EVALUASI PERFORMANCE *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*: STUDI PERBANDINGAN *EMPIRICAL CALCULATION* VS *SOFTWARE SIMULATION*

Mochammad Ferdian Al Farisi[1], Erdila Indriani[1*], Gerry Sasanti Nirmala[1], Muhammad Rasyid Ridho[2]

[1]Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Jawa Tengah, Indonesia
[2]PHE Hulu Energi OSES, Operation & Production, RDTX Square, DKI Jakarta, Indonesia
**E-mail*: *erdila.indriani@esdm.go.id*

ABSTRAK

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja sistem *Electric Submersible Pump* (*ESP*) pada sumur produksi minyak di Lapangan X melalui perbandingan antara perhitungan manual menggunakan metode *Beggs & Brill* di *Excel* dan simulasi menggunakan perangkat lunak produksi (*software*). Tujuan utama penelitian ini adalah menilai tingkat akurasi serta efektivitas kedua metode dalam menggambarkan kondisi aktual lapangan. Perhitungan manual dilakukan dengan pendekatan empiris berbasis korelasi aliran dua fase, sedangkan simulasi menggunakan *software* mempertimbangkan karakteristik fluida yang lebih kompleks, termasuk *slip gas–cair*, perubahan densitas, serta faktor gesekan dinamis di sepanjang *tubing*. Hasil analisis menunjukkan bahwa laju alir fluida yang diperoleh dari metode manual sebesar 606 STB/D dan dari simulasi sebesar 619 STB/D, dengan selisih hanya sekitar 2–3% dan deviasi keseluruhan 3–5%. Perbedaan kecil ini menegaskan bahwa metode manual masih cukup akurat digunakan sebagai verifikasi awal dan sarana pemahaman dasar sistem aliran fluida, sedangkan simulasi menggunakan *software* memiliki keunggulan dalam memberikan hasil yang lebih representatif, efisien, dan sesuai dengan kondisi lapangan yang sesungguhnya. Kombinasi kedua metode ini memberikan dasar analisis yang komprehensif dalam evaluasi performa *ESP* dan optimasi sistem produksi migas.

Kata kunci: Beggs and Brill*, Electric Submersible Pump,* Evaluasi Produksi, Laju Alir Fluida, *Nodal Analysis*, Tekanan Sumur

1. PENDAHULUAN

Lapangan X merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi lepas pantai yang telah berproduksi dalam jangka waktu yang cukup lama sehingga mengalami penurunan tekanan reservoir secara signifikan. Penurunan tekanan ini menyebabkan laju produksi fluida menurun dan tidak mampu lagi mengalir secara alami ke permukaan. Untuk mengatasi hal tersebut, diterapkan sistem *artificial lift* berupa *Electric Submersible Pump* (*ESP*) sebagai solusi pengangkatan buatan yang terbukti efektif dalam mempertahankan dan meningkatkan produksi minyak mentah. Sistem *ESP* bekerja dengan prinsip pompa sentrifugal bertingkat, di mana fluida dipaksa bergerak dari bawah ke atas melalui serangkaian *impeller* dan *diffuser*. Teknologi ini mampu meningkatkan efisiensi aliran fluida dari reservoir ke permukaan sekaligus memperpanjang umur produksi lapangan. Selain itu, inovasi terbaru seperti *ESP-R (Redesigned)* juga telah dikembangkan untuk menghadapi kondisi lapangan yang lebih berat, seperti sumur berpasir, kandungan gas tinggi, dan tekanan rendah. Penerapan desain ulang ini terbukti mampu

meningkatkan efisiensi pompa serta mengurangi kegagalan mekanis akibat abrasi partikel padat [1].

Hubungan antara tekanan dasar sumur dan laju produksi fluida dikenal sebagai *Inflow Performance Relationship (IPR)*, yang menggambarkan kemampuan reservoir dalam mengalirkan fluida ke dalam sumur produksi. Salah satu metode yang paling umum digunakan untuk menentukan kurva *IPR* adalah metode Vogel yang dikembangkan khusus untuk sumur bertekanan di bawah *bubble point pressure*. Metode ini mampu memberikan prediksi laju produksi yang lebih akurat karena mempertimbangkan efek gas terlarut dalam minyak yang mempengaruhi aliran fluida di sekitar zona perforasi [2]. Di sisi lain, terdapat pula *Outflow Performance Relationship (OPR)* yang menjelaskan hubungan antara tekanan dasar sumur dan tekanan di kepala sumur (*wellhead pressure*), dengan memperhitungkan rugi tekanan akibat gesekan, perubahan energi kinetik, dan efek gravitasi di sepanjang pipa produksi. Analisis *OPR* sangat penting untuk menentukan desain sistem produksi yang efisien serta memastikan tekanan dasar sumur tetap dalam kondisi optimum sehingga mampu mendukung laju produksi yang diinginkan [3].

Lebih lanjut, kemampuan sistem perpipaan dalam mengalirkan fluida dari dasar sumur ke permukaan dijelaskan oleh *Vertical Lift Performance (VLP)*. Kinerja *VLP* sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor utama seperti gaya gravitasi, rugi gesekan, perubahan densitas fluida, serta temperatur sepanjang kolom fluida. Analisis *VLP* memungkinkan insinyur produksi untuk memahami distribusi tekanan pada berbagai kedalaman dan menentukan kondisi operasi yang ideal bagi sistem produksi [4]. Sifat-sifat aliran fluida di dalam pipa juga ditentukan oleh bilangan *Reynolds* dan kekasaran relatif dinding pipa yang membedakan apakah aliran bersifat laminar atau turbulen. Semakin tinggi bilangan *Reynolds*, semakin dominan gaya inersia terhadap gaya viskos, yang mengarah pada peningkatan rugi tekanan akibat turbulensi [5]. Untuk memperoleh hasil evaluasi sistem produksi yang lebih komprehensif, digunakan metode *Nodal Analysis* yang menggabungkan kurva *IPR* dan *VLP*. Melalui pendekatan ini, diperoleh titik kerja optimum (*operating point*) yang menunjukkan keseimbangan antara kemampuan reservoir dalam mengalirkan fluida dan kapasitas sistem produksi untuk mengangkatnya ke permukaan. Metode ini juga umum digunakan untuk mengevaluasi performa *ESP* melalui analisis tekanan *intake* dan *discharge* pompa [6].

Prinsip kerja *ESP* sendiri didasarkan pada kombinasi antara *impeller* dan *diffuser* yang disusun secara bertingkat. *Impeller* berfungsi meningkatkan energi kinetik fluida dengan mempercepat laju alirnya, sedangkan *diffuser* berperan mengonversi energi kinetik tersebut menjadi energi tekanan. Dengan menambah jumlah tahap (*stages*) pompa, tekanan yang dihasilkan dapat ditingkatkan sesuai kebutuhan operasional. Dalam sistem produksi minyak, pengangkatan fluida dari reservoir dapat terjadi secara alami (*natural flow*) apabila tekanan reservoir masih cukup besar, atau dengan bantuan sistem *artificial lift* ketika tekanan reservoir sudah tidak mampu mendorong fluida ke permukaan [7].

Salah satu perangkat lunak yang sering digunakan untuk menganalisis sistem produksi minyak dan gas adalah *software* yang dikembangkan oleh Schlumberger. *Software* ini berfungsi sebagai simulator aliran multifasa yang mampu memodelkan sistem produksi mulai dari dasar sumur hingga fasilitas permukaan. Melalui perangkat lunak ini, pengguna dapat melakukan analisis *IPR*, *VLP*, *ESP*, serta optimasi sistem produksi dengan mempertimbangkan parameter-parameter seperti tekanan, temperatur, laju alir, kedalaman pompa, dan efisiensi sistem [8]. Selain itu, *software* memungkinkan pengguna untuk melakukan simulasi dinamis terhadap jaringan perpipaan dan fasilitas permukaan dengan mempertimbangkan karakteristik fluida (*PVT data*), efek korosi, hingga fenomena *gas–liquid slip*, sehingga hasil simulasi menjadi lebih representatif terhadap kondisi lapangan yang sesungguhnya.

Dalam perhitungan rugi tekanan pada sistem aliran multifasa di sumur atau pipa produksi, salah satu metode yang paling banyak digunakan adalah metode *Beggs & Brill*. Metode ini dikembangkan berdasarkan hasil penelitian empiris terhadap aliran dua fase (*gas–cair*) di pipa dengan berbagai kemiringan, baik vertikal, horizontal, maupun miring. Keunggulan utama metode ini adalah kemampuannya menghitung rugi tekanan secara akurat pada berbagai kondisi aliran, termasuk *slug flow*, *stratified flow*, *bubble flow*, dan *annular flow*. Selain itu, metode *Beggs & Brill* mampu mengakomodasi variasi densitas dan viskositas fluida akibat perubahan tekanan serta temperatur sepanjang pipa [9]. Karena sifatnya yang sederhana dan dapat diterapkan secara luas, korelasi *Beggs & Brill* menjadi salah satu metode paling populer dalam perhitungan *Vertical Lift Performance (VLP)* dan digunakan dalam perangkat lunak simulasi produksi seperti *software* simulasi dan *PROSPER* untuk keperluan desain dan optimasi sistem produksi minyak dan gas bumi [10].

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja sistem produksi sumur dengan *Electric Submersible Pump (ESP)* menggunakan dua pendekatan berbeda yaitu perhitungan manual dengan metode *Beggs & Brill* dan simulasi dengan *software* Schlumberger, serta memvalidasi tingkat kesesuaian hasil keduanya terhadap data lapangan aktual. Pendekatan ini tidak hanya menilai deviasi hasil antara metode manual dan digital, tetapi juga memberikan pemahaman ilmiah tentang penyebab perbedaan tersebut serta implikasinya terhadap akurasi perancangan dan optimasi sistem *ESP*. Dengan demikian, penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan untuk validasi metode perhitungan kinerja *ESP* pada lapangan minyak bertekanan rendah dan mendukung peningkatan efisiensi sistem produksi di industri migas.

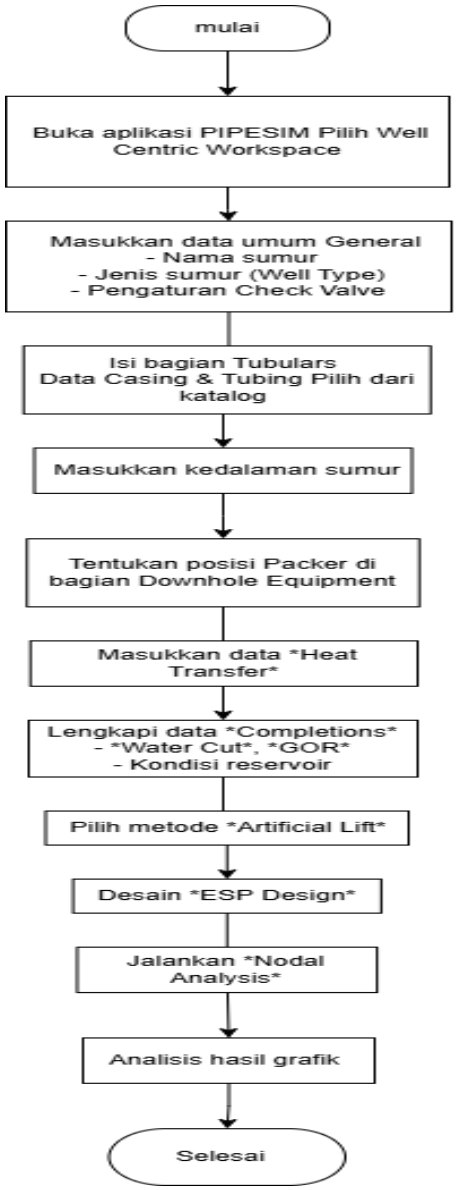
2. METODE

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan Juli hingga September 2025 di wilayah kerja Lapangan X, dengan fokus pada satu sumur produksi minyak yang telah mengalami penurunan tekanan reservoir. Data yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari hasil pengukuran lapangan yang diperoleh melalui kerja sama dengan tim operasi *PHE Hulu Energi OSES* serta data historis produksi yang diambil dari *daily report* dan *well test*. Parameter utama yang digunakan meliputi tekanan dasar sumur (*bottom-hole pressure*), tekanan kepala sumur (*tubing head pressure*), kedalaman sumur, *gas–oil ratio (GOR)*, *water cut (WC)*, viskositas, densitas fluida, serta karakteristik peralatan bawah permukaan seperti kedalaman penempatan pompa (*pump setting depth*), ukuran *tubing*, dan konfigurasi *packer*.

Untuk melengkapi data lapangan, penelitian ini menggunakan beberapa asumsi perhitungan, yaitu bahwa aliran fluida dianggap berada dalam kondisi tunak (*steady-state flow*), komposisi fluida dianggap homogen pada setiap segmen perhitungan, serta efek *slip gas–liquid* dan perubahan densitas akibat variasi temperatur diabaikan pada metode manual. Selain itu, efisiensi pompa diasumsikan konstan sepanjang proses simulasi. Validasi hasil dilakukan dengan membandingkan nilai tekanan dan laju produksi yang diperoleh dari kedua metode terhadap data aktual lapangan, khususnya pada parameter *producing bottom-hole pressure* (PBHP) dan *static bottom-hole pressure* (SBHP), sehingga tingkat akurasi masing-masing metode dapat dinilai secara kuantitatif.

Gambar 1 adalah diagram alir analisa menggunakan software. Langkah awal dilakukan dengan membuka aplikasi *software* produksi dan memilih *Well Centric Workspace* untuk memodelkan satu sumur secara fokus. Selanjutnya dilakukan pengaturan bagian *General* seperti *Well Type* dan *Check Valve*, serta pengisian data *Tubulars* (casing dan *tubing*) dari katalog yang tersedia. Kedalaman sumur diatur melalui *Deviation Survey*, diikuti penentuan posisi *packer* pada *Downhole Equipment*. Tahap berikutnya adalah memasukkan data *Heat Transfer* untuk

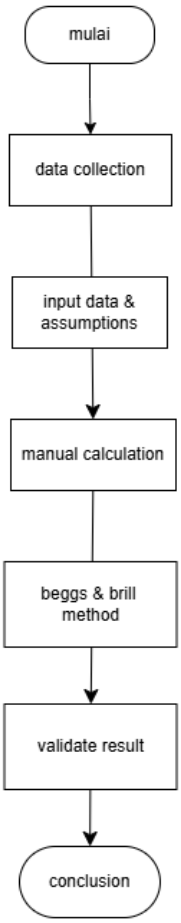
menggambarkan perpindahan panas fluida, serta melengkapi bagian *Completions* dengan data *Water Cut* dan *Gas–Oil Ratio (GOR)* agar representasi kondisi reservoir lebih akurat. Setelah data dasar terisi, dilanjutkan ke tahap perancangan *Artificial Lift* dengan memilih sistem *Electric Submersible Pump* (ESP) yang sesuai dengan karakteristik tekanan reservoir rendah. Pada bagian ESP *Design*, data hasil perhitungan dari *Excel* dimasukkan untuk dicocokkan dengan ESP *Performance Curve*, sehingga diperoleh rekomendasi pompa yang sesuai. Langkah selanjutnya yaitu menjalankan *Nodal Analysis* dengan memasukkan *outlet pressure* dan melakukan simulasi penuh. Hasil simulasi berupa kurva tekanan dan laju alir fluida dibandingkan dengan hasil perhitungan manual untuk menilai akurasi model.



Gambar 1. Diagram Alir Analisa Menggunakan *Software*

Gambar 2 adalah diagram alir analisa dengan metode manual, digunakan perhitungan empiris *Beggs & Brill* melalui *Microsoft Excel*. Tahap awal meliputi penyusunan data dasar, antara lain diameter dan panjang pipa, sudut kemiringan, laju alir minyak, gas, dan air, densitas, viskositas, tekanan awal, serta temperatur. Data tersebut disusun dalam *sheet* khusus *fluid*

properties. Langkah berikutnya adalah menghitung kecepatan aliran masing-masing fluida dan kecepatan total campurannya, menentukan *liquid holdup* (H_l) menggunakan korelasi *Beggs & Brill*, serta mengidentifikasi *flow regime* dengan fungsi logika *IF* di *Excel* (misalnya *stratified*, *slug*, *bubble*, atau *annular flow*). Kemudian dihitung *friction factor* berdasarkan *Reynolds number* dengan mengambil nilai dari *Moody chart*. Tahap akhir meliputi perhitungan tiga komponen penurunan tekanan, yaitu akibat gesekan, gravitasi, dan percepatan, yang dijumlahkan untuk memperoleh total *pressure gradient*. Dari hasil ini, dibuat profil tekanan terhadap kedalaman untuk menggambarkan perubahan tekanan dari dasar sumur ke permukaan. Hasil akhir dibandingkan dengan data lapangan (*PBHP* dan *SBHP*) untuk menilai deviasi model.



Gambar 2. Diagram Alir Metode Manual

3. PEMBAHASAN

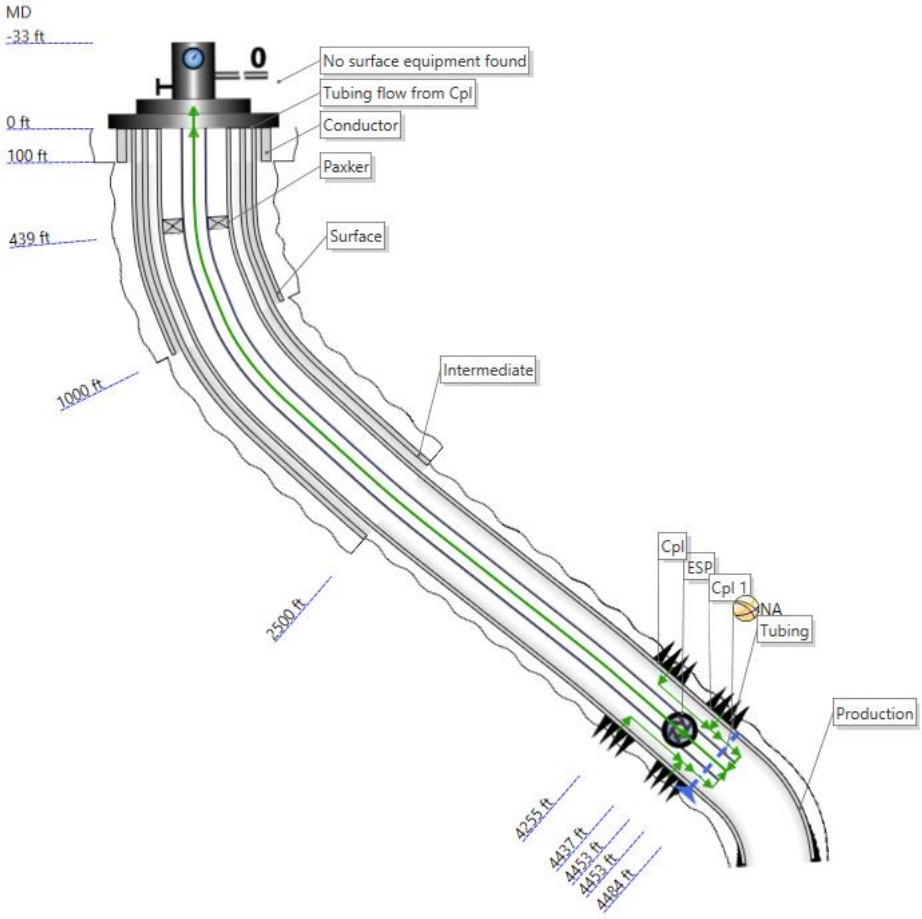
Penelitian ini membandingkan hasil perhitungan antara metode manual menggunakan *Excel* dengan korelasi *Beggs & Brill* dan hasil simulasi menggunakan *software* produksi untuk menilai tingkat akurasi dan efektivitas analisis sistem produksi minyak dan gas. Secara umum, hasil menunjukkan bahwa kedua pendekatan memberikan nilai yang relatif konsisten dengan data lapangan, dengan perbedaan hanya sekitar 2–3%.

Gambar 3 menunjukkan skema penampang sebuah sumur produksi minyak yang dilengkapi dengan sistem *artificial lift* berupa ESP. Sumur ini memiliki beberapa lapisan pelindung (*casing*) yang terdiri dari *conductor*, *surface*, *intermediate*, dan *production casing* yang berfungsi menjaga kestabilan lubang bor serta mencegah kontaminasi antar formasi. Pada bagian

atas, terdapat *wellhead* sebagai penghubung antara sistem permukaan dan bawah permukaan, dengan aliran fluida yang keluar melalui tubing. Di kedalaman sekitar 100 ft, terpasang *packer* untuk memisahkan tekanan antara annulus dan tubing sehingga aliran fluida dapat diarahkan dengan baik menuju permukaan.

Bagian tengah hingga bawah sumur menunjukkan jalur *tubing* yang membawa fluida dari zona produksi di kedalaman sekitar 4437–4484 ft. Di area ini juga terpasang ESP, yaitu pompa listrik bawah permukaan yang berfungsi mengangkat fluida dari reservoir menuju permukaan ketika tekanan alami reservoir sudah tidak mencukupi. Komponen tambahan seperti *coupling (Cpl)* dan *NA Tubing* tampak menghubungkan pompa dengan jalur produksi utama. Secara keseluruhan, Gambar 1 menggambarkan sistem produksi sumur dengan konfigurasi ESP yang lengkap, mulai dari peralatan permukaan, rangkaian pipa, hingga zona produktif reservoir.

Dari sisi implikasi teknis, deviasi yang relatif kecil (2–3%) menunjukkan bahwa metode manual tetap layak digunakan untuk verifikasi awal desain sistem produksi, terutama pada tahap perencanaan konseptual (*conceptual design*). Namun, untuk kegiatan *troubleshooting*, optimasi ukuran pompa, dan evaluasi performa jangka panjang, metode simulasi lebih disarankan karena mampu memperhitungkan perubahan sifat fisik fluida secara dinamis. Selain itu, *software* memungkinkan analisis sensitivitas terhadap parameter seperti laju produksi, ukuran *tubing*, atau kedalaman pompa, yang sulit dilakukan secara manual.



Gambar 3. Schematic Sumur X Melalui *Software*

Perbandingan hasil menunjukkan bahwa tekanan kepala sumur (*tubing head pressure,* THP) dari perhitungan manual adalah 265 psi, sedangkan hasil *software* mencapai 270 psi dengan deviasi 1,85%. Laju alir fluida hasil manual sebesar 606 STB/D dan simulasi *software*

sebesar 619 STB/D, dengan selisih 2,1%. Perbedaan kecil ini menunjukkan bahwa metode manual masih cukup akurat untuk digunakan sebagai verifikasi awal, walaupun tidak sekomprehensif hasil simulasi digital. Dalam sistem dengan bantuan ESP, *software* menghasilkan *head* sebesar 34.500 ft dan efisiensi pompa 70%, sedikit lebih tinggi dibandingkan hasil manual yaitu 34.200 ft dan 67%. Deviasi ini terutama disebabkan oleh dua faktor utama yaitu *software* menggunakan *pump performance curve* dari pabrikan sehingga dapat menggambarkan karakteristik pompa lebih realistis dan perhitungan *software* memperhitungkan efek *slip gas–liquid*, variasi densitas fluida akibat tekanan dan temperatur, serta *pressure drop* yang lebih rinci di sepanjang *tubing*.

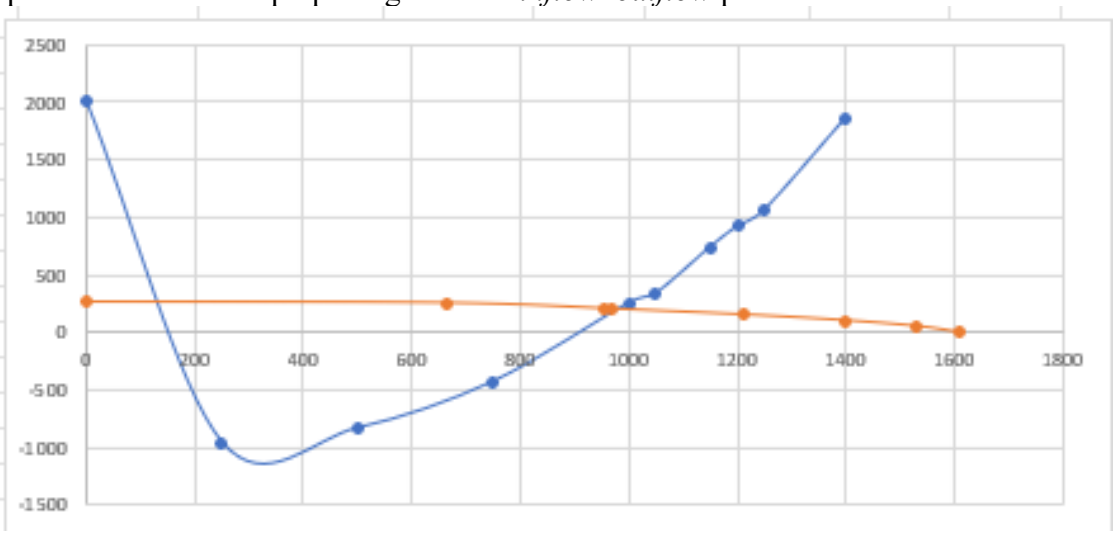
Secara ilmiah, deviasi antara kedua metode mencerminkan perbedaan pendekatan fisik dan matematis dalam model fluida dua fase. Metode *Beggs & Brill* menggunakan persamaan empiris hasil uji laboratorium dengan batasan kondisi tertentu, sehingga cenderung mengasumsikan homogenitas aliran dan konstanta densitas fluida sepanjang kolom pipa. Sebaliknya, simulasi *software* berbasis *multiphase flow correlation* modern (misalnya *Beggs & Brill*, *Mukherjee & Brill*, atau *Duns & Ros*) dapat menyesuaikan kondisi tekanan dan temperatur aktual di setiap segmen pipa. Hal ini menyebabkan hasil *software* lebih mendekati kondisi lapangan.

Tabel 1. Perhitungan IPR dan VLP

Q, bpd	ΔPh, psi	ΔPf (psi)			F (Hz)	ΔPf (psi)	ΔP_{Pump}		*ΔP-Pump*	VLP	VLP *no pump*
		v, ft/s	Re	*Flow Regime*			*Head,* psi	*Stage*			
0	1679	0	0	-	0	0	0	198	0	2011	2011,1
250		0,33	6818	*Turbulent*	0,037	2,187	15		2970	-957	2,1868
500		0,67	13636	*Turbulent*	0,032	7,662	14,4		2851,2	-832	7,6624
750		1,00	20454	*Turbulent*	0,030	16,209	12,4		2455,2	-428	16,209
1000		1,33	27271	*Turbulent*	0,029	27,775	9		1782	257	27,775
1050		1,40	28635	*Turbulent*	0,029	30,448	8,6		1702,8	339	30,448
1150		1,53	31362	*Turbulent*	0,029	36,154	6,6		1306,8	740	36,154
1200		1,60	32726	*Turbulent*	0,029	39,186	5,7		1128,6	922	39,186
1250		1,66	34089	*Turbulent*	0,029	42,338	5		990	1063	42,338
1400		1,86	38180	*Turbulent*	0,028	52,170	1		198	1865	52,17

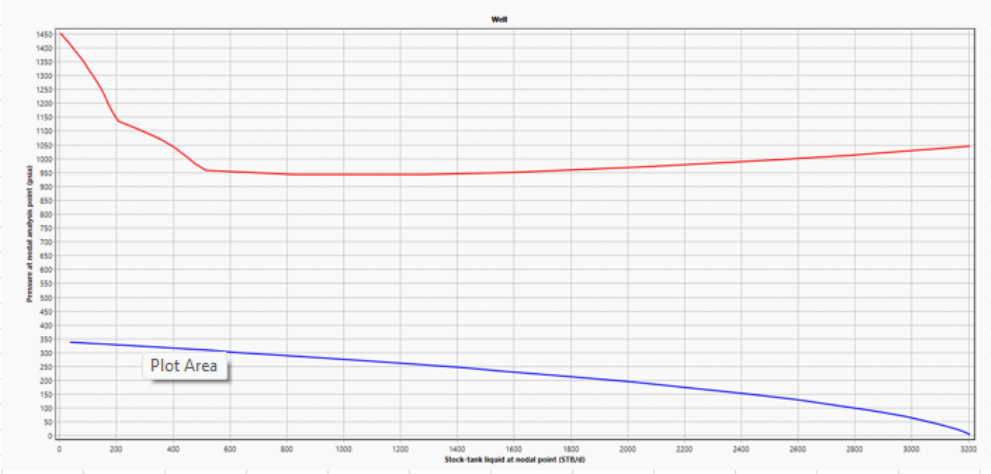
Dapat dilihat dari Gambar 4 *nodal analysis* secara perhitungan manual, menunjukkan kurva yang merepresentasikan hubungan antara tekanan pada sumbu Y dan laju alir pada sumbu X. Garis berwarna biru merupakan *Vertical Lift Performance* (VLP) memiliki bentuk kurva yang tajam dan berubah signifikan, dimulai dari nilai tekanan tinggi di awal (sekitar 2000 psi), kemudian menurun tajam hingga mencapai nilai negatif di bawah -1000 psi. Tekanan akhirnya kembali naik dan melewati titik nol (kurang lebih pada laju produksi 900–1000 BPD), lalu meningkat hingga kembali mencapai nilai positif sekitar 2000 psi. Sementara itu, garis berwarna oranye memperlihatkan *Inflow Performance Relationship* (IPR). Secara keseluruhan, titik perpotongan kedua kurva pada laju alir 950–1000 BPD menandakan keseimbangan antara

kedua parameter tersebut, sering disebut sebagai titik kerja (*operating point*) dalam analisis sistem produksi fluida atau perpotongan kurva *inflow–outflow* pada analisis nodal.



Gambar 4. *Nodal Analysis* Secara Manual

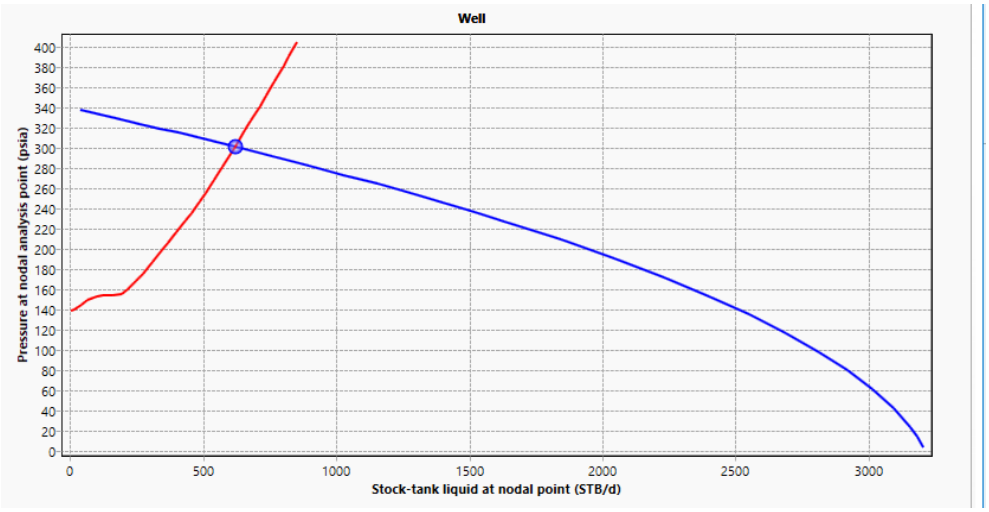
Berdasarkan Gambar 5, hasil *nodal analysis* tanpa pompa ESP memperlihatkan bahwa kurva *inflow* (garis merah) berada di atas kurva *outflow* (garis biru) namun tidak terjadi titik potong di antara keduanya. Hal ini menunjukkan bahwa tekanan reservoir yang tersedia tidak cukup untuk mengatasi kehilangan tekanan sepanjang sistem produksi, sehingga fluida tidak dapat mengalir sampai ke permukaan. Dengan kata lain, energi alami reservoir sudah tidak mampu mendorong fluida keluar dari formasi. Bentuk kurva *inflow* yang menurun tajam di awal kemudian cenderung stabil menandakan penurunan kemampuan alir akibat rendahnya tekanan reservoir, sementara kurva *outflow* yang terus menurun menggambarkan peningkatan kehilangan tekanan seiring bertambahnya laju alir. Dari hasil ini dapat disimpulkan bahwa sumur dalam kondisi *non-flowing* dan memerlukan bantuan sistem pengangkatan buatan seperti ESP agar dapat kembali berproduksi secara optimal.



Gambar 5. *Nodal Analysis* Tanpa Pompa ESP

Gambar 6 merupakan hasil *nodal analysis* pada kondisi sumur dengan bantuan ESP. Kurva *inflow* (berwarna biru) menggambarkan kemampuan reservoir dalam memasok fluida ke sumur,

sedangkan kurva *outflow* (berwarna merah) menunjukkan kehilangan tekanan dari dasar sumur hingga ke permukaan. Kedua kurva tersebut berpotongan pada satu titik yang ditandai sebagai *operating point*, yang merepresentasikan kondisi keseimbangan antara tekanan masuk dan keluar sistem. Titik potong ini menunjukkan laju alir optimum sekitar 600 STB/D dengan tekanan dasar sekitar 300 psia. Berdasarkan bentuk grafik, dapat disimpulkan bahwa dengan adanya ESP, tekanan alir di dasar sumur dapat diturunkan sehingga meningkatkan laju produksi fluida secara signifikan dibandingkan kondisi tanpa pompa. Hal ini menandakan bahwa penggunaan ESP berhasil mengoptimalkan kinerja sumur dan memperbaiki efisiensi sistem produksi.



Gambar 6. *Nodal Analysis* Dengan ESP

Pada tahap awal perhitungan manual menggunakan Excel, memasukkan data dasar seperti densitas fluida sebesar 883,73 kg/m³, tekanan dasar sumur (PBHP) 259 psi, tekanan statis (SBHP) 338 psi, laju minyak 24 BOPD, serta percepatan gravitasi 32,174 ft/s². Data ini menjadi dasar untuk seluruh tahapan perhitungan berikutnya. Selanjutnya, dilakukan perhitungan tekanan untuk menentukan selisih antara tekanan dasar sumur dan tekanan di permukaan (*tubing head pressure*) dengan menggunakan pendekatan hidrostatik yang dikombinasikan dengan faktor gesekan. Dari hasil perhitungan tersebut diperoleh nilai THP sekitar 265 psi. Kemudian, dengan menggunakan kurva IPR, diperoleh laju produksi cairan sekitar 606 STB/D, yang kemudian dibandingkan dengan hasil simulasi *software* sebesar 619 STB/D, menunjukkan perbedaan yang kecil dan dapat diterima secara teknis.

Dari analisis *nodal* (Gambar 5 dan 6), terlihat bahwa tanpa bantuan ESP, sumur berada dalam kondisi *non-flowing*, di mana kurva *inflow performance relationship (IPR)* tidak berpotongan dengan kurva *outflow performance relationship (OPR)*. Hal ini menunjukkan bahwa tekanan reservoir tidak cukup untuk mengatasi rugi tekanan sepanjang sistem produksi. Setelah pemasangan ESP, kurva *IPR* dan *OPR* saling berpotongan pada laju alir optimum sekitar 600 STB/D dengan tekanan dasar 300 psia, menandakan bahwa sistem ESP berhasil menurunkan tekanan *bottom-hole* dan meningkatkan produksi secara signifikan. Secara teknis, fenomena ini sejalan dengan prinsip yang dijelaskan oleh Brown (1980), bahwa peningkatan *drawdown pressure* melalui sistem *artificial lift* dapat menggeser titik kerja (*operating point*) ke arah laju produksi yang lebih tinggi, tanpa melampaui batas tekanan pompa.

Selanjutnya, dilakukan evaluasi terhadap performa *Electric Submersible Pump (ESP)* yang mencakup kebutuhan *head* pompa, efisiensi, dan daya yang dibutuhkan. Dari hasil perhitungan manual diperoleh *head* sekitar 34.200 ft, efisiensi pompa 67%, dan daya sebesar 145 HP, yang

hasilnya cukup mendekati simulasi *software* dengan deviasi rata-rata 3–5%. Setelah itu, Excel juga digunakan untuk menghitung distribusi tekanan terhadap kedalaman pada interval setiap 500 ft. Grafik hasil perhitungan menunjukkan hubungan tekanan yang cenderung linier karena menggunakan densitas fluida rata-rata, sedangkan hasil dari *software* lebih bervariasi dan dinamis karena memperhitungkan pengaruh slip gas-cair serta perubahan densitas sepanjang tubing, sehingga memberikan hasil yang lebih realistis terhadap kondisi lapangan sebenarnya.

$$Perhitungan\ Error\ software\ (Absolute) = \frac{\text{flow rate liqud } software - \text{flow rate liquid aktual}}{\text{flow rate liquid aktual} * 100} \quad (1)$$

$$Perhitungan\ Error\ manual\ (Absolute) = \frac{\text{flow rate liqud manual} - \text{flow rate liquid aktual}}{\text{flow rate liquid aktual} * 100} \quad (2)$$

Berdasarkan hasil perhitungan *error*, diperoleh bahwa laju alir cairan hasil simulasi *software* sebesar 620 *STB/D* hanya berbeda 14 *STB/D* dari data aktual 606 *STB/D*, sehingga menghasilkan *error* sangat kecil yaitu 0,00023%. Sementara itu, perhitungan manual menunjukkan laju alir sebesar 966 *STB/D* dengan selisih 360 *STB/D* dari data aktual, sehingga *error* yang diperoleh lebih besar yaitu 0,00594%. Hal ini menunjukkan bahwa simulasi dengan *software* lebih akurat dan mendekati kondisi lapangan dibandingkan metode manual, meskipun perhitungan manual tetap bermanfaat sebagai acuan verifikasi dan pemahaman dasar perhitungan.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan yang dilakukan, metode manual menggunakan *Excel* menghasilkan nilai laju alir cairan sebesar 606 STB/D, sedangkan hasil simulasi menggunakan *software* menunjukkan nilai 619 STB/D. Selisih antara keduanya hanya sebesar 13 STB/D atau sekitar 2%, yang menunjukkan bahwa metode manual masih cukup akurat dalam menggambarkan kondisi aktual di lapangan. Meskipun demikian, perhitungan manual memiliki kelebihan tersendiri, yaitu membantu pengguna memahami setiap tahapan proses perhitungan serta faktor-faktor yang memengaruhi hasil akhir. Namun, kelemahan dari metode ini adalah waktu pengerjaannya yang lebih lama karena setiap langkah harus dihitung secara bertahap.

Sementara itu, penggunaan *software* simulasi memberikan keunggulan dalam hal efisiensi dan kemudahan analisis. Proses perhitungan dapat dilakukan dengan lebih cepat dan hasilnya langsung disajikan dalam bentuk grafik yang mudah dipahami. Selain itu, *software* juga mendukung analisis sensitivitas, seperti mengganti ukuran *tubing* atau mengubah laju produksi untuk melihat dampaknya terhadap sistem produksi. Dalam konteks sumur X, keberadaan sistem *Electric Submersible Pump (ESP)* memiliki peran vital dalam menjaga kelangsungan produksi, sebab tanpa pompa ini sumur tidak akan mampu menghasilkan fluida ke permukaan. Secara keseluruhan, kedua metode ini saling melengkapi: perhitungan manual memberikan pemahaman teoritis dan dasar perhitungan yang kuat, sedangkan *software* lebih unggul untuk aplikasi praktis, analisis performa, dan optimasi sistem produksi di industri minyak dan gas.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] Beggs, H.D., & Brill, J.P. "*A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes"*. Journal of Petroleum Technology, 25(05), 607–617. Society of Petroleum Engineers. 1973.

[2] Brown, K.E. "*The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2a: Electric Submersible Pumps"*. Tulsa: PennWell Books. 1980.

[3] Dake, L.P. "*Fundamentals of Reservoir Engineering"*. Amsterdam: Elsevier. 1994.

[4] Economides, M.J., Hill, A.D., & Ehlig-Economides, C. "*Petroleum Production Systems"*. New Jersey: Prentice Hall. 1994.
[5] Guo, B., Lyons, W.C., & Ghalambor, A. "*Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach"*. Burlington: Gulf Professional Publishing. 2007.
[6] Schlumberger. "*PIPESIM 2015 User Guide*". Schlumberger Software. 2015.
[7] Vogel, J.V. "*Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*. Journal of Petroleum Technology, 20(01), 83–92. Society of Petroleum Engineers. 1968.
[8] Aziz, K., & Govier, G.W. "*Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas"*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 11(03), 38–48. 1972.
[9] A. A. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, 5th ed. Gulf Professional Publishing, 2019.
[10] I. Erdila, S. N. S. Rasako, and E. B. Pattikayhatu, "Evaluasi penggantian artificial lift sucker rod pump (SRP) menjadi electrical submersible pump (ESP) untuk meningkatkan produksi minyak Sumur S Lapangan Kawengan," Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi, vol. 58, no. 3, pp. 163–171, 2024, doi: 10.29017/LPMGB.58.3.1697.
[11] Barrios, G. R., & Podio, A. L. "*Comparison of Multiphase Flow Correlations for Well Performance Prediction Using Nodal Analysis".* Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 6(3), 377–390. 2016.
[12] Saleh, S., & Al-Ajmi, M. "*Optimization of ESP Performance Using Dynamic Simulation and Field Data Integration".* SPE Production & Operations, 35(2), 296–306. 2020.
[13] Brill, J. P., Mukherjee, H., & Taitel, Y. "*Multiphase Flow in Wells: Theory, Design, and Applications. 3rd ed*". Gulf Professional Publishing, Elsevier. 2021.