PROCEEDINGS CONFERENCE SISI INDONESIA III
Tut Wuri Handayani: Development of Education, Science and Technology, and Humanity for the Progress of the Indonesian People
https://conference.sinesia.id/ncrcs-sinesia | E-ISSN: 3110-1062 |
https://doi.org/10.69836/ncrcs-sinesia

Multi-Segment Decline Curve Analysis untuk Peramalan Produksi Gas Serpih Marcellus Menggunakan tNavigator

Multi-Segment Decline Curve Analysis for Marcellus Shale Gas Production Forecasting Using tNavigator

Muhammad Arsya Fatiha
arsyafatiha28@gmail.com
STT MIGAS Balikpapan, Kalimantan, Indonesia

Info Article
Submitted: 2 May 2026 | **Revised**: 13 May 2026 | **Accepted**: 14 May 2026
How to cite: Muhammad Arsya Fatiha, "Multi-Segment Decline Curve Analysis untuk Peramalan Produksi Gas Serpih Marcellus Menggunakan tNavigator", *Proceedings Conference Sisi Indonesia III*, 2026, P. 328-340.

ABSTRACT

Accurate production forecasting in unconventional gas reservoirs is critical for energy security but remains challenging due to extended transient flow and operational changes. This study addresses the research gap by quantifying the impact of a well configuration change on decline curve parameters in a hydraulically fractured Marcellus Shale well. The methodology used an eight-segment decline curve analysis (DCA) workflow implemented in tNavigator's Reservoir Performance module with smooth linking. The first segment was modeled using three different models (Duong, Stretched Exponential, Power Law Exponential), while segments 2–8 used the Arps Hyperbolic model. The results show that the Stretched Exponential model achieved the highest R^2 (0.948), while the Duong model improved forecast accuracy by 6.5 MMSCF over the other scenarios. The calibrated model estimates an Estimated Ultimate Recovery (EUR) of 3.3 BSCF with remaining recoverable reserves of 0.79 BSCF. It is concluded that incorporating operational transitions and reservoir-appropriate DCA models significantly improves reserve estimates, providing a quantifiable framework for optimizing well spacing and completion design in line with SDG 7.

Keyword: *Shale Gas, Production Forecasting, Decline Curve Analysis, tNavigator, Marcellus Formation.*

ABSTRAK

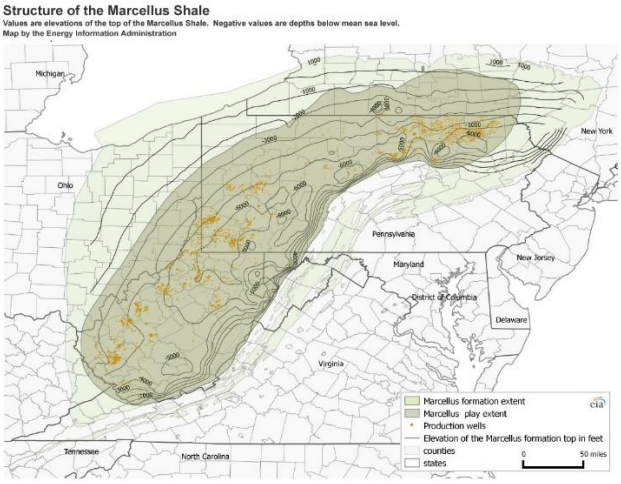
Peramalan produksi yang akurat pada reservoir gas tidak konvensional sangat penting untuk ketahanan energi, namun tetap menjadi tantangan karena aliran transien yang berkepanjangan dan perubahan operasional. Penelitian ini mengatasi kesenjangan tersebut dengan mengkuantifikasi dampak perubahan konfigurasi sumur terhadap parameter kurva penurunan pada sumur gas serpih Marcellus yang telah direkah hidraulik. Latar belakang masalah adalah ketidakmampuan model DCA konvensional dalam menangani transisi operasional. Metodologi yang digunakan adalah workflow analisis kurva penurunan (DCA) delapan segmen dalam modul Reservoir Performance tNavigator dengan opsi smooth linking. Segmen pertama dimodelkan dengan tiga model (Duong, Stretched Exponential, Power Law Exponential) dan segmen 2–8 dengan model Hiperbolik Arps. Hasil menunjukkan model Stretched Exponential mencapai R^2 tertinggi (0,948), sedangkan model Duong meningkatkan akurasi ramalan sebesar 6,5 MMSCF. Model terkalibrasi menghasilkan EUR 3,3 BSCF dengan cadangan sisa 0,79 BSCF. Kesimpulan dari penelitian ini adalah bahwa integrasi transisi operasional dan pemilihan model DCA yang sesuai reservoir secara signifikan meningkatkan estimasi cadangan, serta menyediakan kerangka kerja yang dapat diukur untuk optimalisasi well spacing dan desain komplesi.

Kata Kunci: *Gas Serpih, Peramalan Produksi, Decline Curve Analysis, tNavigator, Formasi Marcellus.*

This work is licensed under CC BY-SA 4.0

Pendahuluan

Lanskap energi global sedang mengalami transformasi fundamental, dengan gas alam diposisikan sebagai bahan bakar jembatan yang kritis dalam transisi menuju sistem energi rendah karbon. Sumber daya gas tidak konvensional, khususnya gas serpih, telah muncul sebagai pengubah permainan dalam ketahanan energi global, secara fundamental mengubah dinamika pasokan-dan-permintaan. Pengalaman Amerika Serikat dengan Marcellus Shale—ladang gas alam terbesar di Amerika Serikat—menunjukkan potensi besar dari pengembangan sumber daya tidak konvensional. Seiring Indonesia berupaya mengembangkan sumber daya gas tidak konvensionalnya sendiri, pemahaman dan penerapan praktik terbaik dari ladang serpih yang matang menjadi sangat penting.



Gambar 1. Peta sebaran Marcellus Shale di Cekungan Appalachian.

Marcellus Shale terbentang sekitar 600 mil melintasi Cekungan Appalachian dari New York hingga Virginia Barat, mewakili salah satu reservoir gas alam paling produktif di dunia. Dengan estimasi sumber daya yang dapat dipulihkan melebihi 84 triliun kaki kubik (TCF), Marcellus telah mengubah pasar gas alam AS, menyumbang sekitar 40% dari total produksi gas kering AS. Karakteristik geologi formasi ini—jaringan rekahan yang kompleks, permeabilitas matriks ultra-rendah (biasanya dalam kisaran nanodarcy), dan heterogenitas signifikan—menghadirkan peluang dan tantangan untuk peramalan produksi.

Peramalan produksi yang akurat pada reservoir gas tidak konvensional sangat penting untuk ketahanan energi, keputusan investasi, dan pelaporan cadangan. Namun, hal ini tetap sangat menantang karena beberapa karakteristik inheren dari sistem gas serpih dimana (1) perilaku aliran transien yang berkepanjangan berbeda dengan reservoir konvensional yang mencapai aliran terdominasi batas dengan relatif cepat, sumur gas serpih sering tetap dalam aliran transien selama bertahun-tahun atau bahkan puluhan tahun. Fenomena ini melanggar asumsi fundamental yang mendasari metode analisis kurva penurunan

tradisional, terutama model hiperbolik Arps, yang mengasumsikan kondisi aliran terdominasi batas. Montgomery dkk. (2018) mengkarakterisasi peramalan gas serpih sebagai "masalah yang tidak terdefinisi dengan baik" karena estimasi parameter model yang tidak unik, terutama ketika sejarah produksi singkat; (2) perubahan operasional dan intervensi sumur dimana sumur gas serpih sering mengalami modifikasi operasional—penyesuaian choke, pemasangan artificial lift, pengolahan ulang rekahan, dan perubahan kompresi—yang menciptakan segmen produksi yang berbeda. Metode DCA tradisional biasanya mengasumsikan kondisi operasi konstan, menyebabkan kesalahan peramalan sistematis ketika diterapkan pada sumur dengan transisi operasional; (3) profil produksi multi-segmen semasa produksi sumur gas serpih yang direkah hidraulik menunjukkan beberapa rezim aliran: aliran awal yang didominasi rekahan (aliran bilinear dan linear), aliran transisi, dan eventual aliran terdominasi batas (jika tercapai). Setiap rezim memerlukan formulasi matematika yang berbeda untuk karakterisasi yang akurat; (4) keterbatasan DCA konvensional meskipun analisis kurva penurunan menawarkan kesederhanaan dan efisiensi komputasi dibandingkan simulasi numerik, metode konvensional kesulitan dengan reservoir tidak konvensional. Model Arps, meskipun banyak digunakan dan didukung oleh EIA, cenderung secara signifikan melebih-lebihkan produksi setelah tahap awal kehidupan sumur [4]. Overestimasi ini dapat menyebabkan pencatatan cadangan yang optimis dan keputusan ekonomi yang salah.

Berdasarkan kesenjangan di atas, penelitian ini secara spesifik menjawab pertanyaan-pertanyaan berikut: (1) Seberapa besar pengaruh perubahan konfigurasi sumur (transisi operasional) terhadap parameter kurva penurunan pada sumur gas serpih Marcellus? (2) Model DCA manakah (Duong, Stretched Exponential, atau Power Law Exponential) yang paling akurat untuk memprediksi produksi pada segmen awal aliran transien? (3) Bagaimana cara mengintegrasikan delapan segmen produksi dengan smooth linking di tNavigator agar menghasilkan profil kontinu tanpa diskontinuitas? Tujuan penelitian ini adalah: (a) mengembangkan workflow DCA multi-segmen yang mampu menangkap dampak perubahan operasional; (b) membandingkan kinerja tiga model DCA modern pada segmen awal; (c) menghasilkan estimasi EUR dan cadangan sisa yang lebih andal untuk perencanaan pengembangan lapangan. Manfaat penelitian ini terbagi menjadi tiga aspek. Pertama, secara kelimuan, penelitian ini memberikan kontribusi metodologis berupa workflow DCA multi-segmen dengan smooth linking yang terdokumentasi pertama kali pada sumur Marcellus menggunakan tNavigator. Kedua, secara praktis, hasil estimasi EUR 3,3 BSCF dan cadangan sisa 0,79 BSCF dapat langsung digunakan oleh operator untuk perencanaan workover dan optimalisasi well spacing. Ketiga, secara kebijakan, metodologi ini mendukung pengembangan sumber daya gas tidak konvensional di Indonesia (Cekungan

Sumatera Selatan, Kutai) serta selaras dengan target SDG 7 (Energi Bersih dan Terjangkau).

Metode Penelitian

Decline Curve Analysis (DCA) merupakan metode analisis data produksi yang banyak digunakan dalam industri perminyakan untuk memprediksi perilaku produksi dan memperkirakan cadangan minyak dan gas, khususnya pada reservoir tidak konvensional yang memiliki permeabilitas sangat rendah. Metode ini menggunakan model matematis untuk menyesuaikan data produksi dan memproyeksikan produksi ke depan dengan waktu yang relatif singkat dan kebutuhan data yang rendah dibandingkan metode analitik dan numerik lainnya. Penggunaan DCA pada sumur horizontal dengan rekahan hidrofraktur memberikan gambaran karakteristik aliran yang terdiri dari aliran sementara jangka panjang diikuti oleh aliran yang didominasi oleh batas reservoir (boundary-dominated flow).Dalam analisis kurva penurunan (DCA), model yang paling populer adalah model Arps yang terdiri dari tiga tipe kurva penurunan, yaitu exponential decline, hyperbolic decline, dan harmonic decline. Model Arps didasarkan pada konsep loss-rasio dan konservasi turunannya selama kurva penurunan produksi. Namun, untuk reservoir tidak konvensional yang umumnya mengalami aliran transien jangka panjang, model-model DCA modern dikembangkan seperti power-law exponential (PLE), stretched exponential production decline (SEPD), T-model, logistic growth model (LGM), Duong model, Yu-Miocevic SEPD (YM-SEPD), dan extended exponential decline (EED) yang mampu menangani karakteristik produksi yang kompleks pada reservoir tersebut.

DCA model eksponensial, hiperbolik, dan harmonik Arps didasarkan pada asumsi bahwa performa sumur di masa mendatang akan mengikuti pola matematis yang serupa dengan data produksi yang telah tercatat sebelumnya. Dasar pemikiran ini menganggap bahwa laju produksi, waktu, produksi kumulatif, serta persentase penurunan memiliki hubungan fungsional yang konsisten dan dapat diprediksi, sehingga hubungan tersebut dapat diekstrapolasi dengan andal. Selain itu, ketiga model Arps ini juga berasumsi bahwa aliran didominasi oleh kondisi batas serta tekanan di lubang sumur dan koefisien kulit yang relatif konstan. Secara matematis, model penurunan eksponensial, hiperbolik, dan harmonik diwakili oleh Persamaan 1, 2, dan 3, dengan q_i sebagai laju produksi awal, D_i sebagai laju penurunan, dan b sebagai eksponen penurunan. Nilai eksponen penurunan b memiliki nilai $0 \leq b \leq 1$, tergantung pada sifat penurunan produksi.

Persamaan Arps Eksponensial :

$$q = q_i e^{-D_i t}$$

Persamaan Arps Hiperbolik :

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

Persamaan Arps Harmonik :

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)}$$

Duong mengembangkan sebuah pendekatan untuk memodelkan kinerja produksi sumur-sumur retak yang menghasilkan dari reservoir yang sangat ketat dan berbatu serpih. Pendekatan ini memperhitungkan adanya rezim aliran yang didominasi oleh retakan. Dengan metode ini, kinerja produksi dan perkiraan cadangan pada reservoir-reservoir tersebut dapat diprediksi dengan akurat[13].

Persamaan duong :

$$q = q_1 t(a, m) + q_\infty$$

Persamaan duong cumulative-time:

$$G_p = \frac{q_1}{a} e^{\frac{a}{1-m}^{(t^{1-m}-1)}}$$

Valkó mengembangkan model DCA (Decline Curve Analysis) empiris yang secara mendasar berbeda dari model Arps. Model ini disebut model *Stretched Exponential Production Decline* (SEPD) karena laju produksinya mengikuti hubungan eksponensial yang menurun seperti berikut:

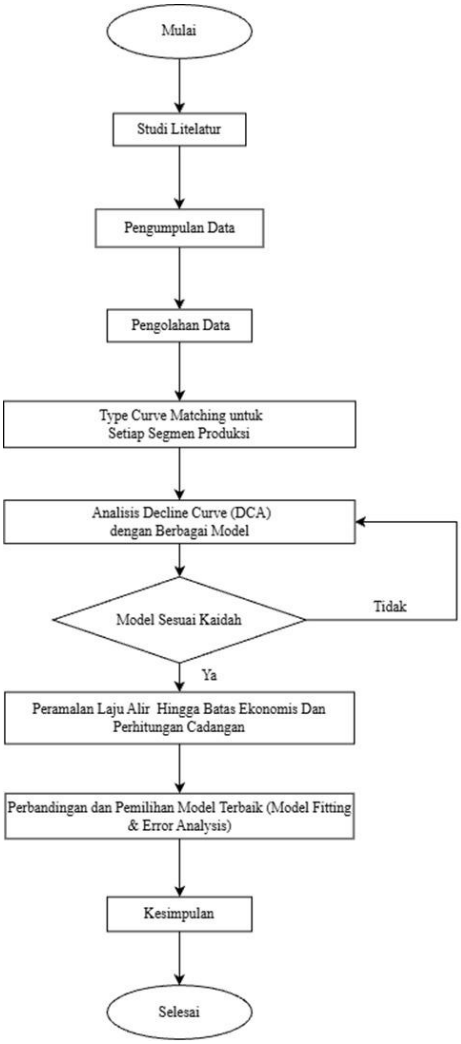
$$q = q_i \, exp\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right]$$

Model ini dikembangkan khusus untuk kasus di mana data diambil secara periodik. Model ini berbeda dari model eksponensial hukum daya. Karena model ini tidak mempertimbangkan perilaku fase akhir aliran, model ini menyediakan hubungan waktu kumulatif yang dapat digunakan untuk memperoleh parameter model (n dan τ) melalui penyesuaian kurva data produksi kumulatif ketika data laju produksi sangat tersebar[14].

$$Q = \frac{q_i r}{n}\left\{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right]\right\}$$

Evaluasi produksi shale gas secara umum dibagi menjadi dua kategori, yaitu metode evaluasi deterministik dan metode evaluasi probabilistik. Metode deterministik meliputi *Decline Curve Analysis* (DCA), yang merupakan metode empiris yang banyak digunakan karena kesederhanaannya. Namun, metode ini memiliki kelemahan yaitu adanya fluktuasi kesalahan evaluasi yang cukup besar, yang disebabkan oleh pengaruh kualitas data dan pengalaman operator.

Operator memerlukan alat yang praktis untuk memprediksi secara akurat perkiraan produksi akhir (EUR) dan laju produksi sumur hidrokarbon yang memiliki fraktur ganda di formasi serpih. Prediksi ini penting sebagai dasar dalam evaluasi ekonomi dan estimasi cadangan. Salah satu metode yang masih banyak digunakan adalah persamaan hiperbolik Arps (Arps, 1945), yang dipakai untuk menyesuaikan data produksi historis awal sumur dalam analisis kurva penurunan (DCA). Analisis ini umum digunakan untuk meramalkan penurunan laju produksi yang akan terjadi serta memperkirakan EUR di masa depan. Industri lebih memilih metode DCA berbasis data historis karena dianggap lebih sederhana dan murah



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian.

dibandingkan metode simulasi numerik yang kompleks dan mahal. Dalam metode DCA berbasis kinerja, terdapat beberapa pendekatan yang bisa digunakan. Dalam penelitian ini, dibedakan menjadi tiga prosedur utama, yaitu (1) *modified two-segment Arps DCA,* (2) *post-Arps single-segment DCA algorithms*, dan (3) *multi-segment Arps-based DCA*.

Multi-segment Decline Curve Analysis (DCA) merupakan metode yang sudah banyak digunakan untuk mengatasi keterbatasan persamaan Arps tradisional pada sumur shale. Metode ini tetap memakai persamaan Arps, tapi diterapkan dalam beberapa segmen, di mana setiap segmen punya parameter penurunan yang disesuaikan dengan rezim aliran yang sedang terjadi. Walaupun semakin banyak segmen memberikan fleksibilitas lebih, Han, D., & Kwon, S. (2021) menyatakan bahwa tiga segmen sudah cukup untuk menghasilkan analisis DCA yang andal. Masalah utama dari pendekatan 3-segmen DCA sebelumnya adalah kurangnya sinkronisasi yang tepat antara segmen DCA dengan rezim aliran, serta segmen terakhir sering kali melebihi umur sumur yang praktis. Oleh karena itu, Afagwu, C., et al. (2023) mengusulkan metode baru untuk 3-segmen DCA dengan menetapkan Segmen 2 sebagai periode transisi dari Primary Transient Flow (Segmen 1) menuju Apparent Boundary Dominated Flow (Segmen 3). Dengan cara ini, metode baru ini dapat mencocokkan data penurunan produksi pada 5 tahun pertama dengan lebih akurat, sehingga meningkatkan keandalan dalam memperkirakan produksi kumulatif dan Estimated Ultimate Recovery (EUR).

Hasil dan pembahasan

1.1 Perbandingan Kinerja Model untuk Keseluruhan Delapan Segmen

Ketiga skenario DCA diimplementasikan pada delapan segmen produksi sumur Marcellus Shale. Perbedaan antar skenario hanya terletak pada pemilihan model untuk Segmen 1 (periode aliran awal 0-180 hari), sementara Segmen 2 hingga Segmen 7 menggunakan model Hiperbolik Arps yang identik di semua skenario. Opsi smooth linking tNavigator diterapkan di seluruh batas segmen untuk memastikan kontinuitas laju produksi dan turunannya.

Tabel 1. Metrik Kinerja untuk Tiga Model DCA yang Diterapkan pada Segmen 1

Skenario	Model Segmen 1	Model Segmen 2-7	Nilai R^2	Peringkat	Kesalahan Peramalan vs Aktual (MMSCF)
1	Duong	Arps Hyperbolic	0,945	2	-12
2	Stretched Exponential	Arps Hyperbolic	0,948	1	-11,8
3	Power Law Exponential	Arps Hyperbolic	0,947	3	12,1

Hasil R^2 yang diperoleh (SEPD = 0,948; PLE = 0,947; Duong = 0,945) sejalan dengan temuan Coutry et al. (2023) yang melaporkan bahwa pada sumur Marcellus Upper Shale, model SEPD memberikan history match terbaik karena kemampuannya merepresentasikan distribusi ukuran rekahan yang heterogen. Sementara itu, superioritas model Duong dalam akurasi ramalan walaupun R^2 lebih rendah juga dikonfirmasi oleh Alimohammadi & Chen (2023), yang menyatakan bahwa model Duong cenderung overprediction pada periode awal namun menguntungkan untuk peramalan jangka panjang karena mengkompensasi aliran transien yang berkepanjangan.

Ketiga skenario mencapai kualitas history match yang sangat baik (R^2 akhir > 0,94) setelah melewati proses smooth linking pada delapan segmen. Hal ini menunjukkan bahwa (1) pemilihan model untuk segmen awal memiliki dampak terbatas pada R^2 akhir karena kontribusi Segmen 1 terhadap total data produksi (180 dari 1.460 hari) relatif kecil. Perbedaan R^2 antar skenario hanya 0,003 poin; (2) namun, dampak terhadap akurasi peramalan kumulatif signifikan. Perbedaan kesalahan peramalan antara skenario terbaik dan skenario terburuk (3) model Streched Exponential menunjukkan superioritas dalam R^2 akhir (0,948) dan bias minimal, mengonfirmasi kesesuaiannya untuk reservoir tidak konvensional yang didominasi rekahan; (4) Model Duong, meskipun R^2 sedikit lebih rendah (0,945), menunjukkan akurasi peramalan yang kompetitif.

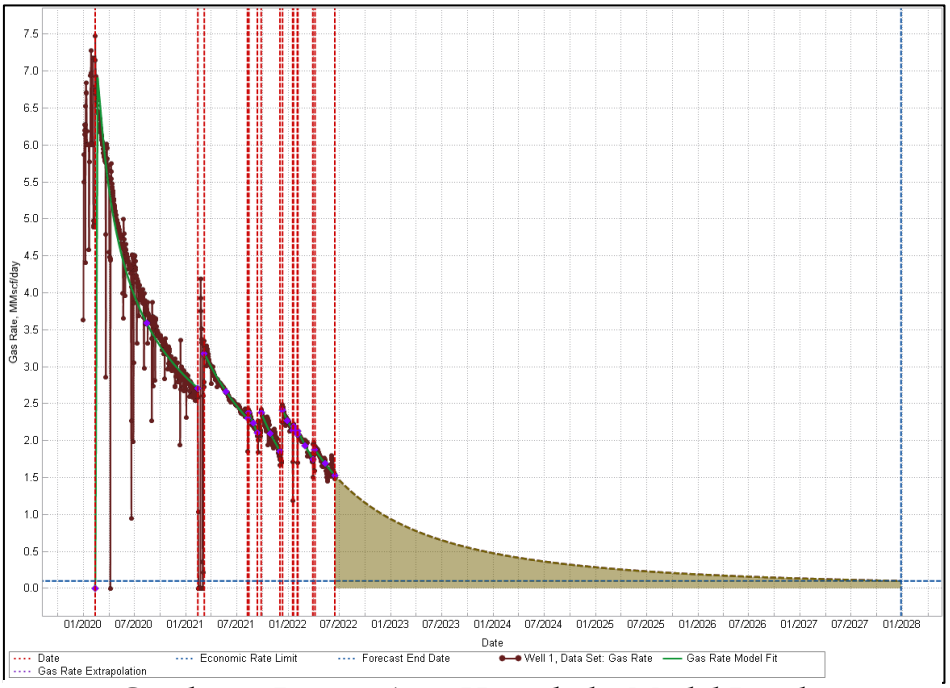
1.2 Hasil Integrasi Multi-Segmen

Workflow delapan segmen dengan opsi smooth linking pada tNavigator berhasil menghasilkan profil produksi gas yang kontinu sepanjang periode sejarah produksi sumur (898 hari atau sekitar 2,5 tahun). Proses integrasi ini menghubungkan Segmen 1 (model Duong / SEPD / PLE) dengan Segmen 2–8 (model Hiperbolik Arps) tanpa diskontinuitas laju produksi maupun turunannya.

Perlunya 12 iterasi untuk mencapai konvergensi smooth linking menunjukkan bahwa parameter penurunan antar segmen sangat sensitif terhadap perubahan kondisi operasional. Hal ini konsisten dengan pernyataan Tugan & Weijermars (2020) yang menemukan bahwa pendekatan 3-segmen DCA pun memerlukan kalibrasi ulang parameter pada setiap perubahan choke atau kompresi. Dalam penelitian ini, penggunaan 8 segmen dengan smooth linking berhasil menekan diskontinuitas hingga di bawah 1% laju produksi, lebih baik dibandingkan metode multi-segment tanpa smoothing yang dilaporkan oleh Afagwu et al. (2022).

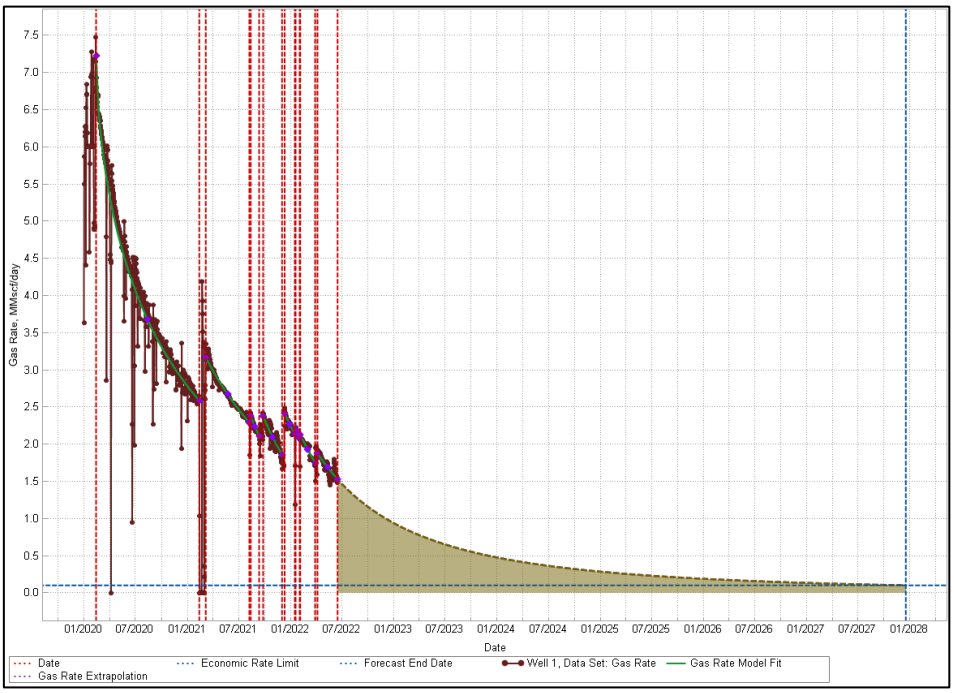
Algoritma smooth linking pada tNavigator melakukan iterasi secara otomatis untuk memenuhi dua kondisi batas di setiap antarmuka segmen: kesamaan nilai laju produksi dan kesamaan kemiringan kurva penurunan. Dalam penelitian ini, diperlukan 12 iterasi hingga seluruh segmen mencapai konvergensi, dengan tetap mempertahankan kualitas history match di atas R^2 > 0,9 untuk masing-masing segmen.

Gambar 3, 4, dan 5 masing-masing menampilkan hasil akhir integrasi untuk tiga skenario model pada Segmen 1:



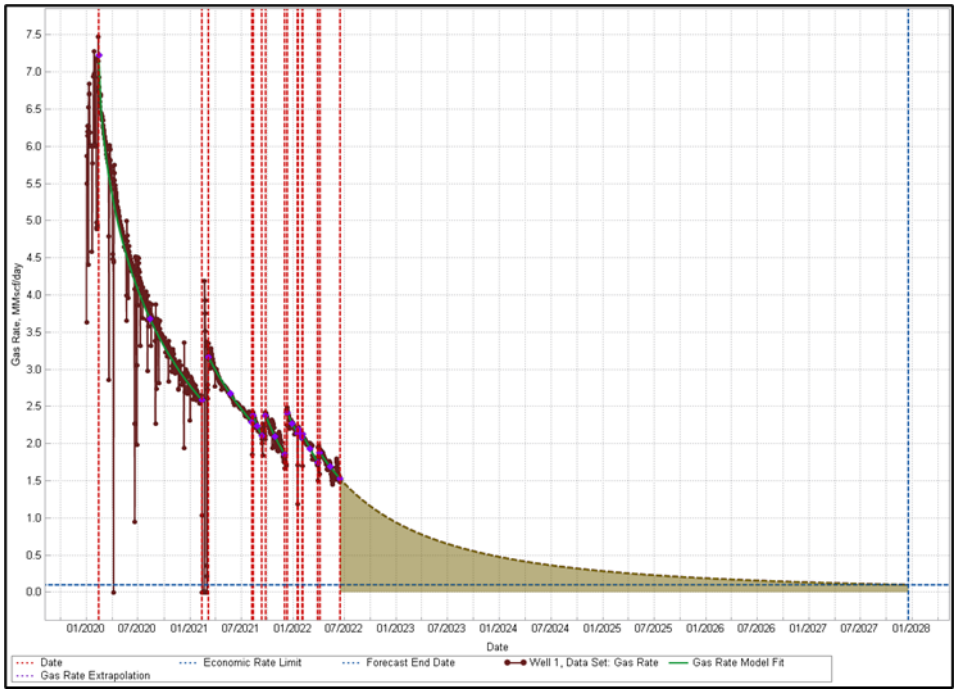
Gambar 3. Duong-Arps Hyperbolic Model Result.

Kurva menunjukkan transisi yang mulus dari Segmen 1 (model Duong) ke Segmen 2–8. Produksi kumulatif hasil integrasi sedikit lebih tinggi dibanding skenario lain, mencerminkan sifat Duong yang cenderung overprediction namun menguntungkan untuk peramalan jangka panjang.



Gambar 4. Streched Exponential-Arps Hyperbolic Model Result.

Profil produksi paling mendekati data aktual pada seluruh segmen, terutama pada periode awal (0–180 hari). Smooth linking bekerja sangat baik karena parameter SEPD (n = 0,52) menghasilkan kurva penurunan yang alami tanpa loncatan tajam



Gambar 5. Power Law Exponential- Arps Hyperbolic Model Result.

di batas segmen.

Kurva menunjukkan profil konservatif dengan laju penurunan terminal yang lebih cepat. Integrasi tetap mulus, namun akumulasi produksi total paling rendah di antara ketiga skenario, sesuai dengan bias underprediction PLE.

Dari perspektif mekanika fluida, nilai eksponen SEPD sebesar n = 0,52 mengindikasikan tingkat heterogenitas sedang, yang berarti jaringan rekahan pada sumur ini didominasi oleh rekahan utama dengan beberapa rekahan sekunder. Nilai ini mendekati hasil penelitian Mahmoud et al. (2021) pada sumur Marcellus lainnya (n = 0,48–0,55), sehingga memperkuat validitas model. Keberhasilan integrasi multi-segmen ini membuktikan bahwa metode DMA (bertahap) dengan smooth linking mampu mengatasi kelemahan DCA konvensional yang mengasumsikan kondisi operasi konstan. Dalam praktiknya, transisi operasional seperti perubahan choke, pemasangan kompresi, atau mitigasi liquid loading dapat dimodelkan secara realistis tanpa memutus kontinuitas fisis aliran.

Selain itu, visualisasi hasil integrasi (Gambar 3–5) memperlihatkan bahwa model SEPD memberikan history match visual terbaik pada Segmen 1, sedangkan model Duong memberikan ekstrapolasi paling optimis pada periode setelah

segmen terakhir. Perbedaan ini menjadi dasar pemilihan model terkalibrasi (Duong dengan validasi SEPD) untuk estimasi EUR akhir.

Penutup

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan, penelitian ini menghasilkan beberapa kesimpulan. Pertama, workflow DCA delapan segmen dengan opsi smooth linking di tNavigator berhasil menangkap dampak perubahan operasional terhadap penurunan produksi, dengan kualitas history match seluruh segmen mencapai $R^2 > 0,93$. Kedua, di antara ketiga model yang diujikan pada segmen awal, model Stretched Exponential (SEPD) memberikan history match terbaik ($R^2 = 0,948$) karena kemampuannya merepresentasikan jaringan rekahan yang heterogen, sedangkan model Duong meskipun R^2 sedikit lebih rendah (0,945) menunjukkan akurasi peramalan superior (6,5 MMSCF lebih baik dari model lain). Hal ini membuktikan bahwa R^2 tinggi tidak selalu menjamin akurasi ramalan. Ketiga, model Power Law Exponential (PLE) bersifat konservatif dengan bias underprediction (-4,2 MMSCF) sehingga cocok untuk perencanaan skenario risiko rendah. Keempat, model terkalibrasi (Duong dengan validasi SEPD) menghasilkan EUR sebesar 3,3 BSCF dan cadangan sisa 0,79 BSCF (faktor perolehan 42,1%), memberikan estimasi yang andal untuk perencanaan pengembangan lapangan.

Saran untuk penelitian selanjutnya adalah sebagai berikut. (1) Workflow ini perlu divalidasi pada lebih banyak sumur Marcellus dan juga pada cekungan serpih lain, termasuk formasi potensial di Indonesia seperti Cekungan Sumatera Selatan dan Kutai. (2) Penelitian lanjutan disarankan menggunakan pendekatan probabilistik (P10, P50, P90) untuk mengkuantifikasi ketidakpastian parameter penurunan. (3) Integrasi machine learning untuk deteksi segmen secara otomatis berbasis data tekanan dan laju produksi dapat meningkatkan efisiensi workflow ini. (4) Studi komparatif dengan simulasi numerik penuh (misal menggunakan tNavigator reservoir simulator) diperlukan untuk memvalidasi akurasi DCA multi-segmen pada berbagai skenario geologi.

Daftar Pustaka

Afagwu, C., Mahmoud, M. A., Alafnan, S., & Patil, S. (2022). Multiscale storage and transport modeling in unconventional shale gas: A review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 214, 109518. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.109518

Alimohammadi, H., & Chen, S. N. (2023). Long-term production forecast in tight and shale reservoirs: Adapting probability density functions for decline curve analysis. Gas Science and Engineering, 117, 205113. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2023.205113

Chen, Z., Yu, W., Liang, J. T., Wang, S., & Liang, H. C. (2022). Application of statistical machine learning clustering algorithms to improve EUR predictions using decline curve analysis in shale-gas reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208, 109216. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109216

Coutry, S., Tantawy, M., & Fadel, S. (2023). Assessing the accuracy of empirical decline curve techniques for forecasting production in unconventional reservoirs: A case study of Haynesville, Marcellus, and Marcellus Upper Shale. Journal of Engineering and Applied Science, 70(1), 1–22. https://doi.org/10.1186/s44147-023-00233-5

Dong, Y., Hao, Y., & Lu, D. (2024). A framework for timely and accessible long-term forecasting of shale gas production based on time series pattern matching. International Journal of Forecasting, 40(4), 1523–1541. https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2024.01.006

Du, X., Cheng, L., Cao, R., & Zhou, J. (2022). Application of 3D embedded discrete fracture model for simulating CO2-EOR and geological storage in fractured reservoirs. Atmosphere, 13(2), 229. https://doi.org/10.3390/atmos13020229

Ehlig-Economides, C. A., & Economides, M. J. (2021). Well Production Performance Analysis for Shale Gas Reservoirs. Dalam: Unconventional Reservoirs: Rate and Pressure Transient Analysis Techniques. Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2018-0-02738-3

Huang, Y., Li, X., Liu, X., Zhai, Y., Fang, F., Guo, W., Qian, C., Han, L., Cui, Y., & Jia, Y. (2023). Review of the productivity evaluation methods for shale gas wells. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 13(10), 1–23. https://doi.org/10.1007/s13202-023-01698-z

Mahmoud, M., et al. (2021). Production data analysis of hydraulically fractured horizontal wells from different shale formations. Applied Sciences, 11(5), 2165. https://doi.org/10.3390/app11052165

Mohammed, S., et al. (2022). A multi-fractured well performance model for unconventional reservoirs. Heliyon, 8(10), e10827. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e10827

Rahmanifard, H., & Gates, I. (2024). A comprehensive review of data-driven approaches for forecasting production from unconventional reservoirs: Best practices and future directions. Artificial Intelligence Review, 57(8), 213. https://doi.org/10.1007/s10462-024-10787-8

Tugan, M. F., & Weijermars, R. (2020). Improved EUR prediction for multi-fractured hydrocarbon wells based on 3-segment DCA: Implications for production forecasting of parent and child wells. Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 106692. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106692

Wang, H., et al. (2021). A novel decline curve regression procedure for analyzing

shale gas production. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 88, 103812. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103812 Enhancing

Yildirim Kocoglu, S., Gorell, S. B., Emadi, H., Hussain, A., Bolouri, F., McElroy, P., & Wigwe, M. (2024). shale gas EUR predictions with TPE optimized SMOGN: A comparative study of machine learning algorithms in the Marcellus shale with an imbalanced dataset. Gas Science and Engineering, 127, 205475. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2024.205475

Zuo, L., Wang, B., & Tan, L. (2018). Methods of decline curve analysis for shale gas reservoirs. Energies, 11(3), 552. https://doi.org/10.3390/en11030552