



Analisis Perbandingan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Berdasarkan Simulasi Reservoir CMG dan Decline Curve Analysis

Wildan Setyawan^{1✉}, Alriski¹, Zahrah Nuraliyah²

⁽¹⁾Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan, Indonesia

⁽²⁾Program Studi Kesehatan Masyarakat, Universitas Mulawarman, Samarinda, Kalimantan Timur, Indonesia

DOI: 10.31004/jutin.v9i1.53863

✉ Corresponding author:
[wildansetya281103@gmail.com]

Article Info	Abstrak
<p>Kata kunci: <i>Simulasi Reservoir; CMG; Decline Curve Analysis; Estimasi Cadangan; Produksi Hidrokarbon</i></p>	<p>Estimasi cadangan <i>hidrokarbon</i> merupakan aspek fundamental dalam perencanaan pengembangan lapangan migas dan evaluasi ekonomi proyek. Penelitian ini membandingkan dua pendekatan estimasi cadangan yaitu simulasi <i>reservoir</i> menggunakan <i>Computer Modelling Group (CMG)</i> dan <i>Decline Curve Analysis (DCA)</i> dengan <i>Microsoft Excel</i>. Simulasi <i>CMG</i> menggunakan modul <i>IMEX</i> untuk memodelkan <i>reservoir</i> konvensional dengan <i>Original Oil in Place (OOIP)</i> sebesar $1,9735 \times 10^7$ STB. Metode <i>DCA</i> menganalisis tiga model penurunan produksi dengan parameter laju produksi awal 1.065 BOPD dan <i>decline rate</i> 50% per tahun. Hasil menunjukkan prediksi produksi kumulatif 36 bulan yang berbeda yaitu <i>Exponential decline</i> menghasilkan 172 MBO, <i>Hyperbolic decline</i> 212 MBO, dan <i>Harmonic decline</i> 241 MBO dengan selisih mencapai 40%. Metode <i>Hyperbolic decline</i> memberikan keseimbangan optimal untuk karakteristik <i>reservoir heterogen</i>. Kombinasi kedua pendekatan memberikan validasi silang yang kuat untuk estimasi cadangan yang lebih akurat dalam mendukung pengambilan keputusan pengembangan lapangan.</p>
<p>Keywords: <i>Reservoir Simulation; CMG; Decline Curve Analysis; Reserve Estimtion; Hydrocarbon Production</i></p>	<p>Abstract <i>Hydrocarbon reserve estimation is a fundamental aspect in oil and gas field development planning and project economic evaluation. This study compares two reserve estimation approaches: reservoir simulation using Computer Modelling Group (CMG) and Decline Curve Analysis (DCA) with Microsoft Excel. CMG simulation uses IMEX module to model conventional reservoir with Original Oil in Place (OOIP) of 1.9735×10^7 STB. DCA method analyzes three production decline models with initial production rate parameter of 1,065 BOPD and decline rate of 50% per year. Results show different 36-month cumulative production predictions:</i></p>

Exponential decline yields 172 MBO, Hyperbolic decline 212 MBO, and Harmonic decline 241 MBO with difference reaching 40%. Hyperbolic decline method provides optimal balance for heterogeneous reservoir characteristics. Combination of both approaches provides strong cross-validation for more accurate reserve estimation in supporting field development decision making.

1. PENDAHULUAN

Estimasi cadangan *hidrokarbon* merupakan komponen kritis dalam industri minyak dan gas yang berpengaruh langsung terhadap keputusan investasi, strategi pengembangan lapangan, dan valuasi aset Perusahaan (Ahmed & McKinney, 2011). Ketepatan estimasi cadangan menentukan kelayakan ekonomi proyek dan strategi produksi jangka panjang yang akan diterapkan di lapangan. Dalam praktik industri, terdapat berbagai metode yang dapat digunakan untuk mengestimasi cadangan, masing-masing dengan kelebihan dan keterbatasannya. Pemilihan metode yang tepat menjadi sangat penting mengingat perbedaan hasil estimasi dapat mencapai puluhan persen, yang pada akhirnya berdampak signifikan terhadap keputusan bisnis dan teknis yang diambil oleh perusahaan migas.

Dua pendekatan utama yang umum digunakan dalam industri migas adalah simulasi *reservoir* numerik dan analisis kurva penurunan produksi atau yang dikenal dengan *Decline Curve Analysis* (Dake, 1983). Simulasi *reservoir* menggunakan pemodelan numerik berbasis fisika untuk merepresentasikan perilaku fluida dalam media berpori dengan mempertimbangkan berbagai parameter kompleks seperti heterogenitas *reservoir*, mekanisme pendorong, dan interaksi antar fluida (Ertekin et al., 2001). Sementara itu, *DCA* memanfaatkan data historis produksi untuk memprediksi performa sumur di masa depan berdasarkan pola penurunan yang telah terjadi. Kedua metode ini memiliki filosofi pendekatan yang berbeda, dimana simulasi *reservoir* bersifat *predictive* dengan basis fisika yang kuat, sedangkan *DCA* bersifat empiris dengan mengandalkan trend data produksi historis.

Computer Modelling Group (CMG) merupakan salah satu perangkat lunak simulasi *reservoir* yang banyak digunakan di industri untuk memodelkan perilaku fluida dalam *reservoir* bawah permukaan. Perusahaan yang berbasis di Calgary, Kanada ini telah mengembangkan berbagai simulator *reservoir* sejak tahun 1978, dengan *IMEX* sebagai simulator *black oil* yang paling populer untuk pemodelan proses *recovery* primer, sekunder, dan tersier (CMG, 2021). *IMEX* dirancang khusus untuk memodelkan *reservoir* konvensional tanpa efek komposisional atau termal yang kompleks. Keunggulan *CMG IMEX* terletak pada kemampuannya menangani model dengan jutaan *grid cells*, memodelkan sistem *fracture* yang kompleks, serta integrasi yang *seamless* dengan modul optimasi dan *history matching* (Fanchi, 2018).

Di sisi lain, *Decline Curve Analysis* menawarkan pendekatan yang lebih sederhana dan praktis berdasarkan tren penurunan produksi historis. Metode ini pertama kali diperkenalkan secara komprehensif oleh J.J. Arps pada tahun 1945 dalam paper klasiknya "*Analysis of Decline Curves*" yang dipublikasikan di *Transactions of AIME* (Arps, 1945). Arps mengidentifikasi tiga jenis kurva penurunan berdasarkan nilai eksponen *decline* (b), yaitu *Exponential decline* dengan $b=0$ yang menunjukkan penurunan tercepat, *Hyperbolic decline* dengan $0 < b < 1$ yang memberikan pola penurunan moderat, dan *Harmonic decline* dengan $b=1$ yang menghasilkan prediksi paling optimis dengan *life* produksi terpanjang. Meskipun metode ini telah berusia hampir 80 tahun, *DCA* masih menjadi salah satu teknik yang paling banyak digunakan dalam industri karena kesederhanaannya dan kebutuhan data yang minimal (Lee & Wattenbarger, 1996).

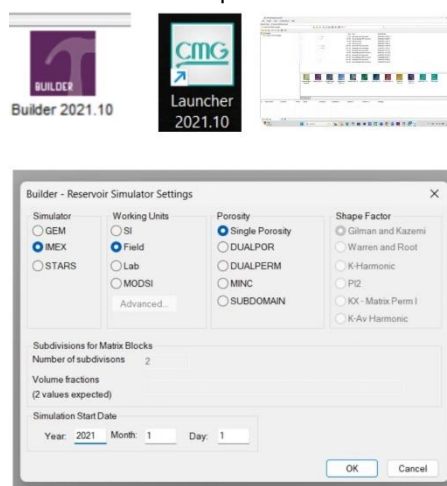
Penelitian komparatif antara metode simulasi *reservoir* dan *DCA* telah dilakukan oleh beberapa peneliti sebelumnya, namun sebagian besar fokus pada aspek teknis simulasi atau pengembangan model *decline* yang lebih akurat untuk kondisi *reservoir* tertentu (Fetkovich et al., 1987). Masih terbatas penelitian yang secara sistematis membandingkan hasil estimasi cadangan dari kedua metode dengan parameter yang konsisten dalam satu studi komprehensif. Penelitian ini bertujuan mengisi gap tersebut dengan melakukan analisis komparatif menggunakan data yang sama untuk kedua pendekatan, sehingga perbedaan hasil yang diperoleh benar-benar mencerminkan karakteristik masing-masing metode bukan karena perbedaan input data. Tujuan dari penelitian ini adalah membangun model simulasi *reservoir* menggunakan *CMG IMEX* dan menghitung parameter volumetrik *reservoir*, melakukan analisis *Decline Curve* dengan tiga metode menggunakan *Excel*, membandingkan hasil prediksi produksi dari kedua pendekatan dalam periode 36 bulan, mengidentifikasi metode *DCA* yang paling sesuai berdasarkan karakteristik *reservoir*, serta mengevaluasi kelebihan dan keterbatasan masing-masing metode untuk aplikasi praktis di industri.

2. METODE

Penelitian ini dilakukan untuk membandingkan hasil estimasi cadangan dari simulasi *reservoir* dan *decline curve analysis*. Data yang digunakan merupakan data asumsi berdasarkan karakteristik *reservoir* tipikal dengan tujuan pembelajaran dan analisis komparatif. Penelitian dilakukan dengan membangun model *reservoir* secara seimbang menggunakan kedua metode, kemudian membandingkan hasil prediksi produksi yang diperoleh untuk periode waktu yang sama.

Simulasi *Reservoir* dengan CMG

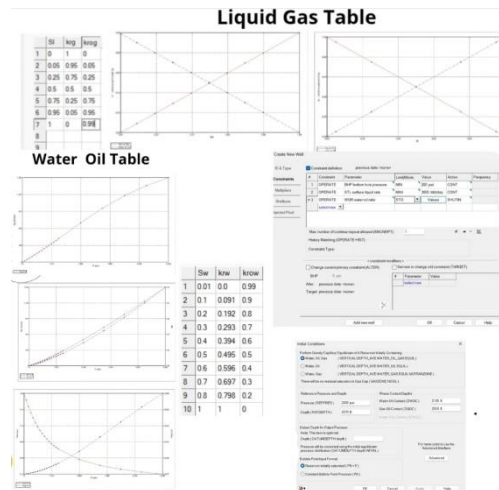
Simulasi *reservoir* dibangun menggunakan *CMG Builder 2021.10* dengan simulator *IMEX* yang dipilih karena sesuai untuk simulasi *black oil* konvensional tanpa efek komposisional atau termal. Pemilihan *IMEX* didasarkan pada karakteristik *reservoir* yang akan dimodelkan yaitu *reservoir* minyak konvensional dengan mekanisme *solution gas drive*, kompleks komposisi fluida tidak menjadi faktor dominan dalam performa produksi. Konfigurasi awal model menggunakan sistem satuan *Field* (ft, psi, °F, STB, SCF) yang merupakan standar industri di Amerika Utara, dengan struktur model *Single Porosity* yang mengasumsikan media berpori homogen tanpa sistem *dual porosity* atau *natural fracture* yang kompleks. Waktu simulasi ditetapkan dimulai dari 1 Januari 2021 untuk memudahkan *tracking* performa *reservoir* dalam periode analisis.



Gambar 1. CMG Software

Model *reservoir* dibangun dengan memasukkan berbagai parameter penting yang terbagi dalam beberapa kategori utama (Dake, 1983). Properti batuan mencakup porositas, permeabilitas, ketebalan lapisan, dan kompresibilitas batuan yang menjadi fundamental dalam menentukan kemampuan *reservoir* untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Properti fluida meliputi temperatur *reservoir*, densitas, viskositas, *formation volume* faktor, kompresibilitas fluida, tekanan *bubble point*, dan tekanan referensi yang mempengaruhi perilaku fluida dalam berbagai kondisi tekanan dan temperatur (Ahmed, 2018).

Permeabilitas relatif merupakan aspek penting dalam simulasi *multi-phase flow* yang direpresentasikan dalam *Water-Oil Table* dan *Liquid-Gas Table* (Ertekin et al., 2001). Kurva permeabilitas relatif biasanya diperoleh dari *core flooding experiment* dan menjadi parameter sensitif dalam hasil simulasi. Konfigurasi sumur mencakup parameter kontrol operasi seperti *OPERATE*, *CONSTANT*, atau *SHUT* untuk mengatur tekanan target dan laju produksi. Kondisi awal *reservoir* ditetapkan berdasarkan tekanan, saturasi fluida, dan temperatur yang menjadi *baseline* untuk periode simulasi (CMG, 2021).



Gambar 2. Model Reservoir CMG

Decline Curve Analysis dengan Excel

Analisis DCA menggunakan *Microsoft Excel* dengan parameter dasar yang konsisten untuk ketiga metode *decline*. Laju produksi awal (Q_i) ditetapkan sebesar 1.065 *BOPD* yang merepresentasikan kondisi *well test* awal setelah sumur selesai dikompleksi. *Decline rate* (D_i) sebesar 50% per tahun atau ekuivalen dengan 4,17% per bulan merupakan nilai yang cukup agresif namun masih realistis untuk sumur baru dengan tekanan reservoir yang tinggi. Periode analisis dilakukan untuk 36 bulan atau 3 tahun yang merupakan periode *typical* untuk evaluasi performa sumur jangka pendek hingga menengah. Batas ekonomis diasumsikan sekitar 10 *BOPD* dimana biaya operasi sumur mulai melebihi revenue yang dihasilkan, sehingga sumur perlu ditutup atau dilakukan *workover*.

Exponential Decline merupakan metode dengan eksponen *decline* $b = 0$, menggunakan formula:

$$Q_t = Q_i \times \text{EXP}(-D_i \times t)$$

Dimana Q_t adalah laju produksi pada waktu t dalam *BOPD*, Q_i adalah laju produksi awal dalam *BOPD*, D_i adalah *decline rate*, dan t adalah waktu dalam bulan (Arps, 1945). *Exponential* mengasumsikan bahwa *decline rate* tetap konstan sepanjang waktu, yang secara fisika terjadi pada kondisi *boundary-dominated flow* dengan tekanan reservoir yang menurun secara uniform. Karakteristik utama dari *exponential decline* adalah membentuk garis lurus pada grafik *semi-logarithmic*, dimana *log* dari *rate* di-plot terhadap waktu. Metode ini paling cocok untuk reservoir homogen dengan mekanisme *solution gas drive* atau *depletion drive* dimana tidak ada support dari *aquifer* atau *gas cap* yang signifikan (Dake, 1983).

Hyperbolic Decline menggunakan nilai b antara 0 dan 1, dalam penelitian ini dipilih $b = 0,5$ sebagai nilai tengah yang representatif dengan formula:

$$Q_t = \frac{Q_i}{(1 + b \times D_i \times t)^{(1/b)}}$$

Yang merupakan generalisasi dari *exponential decline* dengan menambahkan fleksibilitas parameter b (Arps, 1945). *Hyperbolic* memberikan karakteristik penurunan yang dimulai cepat pada periode awal kemudian melambat seiring waktu, yang lebih sesuai dengan perilaku banyak reservoir di lapangan. Pola ini terjadi karena pada awal produksi, *well* masih dalam *transient flow period* dengan *decline rate* tinggi, kemudian *transition* ke *boundary-dominated flow* dengan *decline rate* yang menurun (Fetkovich et al., 1987). *Hyperbolic decline* sangat cocok untuk reservoir heterogen, sistem dengan *dual porosity* seperti *naturally fractured reservoir*, atau reservoir dengan *partial water drive* yang memberikan *pressure support* terbatas.

Harmonic Decline merupakan kasus khusus dari *hyperbolic decline* dengan $b = 1$, menggunakan formula yang disederhanakan menjadi:

$$Q_t = \frac{Q_i}{1 + D_i \times t}$$

Formula ini paling sederhana di antara ketiga metode namun memberikan prediksi paling optimis dengan *life* produksi terpanjang (Arps, 1945). Karakteristik *harmonic decline* menunjukkan bahwa *decline rate* menurun secara proporsional dengan *rate*, sehingga pada *rate* yang rendah *decline rate* juga sangat rendah dan sumur dapat berproduksi dalam waktu yang sangat lama. Metode ini paling sesuai untuk sumur dengan *strong natural fracture system*, sumur yang telah distimulasi dengan *hydraulic fracturing*, atau *reservoir* dengan *strong water drive* atau *aquifer support* yang memberikan *pressure maintenance* alami (Lee & Wattenbarger, 1996). Perhitungan produksi kumulatif untuk ketiga metode dilakukan dengan metode numerik *trapezoid*, dimana luas di bawah kurva *rate versus time* dihitung sebagai penjumlahan dari luas *trapezoid* pada setiap interval waktu.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

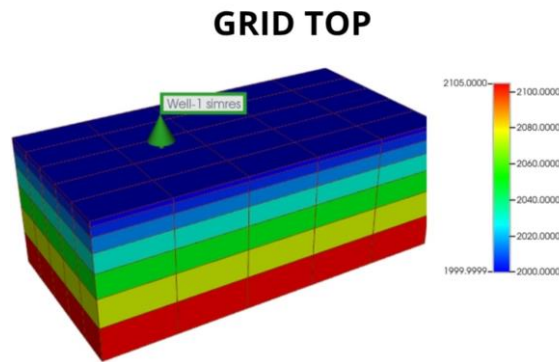
Hasil Simulasi CMG

Simulasi CMG berhasil menghitung parameter volumetrik utama *reservoir* yang menjadi dasar untuk evaluasi potensi produksi. *Original Oil in Place (OOIP)* dihitung sebesar $1,9735 \times 10^7$ STB atau sekitar 19,735 juta *stock tank barrels*, yang merepresentasikan volume total minyak yang tersedia di *reservoir* pada kondisi awal. Nilai OOIP ini diperoleh dari perhitungan volumetrik yang mempertimbangkan volume *bulk reservoir*, porositas efektif, saturasi minyak awal, serta *formation volume factor*. Total *Water in Place* mencapai $2,0382 \times 10^7$ STB yang sedikit lebih besar dari OOIP, mengindikasikan bahwa *reservoir* memiliki zona *aquifer* yang cukup signifikan yang dapat memberikan *pressure support* selama produksi. Total *Gas in Place* sebesar $2,9296 \times 10^7$ SCF merepresentasikan gas yang terlarut dalam minyak maupun *gas cap* jika ada. *Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)* dihitung sebesar 5.190,7 RBBL atau *reservoir barrels*, yang merupakan volume pori yang ditempati oleh hidrokarbon baik minyak maupun gas. Total *Pore Volume* adalah 7.276,4 MRBBL atau *thousand reservoir barrels*, yang merupakan seluruh volume pori dalam sektor simulasi termasuk yang terisi air. Rasio antara HCPV dan Total *Pore Volume* menunjukkan saturasi hidrokarbon awal sekitar 71,3%, yang merupakan nilai yang cukup tinggi dan mengindikasikan *reservoir* dengan kualitas yang baik.

Table 1. Parameter Volumetrik Reservoir dari Simulasi CMG

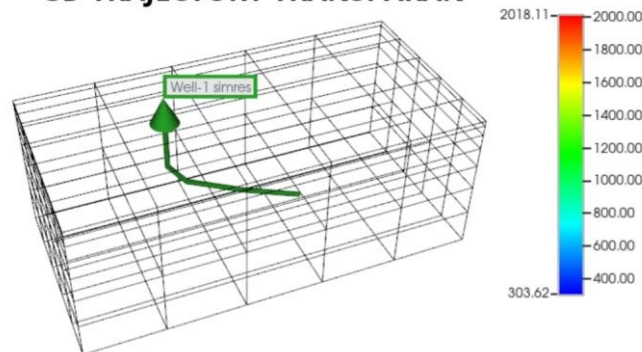
Parameter	Nilai	Satuan
<i>Original Oil in Place (OOIP)</i>	$1,9735 \times 10^7$	STB
<i>Total Water in Place</i>	$2,0382 \times 10^7$	STB
<i>Total Gas in Place</i>	$2,9296 \times 10^7$	SCF
<i>Hydrocarbon Pore Volume</i>	5.1190,7	RBBL
<i>Total Pore Volume</i>	7.2776,4	MRBBL
Saturasi Hidrokarbon Awal	71,3	%

Visualisasi model *reservoir* dalam format 3D memberikan pemahaman yang lebih baik tentang geometri dan distribusi properti *reservoir*. *Grid Top View* menampilkan struktur *grid reservoir* dari perspektif atas, menunjukkan *layering* atau pembagian zona vertikal menjadi *grid blocks* yang lebih kecil. Skema warna pada visualisasi ini menunjukkan *topografi* atau elevasi dari bagian atas tiap *grid*, dimana warna biru merepresentasikan elevasi rendah yang mendekati dasar *reservoir*, sementara warna merah menunjukkan elevasi tinggi yang mendekati permukaan. Lokasi sumur *Well-1 simres* ditandai di tengah model, menunjukkan posisi strategis untuk mengeksplorasi *reservoir* secara optimal. Tampilan 3D *Trajectory View* memvisualisasikan geometri sumur dalam ruang tiga dimensi dengan sangat informatif. Sumur *Well-1 simres* ditampilkan sebagai lintasan berwarna hijau yang menembus *grid* secara melengkung, mengindikasikan bahwa ini adalah sumur *deviated* atau horizontal bukan sumur vertikal konvensional. Konfigurasi *trajectory* yang melengkung ini memungkinkan sumur untuk berinteraksi dengan lebih banyak *grid blocks* secara simultan, sehingga meningkatkan area kontak dengan formasi produktif dan pada akhirnya meningkatkan efisiensi produksi.



Gambar 3. Grid Top Software CMG

3D TRAJECTORY TRANSPARAN



Gambar 4 3D Trajectory Software CMG

Hasil Decline Curve Analysis

Hasil analisis *exponential decline* menunjukkan penurunan produksi yang paling cepat di antara ketiga metode yang dianalisis. Pada awal produksi di bulan ke-0, laju produksi dimulai dari 1.065 BOPD dengan kumulatif produksi nol. Setelah satu bulan produksi, *rate* turun menjadi 1.022 BOPD dengan produksi kumulatif 61 MBO. Penurunan *rate* sebesar 43 BOPD atau sekitar 4% dalam bulan pertama menunjukkan *decline rate* yang agresif namun masih dalam batas wajar untuk sumur baru. Bulan ke-12 atau akhir tahun pertama, produksi telah turun secara signifikan menjadi 646 BOPD dengan kumulatif 12.885 MBO, menunjukkan penurunan hampir 40% dari *rate* awal dalam satu tahun. Setelah dua tahun produksi di bulan ke-24, *rate* tinggal 392 BOPD dengan kumulatif 20.141 MBO. Di akhir periode analisis pada bulan ke-36, produksi hanya tersisa 238 BOPD atau sekitar 22% dari *rate* awal, dengan total produksi kumulatif mencapai 172 MBO. Karakteristik *exponential decline* yang paling mencolok adalah konsistensi penurunan *rate* dimana persentase penurunan per periode waktu tetap konstan.

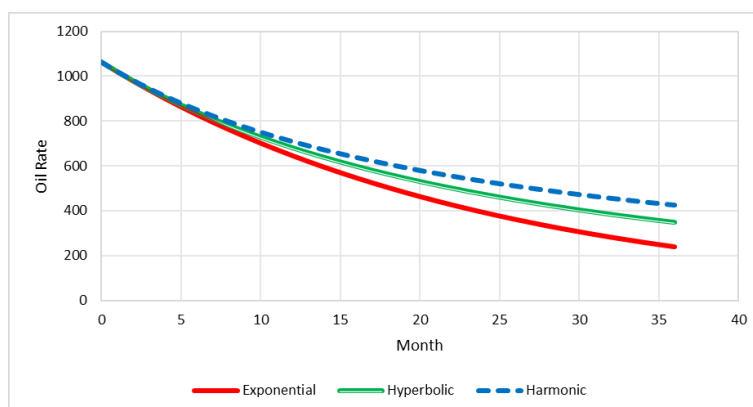
Hyperbolic decline dengan parameter $b = 0,5$ memberikan hasil yang lebih seimbang. Pada kondisi awal di bulan ke-0, produksi dimulai dari 1.065 BOPD sama dengan metode lainnya, dengan kumulatif 0,5 MBO yang merepresentasikan produksi awal sebelum *decline* dimulai. Bulan pertama menunjukkan *rate* 1.022 BOPD dengan kumulatif 61 MBO, masih sama dengan *exponential* karena perbedaan baru mulai signifikan setelah beberapa bulan. Yang menarik adalah pada bulan ke-12, dimana *rate hyperbolic* masih 682 BOPD dengan kumulatif 13.259 MBO, lebih tinggi 5,6% dibanding *exponential* yang hanya 646 BOPD. Perbedaan ini semakin membesar seiring waktu, pada bulan ke-24 *hyperbolic* menunjukkan 487 BOPD dengan kumulatif 24.458 MBO, sementara *exponential* hanya 392 BOPD. Di akhir periode 36 bulan, *hyperbolic decline* masih mempertahankan *rate* 348 BOPD atau sekitar 33% dari *rate* awal, dengan total kumulatif 212 MBO. Ini menunjukkan bahwa *hyperbolic decline* memberikan prediksi produksi kumulatif yang 23,3% lebih tinggi dibanding *exponential* dalam periode yang sama.

Harmonic decline dengan $b = 1$ memberikan prediksi yang paling optimis dengan *life* produksi terpanjang. Dimulai dari 1.065 BOPD pada bulan ke-0, *rate* turun menjadi 1.022 BOPD di bulan pertama dengan kumulatif 61 MBO, sama dengan metode lainnya di periode awal. Namun perbedaan mulai terlihat jelas pada bulan ke-12 dimana *harmonic decline* masih menunjukkan *rate* tinggi di 710 BOPD dengan kumulatif 13.568 MBO, jauh lebih tinggi dari *exponential* maupun *hyperbolic*. Pada bulan ke-24, *rate* masih terjaga di 533 BOPD dengan kumulatif 26.247 MBO, menunjukkan penurunan yang sangat bertahap. Di akhir periode 36 bulan, *harmonic decline* masih berproduksi 426 BOPD atau 40% dari *rate* awal, dengan total kumulatif mencapai 241 MBO. *Harmonic decline*

memprediksi produksi kumulatif yang 40,1% lebih tinggi dibanding *exponential* dan 13,6% lebih tinggi dibanding *hyperbolic*.

Table 2. Metode Decline Curve Analysis

Metode	Kumulatif 36 Bulan (MBO)	Persentase terhadap Exponential
<i>Exponential Decline</i>	172	100% (<i>Baseline</i>)
<i>Hyperbolic Decline</i>	212	+23,3
<i>Harmonic Decline</i>	241	+40,1



Gambar 5. Decline Curve Analysis dengan Excel

Integrasi Simulasi CMG dengan Decline Curve Analysis

Simulasi CMG memberikan keunggulan sangat penting dibandingkan dengan DCA, kemampuan pemodelan *reservoir* merupakan nilai tambah utama simulasi numerik, dimana porositas dan permeabilitas yang bervariasi dapat direpresentasikan secara detail dalam ribuan *grid cells* individual. Mekanisme *drive* yang kompleks seperti kombinasi *solution gas drive*, *water drive* dari *aquifer*, dan *gas cap expansion* dapat dimodelkan secara simultan dengan mempertimbangkan interaksi antar mekanisme (Dake, 1983). Efek gravitasi dan segregasi fluida yang menyebabkan gas bermigrasi ke atas dan air turun ke bawah dapat di-capture dengan akurat, yang sangat penting untuk *reservoir* dengan *dip angle* signifikan atau ketebalan yang besar. Interaksi antar sumur dalam satu *reservoir* seperti *interference pressure* dan *fluid redistribution* juga dapat dianalisis, yang tidak mungkin dilakukan dengan DCA yang hanya fokus pada *single well performance* (Fanchi, 2018).

Akurasi simulasi CMG secara umum lebih tinggi dibanding DCA karena berbasis prinsip fisika fundamental (Ertekin et al., 2001). Persamaan momentum dalam bentuk Darcy's Law menggambarkan bagaimana fluida mengalir melalui media berpori sebagai fungsi dari *gradient pressure*, permeabilitas, dan viskositas. *PVT properties* yang akurat dari *laboratory measurement* atau *correlation* dapat diinput ke simulator, memastikan bahwa perubahan volume dan densitas fluida terhadap pressure dan temperature direpresentasikan dengan benar (Ahmed, 2018). Permeabilitas relatif dan kapiler *pressure curves* dari *core flooding experiments* memberikan representasi yang lebih akurat dibanding asumsi *simplified* dalam DCA. Kemampuan simulator untuk menangkap fenomena *transient flow* pada periode awal produksi dan *boundary effects* ketika *pressure disturbance* mencapai batas *reservoir* memberikan prediksi yang lebih reliable dibanding DCA yang hanya mengandalkan trend empiris (Mattar et al., 2006).

Decline Curve Analysis sangat berguna untuk screening awal dan *quick assessment* ketika data masih terbatas atau untuk evaluasi *opportunity* yang memerlukan *turnaround time* cepat. DCA hanya memerlukan data produksi historis yang biasanya sudah tersedia, sehingga tidak perlu menunggu data tambahan yang mahal dan *time-consuming* seperti *pressure transient test* atau *special core analysis*. Kemudahan dan kecepatan DCA membuat metode ini ideal untuk *preliminary evaluation* dalam tahap eksplorasi atau *early development*. Komunikasi dengan *stakeholders* juga lebih mudah dengan DCA karena konsepnya yang *straightforward* dan tidak memerlukan pemahaman teknis yang mendalam seperti *numerical simulation* (Ahmed & McKinney, 2011).

Simulasi CMG di sisi lain lebih sesuai untuk *detailed field development planning* ketika keputusan investasi besar akan diambil (Fanchi, 2018). Evaluasi berbagai skenario pengembangan seperti jumlah dan lokasi sumur optimal, implementasi EOR, atau ekspansi fasilitas memerlukan analisis komprehensif yang hanya dapat dilakukan dengan *reservoir simulation*. Optimasi strategi produksi jangka panjang dengan mempertimbangkan *constraints* seperti *water handling capacity*, *gas compression capacity*, atau *environmental regulations* memerlukan simulator yang dapat memodelkan seluruh *system* secara *integrated*. Analisis risiko dan *uncertainty quantification* dapat dilakukan dengan menjalankan *multiple realizations* yang memperhitungkan *range* parameter *reservoir* yang mungkin, memberikan *probabilistic forecast* yang lebih *robust* untuk *decision making* (CMG, 2021). Strategi integrasi yang efektif dapat diimplementasikan dengan menggunakan DCA untuk *quick assessment* dan *benchmarking* di tahap awal, kemudian memvalidasi hasil DCA dengan simulasi CMG untuk kasus yang penting atau kompleks. *Integration workflow* yang baik akan memanfaatkan kekuatan masing-masing metode sesuai dengan *stage development* dan *level of detail* yang diperlukan.

4. KESIMPULAN

Penelitian simulasi CMG dan *Decline Curve Analysis (DCA)* menunjukkan bahwa kedua metode memiliki karakteristik dan kegunaan yang berbeda dalam estimasi cadangan hidrokarbon. Hasil DCA selama 36 bulan menunjukkan variasi produksi kumulatif hingga 40%, dengan metode *Exponential* sebesar 172 MBO, *Hyperbolic* 212 MBO, dan *Harmonic* 241 MBO. *Hyperbolic* dengan nilai $b = 0,5$ direkomendasikan karena memberikan keseimbangan antara konservatisme dan realisme. Simulasi CMG IMEX mampu memodelkan *reservoir* lebih menyeluruh dengan estimasi OOIP sebesar 19,735 juta STB. Kombinasi kedua metode memberikan validasi lebih kuat dan meningkatkan keandalan estimasi cadangan.

5. REFERENSI

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2011). *Advanced reservoir engineering*. Elsevier.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- CMG. (2021). Introduction to CMG's Modelling Workflows. *Cmg*, 1–54.
- Dake, L. P. (1983). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science. <https://books.google.co.id/books?id=mFqpqMA62w8C>
- Ertekin, T., Abou-Kassem, J., & King, G. R. (2001). Basic Applied Reservoir Simulation, Textbook Series. *SPE, Richardson, Tex.*, 7, 218–271.
- Fanchi, J. R. (2018). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Gulf Professional Publishing. <https://books.google.co.id/books?id=UxNfDwAAQBAJ>
- Fetkovich, M. J., Vienot, M. E., Bradley, M. D., & Kiesow, U. G. (1987). Decline-Curve Analysis Using type Curves—Case Histories. *SPE Formation Evaluation*, 2(04), 637–656. <https://doi.org/10.2118/13169-PA>
- Lee, W. J., & Wattenbarger, R. A. (1996). *Gas Reservoir Engineering*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. <https://books.google.co.id/books?id=JlpQAQAIAAJ>
- Mattar, L., Anderson, D., & Stotts, G. (2006). Dynamic Material Balance-Oil-or Gas-in-Place Without Shut-Ins. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 45(11). <https://doi.org/10.2118/06-11-TN>