mempengaruhi besarnya tekanan yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida. Semakin besar diameter pipa maka nilai *friction factor* akan semakin besar, dan begitu juga sebaliknya [5].

Viskositas adalah ketahanan fluida terhadap aliran. Viskositas yang tinggi menjadikan aliran fluida semakin kecil sehingga tekanan yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida melalui pipa lebih besar dibandingkan fluida yang viskositasnya rendah. Dengan adanya tahanan aliran yang besar ini akan mengakibatkan *pressure drop* yang terjadi semakin besar. Viskositas berpengaruh dalam menentukan faktor friksi melalui perhitungan bilangan Reynold yang sangat berpengaruh terhadap faktor friksi dan akan mempengaruhi perhitungan *pressure drop*.

Jalur pemipaan dari sumur produksi hingga sampai ke *gathering station* terdiri dari berbagai macam belokan, elevasi, pembesaran maupun pengecilan pipa. Hal-hal tersebut dapat menyebabkan *pressure drop* terjadi pada saat fluida mengalir. Panjang ekuivalen merepresentasikan panjang yang setara untuk nilai *pressure drop* yang sama pada *fitting* dengan pipa lurus. Sehingga, seolah-olah pipa menjadi lebih panjang akibat adanya *fitting* ini namun bentuk dari pipa diasumsikan tetap lurus [6].

### 1.4 Sistem Pengumpul Permukaan

Aliran dari beberapa sumur biasanya dikumpulkan di stasiun pemrosesan pusat atau dikonsolidasikan ke dalam satu pipa di lokasi produksi minyak dan gas. Terdapat dua jenis sistem pengumpulan produksi minyak dan gas [7].



**Gambar 1. Stasiun Pengumpul Produksi Minyak dan Gas [7]**

Tekanan pada titik yang sama di mana beberapa garis aliran bertemu adalah sama untuk semua garis aliran. Dalam sistem produksi minyak dan gas, separator biasanya menjadi elemen penghubung. Karena masing-masing sumur memiliki dampak yang lebih langsung terhadap sumur di sekitarnya, dalam sistem pengumpul di mana masing-masing sumur dihubungkan ke satu pipa, laju aliran pipa sama dengan total laju aliran sumur di hulu. Tekanan masing-masing kepala sumur dalam sistem semacam ini dapat diperkirakan dengan memulai dari separator dan bergerak ke hulu. Memprediksi



kinerja jaringan sumur dalam situasi ini memerlukan pertimbangan IPR dan karakteristik *vertical lift performance* sumur dan sistem pengumpul di permukaan [3]

Sejumlah hal penting harus dipertimbangkan ketika membangun jaringan pipa jarak jauh di fasilitas permukaan minyak. Untuk mencegah kerusakan dan kegagalan pipa, pertama-tama perlu diperhatikan variasi tekanan dan suhu di dalam pipa selama perjalanan jarak jauh. Kedua, memilih material untuk pipa yang tahan terhadap tekanan internal dan korosi sangat penting untuk pemeliharaan integritas pipa dalam jangka panjang. Untuk mencegah potensi bahaya atau dampak buruk terhadap lingkungan sekitar, perlu juga dilakukan analisis yang cermat terhadap karakteristik topografi dan geologi serta kemungkinan terjadinya gangguan lingkungan. Yang terakhir, sistem pengukuran dan pemantauan yang tepat harus diterapkan untuk menjamin aliran minyak yang efektif dan aman melalui pipa-pipa panjang ini.

### **1.5 Kurva IPR (*Inflow Performance Curve*)**

Grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) digambarkan sebagai grafis kapasitas produksi suatu sumur, yang dinyatakan sebagai hubungan antara laju produksi sumur ( $q$ ) dengan tekanan lubang sumur ( $p_{wf}$ ). Menemukan Indeks Produktivitas (PI) sumur, yang secara kualitatif menggambarkan kapasitas produksi sumur, sangat penting sebelum membuat grafik IPR. Untuk membuat kurva IPR, maka diperlukan tiga data, yakni laju alir ( $Q$ ), tekanan lubang sumur ( $P_{wf}$ ), dan tekanan statis dasar sumur ( $P_s$ ). Ketiga kumpulan data tersebut masing-masing berasal dari uji tekanan dan produksi yang dilakukan pada masing-masing sumur. Berdasarkan ketiga kumpulan data ini, *Inflow Performance Relationship* (IPR) dapat dibangun untuk aliran fluida satu fasa atau dua fasa (multifasa). Indeks Produktivitas (PI) merupakan indeks yang digunakan untuk mengukur kapasitas produksi suatu sumur dalam keadaan tertentu. PI didefinisikan sebagai perbandingan laju produksi suatu sumur terhadap tekanan statis dasar sumur ( $P_s$ ) pada tekanan aliran lubang sumur ( $P_{wf}$ ) tertentu [8].

### **1.6 Analisis Nodal**

Analisa nodal diperlukan untuk mengetahui kinerja dari suatu sumur dan sebelum dilakukan optimasi pada suatu sumur. Analisa nodal merupakan suatu Teknik yang digunakan untuk menentukan hubungan antara *inflow performance relationship* (IPR) dengan *tubing intake* (TPR) atau juga yang disebut dengan *vertical lift performance* (VLP), yang dapat digunakan untuk menentukan laju produksi optimum yang terjadi dalam suatu sistem produksi [9]. Analisis nodal membagi sistem menjadi dua subsistem pada lokasi tertentu yang disebut titik nodal. Salah satu subsistem ini mempertimbangkan aliran masuk dari *reservoir* ke titik nodal terpilih atau disebut dengan *inflow performance relationship* (IPR), IPR menunjukkan hubungan antara *pressure well flow* ( $P_{wf}$ ) dengan laju alir produksi minyak. Sedangkan subsistem lain mempertimbangkan aliran keluar dari titik nodal ke permukaan atau disebut juga dengan *vertical lift performance* (VLP). Setiap subsistem memberikan kurva yang berbeda yang diplot pada grafik dengan tekanan yang sama. Kurva-kurva ini disebut kurva arus masuk dan kurva arus keluar. Titik di mana kedua kurva ini berpotongan menunjukkan titik operasi atau laju alir optimal [10].

### **1.7 Pompa ESP (*Electric Submersible Pump*)**

*Electric Submersible Pump* (ESP) adalah pompa multi-stage yang digerakkan oleh arus listrik dari permukaan dan memiliki motor yang ditenagai ke dalam fluida. *Electric Submersible Pump* adalah metode pengangkatan buatan, meskipun lebih mahal daripada metode pengangkatan buatan lainnya. Namun, karena kemampuannya untuk mencapai tingkat produksi yang tinggi, pengembalian biaya yang dikeluarkan lebih cepat. Laju produksi tertentu dapat dicapai dengan menggunakan ESP, sejenis pompa sentrifugal, untuk mengangkat cairan dari *reservoir* ke permukaan [11].

*Switchboard* digunakan untuk menyalurkan energi listrik dari trafo *stepdown* untuk mengoperasikan pompa ESP. Semua fungsi *Electric Submersible Pump* (ESP) dan kabel dikelola atau dikontrol di *switchboard*. Kabel ditempatkan di sepanjang rangkaian pompa ESP kemudian mentransfer energi listrik dari *switchboard* ke motor. Motor kemudian mengubah energi listrik menjadi energi mekanik, yang muncul sebagai gaya putar. Kemudian, poros yang digabungkan dengan kopling mentransfer putaran ini ke pompa dan *protector*. Fluida yang masuk melalui *pump intake* atau gas separator didorong ke permukaan oleh impeler pompa yang berputar beriringan dengan poros pompa. Cairan yang telah didorong secara bertahap masuk ke dalam tubing dan bergerak ke sana hingga mencapai stasiun pengumpul [12].

## **II. METODOLOGI PENELITIAN**

Metodologi penelitian ini antara lain:

### **1. Studi Literatur**

Studi literatur dilakukan untuk mempelajari dan memahami serta mengumpulkan teori – teori yang relevan dengan topik laporan kerja praktik. Untuk studi literatur yang dilakukan terkait *nodal analysis*, pompa *Electrical*

*Submersible Pump (ESP)*, model jaringan sumur, faktor-faktor yang menjadi penyebab kehilangan tekanan sepanjang sistem dan lain sebagainya yang dijadikan dasar dalam pengolahan dan analisis data.

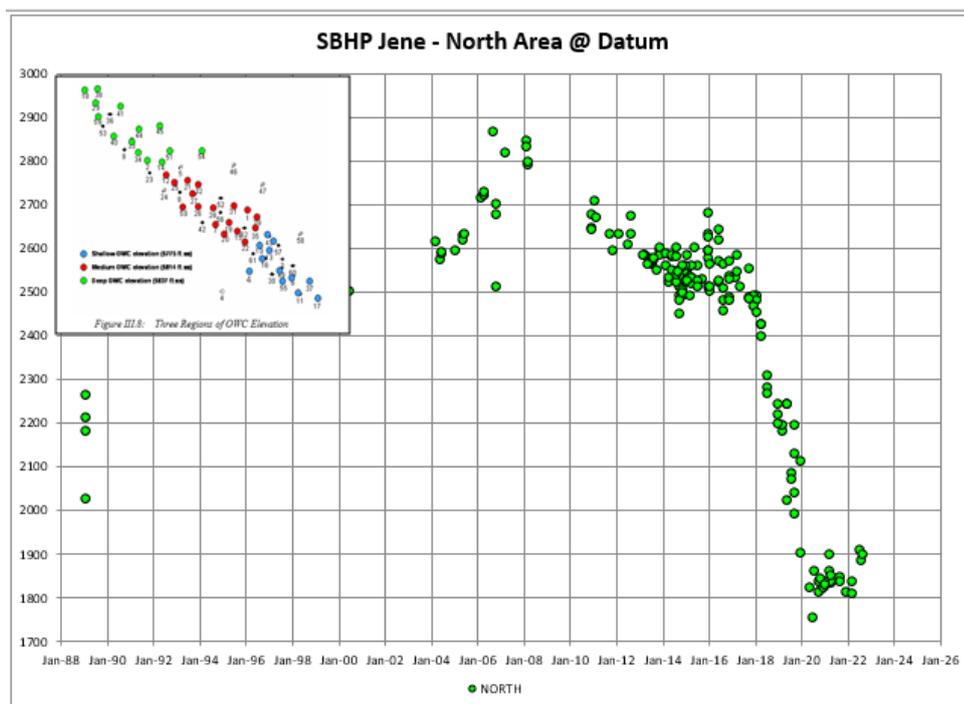
## 2. Analisis Data

Data yang ada seperti data *Piping and Instrumentation Diagram*, data *welltest*, data *sonolog*, data pompa ESP yang dipasang pada masing-masing sumur Lapangan J, dan profil tekanan *reservoir* dianalisis untuk membuat model jaringan sumur, menganalisis kehilangan tekanan yang terjadi dan laju alir sepanjang sistem, serta menentukan strategi optimasi yang tepat dari model yang telah dibuat. Terdapat banyak data uji sumur maupun *sonolog* FBHP dan yang dipilih untuk diinput pada model jaringan pipa sumur ESP adalah data yang terbaru dan paling stabil, berada pada Mei 2023. Terdapat 12 sumur dalam keadaan *flowing* dan dilakukan simulasi pada masing-masing sumur. Setelah dilakukan simulasi, dilakukan *single well matching* dari 12 sumur hasil simulasi dengan kondisi aktual di lapangan. Proses penyesuaian terus dilakukan hingga eror Q aktual dan Q simulasi adalah <10% dengan melakukan *adjustment* pada *pump rate* dan *pump head factor*. Setelah masing-masing sumur telah *matched* dengan kondisi aktual lapangan, maka dibuat model jaringan pipa sumur ESP Lapangan J yang terdiri dari 12 sumur *flowing*, 3 sumur statis yang diasumsikan sebagai *source*, dan 2 *source*. Setelah itu, dilakukan simulasi pada jaringan pipa sumur ESP tersebut dan disesuaikan dengan kondisi aktual lapangan, untuk masing-masing laju alir, tekanan FBHP, tekanan kepala sumur, dan tekanan *manifold*. Penyesuaian terus dilakukan hingga eror <7% dengan melakukan *adjustment* pada *liquid holdup* dan *friction factor*. Ketika hasil eror <7%, maka hasil simulasi model jaringan pipa sumur ESP bisa diterima dan perubahan tekanan sepanjang sistem *base case* dianalisis. Skenario optimasi produksi dengan menaikkan frekuensi pompa ESP menjadi 60 Hz diterapkan dan perubahan tekanan sepanjang sistem dianalisis.

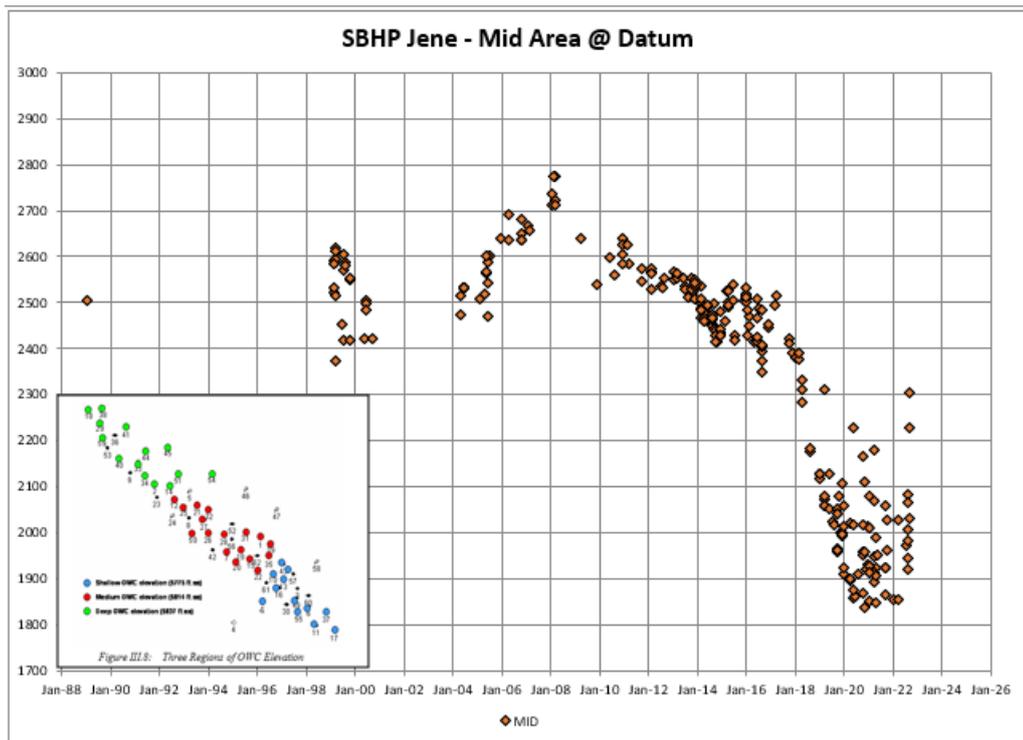
## III. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 3.1. Tinjauan Kondisi Lapangan J

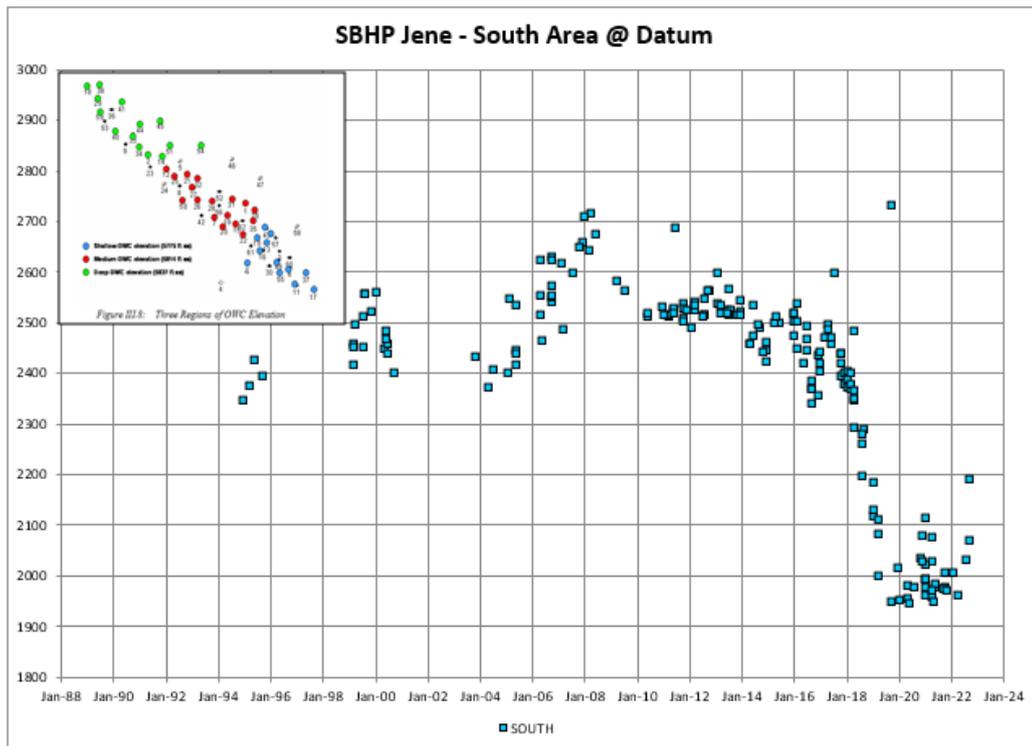
Lapangan J merupakan lapangan migas yang terletak di Sumatera Selatan dengan formasi batuan karbonat Baturaja dan ditemukan pertama kali pada tahun 1985. Setahun setelahnya, langsung dimulai kegiatan produksi. *Driving mechanism* pada lapangan ini adalah *weak water drive with water injection* di mana setahun setelah dimulainya produksi langsung dilakukan *water injection*. *Initial reservoir pressure* tercatat sebesar 2,767 psi dan seiring berjalannya waktu mengalami penurunan hingga *current reservoir pressure* tercatat sebesar 2.064 psi. Berikut merupakan profil tekanan *reservoir* pada Lapangan J.



Gambar 2a. Static Bottom Hole Pressure di Wilayah Utara



**Gambar 2b. Static Bottom Hole Pressure di Wilayah Tengah**



**Gambar 2c. Static Bottom Hole Pressure di Wilayah Selatan**

Terdapat 64 sumur di Lapangan J, di mana 36 sumur merupakan sumur produksi dan 28 sumur lainnya adalah sumur injeksi. Pada profil tekanan *reservoir*, lapangan J tersebut terbagi menjadi 3 wilayah, meliputi *north area*, *middle area*, dan *south area*. Sumur-sumur yang terletak pada wilayah utara cenderung memiliki tekanan *reservoir* yang lebih rendah.

**Tabel 1. Tinjauan Lapangan J**

**Field History**

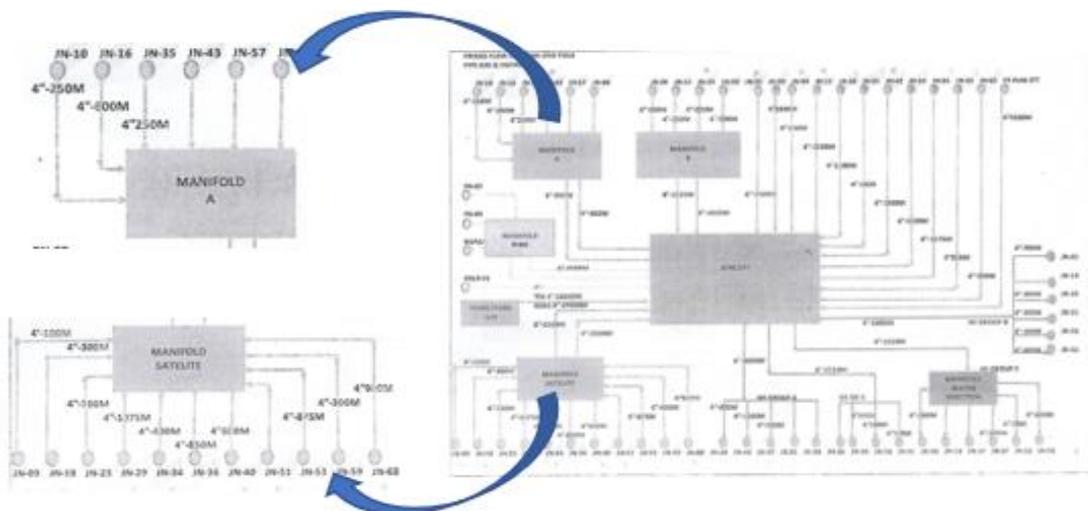
**Formation**

Baturaja Carbonate

<i>Discovery</i>	1985
<i>Start of Production</i>	1986
<i>Start of Water Injection</i>	1987
<i>PSC Term</i>	28 Nov 2013 – 27 Nov 2033
<b>Wells</b>	
<i>Producers</i>	36 (24 active, 8 shut-in, 4 TS)
<i>Injectors</i>	28 (20 active, 8 shut-in)
<b>Production</b>	
<i>Current Production</i>	837 BOPD (Mar-23)
<i>Cumulative Production</i>	59.65 MMBO (Mar-23)
<i>Current RF</i>	47.99%
<i>OOIP</i>	124.3 MMBO
<b>Reservoir Properties</b>	
<i>Average Porosity</i>	21%
<i>Permeability</i>	51-250 mD
<i>GOR</i>	395 SCF/STB
<i>Viscosity</i>	0.48 cP
<i>API Gravity</i>	35.4
<i>Driving Mechanism</i>	<i>Weak water drive with water injection</i>
<b>Reservoir Condition</b>	
<i>Initial Reservoir Pressure</i>	2,767 psi
<i>Current Reservoir Pressure</i>	2,064 psi
<i>Bubble Point Pressure</i>	1,917 psi (265 oF)
<i>Temperature</i>	240°F
<i>Datum</i>	5,720 ft-TVDSS

### 3.2 Matching Hasil Simulasi Single Well dengan Keadaan Aktual Lapangan

Pada kasus ini, sumur-sumur yang akan ditinjau adalah sumur-sumur di mana aliran fluidanya berkumpul di *manifold A* dan *manifold Satellite* yang mana kemudian berakhir di stasiun. Dari masing-masing *manifold*, terdapat 2 buah *pipeline* menuju stasiun, di mana masing-masing berukuran 4.5" dan 8.6".



**Gambar 4. Piping and Instrumentation Diagram**



Dari masing-masing sumur tersebut, terdapat beberapa data *welltest* dan FBHP sonolog di mana untuk melakukan *single well matching*, maka dipilih data *welltest* yang terbaru dan paling stabil. Data-data yang telah dipilih dapat dilihat pada tabel berikut.

**Tabel 2. Data Welltest dan Sonolog dari Masing-Masing Sumur**

<i>Well</i>	<i>Date Well Test</i>	<i>Liquid Rate</i>	<i>GOR</i>	<i>WC (%)</i>	<i>Date Sonolog</i>	<i>FBHP Sonolog (psig)</i>	<i>Reservoir pressure (psig)</i>	<i>Qmax</i>	<i>Qresult</i>	<i>Error</i>
<b>JN-10</b>	17 Mei 2023	2130	3862	99.38	28 Mei 2023	977.7	<i>south: 2208</i>	2835	2113	0.78
<b>JN-16</b>						<i>SOURCE</i>				
<b>JN-35</b>	7 Mei 2023	1680	494	95.3	27 Mei 2023	1037.3	<i>mid: 2304</i>	2247	1632	2.84
<b>JN-43</b>						<i>STATIS</i>				
<b>JN-57</b>	14 Juni 2023	2428	998	98.02	27 Mei 2023	1911.5	<i>south: 2208</i>	10749	2440	0.50
<b>JN-60</b>	24 Mei 2023	2632	431	97.27	27 Mei 2023	1874.9	<i>south: 2208</i>	10453	2492	5.33
<b>JN-09</b>	2 Mei 2023	1268	831	96.87	26 Mei 2023	1910.57	<i>north: 1915</i>	307168	1272	0.29
<b>JN-18</b>	12 Juni 2023	2476	233	96.7	10 Juli 2023	1498.5	<i>north: 1915</i>	7049	2372	4.18
<b>JN-23</b>	5 Februari 2023	1304	986	96.81	2 Februari 2023	1521.1	<i>north: 1912</i>	3925	1322	1.40
<b>JN-29</b>	29 Mei 2023	1752	345	98.18	26 Mei 2023	1308	<i>north: 1915</i>	3597	1722	1.72
<b>JN-34</b>						<i>STATIS</i>				
<b>JN-36</b>	13 Februari 2023	1448	617	96.08	16 Februari 2023	905.1	<i>north: 1912</i>	2005	1469	1.45
<b>JN-40</b>						<i>SOURCE</i>				
<b>JN-51</b>	14 Mei 2023	2728	766	96.7	26 Mei 2023	958.5	<i>north: 1915</i>	3921	2782	1.97
<b>JN-53</b>	16 Mei 2023	2096	2226	99.4	26 Mei 2023	1537.8	<i>north: 1915</i>	6524	2073	1.08
<b>JN-59</b>	10 Februari 2023	632	2746	98.79	2 Februari 2023	1568.8	<i>north: 1912</i>	2141	637	0.75
<b>JN-63</b>						<i>STATIS</i>				

Pada sumur-sumur yang ada di Lapangan J, perolehan data FBHP tidak bisa diperoleh dari *FBHP Survey*, di mana terdapat alat EMR (*Electrical Memory Recorder*) yang dimasukkan ke dalam sumur untuk merekam dan menyimpan data tekanan, kedalaman, dan temperatur. Hal ini dikarenakan sumur-sumur pada Lapangan J telah dipasang pompa ESP, di mana pompa ini akan membuat laju alir dalam sumur menjadi lebih besar sehingga ketika dimasukkan alat EMR, alat ini tidak akan bisa mencatat data kedalaman dan tekanan dengan stabil karena alat tersebut berpotensi mengalami guncangan yang signifikan akibat laju aliran yang tinggi dalam sumur.

Data FBHP pada sumur-sumur yang ada di Lapangan J diperoleh dari *sonolog test*, di mana menggunakan prinsip refleksi gelombang suara untuk menangkap kolom fluida sehingga bisa ditentukan data FBHP. Getaran dikirimkan ke dalam sumur yang mana terhubung dengan *recorder*. *Recorder* tersebut akan memberikan gambaran pola getaran yang berasal dari gas N<sub>2</sub>. Pada kasus ini terdapat sumur-sumur yang diasumsikan sebagai *source* ketika dilakukan simulasi model jaringan pipa sumur ESP. Hal ini dikarenakan pada sumur tersebut tidak terdapat data FBHP sehingga tidak bisa dilakukan nodal analysis. Selain itu, sumur-sumur yang sudah dalam keadaan statis juga akan diasumsikan sebagai *source* pada saat simulasi. *Source* ini akan dimodelkan sebagai *source* yang tidak aktif sehingga yang menjadi perhatian di kasus ini adalah hanya sumur-sumur yang aktif.

Pompa ESP dipasang pada masing-masing sumur. Kebanyakan tipe pompa ESP yang digunakan adalah REDA D2400N dengan frekuensi yang bervariasi di bawah 60 Hz. Tipe pompa ini memiliki target produksi sebesar 1500 – 3200 bbl/d pada kondisi *base frequency*. Tipe pompa ini digunakan pada sumur dengan *casing* yang memiliki diameter 5.5 inch atau lebih dan ini sesuai dengan ukuran diameter *casing* yang terdapat pada sumur-sumur di Lapangan J. Desain hidrolis yang dioptimasi dari pompa ini didasarkan pada *Computational Fluids Dynamics* (CFD). Pada tipe pompa ini terdapat sistem



bantalan radian yang dapat meminimalkan getaran dan aus. Tipe pompa ini telah dikompensasi termal sehingga memungkinkan operasi pada kondisi temperatur yang tinggi. Efisiensi tipe pompa ini mencapai 68.9%.

Setelah dilakukan instalasi pompa ESP pada masing-masing sumur, maka dilakukan *matching* pada hasil simulasi yang muncul pada *software*. Hasil simulasi yang perlu diperhatikan adalah laju alir fluida. Data hasil laju alir fluida di tabel 2 menunjukkan bahwa hasil simulasi yang dilakukan di *software* telah sesuai dengan keadaan aktual lapangan dengan error di bawah 6%.

### 3.2.1 Faktor-Faktor yang Perlu Dilakukan *Adjustment* Pada *Matching* Hasil Simulasi *Single Well*

Ketika dilakukan simulasi *single well* Lapangan J, ada beberapa kasus di mana data-data aktual lapangan yang dimasukkan pada *software* tidak menghasilkan hasil simulasi yang sesuai dengan keadaan aktual lapangan sehingga diperlukan penyesuaian (*adjustment*) beberapa faktor. Beberapa faktor yang dilakukan *adjustment* pada kasus ini adalah:

- *Head derating factor*

Faktor yang dikenal sebagai *head derating factor* menggambarkan bagaimana head dari Pompa ESP dapat diubah atau disesuaikan sebagai hasil dari variabel seperti kehilangan fluida atau perubahan dalam kondisi operasi. *Head* pada pompa ESP mengukur sejauh mana pompa dapat mengangkat atau mendorong fluida ke permukaan. Dari *factor adjustment* ini dapat disimulasikan berbagai skenario dan meningkatkan kinerja ESP dalam sistem aliran multifasa di simulasi komputer dengan mengubah *head derating factor*. Nilai *default* untuk *head derating factor* pada simulator adalah 1. Pada kasus di Lapangan J ini, *head derating factor* yang disesuaikan berada di rentang 1-2. Hal ini juga meningkatkan kemampuan pompa untuk mengatasi tekanan maupun ketinggian yang diperlukan untuk mengangkat fluida sehingga meningkatkan laju alir pada simulasi agar *matched* dengan keadaan aktual lapangan.

- *Rate derating factor*

Faktor ini digunakan untuk melakukan *adjustment* pada laju alir di *performance curve* pompa ESP. Jadi, yang awalnya pompa tersebut harus dioperasikan untuk laju alir tertentu, maka dengan menaikkan atau menurunkan *rate derating factor*, akan mengubah bagaimana *software* memodelkan laju alir pada *performance curve* pompa ESP yang berakibat pada performa sistem di simulasi. Tidak banyak sumur-sumur di Lapangan J melakukan *adjustment* pada *rate derating factor* karena hanya dengan mengubah *head derating factor*, sudah membuat hasil simulasi mendekati kondisi aktual lapangan. Selain itu, terdapat penjelasan dari panduan *software* simulator, di mana untuk pompa ESP sendiri, parameter tuning yang direkomendasikan adalah *head derating factor*. Nilai *default* untuk *rate derating factor* pada simulator adalah 1. Hanya pada sumur JN-10 dan JN-35 dilakukan *adjustment*, dengan masing-masing 1.3 dan 2. Hal ini bermakna bahwa *performance curve* pompa ESP pada kedua sumur tersebut mengalami perubahan pada laju alir yang masuk dalam *Best Efficiency Point* (BEP) di mana *software* akan memodelkan bahwa area *Best Efficiency Point* (BEP) berada pada *flowrate* yang lebih tinggi.

- *Multiphase vertical flow correlation*

Pada *software* simulator terdapat berbagai macam korelasi aliran vertikal untuk *multiphase*. Dari beberapa korelasi aliran, dipilih korelasi yang cocok dengan karakteristik sumur pada Lapangan J dan yang memiliki hasil paling mendekati keadaan aktual. Korelasi yang dipilih untuk aliran vertikal ini adalah Hagedorn and Brown. Korelasi ini cocok untuk kondisi sumur pada Lapangan J yang memiliki campuran minyak-gas dan air dengan *water cut* yang sangat tinggi dan GOR yang bervariasi.

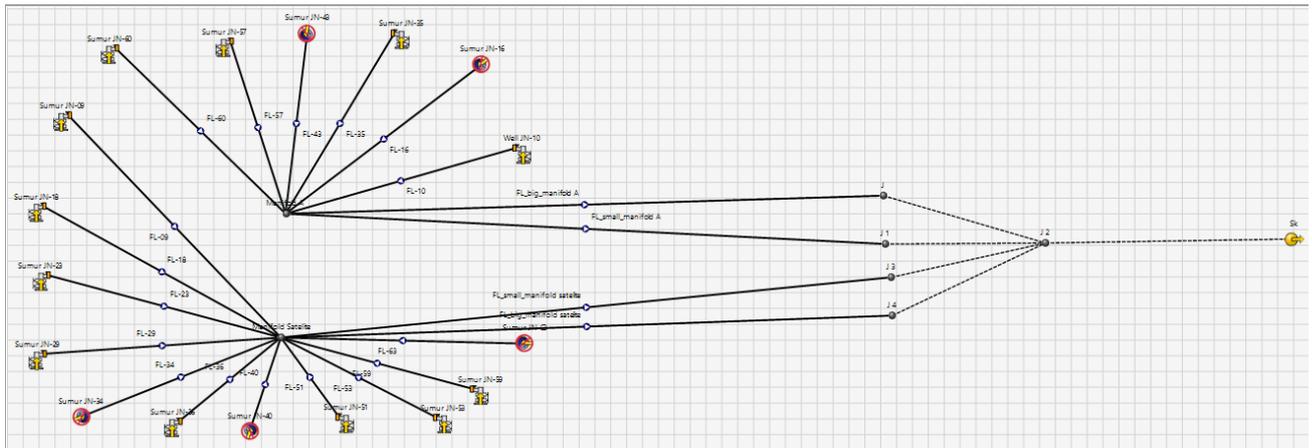
- *Vertical Multiphase Friction factor*

Pada *multiphase vertical flow correlation*, terdapat *adjustment* untuk *friction factor*. Faktor gesekan ini memperhitungkan aliran fluida yang melewati pipa dan mengindikasikan sejauh mana gesekan antara fluida dan dinding pipa mempengaruhi aliran fluida. Faktor gesekan ini berperan penting dalam perhitungan tekanan, kehilangan tekanan yang akhirnya memberikan hasil pada simulasi laju alir pada *software*. Rentang *adjustment* faktor gesekan yang diperbolehkan berdasarkan panduan *software* simulator adalah  $0 \leq fH \leq 2$ . Penurunan faktor gesekan hingga 0.01 dilakukan pada sumur JN-10, JN-18, dan JN-23, di mana ketika faktor diturunkan artinya unsur gesekan dari tekanan yang dihitung oleh korelasi akan berkurang sehingga menaikkan laju alir di simulasi. Sementara ketika faktor ini dinaikkan seperti pada sumur JN-09 dan JN-57, maka unsur gesekan yang dihitung pada simulasi akan bertambah sehingga membuat laju aliran simulasi menjadi berkurang. Faktor ini diterapkan pada sumur-sumur yang disebutkan sebagai faktor kalibrasi ketika hasil simulasi masih belum mendekati dengan kondisi aktual lapangan yang diperoleh dari berbagai metode lain.

- *Vertical Multiphase Holdup factor*

*Hold up factor* mengacu pada faktor yang digunakan untuk menghitung seberapa banyak fasa cairan atau gas yang tertahan pada aliran campuran pada suatu pipa. *Hold up factor* memiliki dampak terhadap perhitungan tekanan yang berdampak pada hasil simulasi laju alir. Rentang *adjustment hold up factor* yang diperbolehkan berdasarkan panduan *software* simulator adalah  $0 \leq HL \leq 1$ . Penurunan *hold up factor* diaplikasikan pada sumur JN-10, JN-18, JN-23, dan JN-27. Penurunan *hold up factor* fasa cairan dalam aliran *multiphase* akan menyebabkan fraksi volumetrik cairan menjadi lebih kecil, sementara fraksi volumetrik gas akan meningkat. Hal ini dikarenakan prinsip kekekalan massa di mana meskipun fraksi volumetrik fasa cairan berkurang, massa fluida akan tetap dipertahankan dengan cara fraksi volumetrik yang mengalami kenaikan. Cairan memiliki densitas yang lebih tinggi daripada gas dan membuat densitas total pada aliran menjadi berkurang sehingga laju alir menjadi meningkat. *Hold up factor* ini digunakan sebagai faktor kalibrasi untuk melakukan menghasilkan simulasi yang lebih *matched* dengan keadaan aktual lapangan jika telah diterapkan metode kalibrasi lainnya.

### 3.3 Model Jaringan Pipa Sumur ESP Lapangan J



**Gambar 5. Model Jaringan Pipa Sumur ESP Lapangan J**

Model jaringan sumur dibuat di mana terdapat 12 sumur dan 5 *source* pada model. Pada masing-masing *manifold*, yakni *manifold A* dan *manifold satellite*, terdapat 2 buah *pipeline* yang masing-masing berukuran 4.5” dan 8.6” dan berakhir di stasiun J. Keempat *pipeline* tersebut disatukan oleh junction sebelum berakhir di *sink*.

#### 3.3.1 Simulasi Base Case Jaringan Pipa Sumur ESP Lapangan J

**Tabel 3. Hasil Matching Simulasi dengan Keadaan Aktual Lapangan J**

Well	WHP_data	WHP_result	Error	Liquid Rate	Q_result_network	Error	FBHP Sonolog	FBHP_result	Error	
JN-10	95	98	3.40	2130	2116	0.67	977.7	989.92	1.25	Manifold A
JN-16										
JN-35	100	101	0.53	1680	1646	2.04	1037.3	1067.15	2.88	SOURCE
JN-43										
JN-57	140	136	3.21	2428	2590	6.67	1911.5	1890.27	1.11	Manifold Satellite
JN-60	90	96	6.78	2632	2498	5.07	1874.9	1893.01	0.97	
JN-09	113	107	5.71	1268	1290	1.74	1910.57	1910.50	0.00	Manifold Satellite
JN-18	140	134	4.56	2476	2507	1.24	1498.5	1492.70	0.39	
JN-23	130	126	2.75	1304	1335	2.34	1521.1	1510.90	0.67	Manifold Satellite
JN-29	120	126	5.06	1752	1745	0.40	1308	1310.91	0.22	
JN-34										STATIS
JN-36	130	128	1.81	1448	1481	2.27	905.1	871.93	3.66	SOURCE
JN-40										
JN-51	150	155	3.04	2728	2805	2.83	958.5	920.12	4.00	



Well	WHP_data	WHP_result	Error	Liquid Rate	Q_result_network	Error	FBHP Sonolog	FBHP_result	Error
JN-53	130	137	5.64	2096	2060	1.72	1537.8	1544.97	0.47
JN-59	125	123	1.78	632	633	0.19	1568.8	1568.09	0.05
JN-63	STATIS								

Setelah dibuat model jaringan sumur pada software, maka dilakukan simulasi keadaan aktual Lapangan J dan dilanjutkan dengan matching agar sesuai dengan keadaan aktual lapangan. Korelasi horizontal untuk *pipeline* yang digunakan di sini adalah *Beggs and Brill Revised* karena merupakan korelasi yang paling cocok ketika dilakukan simulasi. Korelasi *Beggs* dan *Brill* dikembangkan setelah studi aliran dua fase dalam pipa horizontal dan berinklinasi. Korelasi ini didasarkan pada peta rezim aliran yang pertama-tama ditentukan seolah-olah alirannya horizontal. Kemudian, *hold up* horizontal dihitung melalui korelasi, dan nilai *hold-up* ini dikoreksi untuk sudut kemiringan. *Beggs and Brill* ketika melakukan eksperimen ini, melibatkan dua pipa akrilik transparan dengan panjang 90 ft, yang ditarik dengan derek ke ketinggian variabel di tengahnya, untuk memodelkan aliran miring ke atas dan ke bawah dengan sudut hingga 90°. Peningkatan berikut diterapkan pada metode *Beggs and Brill Original*; (1) rezim aliran tambahan berupa aliran buih dipertimbangkan yang mengasumsikan *hold up* tanpa gesekan, (2) faktor gesekan diubah dari model pipa halus standar, untuk menggunakan faktor gesekan single-phase berdasarkan kecepatan fluida rata-rata. *Matching* dilakukan dengan memastikan bahwa data-data yang diperoleh dari hasil simulasi, berupa data tekanan *wellhead*, laju alir, dan data FBHP, sudah bisa merepresentasikan keadaan aktual lapangan. Hasil simulasi keadaan aktual lapangan yang terlihat pada tabel tersebut menunjukkan bahwa sudah sesuai dengan keadaan aktual lapangan dengan hasil eror <7%.

### 3.3.1.1 Faktor-Faktor yang Perlu Dilakukan *Adjustment* Pada *Matching* Hasil Simulasi Base Lapangan J

- *Flowline Roughness*

Nilai ini merupakan salah satu parameter yang mempengaruhi resistensi aliran fluida yang melewati pipa dan memberi pengaruh terhadap performa sistem dalam pipa. Nilai *default* untuk *roughness* dari simulator sendiri adalah 0.001 inch. Pada kasus ini, *roughness* sedikit dinaikkan menjadi 0.5 inch untuk menghasilkan hasil simulasi yang mendekati dengan kondisi aktual lapangan. Peningkatan hingga 0.5 inch ini didasarkan pada pertimbangan bahwa >95% fluida dari sumur-sumur yang ada di lapangan ini merupakan air sehingga diasumsikan dinding pipa telah mengalami korosi yang signifikan. Peningkatan faktor ini akan meningkatkan kekasaran dinding pipa yang dihasilkan dari simulasi nantinya sehingga berakibat pada penurunan laju aliran fluida yang melewati pipa karena fluida cenderung mengalami resistensi yang lebih besar untuk mengalir ketika melewati pipa yang lebih kasar. Selain itu, *software* juga akan memodelkan simulasi di mana tekanan akan mengalami sedikit penurunan karena fluida harus mengatasi resistensi yang lebih besar untuk mengalir.

- *Horizontal Multiphase Friction Factor*

Sama seperti halnya *multiphase vertical flow correlation* pada *matching* simulasi *single well*, terdapat *adjustment* untuk *friction factor*. Rentang *adjustment* faktor gesekan yang diperbolehkan berdasarkan panduan *software* simulator adalah  $0 \leq fH \leq 2$ . Pada kasus simulasi *base case* ini, kebanyakan *flowline* dari masing-masing sumur menuju *manifold A* maupun *manifold Satellite* dan 4 *flowline* dari *manifold* menuju Stasiun J yang mengalami kenaikan pada faktor gesekan di mana ketika faktor dinaikkan artinya unsur gesekan dari tekanan yang dihitung oleh korelasi akan meningkat sehingga tekanan pada kepala sumur dan *manifold* menjadi meningkat.

- *Horizontal Multiphase Holdup Factor*

*Hold up factor* memiliki dampak terhadap perhitungan tekanan yang berdampak pada hasil simulasi laju alir. Rentang *adjustment hold up factor* yang diperbolehkan berdasarkan panduan *software* simulator adalah  $0 \leq HL \leq 1$ . Penurunan *hold up factor* diaplikasikan pada 4 *flowline* dari *manifold A* dan *manifold Satellite* menuju Stasiun J. Penurunan *hold up factor* pada pipa horizontal dari *manifold* menuju stasiun akan menghasilkan simulasi di mana tekanan *manifold* menjadi meningkat. *Hold up factor* ini digunakan sebagai faktor kalibrasi untuk melakukan menghasilkan simulasi yang lebih *matched* dengan keadaan aktual lapangan jika telah diterapkan metode kalibrasi lainnya.

### 3.3.2 Analisis *Pressure Drop Base Case*

**Tabel 4. Tekanan Sepanjang Sistem**

Well	Reservoir pressure	FBHP	P @ ESP	Wellhead pressure	P @ manifold	P @ station	System DP	
JN-10	2208	989.92	1502.57	98	68	44	54	
JN-16	SOURCE							<i>Manifold A</i>



<i>Well</i>	<i>Reservoir pressure</i>	<i>FBHP</i>	<i>P @ ESP</i>	<i>Wellhead pressure</i>	<i>P @ manifold</i>	<i>P @ station</i>	<i>System DP</i>	
JN-35	2304	1067.15	1346.101	101	68	44	57	
JN-43	<i>STATIS</i>							
JN-57	2208	1890.27	2269.793	136	68	44	92	
JN-60	2208	1893.01	1766.77	96	68	44	52	
JN-09	1915	1910.50	1843.534	107	91	44	63	
JN-18	1915	1492.70	1373.267	134	90	44	90	
JN-23	1912	1510.90	1367.335	126	92	44	82	
JN-29	1915	1310.91	2001.251	126	91	44	82	
JN-34	<i>SOURCE</i>							
JN-36	1912	871.93	1607.108	128	91	44	84	<i>Manifold Satelite</i>
JN-40	<i>SOURCE</i>							
JN-51	1915	920.12	1569.744	155	91	44	111	
JN-53	1915	1544.97	1614.072	137	91	44	93	
JN-59	1912	1568.09	1962.04	123	91	44	79	
JN-63	<i>STATIS</i>							

Analisis *pressure drop* pada *base case* dilakukan untuk melihat seberapa besar penurunan tekanan yang terjadi di Lapangan J pada kondisi saat ini, terutama perbedaan tekanan dari kepala sumur hingga stasiun J. Dari tabel hasil tersebut terlihat bahwa tekanan dari *reservoir* hingga lubang sumur mengalami penurunan. Namun, *discharge pressure* di titik pompa ESP mengalami peningkatan karena fungsi pompa ESP sendiri yang berfungsi untuk meningkatkan tekanan sehingga bisa menaikkan laju alir. Penurunan tekanan yang terjadi dari kepala sumur hingga ke stasiun J juga tidak begitu besar.

### 3.4 Optimasi Produksi di Lapangan J: Kenaikan Frekuensi Pompa ESP Hingga 60 Hz (*Base Frequency*)

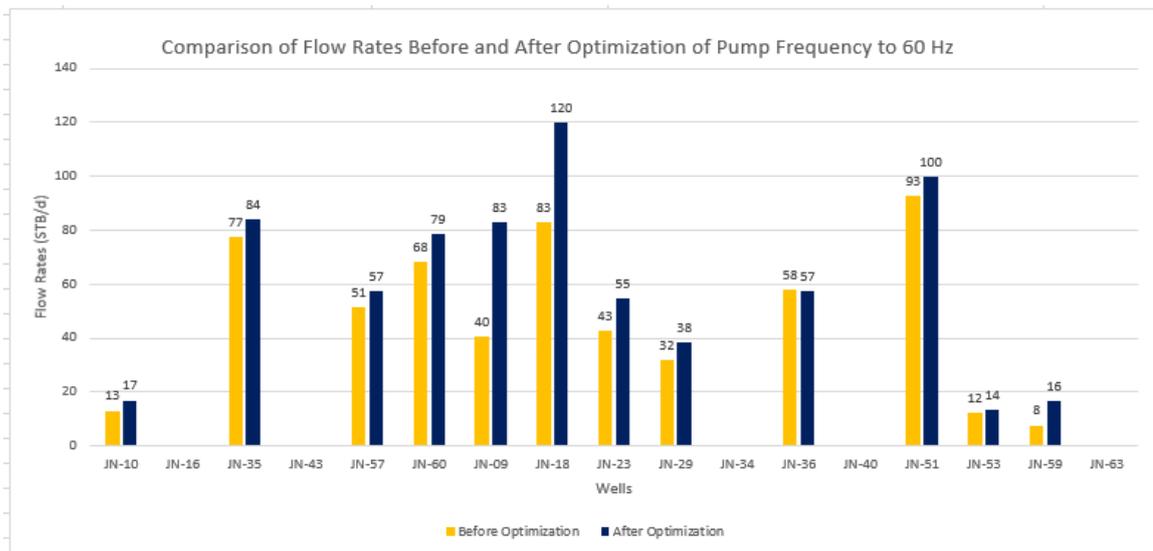
Pompa ESP dirancang untuk beroperasi pada frekuensi 60 Hz karena kemampuannya telah dianalisis secara efektif dan dioptimalkan pada kondisi frekuensi ini. Pada skenario optimisasi produksi kali ini, peningkatan frekuensi pompa hingga 60 Hz diaplikasikan pada jaringan sumur Lapangan J ini karena memiliki frekuensi operasi yang konsisten dan seragam memungkinkan pompa ESP dapat bekerja secara massal dengan desain yang konsisten. Hal ini juga memungkinkan untuk pergantian komponen yang lebih mudah tanpa perlu mengubah pengaturan atau sistem pengkabelan.

**Tabel 5. Hasil Optimasi Kenaikan Frekuensi Pompa di 60 Hz**

<i>Well</i>		<i>Liquid rate (STB/d)</i>	<i>Oil rate (STB/d)</i>	<i>P @ manifold</i>		<i>Liquid rate (STB/d)</i>	<i>Oil rate (STB/d)</i>	<i>P @ manifold</i>	
JN-10		2116	13	68		2728	17	75.5	
JN-16									
JN-35		1646	77	68		1788	84	361.4	
JN-43									
JN-57	<i>BEFORE OPTIMIZATION</i>	2590	51	68	<i>PUMP FREQUENCY @ 60 Hz</i>	2901	57	75.3	
JN-60		2498	68	68		2884	79	75.3	
JN-09		1290	40	91		2654	83	119.5	
JN-18		2507	83	90		3634	120	119.5	
JN-23		1335	43	92		1720	55	119.6	
JN-29		1745	32	91		2101	38	120.3	
JN-34									
JN-36		1481	58	91		1463	57	119.5	

<b>JN-40</b>					
<b>JN-51</b>	2805	93	91	3019	100
<b>JN-53</b>	2060	12	91	2257	14
<b>JN-59</b>	633	8	91	1360	16
<b>JN-63</b>					
<b>TOTAL</b>	<b>22705</b>	<b>578</b>		<b>28508</b>	<b>720</b>

Dari tabel hasil simulasi dapat dilihat bahwa dengan menaikkan frekuensi pompa hingga 60 Hz dapat meningkatkan laju alir minyak hingga 720 STB/d dengan kenaikan sebesar 142 STB/d. Peningkatan ini merupakan peningkatan yang cukup signifikan untuk optimisasi produksi di lapangan ini. Peningkatan yang cukup signifikan tersebut dapat dilihat pada grafik berikut.



**Gambar 6. Grafik Perbandingan Laju Alir Sebelum dan Sesudah Optimasi Kenaikan Frekuensi Pompa di 60 Hz**

Frekuensi operasi pompa ESP berhubungan langsung dengan kecepatan putaran motor yang terdapat dalam pompa tersebut. Hal ini menyebabkan ketika frekuensi dinaikkan, maka putaran motor dalam pompa tersebut juga menjadi lebih cepat dan berdampak bagus pada laju fluida dalam sumur yang akan diangkat. Hal ini dibuktikan dengan hasil simulasi yang bisa dilihat pada tabel di bawah ini, menunjukkan bahwa *discharge pressure* pada pompa mengalami peningkatan yang lumayan signifikan sehingga bisa membantu fluida terangkat ke atas dengan lebih mudah. Tekanan lubang sumur terlihat mengalami penurunan. Hal ini tentu dikarenakan ketika frekuensi pompa dinaikkan maka *pressure drawdown* juga akan semakin besar dan hal inilah yang memudahkan fluida terangkat ke permukaan. Dalam simulasi skenario ini, tekanan *wellhead* dan tekanan pada *manifold* juga mengalami kenaikan karena kenaikan laju alir fluida yang dikirimkan dari pompa ESP sehingga membuat tekanan pada *wellhead* dan *manifold* menjadi lebih besar. Tekanan pada separator telah diatur sebesar 44 psig sehingga tidak terjadi perubahan pada separator, namun terjadi penurunan tekanan pada pipa dari *manifold* menuju stasiun yang lebih besar karena laju aliran fluida yang dikirimkan dari *manifold* yang memiliki tekanan lebih besar sehingga menyebabkan banyaknya terjadi gesekan antara pipa dan fluida.

Kemudian, jika dilihat pada sumur JN-36, ketika dilakukan simulasi untuk melihat dampak peningkatan frekuensi hingga 60 Hz, laju alir minyak terlihat mengalami penurunan. Hal ini tentu dikarenakan pada sumur tersebut, kondisi secara aktual di lapangan memang sudah terpasang pompa ESP dengan frekuensi 60 Hz. Selain itu, peningkatan frekuensi hingga 60 Hz ini dilakukan secara serentak pada seluruh sumur di mana sumur-sumur lain mengalami peningkatan frekuensi dan menyebabkan laju aliran naik, sementara pada sumur JN-36 ini, laju alir mengalami penurunan sedikit akibat adanya interferensi antar sumur. Terlihat pada tabel hasil simulasi bahwa ketika dinaikkan frekuensi pompa, tekanan lubang sumur (FBHP) mengalami penurunan, sementara tekanan FBHP pada sumur JN-36 mengalami kenaikan sedikit. Hal inilah yang menyebabkan sejumlah minyak yang seharusnya mengalir ke sumur ini, namun cenderung pergi ke sumur-sumur lain yang mengalami penurunan pada tekanan FBHP-nya. Dengan kata lain, dalam skenario ini secara tidak langsung hanya sumur JN-36 yang tidak dinaikkan frekuensinya, sementara seluruh sumur yang lain mengalami peningkatan frekuensi sehingga menimbulkan adanya interferensi antar sumur.



Tabel 6. Tekanan Sepanjang Sistem Setelah Dilakukan Optimasi Kenaikan Frekuensi Pompa di 60 Hz

Well	Reservoir pressure	FBHP	P @ ESP	Wellhead pressure	P @ manifold	P @ station	System DP	
JN-10	2208	264.92	1520	113	75	44	69	<i>Manifold A</i>
JN-16								
JN-35	2304	902.53	1652	396	361	44	352	
JN-43								<i>Manifold Satellite</i>
JN-57	2208	1849.01	2319	148	75	44	104	
JN-60	2208	1840.32	1803	109	75	44	65	
JN-09	1915	1905.72	2018	141	119	44	97	
JN-18	1915	1265.02	1423	177	119	44	133	
JN-23	1912	1376.79	1425	166	120	44	122	
JN-29	1915	1156.10	2061	167	120	44	123	
JN-34								
JN-36	1912	890.31	1635	155	119	44	111	
JN-40								
JN-51	1915	806.60	1937	505	446	44	461	
JN-53	1915	1505.51	1657	173	121	44	129	
JN-59	1912	1067.77	2002	154	119	44	110	
JN-63								

#### IV. KESIMPULAN

Peningkatan frekuensi pompa hingga 60 Hz yang merupakan *base frequency* dapat menaikkan laju alir lumayan signifikan, sebesar 142 STB/d. Namun, pada sumur JN-36, hasil simulasi menunjukkan bahwa laju alir mengalami penurunan diakibatkan pada sumur tersebut memang telah terpasang pompa dengan frekuensi 60 Hz di lapangan secara aktual. Kenaikan frekuensi pompa 60 Hz secara serentak di sumur-sumur lain menimbulkan interferensi antar sumur yang membuat laju alir di sumur JN-36 mengalami penurunan sedikit. Perubahan tekanan sepanjang sistem pada *base case* dan setelah dilakukan optimasi berbeda, di mana tekanan keluaran pompa setelah dioptimasi meningkat cukup signifikan yang memberikan tenaga tambahan untuk mendorong fluida ke permukaan. Tekanan FHBP ketika dilakukan optimasi juga lebih rendah dibandingkan sebelum optimasi, di mana *drawdown pressure* menjadi lebih meningkat sehingga memberikan tenaga tambahan dalam mendorong fluida dari lubang sumur. Tekanan kepala sumur dan *manifold* lebih tinggi daripada saat kondisi *base case*. Hal ini dikarenakan tekanan yang mendorong fluida dari pompa ke kepala sumur hingga *manifold* meningkat signifikan.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Guo, B. et al., 2017, Petroleum Production Engineering Second Edition, Gulf Professional Publishing, United States.
- [2] Swardika, A, Y, P., 2014. Analisa Tegangan Dan Defleksi Pipa Dengan Software Caesar II Verso 5.00 Pada Jalur Main Steam Pipe di PT. PJB Unit Bisnis Jasa Operating & Maintenance PLTU Pacitan. *Jurnal of UMY Repository*, Vol. 94 (76)
- [3] Economides, M., J., Hill, A. D. and Ehlig-Economides, C., 2009, Petroleum Production System, Prentice Hall, Venezuela.
- [4] Syarif, J., 2019. Penentuan persamaan faktor gesekan baru dengan menggunakan metode regresi multi variable bertolak ukur pada persamaan faktor gesekan. *Jurnal Polimesin*, Vol. 2(1) pp. 85-94.
- [5] Subagyo, R., 2011. Analisis Faktor Gesekan Pada Pipa Lurus Dengan Variasi Debit Aliran. *Jurnal Teknologi Technoscintia*, pp. 237-242.
- [6] Ghurri, A., 2015, Aliran Fluida Internal dan Eksternal, Teknik Mesin Udayana, Bali.



- [7] Szilas, P. A., 1975, Production and Transport of Oil and Gas, Elsevier Science, Hungary.
- [8] Brown, K. E., 1980, The Technology of Artificial Method Volume 4, The Petroleum Publishing Co, Tulsa Oklahoma.
- [9] Hermadi, G., 2013. Analisa Sistem Nodal dalam Metode Artificial Lift. *Jurnal Forum Teknologi*, Vol 06 (2) pp. 1-8.
- [10] Awal, M. R. and Heinze, R. L., 2009. A New Nodal Analysis Technique Helps Improve Well Completion and Economic Performance of Matured Oil Field, SPE Production and Operations Symposium.
- [11] Giuliani. And Francis, A., 1982. Introduction to Oil and Gas Technology, IHRDC, Boston USA.
- [12] Sujarmo, W. I., 1995. Buku Rangkuman Tentang Electrical Submersible Pump Disadur Dalam Bahasa Indonesia, Pabelokan.