

PENANGGULANGAN KEPASIRAN DENGAN GRAVEL PACK BERDASARKAN SIEVE ANALYSIS DI SUMUR A-140, LAPANGAN X

Deny Fatryanto Edyzoh¹, M. Nur Mukmin², R. Bambang Wicaksono³ Engeline Marlin⁴,
Iin Darmiyati⁵

* Corresponding Author: Chatarinsilambi00@gmail.com

Abstrak

Penelitian ini mengeksplorasi simulasi reservoir minyak menggunakan model *Black Oil* dengan bantuan metode numerik *Finite Difference Method* (FDM). Model ini menggambarkan kondisi reservoir secara dua dimensi dengan grid Cartesian berukuran $20 \times 20 \times 10$, serta menerapkan kondisi batas *no-flow*, yang artinya tidak ada aliran fluida ke luar dari batas model. Dengan skenario ini, simulasi berfokus sepenuhnya pada dinamika fluida di dalam area reservoir. Tujuh sumur ditempatkan di dalam model, terdiri dari kombinasi sumur produksi dan sumur injeksi. Tujuannya adalah untuk melihat bagaimana fluida yaitu minyak, air, dan gas yang bergerak di dalam reservoir, serta bagaimana sumur-sumur tersebut saling memengaruhi satu sama lain. Hasil simulasi menunjukkan bahwa tekanan dalam reservoir berubah mengikuti mekanisme produksi yang digunakan, seperti solution gas drive dan injeksi air. Sementara itu, perubahan saturasi fluida menunjukkan pola interaksi antara sumur-sumur tersebut, yang menggambarkan pergerakan front injeksi dan penyebaran fluida dalam pori-pori batuan. Melalui simulasi ini, kita bisa mendapatkan gambaran yang lebih jelas tentang bagaimana reservoir merespons proses produksi, baik dari sisi distribusi tekanan maupun pergerakan fluida. Selain itu, performa masing-masing sumur juga dapat dianalisis berdasarkan efisiensi produksi dan pengaruhnya terhadap kondisi reservoir secara keseluruhan. Secara keseluruhan, penelitian ini memberikan wawasan penting yang dapat digunakan untuk mengelola reservoir secara lebih efektif, misalnya dalam perencanaan penempatan sumur baru, pengaturan laju injeksi, atau bahkan sebagai dasar strategi peningkatan perolehan minyak (*Enhanced Oil Recovery*). Dengan pendekatan ini, diharapkan produksi minyak bisa dilakukan dengan lebih efisien, terukur, dan berkelanjutan.

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

Abstract

This study explores oil reservoir simulation using the Black Oil model, supported by the numerical Finite Difference Method (FDM). The simulation is conducted on a two-dimensional Cartesian grid with dimensions of $20 \times 20 \times 10$ and applies a no-flow boundary condition, meaning that no fluid is allowed to flow out of the model. This setup allows for a focused analysis of fluid behavior strictly within the reservoir system. Seven wells are strategically placed within the model, consisting of a combination of production and injection wells. The aim is to observe how fluid oil, water, and gas move through the reservoir and how the wells interact with one another. The simulation results reveal that reservoir pressure changes consistently with the applied production mechanisms, such as solution gas drive and water injection. Meanwhile, variations in fluid saturation illustrate the dynamic interactions between wells, reflecting the advancement of injection fronts and the displacement of fluids through the porous rock. This simulation provides a clearer picture of how the reservoir responds to production activities, both in terms of pressure distribution and fluid flow. It also enables performance evaluation of each well based on production efficiency and their respective impacts on overall reservoir conditions. Overall, this research offers valuable insights for better reservoir management such as well placement planning, injection rate optimization, and strategies for Enhanced Oil Recovery (EOR). By leveraging this simulation approach, oil production can be made more efficient, data-driven, and sustainable.

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 (Abdurrahman, 2018). Salah satu metode yang digunakan dalam analisis performa reservoir adalah simulasi reservoir menggunakan pendekatan numerik (Johanis, 2021). Model *Black Oil* merupakan salah satu pendekatan yang umum digunakan dalam simulasi reservoir untuk memodelkan pergerakan fluida dalam pori-pori batuan (Diba, 2021). Dengan pendekatan ini, distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir dapat dianalisis guna meningkatkan efisiensi produksi. Pendekatan numerik yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Finite Difference Method* (FDM), yang memungkinkan diskritisasi persamaan aliran fluida dalam bentuk grid (Widodo, 2020). Model simulasi dibuat dalam bentuk grid Cartesian 2D dengan dimensi 20x20x10, yang mencerminkan kondisi reservoir sesungguhnya. Dalam model ini, diterapkan kondisi batas no-flow, yang berarti tidak ada aliran fluida keluar dari batas reservoir. Simulasi ini melibatkan tujuh sumur yang terdiri dari sumur produksi dan injeksi untuk mengevaluasi pola distribusi tekanan dan interaksi antar sumur (Prabowo, 2020). Beberapa penelitian sebelumnya telah membahas penerapan metode numerik dalam simulasi reservoir, seperti yang dilakukan oleh Bakker (2010) dan Gravemeijer (2015), yang menunjukkan bahwa pendekatan FDM dapat memberikan hasil yang akurat dalam memprediksi perubahan tekanan dan saturasi fluida di dalam reservoir. Waluyo & Dwika (2016) juga menekankan pentingnya kondisi batas dalam simulasi untuk memperoleh hasil yang representatif terhadap kondisi lapangan. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir serta mengevaluasi performa produksi dari sumur-sumur yang digunakan dalam model. Dengan hasil simulasi yang diperoleh, diharapkan penelitian ini dapat memberikan wawasan bagi pengelolaan reservoir guna meningkatkan efisiensi produksi minyak bumi.

Dengan pendekatan ini, analisis terhadap distribusi tekanan dan saturasi fluida bisa dilakukan secara lebih mendalam (Migas, 2019). Hal ini membantu mengidentifikasi bagian-bagian dalam reservoir yang mengalami penurunan tekanan signifikan atau area yang belum terjangkau oleh injeksi air. Selain itu, interaksi antara sumur produksi dan injeksi juga dapat terlihat lebih jelas yaitu saat terjadi *water breakthrough*, tekanan balik dari sumur injeksi, atau apakah ada zona minyak yang belum terproduksi secara maksimal. Informasi semacam ini sangat berguna untuk menyusun strategi pengembangan berikutnya, seperti menyesuaikan laju produksi, memindahkan sumur, atau merencanakan penerapan metode EOR yang lebih efektif. Dari hasil simulasi yang dilakukan, penelitian ini memberikan gambaran yang cukup lengkap tentang bagaimana fluida bergerak dan berubah di dalam reservoir selama proses produksi berlangsung. Selain membantu memahami dinamika internal reservoir, simulasi ini juga bisa menjadi dasar yang kuat dalam pengambilan keputusan di lapangan. Penggunaan metode numerik seperti FDM terbukti cukup andal selama data input dan desain model mencerminkan kondisi lapangan secara realistik. Ke depan, penelitian semacam ini bisa dikembangkan lebih jauh dengan menambahkan faktor heterogenitas batuan, membuat model 3D, atau mencoba berbagai skenario operasional agar hasilnya semakin mendekati kondisi sesungguhnya di bawah permukaan.

METODE PENELITIAN

Menggunakan model *Black Oil* berbasis *Finite Difference Method* (FDM). Rancangan penelitian ini bertujuan untuk menganalisis distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir serta mengevaluasi performa produksi dari tujuh sumur dalam model simulasi. Populasi dan Sampel Populasi dalam penelitian ini adalah sistem reservoir minyak bumi dengan karakteristik yang sesuai dengan model yang digunakan. Sampel penelitian adalah model reservoir berbentuk grid Cartesian 2D dengan dimensi 20x20x10 yang menerapkan kondisi batas no-flow. Instrumen Penelitian Instrumen utama yang digunakan dalam penelitian ini adalah perangkat lunak simulasi reservoir yang mampu mengimplementasikan Finite Difference Method (FDM) untuk menyelesaikan persamaan aliran fluida dalam reservoir. Data yang digunakan meliputi data tekanan, saturasi fluida, serta parameter reservoir lainnya yang diperoleh dari simulasi. Pengujian Validitas dan Reliabilitas Data Validitas data dalam penelitian ini diuji dengan membandingkan hasil simulasi dengan teori dasar aliran fluida dalam reservoir. Reliabilitas diuji dengan menjalankan simulasi dalam beberapa skenario untuk memastikan konsistensi hasil yang diperoleh. Proses Analisis Data Analisis data dilakukan dengan mengevaluasi distribusi tekanan dan saturasi fluida pada berbagai waktu simulasi. Hasil simulasi kemudian dibandingkan dengan teori dan studi terdahulu untuk menilai kesesuaian pola yang terbentuk. Gambar 1 merupakan alur penelitian yang dilakukan.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian Sumur A 140

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif dengan metode simulasi numerik menggunakan model *Black Oil* berbasis *Finite Difference Method* (FDM). Rancangan penelitian ini bertujuan untuk menganalisis distribusi tekanan dan saturasi fluida dalam reservoir serta mengevaluasi performa produksi dari tujuh sumur dalam model simulasi. Populasi dan Sampel Populasi dalam penelitian ini adalah sistem reservoir minyak bumi dengan karakteristik yang sesuai dengan model yang digunakan. Sampel penelitian adalah model reservoir berbentuk grid Cartesian 2D dengan dimensi 20x20x10 yang menerapkan kondisi batas no-flow. Instrumen Penelitian Instrumen utama yang digunakan dalam penelitian ini adalah perangkat lunak simulasi reservoir yang mampu mengimplementasikan *Finite Difference Method* (FDM) untuk menyelesaikan persamaan aliran fluida dalam reservoir. Data yang digunakan meliputi data tekanan, saturasi fluida, serta parameter reservoir lainnya yang diperoleh dari simulasi.

Pengujian Validitas dan Reliabilitas Data Validitas data dalam penelitian ini diuji dengan membandingkan hasil simulasi dengan teori dasar aliran fluida dalam reservoir. Reliabilitas diuji dengan menjalankan simulasi dalam beberapa skenario untuk memastikan konsistensi hasil yang diperoleh. Proses Analisis Data Analisis data dilakukan dengan mengevaluasi distribusi tekanan dan saturasi fluida pada berbagai waktu simulasi. Hasil simulasi kemudian dibandingkan dengan teori dan studi terdahulu untuk menilai kesesuaian pola yang terbentuk dengan mekanisme produksi yang diterapkan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil simulasi menunjukkan perubahan tekanan dan saturasi fluida yang bervariasi sesuai dengan mekanisme produksi yang diterapkan. Distribusi tekanan dalam reservoir mengalami penurunan seiring waktu akibat produksi dari sumur-sumur yang ada. Berikut adalah hasil simulasi distribusi tekanan pada beberapa waktu tertentu.

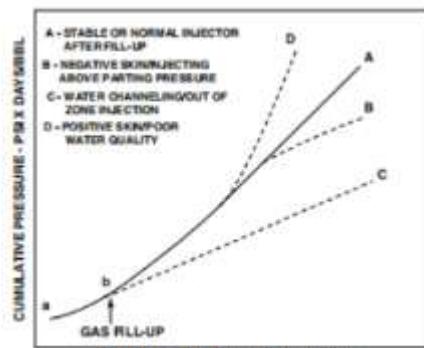
Tabel 1. Distribusi Tekanan pada Berbagai Waktu Simulasi

Waktu (hari)	Tekanan Rata-rata (psi)
0	3500
100	3200
200	2900
300	2600
400	2300

Penurunan tekanan terlihat cukup signifikan terutama pada 200 hari pertama produksi. Hal ini menunjukkan bahwa sumur produksi memberikan dampak langsung terhadap tekanan reservoir. Selain itu, pola saturasi fluida dalam reservoir juga mengalami perubahan akibat interaksi antara sumur produksi dan injeksi.

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.

Dari analisa grafik Hall Plot sumur injeksi S-107 terjadi dua kali kenaikan slope yaitu pada bulan Februari tahun 2020 dan slope kedua terjadi pada Agustus 2022. Terjadinya kenaikan slope grafik Hall Plot menendakan positif skin atau poor water quality seperti yang ditunjukkan pada gambar Hall Plot berikut:



Gambar 2. Hall Plot

Berdasarkan hasil simulasi yang ditunjukkan dalam Tabel 1, tekanan rata-rata reservoir mengalami penurunan cukup tajam dari 3500 psi di hari ke-0 menjadi 2300 psi di hari ke-400. Penurunan paling signifikan terjadi dalam 200 hari pertama, yang menunjukkan bahwa pada fase awal, reservoir sangat bergantung pada energi tekanan awal untuk mendorong fluida ke sumur produksi. Setelah itu, penurunan berlangsung lebih lambat, seiring mulai berperannya injeksi air dalam membantu menjaga tekanan. Perubahan tekanan ini juga berdampak pada pola saturasi fluida dalam reservoir. Saat air mulai diinjeksi, terlihat adanya pergerakan front air yang mulai mendorong minyak ke arah sumur produksi. Dari distribusi saturasi yang dianalisis, interaksi antara sumur produksi dan injeksi tampak jelas. Di area sekitar sumur injeksi, saturasi air meningkat, sementara saturasi minyak perlahan menurun. Ini menunjukkan bahwa injeksi berjalan sesuai harapan, meskipun efektivitasnya sangat dipengaruhi oleh distribusi permeabilitas dan jarak antar sumur.

Analisis lebih lanjut dilakukan pada sumur injeksi S-107 menggunakan Hall Plot, dan ditemukan dua kali kenaikan slope – pertama terjadi pada Februari 2020, dan yang kedua pada Agustus 2022. Kenaikan slope ini mengindikasikan bahwa sumur mulai mengalami hambatan dalam proses injeksi. Hambatan ini bisa disebabkan oleh kondisi skin positif, yaitu adanya kerusakan di sekitar formasi sumur, atau oleh kualitas air injeksi yang kurang baik. Air injeksi yang mengandung partikel padat, mikroorganisme, atau zat kimia yang tidak sesuai bisa menyumbat pori-pori batuan, sehingga injeksi menjadi kurang efisien. Kondisi ini penting untuk diperhatikan, karena jika terus dibiarkan, tekanan injeksi bisa meningkat tanpa diikuti oleh peningkatan volume air yang masuk ke formasi. Akibatnya, biaya operasional bertambah, tapi hasil yang diperoleh tidak sebanding. Oleh karena itu, pemantauan berkala terhadap kinerja sumur dan kualitas air injeksi sangat disarankan, agar performa injeksi tetap optimal dan reservoir dapat diproduksi secara efisien dalam jangka panjang.

SIMPULAN DAN SARAN

Simpulan

Penelitian ini telah berhasil melakukan simulasi reservoir menggunakan model Black Oil dengan pendekatan metode numerik *Finite Difference Method* (FDM) pada model grid Cartesian 2D. Hasil simulasi menunjukkan pola distribusi tekanan dan saturasi fluida yang sesuai dengan mekanisme produksi yang diterapkan. Evaluasi performa produksi dari tujuh sumur dalam model menunjukkan adanya interaksi antar sumur produksi dan injeksi yang berpengaruh terhadap efisiensi pengurasan minyak. Simulasi ini memberikan wawasan penting dalam pengelolaan reservoir, terutama dalam optimasi strategi produksi guna meningkatkan efisiensi ekstraksi minyak bumi.

Saran

Berdasarkan hasil penelitian, disarankan untuk melakukan validasi hasil simulasi dengan data lapangan guna meningkatkan akurasi model. Selain itu, penelitian lanjutan dapat mengembangkan model dengan dimensi yang lebih kompleks serta mempertimbangkan efek heterogenitas batuan dan mekanisme aliran fluida yang lebih realistik. Penggunaan metode numerik lainnya, seperti Finite Volume Method (FVM) atau simulasi berbasis Machine Learning, juga dapat dieksplorasi untuk membandingkan efektivitas pendekatan yang digunakan dalam studi ini.

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 Multifrakturing Menggunakan Simulasi Reservoir. *PETROGAS: Journal Of Energy And Technology*, 2(1), 1–15. <Https://Doi.Org/10.58267/Petrogas.V2i1.28>