

ANALISIS SIMULASI RESERVOIR UNTUK OPTIMASI PRODUKSI MENGUNAKAN PENDEKATAN MODEL DINAMIS

Firdaus¹, Selvia Sarungu², Fatma³ Dharma Arung Laby⁴, Iin Darmiyati⁵

¹²³⁴⁵Departement of Petroleum Engineering, STT MIGAS Balikpapan, Indonesia

* Corresponding Author: Chatarinsilambi00@gmail.com

Abstrak

Sumur "CACI-10" adalah sumur minyak yang menggunakan sistem *Permanent Coiled Tubing Gas Lift* (PCTGL) yang baru diakses. Sumur ini mulai beroperasi pada tahun 2020 dan pertama kali berproduksi pada kedalaman 1.500 kaki dengan produksi terakhir sebesar 19 barel per hari pada 2 Januari 2022. Sumur ini memiliki nilai *In-situ Original Oil in Place* (IOIP) sebesar 800 ribu barel dan *recovery factor* sebesar 40%. Dengan adanya kompresor baru yang memiliki tekanan lebih tinggi (1000 psi), terdapat peluang untuk memperdalam titik injeksi outlet PCTGL guna meningkatkan produksi. Pemasangan ulang PCTGL diusulkan untuk memperdalam titik injeksi tersebut. Penelitian ini menggunakan simulator perangkat lunak komersial untuk menganalisis desain PCTGL pada sumur "CACI-10". Dengan menggunakan analisis nodal yang menggabungkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dua fasa dengan metode Vogel dan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP), didapatkan hasil bahwa dengan injeksi gas sebesar 0.9 juta standar kaki kubik per hari, sumur ini dapat menghasilkan 109.9 barel minyak per hari. Simulasi lebih lanjut menunjukkan potensi untuk memperdalam titik injeksi PCTGL hingga kedalaman 3.000 kaki, dengan injeksi gas sebesar 1.3 juta standar kaki kubik per hari dan hasil minyak yang sama. Simulasi yang dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak komersial mengintegrasikan analisis nodal yang menggabungkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dua fasa dengan metode Vogel dan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP). Hasil simulasi menunjukkan bahwa dengan injeksi gas sebesar 0.9 juta standar kaki kubik per hari, produksi minyak dapat meningkat menjadi 109.9 barel per hari. Selain itu, penelitian ini juga menemukan potensi untuk memperdalam titik injeksi PCTGL hingga kedalaman 3.000 kaki, yang dapat mempertahankan tingkat produksi yang sama dengan injeksi gas sebesar 1.3 juta standar kaki kubik per hari. Temuan ini memberikan wawasan penting mengenai optimasi sistem gas lift pada sumur minyak untuk meningkatkan produksi secara signifikan.

Kata Kunci : Simulasi reservoir, Black Oil Model, Finite Difference Method, Grid Cartesian, Produksi minyak

Abstract

The "CACI-10" well is an oil well that utilizes the newly accessed *Permanent Coiled Tubing Gas Lift* (PCTGL) system. This well started operations in 2020 and first began production at a depth of 1,500 feet, with the last recorded production being 19 barrels per day on January 2, 2022. The well has an *In-situ Original Oil in Place* (IOIP) value of 800 thousand barrels and a *recovery factor* of 40%. With the installation of a new compressor that provides a higher pressure (1000 psi), there is an opportunity to deepen the PCTGL injection point to increase production. A reinstallation of the PCTGL is proposed to deepen the injection point. This study uses a commercial software simulator to analyze the PCTGL design for the "CACI-10" well. By employing nodal analysis that combines the two-phase *Inflow Performance Relationship* (IPR) curve using the Vogel method and the *Vertical Lift Performance* (VLP) curve, the results show that with a gas injection rate of 0.9 million standard cubic feet per day, the well can produce 109.9 barrels of oil per day. Further simulations indicate the potential to deepen the PCTGL injection point to a depth of 3,000 feet, with a gas injection rate of 1.3 million standard cubic feet per

day, maintaining the same oil production rate. These findings provide valuable insights into the optimization of gas lift systems in oil wells to significantly enhance production.

Keywords : *Reservoir simulation, Black Oil Model, Finite Difference Method, Cartesian Grid, Oil Production.*

PENDAHULUAN

Produksi minyak bumi sering kali menghadapi tantangan dalam mempertahankan tekanan reservoir dan mengoptimalkan perolehan hidrokarbon (Cahyono, 2018). Salah satu metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi sumur minyak adalah metode Artificial Lift (Mc, 2014). Metode ini bertujuan untuk meningkatkan aliran fluida dari dalam reservoir ke permukaan dengan bantuan peralatan tambahan. Salah satu teknik yang umum digunakan dalam Artificial Lift adalah Gas Lift (Sari, 2018). Gas Lift merupakan metode yang memanfaatkan gas bertekanan tinggi yang diinjeksikan ke dalam sumur untuk mengurangi densitas fluida dan meningkatkan laju produksi minyak (Dewi, 2017). Dalam penelitian ini, digunakan metode Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL), yang memungkinkan titik injeksi gas diperpanjang lebih dalam guna meningkatkan efisiensi produksi. Implementasi metode ini diterapkan pada sumur "CACI-10" di lapangan "CING- 20" untuk menentukan kondisi optimal produksi minyak (Shahzad et al., 2024).

Beberapa penelitian sebelumnya telah menyoroti pentingnya optimasi titik injeksi dalam sistem Gas Lift. Bakker (2010) dan Gravemeijer (2015) menunjukkan bahwa pemilihan kedalaman injeksi yang tepat dapat secara signifikan meningkatkan efisiensi produksi. Waluyo & Dwika (2016) juga menegaskan bahwa optimasi parameter injeksi gas dapat memperpanjang umur produksi sumur (Zhang et al., 2024). Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis distribusi tekanan dan laju alir minyak setelah penerapan metode PCTGL. Dengan hasil optimasi yang diperoleh, diharapkan penelitian ini dapat memberikan wawasan bagi industri migas dalam pengelolaan sumur minyak menggunakan metode Gas Lift (103-257-1-PB, n.d.).

Penerapan metode Gas Lift, khususnya sistem Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL), telah menjadi solusi potensial dalam menghadapi tantangan produksi pada sumur-sumur yang mengalami penurunan tekanan reservoir. Teknologi ini menawarkan keunggulan dibandingkan sistem gas lift konvensional, terutama dalam hal fleksibilitas instalasi, pengurangan waktu kerja ulang (workover), serta kemampuan untuk mencapai kedalaman injeksi yang lebih optimal (Ahmed & McKinney, 2011). PCTGL memungkinkan injeksi gas secara terfokus dan berkelanjutan ke zona produksi yang lebih dalam, sehingga meningkatkan efisiensi pengangkatan fluida dari dasar sumur ke permukaan. Dalam konteks optimasi produksi, pemodelan numerik dan simulasi reservoir menjadi alat penting untuk mengevaluasi performa berbagai konfigurasi desain gas lift. Salah satu pendekatan yang umum digunakan dalam analisis ini adalah model Black Oil yang menggambarkan sistem tiga komponen utama—minyak, gas, dan air—dengan asumsi kesetimbangan termodinamika (Aziz & Settari, 1979). Model ini dipadukan dengan Finite Difference Method (FDM) untuk menyelesaikan persamaan aliran fluida dalam reservoir secara numerik, menggunakan Cartesian Grid untuk membagi ruang reservoir menjadi elemen-elemen diskrit (Ertekin et al., 2001).

Simulasi ini memungkinkan analisis distribusi tekanan, saturasi fluida, dan profil produksi secara temporal dan spasial. Dalam penelitian ini, perangkat lunak simulasi komersial digunakan untuk menerapkan metode FDM dalam menganalisis pengaruh kedalaman injeksi gas terhadap laju alir minyak di sumur "CACI-10". Hasil dari analisis nodal yang menggabungkan kurva Inflow Performance Relationship (IPR) dua fasa dengan metode Vogel serta kurva Vertical Lift Performance (VLP) menunjukkan bahwa terdapat titik

optimum yang dapat dicapai dengan mengatur laju dan kedalaman injeksi gas secara tepat. Lebih lanjut, integrasi antara model reservoir dan sistem pengangkatan buatan ini sejalan dengan pendekatan systems analysis yang merekomendasikan optimasi menyeluruh dari dasar reservoir hingga permukaan produksi (Brown, 1984). Dengan pemahaman yang lebih komprehensif terhadap dinamika reservoir dan sistem permukaan, industri migas dapat merancang strategi produksi yang tidak hanya meningkatkan laju produksi jangka pendek, tetapi juga memperpanjang masa hidup sumur secara ekonomis.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan pendekatan analisis numerik menggunakan simulasi reservoir. Model simulasi yang digunakan dalam penelitian ini mengadopsi pendekatan numerik dengan metode Finite Difference Method (FDM). Simulasi ini dirancang untuk mengevaluasi efek perubahan kedalaman titik injeksi gas pada produksi minyak sumur "CACI-10" di lapangan "CING-20".

1. Model Simulasi

Model dibuat dalam bentuk grid Cartesian 2D dengan dimensi 20x20x10, yang mencerminkan kondisi aktual dari reservoir. Dalam simulasi ini diterapkan kondisi batas no-flow, sehingga tidak ada fluida yang keluar dari batas reservoir. Terdapat tujuh sumur dalam model ini, yang terdiri dari sumur produksi dan sumur injeksi.

2. Parameter Simulasi

Beberapa parameter utama yang digunakan dalam simulasi meliputi:

- Kedalaman titik injeksi gas lift
- Laju alir gas injeksi
- Distribusi tekanan dalam reservoir
- Saturasi fluida dalam pori batuan

3. Prosedur Simulasi

Langkah-langkah yang dilakukan dalam penelitian ini adalah:

1. Mengumpulkan data lapangan terkait karakteristik reservoir dan sumur produksi.
2. Menyusun model simulasi berdasarkan data reservoir yang tersedia.
3. Melakukan validasi model dengan membandingkan hasil simulasi dengan data aktual.
4. Menganalisis hasil simulasi untuk menentukan kedalaman titik injeksi dan laju gas lift yang optimal.
5. Mengevaluasi dampak optimasi ini terhadap produksi minyak bumi.

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan rekomendasi optimalisasi metode Gas Lift untuk meningkatkan efisiensi produksi minyak di lapangan penelitian.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa simulasi reservoir dengan model Black Oil dan metode FDM dapat memberikan gambaran distribusi tekanan dan saturasi fluida yang akurat. Pola distribusi tekanan yang diamati sesuai dengan mekanisme produksi dan injeksi yang diterapkan. Simulasi ini juga membuktikan pentingnya injeksi dalam mempertahankan tekanan reservoir guna meningkatkan efisiensi produksi minyak bumi.

Tabel 1
Distribusi Tekanan Reservoir pada Berbagai Waktu Simulasi

Waktu (hari)	Tekanan rata-rata
0	1516.06
100	1400.50
200	1250.30
300	1150.20
400	1094.87

Penurunan tekanan yang cukup signifikan terjadi pada 200 hari pertama, di mana tekanan rata-rata berkurang dari 1516.06 psi menjadi 1250.30 psi. Hal ini menunjukkan bahwa produksi dari sumur memberikan pengaruh besar terhadap perubahan tekanan reservoir. Dalam kondisi ini, keberadaan sumur injeksi sangat penting untuk menjaga keseimbangan tekanan dan mendukung produksi minyak secara berkelanjutan.

Selain itu, hasil analisis menunjukkan adanya peningkatan produksi minyak setelah dilakukan optimasi kedalaman titik injeksi gas. Produksi awal sebelum optimasi berada pada angka 109.9 STB/day, namun setelah penerapan PCTGL dengan kedalaman yang lebih dalam, laju produksi meningkat menjadi 465.3 STB/day. Peningkatan ini menunjukkan bahwa kedalaman injeksi gas yang optimal dapat memperbaiki efisiensi aliran fluida dan mengurangi tekanan dasar sumur.

Pola saturasi fluida dalam reservoir juga mengalami perubahan seiring waktu. Sumur produksi cenderung menyebabkan penurunan saturasi minyak di sekitar area produksi, sementara sumur injeksi berperan dalam mempertahankan mobilitas fluida dalam sistem. Dengan hasil ini, dapat disimpulkan bahwa penerapan metode PCTGL tidak hanya berpengaruh terhadap tekanan reservoir tetapi juga secara signifikan meningkatkan produksi minyak dengan strategi optimasi yang tepat.

Secara keseluruhan, simulasi ini membuktikan bahwa model Black Oil dengan metode Finite Difference Method (FDM) mampu memberikan gambaran yang akurat mengenai distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir. Hasil penelitian ini menegaskan pentingnya optimasi parameter injeksi gas dalam metode Gas Lift guna meningkatkan efisiensi produksi minyak bumi.

SIMPULAN DAN SARAN

Simpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa simulasi reservoir menggunakan pendekatan model dinamis dengan metode Finite Difference Method (FDM) berhasil memberikan gambaran yang akurat mengenai distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir. Penerapan metode Permanent Coiled Tubing Gas Lift (PCTGL) yang dioptimalkan dengan kedalaman titik injeksi gas yang lebih dalam terbukti meningkatkan efisiensi produksi minyak. Simulasi menunjukkan bahwa dengan injeksi gas yang lebih dalam, produksi minyak dapat meningkat signifikan, dari 109.9 barel per hari menjadi 465.3 barel per hari, menunjukkan bahwa kedalaman injeksi gas yang optimal dapat mengurangi tekanan dasar sumur dan meningkatkan aliran fluida dari reservoir ke permukaan. Penurunan tekanan reservoir yang terjadi selama produksi juga menunjukkan pentingnya

keberadaan sumur injeksi untuk mempertahankan tekanan reservoir dan mendukung produksi yang berkelanjutan.

Saran

1. Pengembangan Simulasi: Perlu eksplorasi lebih lanjut dengan mempertimbangkan variabel lain seperti komposisi gas dan suhu untuk meningkatkan akurasi simulasi.
2. Optimasi Gas Lift: Lakukan penelitian lebih lanjut untuk menentukan kedalaman dan laju injeksi gas yang lebih optimal.
3. Validasi Lapangan: Perlu validasi di lapangan untuk memastikan kesesuaian hasil simulasi dengan kondisi nyata.
4. Perencanaan Jangka Panjang: Lakukan pemantauan berkelanjutan untuk menjaga efisiensi produksi dalam jangka panjang.
5. Pemanfaatan Teknologi: Gunakan sensor dan teknologi canggih untuk pengumpulan data real-time guna meningkatkan kinerja sistem Gas Lift.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*, 3rd ed., Gulf Professional Publishing, United Kingdom.
- Alida, R. Fandra, P., (2018). Penanggulangan Scale CaCO₃ pada sumur PFI Lapangan 26 di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau. *Teknik Patra Akademika*
- Andalucia, S., dan Al Hafidz, F.A., (2016). Analisa Kerusakan Formasi pada Sumur Injeksi dengan Menggunakan Metode Hall Plot di Lapangan Ridosa A dan Ridosa B PT Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademik. Teknik Perminyakan Politeknik Akamigas Palembang, Palembang*
- Asmina, A., dan Anggraini I. (2016). Analisa Hall Plot untuk Mengidentifikasi Formation Damage dan Performance Injeksi pada Kegiatan Waterflooding di Lapangan North Rifa PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademik. Teknik Perminyakan Politeknik Akamigas Palembang, Palembang*
- Hawe E. Daniel. (1976). Direct Apoach Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Off Testing. *SPE paper* 5989.
- Hjelmas, T, A., dkk., (1996). Produce Water Reinjection: Experiences From Performance Measurements on Ula in the North Sea. *SPE Paper* 35874.
- Khoirinah, M., dkk (2022). Evaluasi Performa Sumur Injeksi dengan Metode Hall Plot Struktur X dan Y Prabumulih Field. *SNTEM. Teknik Produksi Minyak dan Gas PEM Akamigas, Palembang*.
- Satyana, A.H., dan Silitonga, P.D. (1996). Tectonic Reversal in Barito Basin, South Kalimantan Consideration of the Type of Inversion Structures and Petroleum System Significance. *Proceedings Indonesia Petroleum Association. Indonesia*.
- Sianturi, J., dkk., (2021). Perpheral Low Salinity Water Injection Handil Case Study. *International Petroleum Technology Conferences*.
- Pertamina File, (2010). Well File Lapangan Tanjung Pertamina EP Unit bisnis. *Pertamina EP Tanjung*.
- Pertamina File, (2017). POFD Waterfood Lapangan Tanjung Phase-1. *Pertamina EP Tanjung*.
- Thakur, G.C. dan Satter, Abdus., (1998). *Intgrated Waterflooding Asset Management*. Texas A&M University.
- Abdurrahman, M. (2018). Analisis Potensi Hidrokarbon dan Perhitungan Cadangan Oil

- Current Lapisan M1 dan M2 pada Formasi W Sumur AP#1 Lapangan Lirik. *Jurnal Mineral, Energi dan Lingkungan*, 2(1), 38. <https://doi.org/10.31315/jmel.v2i1.2215>
- Diba, A. F., Mukmin, M. N., & Afifah, R. S. (2023). Analisa Lumpur Pemboran Terhadap Swelling Clay Pada Sumur "X" Lapangan "Affikah". *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 1(1), 46-56. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v1i1.151>
- Johanis, S., Karamoy, E., Rohani, A., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). PENENTUAN FLOW RATE SUMUR LHD-SY WILAYAH KERJA PANAS BUMI LAHENDONG BERDASARKAN. 6(2), 32-41.
- Migas, T. P., Tinggi, S., Minyak, T., Gas, D., Perminyakan, T., Tinggi, S., Minyak, T., & Gas, D. (2019). *Teknik Pengolahan Migas, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak Dan Gas Bumi*, Balikpapan 76125, Indonesia 2 *Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Minyak Dan Gas Bumi*, Balikpapan 76125, Indonesia *. 1(Vi), 23-26.
- Prabowo, I., Studi, P., Geologi, T., Tinggi, S., Migas, T., Joang, K., Balikpapan, K., & Timur, K. (2020). *Foraminifera Plankton Sebagai Penentu Umur*. 2(September), 18-25.
- Widodo, D. F. E. E. (2020). Analisa Performa Reservoir Tight Gas Menggunakan Analisa Decline Curve Metode Duong Pada Sumur Vertikal Dan Horizontal Multifrakturasi Menggunakan Simulasi Reservoir. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 2(1), 1-15. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v2i1.28>