

Penerapan Model ARPS untuk Estimasi *Ultimate Recovery* Sumur F-14H Lapangan Volve

Muhammad Fadhli Jayaputra¹, Diyah Rosiani²

^{1,2} Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Blora, Indonesia

Alamat Universitas: Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Kec. Cepu, Kabupaten Blora, Jawa Tengah 58315

E-mail Seluruh Penulis: Muhfadlil440@gmail.com¹, diyahrosiani@gmail.com²

Abstract : Well No. 15/9-F-14 H is an oil production well in the Volve Field, located in the Norwegian North Sea. The well produces without artificial lift and has experienced a decline in production rate accompanied by a significant increase in water cut. This study aims to determine the decline type, forecast oil production rate and cumulative production up to the economic limit, and estimate the Estimate Ultimate Recovery (EUR) and Estimate Remaining Reserve (ERR) using Decline Curve Analysis (DCA). Monthly production data covering the period from October 2008 to July 2016, comprising 94 months, were initially validated against the well operating hours and subsequently analyzed as a single production-decline trend. The decline type was determined using a Trial-and-Error method with b values ranging from 0 to 1. The q_i and D_i parameters for each b value were obtained through nonlinear least-squares regression, while model performance was evaluated using two error criteria, namely the Sum of Squared Errors (SSE) and weighted X^2 statistics. Both criteria yielded their minimum values at $b = 0$, with an SSE of 8,125,691.56 and an X^2 statistic of 5,323.25. Therefore, the well was classified as exhibiting an exponential decline, with a regression-derived q_i of 4,153.52 Sm³/day, a D_i of 0.0010373 per day (0.031574 per month), and a coefficient of determination (R^2) of 0.934. Forecasting was initiated from the actual production rate of the latest complete production month, namely 102.50 Sm³/day in June 2016, using an economic limit of 10 STB/day (1.59 Sm³/day). Based on the extrapolation of the DCA model, the well is projected to reach the economic limit in June 2027, or 132 months after June 2016. The actual cumulative production up to June 2016 was 3,801.44 MSm³, while the remaining reserves estimated by the model were 97.28 MSm³. Consequently, the estimated ultimate recovery (EUR) was 3,898.71 MSm³ (24.52 MMSTB), with an estimated remaining reserve (ERR) of 97.28 MSm³ (0.61 MMSTB), representing only 2.50% of the EUR. These projected values are model-based estimates and do not represent the actual operational lifetime of the well, as production from the Volve Field was terminated in 2016 due to economic considerations related to the field facilities.

Keywords: Decline Curve Analysis, Volve Field, Remaining Reserves, Production Forecasting, Economic Limit.

Abstrak : Sumur NO 15/9-F-14 H merupakan sumur produksi minyak pad'a Lapangan Volve, Laut Utara Norwegia, yang berproduksi tanpa *artificial lift* dan mengalami penurunan laju produksi disertai kenaikan *watercut* yang besar. Penelitian ini bertujuan menentukan tipe *decline*, meramalkan laju produksi minyak dan produksi kumulatif sampai batas keekonomian, serta menghitung *Estimate Ultimate Recovery* (EUR) dan *Estimate Remaining Reserve* (ERR) menggunakan metode *Decline Curve Analysis* (DCA). Data produksi bulanan periode Oktober 2008 – Juli 2016 sebanyak 94 bulan divalidasi terlebih dahulu terhadap jam operasi sumur, kemudian dianalisis sebagai satu tren penurunan. Tipe *decline* ditentukan dengan metode *Trial Error* pada $b = 0$ sampai $b = 1$; parameter q_i dan D_i setiap nilai b diperoleh melalui regresi *nonlinear least-squares*, dan kesesuaian model dievaluasi memakai dua kriteria kesalahan, yaitu *Sum of Squared Error* (SSE) dan statistik X^2 berbobot. Kedua kriteria memberikan nilai minimum pada $b = 0$, yaitu SSE sebesar 8.125.691,56 dan X^2 sebesar 5.323,25, sehingga tipe *decline* sumur adalah *exponential* dengan q_i regresi 4.153,52 Sm³/hari, D_i 0,0010373 per hari (0,031574 per bulan), dan koefisien determinasi 0,934. Peramalan dimulai dari laju aktual bulan penuh terakhir sebesar 102,50 Sm³/hari (Juni 2016) dengan batas keekonomian 10 STB/hari (1,59 Sm³/hari). Berdasarkan ekstrapolasi model DCA, sumur diproyeksikan mencapai batas keekonomian pada Juni 2027 atau 132 bulan setelah Juni 2016. Produksi kumulatif aktual sampai Juni 2016 sebesar 3.801,44 MSm³ dan sisa cadangan hasil model sebesar 97,28 MSm³, sehingga diperoleh EUR sebesar 3.898,71 MSm³ (24,52 MMSTB) dan ERR sebesar 97,28 MSm³ (0,61 MMSTB) atau hanya 2,50% dari EUR. Angka proyeksi tersebut merupakan hasil model, bukan umur operasional aktual sumur, karena produksi Lapangan Volve dihentikan pada tahun 2016 atas pertimbangan keekonomian fasilitas.

Kata kunci: Decline Curve Analysis, Lapangan Volve, Sisa Cadangan, Peramalan Produksi, Batas Keekonomian.

1. PENDAHULUAN

Sumur minyak yang telah berproduksi dalam jangka waktu panjang pada umumnya memasuki fase penurunan produksi (*decline*) akibat berkurangnya energi pendorong reservoir. Pola penurunan tersebut bersifat sistematis dan terekam pada data produksi historis, sehingga evaluasi berkala terhadap kinerja sumur diperlukan untuk memperkirakan sisa cadangan dan memperkirakan kapan produksi tidak lagi ekonomis [1]. Informasi tersebut menjadi dasar bagi perusahaan dalam menyusun strategi pengurusan, penjadwalan kerja ulang, maupun keputusan penutupan sumur.

Lapangan Volve merupakan lapangan minyak lepas pantai pada Blok 15/9 Laut Utara Norwegia yang dioperasikan oleh Equinor ASA, berproduksi sejak tahun 2008 dan dihentikan pada tahun 2016. Seluruh data lapangan, termasuk data produksi harian setiap sumur, telah dipublikasikan secara terbuka sehingga banyak digunakan sebagai data uji pada penelitian peramalan produksi [2]. Sumur NO 15/9-F-14 H merupakan salah satu sumur produksi utama pada lapangan tersebut, berproduksi tanpa *artificial lift*, dan memperlihatkan penurunan laju produksi yang jelas disertai kenaikan *watercut* hingga mendekati 97%.

Perkiraan cadangan minyak dapat dilakukan melalui metode volumetrik, *material balance*, simulasi reservoir, maupun *Decline Curve Analysis* (DCA). Ketiga metode pertama memerlukan data petrofisika, tekanan reservoir, dan sifat fisik fluida yang tidak selalu tersedia, sedangkan DCA hanya memerlukan data historis produksi sehingga relatif sederhana dan cepat diterapkan pada sumur yang telah lama berproduksi [3]. Konsekuensinya, DCA bersifat empiris: metode ini mengekstrapolasi pola statistik data produksi dan tidak secara eksplisit memodelkan mekanisme aliran di dalam reservoir.

Arps mengelompokkan kurva penurunan produksi menjadi tiga tipe, yaitu *exponential*, *hyperbolic*, dan *harmonic*, yang dibedakan oleh nilai eksponen penurunan b . Kajian perbandingan menunjukkan bahwa tidak terdapat satu tipe kurva yang unggul pada semua kasus, sehingga pemilihan tipe *decline* harus didasarkan pada kesesuaian model terhadap data produksi sumur yang dianalisis [4]. Penerapan metode ini juga mensyaratkan kondisi operasi yang relatif konstan; perubahan sistem produksi, misalnya pemasangan *artificial lift*, mengubah karakter tren penurunan dan menyebabkan hasil peramalan menjadi bias apabila tren yang dipilih tidak sesuai [5].

Penelitian terdahulu telah menerapkan metode *Trial Error* yang dipadukan dengan kriteria X^2 untuk menentukan nilai b pada sumur produksi, yaitu dengan menguji setiap nilai b dari 0 sampai 1 dan memilih nilai yang menghasilkan selisih terkecil antara laju produksi aktual dan laju produksi hasil model [6]. Pendekatan tersebut lebih dapat diperiksa ulang dibandingkan pemilihan tipe kurva secara visual karena keputusannya didasarkan pada besaran kesalahan yang terukur, meskipun kriteria X^2 pada penerapan tersebut berperan sebagai ukuran kesalahan dan bukan sebagai uji hipotesis statistik.

Berdasarkan uraian tersebut, penelitian ini bertujuan untuk: (1) memvalidasi data produksi dan menetapkan tren penurunan sumur NO 15/9-F-14 H; (2) menentukan tipe *decline* melalui metode *Trial Error* dengan kriteria SSE dan X^2 berbobot; (3) meramalkan laju produksi minyak dan produksi kumulatif sampai batas keekonomian; serta (4) menghitung EUR dan ERR beserta audit dan keterbatasan hasilnya.

2. METODE PENELITIAN

Data dan Validasi Data

Data yang digunakan adalah data produksi harian sumur NO 15/9-F-14 H Lapangan Volve dari *Volve Field Data Set* Equinor. Data harian dipopulasikan menjadi data bulanan untuk memperoleh laju produksi minyak rata-rata (Q_o), *watercut* (WC), dan jam operasi rata-rata (*on-stream hours*) setiap bulan. Periode yang dianalisis adalah Oktober 2008 sampai Juli 2016 sebanyak 94 bulan, dengan Oktober 2008 sebagai puncak produksi.

Validasi data dilakukan melalui tiga pemeriksaan sebelum analisis. Pertama, pemeriksaan status sumur untuk memastikan tidak terjadi perubahan metode produksi sepanjang periode data. Kedua, pemeriksaan jam operasi bulanan untuk mengidentifikasi bulan produksi parsial, yaitu bulan dengan jam operasi rata-rata jauh di bawah 24 jam/hari, yang lajunya tidak merepresentasikan kemampuan produksi sumur. Ketiga, pemeriksaan konsistensi arah tren, yaitu memastikan bahwa fluktuasi bulanan yang muncul dapat dijelaskan oleh jam operasi dan bukan merupakan perubahan tren penurunan. Bulan

produksi parsial tetap disertakan dalam perhitungan produksi kumulatif aktual karena volumenya nyata, tetapi tidak digunakan sebagai titik awal peramalan.

Batas keekonomian (*economic rate* atau *q-limit*) yang digunakan sebesar 10 STB/hari, setara 1,59 Sm³/hari, mengikuti nilai yang lazim dipakai pada studi DCA sejenis sehingga hasil penelitian ini dapat diperbandingkan [7]. Satuan volume mengikuti satuan data asli lapangan, yaitu Sm³, dengan faktor konversi 1 Sm³ = 6,2898 STB.

Penentuan Tipe *Decline*

Tipe kurva penurunan menurut Arps dibedakan oleh nilai *b*, yaitu *exponential* (*b* = 0) dengan laju penurunan fraksional konstan, *hyperbolic* (0 < *b* < 1) dengan laju penurunan yang melambat terhadap waktu, dan *harmonic* (*b* = 1) dengan laju penurunan berbanding lurus terhadap laju produksi sesaat [8]. Persamaan laju produksi dan produksi kumulatif untuk ketiga tipe tersebut disajikan pada Tabel 1.

Tabel 1. Persamaan *Decline Curve Analysis* Menurut Arps

Karakteristik	<i>Exponential</i>	<i>Hyperbolic</i>	<i>Harmonic</i>
Eksponen <i>b</i>	<i>b</i> = 0	0 < <i>b</i> < 1	<i>b</i> = 1
Laju produksi	$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = q_i (1 + b D_i t)^{-1/b}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
Produksi kumulatif	$N_p = (q_i - q) / D_i$	$N_p = [q_i^b / ((1 - b) D_i)] (q_i^{1-b} - q^{1-b})$	$N_p = (q_i / D_i) \ln (q_i / q)$

Nilai *b* ditentukan dengan metode *Trial Error*, yaitu memvariasikan *b* dari 0 sampai 1 dengan interval 0,1 sehingga diperoleh sebelas skenario. Untuk setiap nilai *b*, pasangan parameter *q_i* dan *D_i* tidak ditebak melainkan diperoleh melalui regresi *nonlinear least-squares* terhadap seluruh 94 titik data bulanan, sehingga setiap tipe kurva dievaluasi pada kondisi parameter terbaiknya masing-masing dan perbandingan antartipe menjadi setara [9].

Kesesuaian setiap model terhadap data dievaluasi menggunakan dua kriteria kesalahan yang dinyatakan pada Persamaan (1) dan Persamaan (2).

$$SSE = \sum (q_{\text{aktual}} - q_{\text{forecast}})^2 \quad (1)$$

$$X^2 = \sum [(q_{\text{aktual}} - q_{\text{forecast}})^2 / q_{\text{forecast}}] \quad (2)$$

Perlu ditegaskan bahwa pada penelitian ini kedua besaran tersebut digunakan semata-mata sebagai kriteria kesalahan (*goodness-of-fit criterion*) untuk memeringkat sebelas kandidat model, bukan sebagai uji hipotesis formal. Persamaan (1) memberi bobot sama pada setiap residual, sedangkan Persamaan (2) membagi residual kuadrat dengan nilai model sehingga berperan sebagai kesalahan kuadrat berbobot yang mengurangi dominasi data berlaju tinggi pada awal produksi. Karena laju produksi merupakan besaran kontinu dan bukan frekuensi kejadian, syarat baku uji *X² goodness of fit* tidak terpenuhi; oleh sebab itu penelitian ini tidak menghitung derajat bebas, nilai kritis, maupun nilai-*p*, dan tidak menarik kesimpulan berupa penerimaan atau penolakan hipotesis. Penggunaan dua kriteria sekaligus dimaksudkan sebagai pemeriksaan silang: apabila keduanya menunjuk nilai *b* yang sama, pemilihan tipe *decline* tidak bergantung pada pembobotan yang dipilih [10]. Sebagai pelengkap, dihitung pula koefisien determinasi (*R²*) dan *Root Mean Squared Error* (RMSE) model terpilih terhadap data aktual [11].

Prosedur Peramalan dan Audit Perhitungan

Peramalan dilakukan menggunakan persamaan tipe *decline* terpilih. Pada tahap ini digunakan dua nilai *q_i* yang berbeda peran dan tidak boleh dipertukarkan. Nilai pertama adalah *q_i* regresi, yaitu parameter model hasil pencocokan terhadap seluruh riwayat produksi yang secara fisik menyatakan laju ekstrapolasi model pada *t* = 0 (puncak produksi); nilai ini dipakai hanya untuk menguji dan memilih tipe *decline*. Nilai kedua adalah *q_i* peramalan, yaitu laju produksi aktual pada titik akhir riwayat yang berfungsi sebagai syarat awal ekstrapolasi ke depan. Nilai *D_i* yang digunakan pada kedua tahap adalah sama, karena *D_i* merupakan sifat tren penurunan dan tidak bergantung pada titik acuan yang dipilih.

Sisa umur model (*t_{limit}*) dihitung sebagai waktu yang dibutuhkan laju produksi turun dari *q_i* peramalan sampai *q-limit*. EUR dihitung sebagai penjumlahan produksi kumulatif aktual dengan sisa cadangan hasil model, dan ERR sebagai selisih EUR terhadap produksi kumulatif aktual.

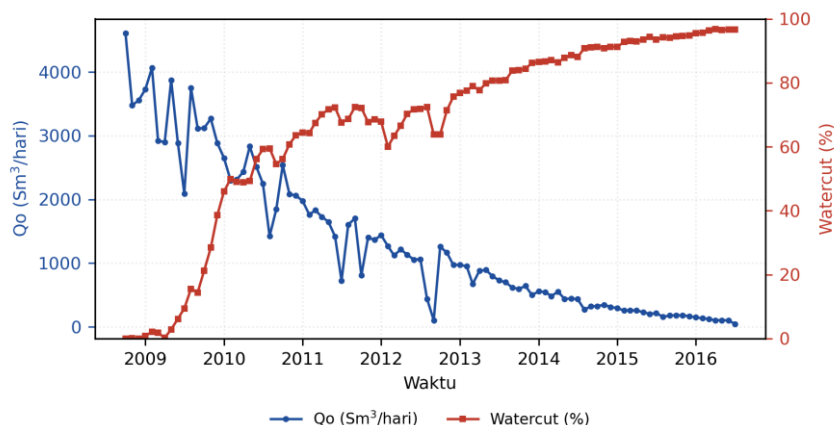
Audit perhitungan dilakukan pada tiga tingkat. Pertama, verifikasi produksi kumulatif aktual melalui dua jalur perhitungan yang berbeda, yaitu penjumlahan volume bulanan dan integrasi laju terhadap jumlah hari kalender setiap bulan. Kedua, pemeriksaan konsistensi satuan, khususnya penggunaan *D_i* dalam satuan per hari pada perhitungan volume dan per bulan pada perhitungan waktu.

Ketiga, pemeriksaan pembulatan, yaitu memastikan bahwa nilai akhir dihitung dari operand penuh dan bahwa selisih terhadap penjumlahan operand yang telah dibulatkan dilaporkan secara terbuka.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Validasi Data dan Pemilihan Tren Produksi

Hasil *plotting* data produksi bulanan terhadap waktu ditampilkan pada Gambar 1. Laju produksi minyak menurun dari 4.607,00 Sm³/hari pada Oktober 2008 menjadi 42,80 Sm³/hari pada Juli 2016, sedangkan *watercut* naik dari 0,07% menjadi 96,62% pada periode yang sama.



Gambar 1. Grafik Qo dan Watercut terhadap Waktu Sumur NO 15/9-F-14 H

Hasil validasi data disajikan pada Tabel 2. Tidak ditemukan bulan dengan laju produksi nol, status sumur tetap sebagai sumur produksi tanpa *artificial lift*, dan penurunan produksi berlangsung menerus disertai kenaikan *watercut*. Dengan demikian satu tren tunggal ditetapkan sepanjang 94 bulan data, dimulai dari puncak produksi.

Tabel 2. Hasil Validasi Data dan Pemeriksaan Persyaratan Tren

No	Aspek yang Diperiksa	Hasil Pemeriksaan
1	Penutupan sumur (<i>shut-in</i>) berkepanjangan	Tidak ditemukan bulan dengan laju produksi nol sepanjang Oktober 2008 – Juli 2016
2	Perubahan metode produksi	Tidak ada. Status sumur tetap sumur produksi minyak tanpa <i>artificial lift</i>
3	Keberadaan tren penurunan produksi	Ada. Qo turun dari 4.607,00 menjadi 42,80 Sm ³ /hari
4	Kenaikan <i>watercut</i> yang menyertai	Ada. WC naik dari 0,07% menjadi 96,62%
5	Bulan produksi parsial (jam operasi rendah)	Teridentifikasi antara lain Juli 2011 (9,09 jam/hari), Agustus–September 2012 (9,95 dan 1,92 jam/hari), dan Juli 2016 (9,72 jam/hari)
6	Titik awal peramalan	Juni 2016 (102,50 Sm ³ /hari; 23,87 jam/hari) dipilih sebagai bulan penuh terakhir

Pemeriksaan kelima pada Tabel 2 menjelaskan penyebab fluktuasi laju antarbulan yang terlihat pada Gambar 1. Penurunan tajam pada Juli 2011, Agustus–September 2012, dan Juli 2016 berkorelasi dengan jam operasi yang rendah pada bulan-bulan tersebut, sehingga merupakan akibat ketersediaan sumur dan bukan perubahan perilaku reservoir. Data tetap dianalisis sebagai satu tren tunggal, namun bulan-bulan parsial tersebut tidak digunakan sebagai titik acuan peramalan.

Penentuan Tipe *Decline Curve*

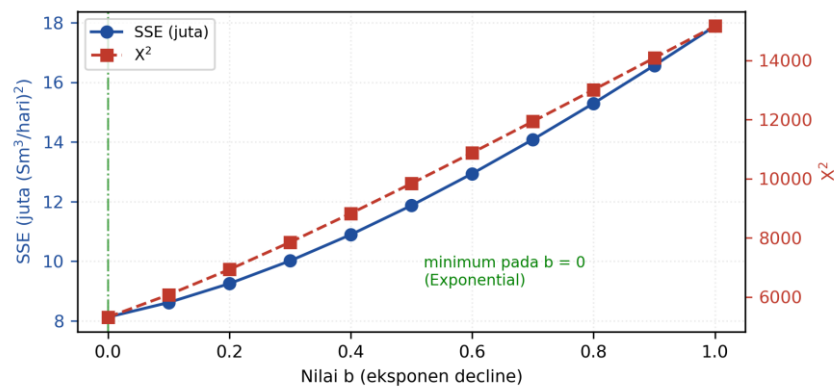
Hasil pengujian sebelas nilai *b* dengan parameter hasil regresi disajikan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Trial Error Penentuan Tipe Decline

<i>b</i>	<i>qi</i> (Sm ³ /hari)	<i>Di</i> (per hari)	SSE	X ²	Tipe Kurva
0,0	4.153,52	0,0010373	8.125.691,56	5.323,25	Exponential
0,1	4.222,78	0,0011293	8.616.384,45	6.081,15	Hyperbolic

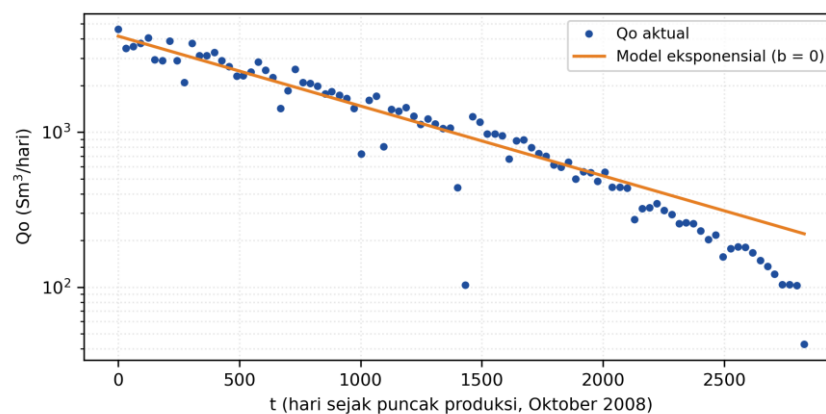
b	q _i (Sm ³ /hari)	D _i (per hari)	SSE	X ²	Tipe Kurva
0,2	4.289,05	0,0012298	9.251.317,67	6.934,29	Hyperbolic
0,3	4.352,46	0,0013395	10.014.958,71	7.856,98	Hyperbolic
0,4	4.413,11	0,0014595	10.892.920,10	8.831,13	Hyperbolic
0,5	4.471,09	0,0015910	11.871.929,66	9.843,13	Hyperbolic
0,6	4.526,52	0,0017351	12.939.785,69	10.882,43	Hyperbolic
0,7	4.579,46	0,0018933	14.085.303,63	11.940,58	Hyperbolic
0,8	4.630,05	0,0020670	15.298.257,17	13.010,74	Hyperbolic
0,9	4.678,45	0,0022579	16.569.315,30	14.087,32	Hyperbolic
1,0	4.724,81	0,0024677	17.889.976,76	15.165,47	Harmonic

Kedua kriteria kesalahan mencapai nilai terkecil pada $b = 0$, yaitu SSE sebesar 8.125.691,56 dan X^2 sebesar 5.323,25. Karena kedua kriteria menggunakan pembobotan yang berbeda namun menunjuk nilai b yang sama, pemilihan tipe *decline* tidak sensitif terhadap pilihan bobot. Tipe *decline* sumur NO 15/9-F-14 H dengan demikian ditetapkan sebagai *exponential*, dengan q_i regresi 4.153,52 Sm³/hari dan D_i 0,0010373 per hari atau 0,031574 per bulan. Model terpilih memberikan R^2 sebesar 0,934 dan RMSE sebesar 294,01 Sm³/hari terhadap 94 data aktual.



Gambar 2. Nilai SSE dan X^2 terhadap Variasi Nilai b

Gambar 2 memperlihatkan bahwa kedua kriteria naik secara monoton seiring bertambahnya nilai b , tanpa titik minimum di bagian dalam rentang. Artinya, nilai optimum berada tepat pada batas bawah domain Arps ($b = 0$) dan bukan merupakan minimum interior. Temuan ini memiliki dua implikasi. Pertama, data tidak menunjukkan gejala perlambatan laju penurunan yang menjadi ciri kurva *hyperbolic*, sehingga penambahan nilai b hanya memperbesar kesalahan. Kedua, tidak tertutup kemungkinan bahwa kesesuaian yang lebih baik dapat dicapai pada $b < 0$ (penurunan lebih cepat daripada eksponensial); nilai tersebut berada di luar rentang berlaku model Arps dan tidak dieksplorasi dalam penelitian ini, tetapi perlu dicatat sebagai batas keberlakuan hasil.



Gambar 3. Plot Semilogaritmik Q_o terhadap Waktu dan Model *Exponential* ($b = 0$)

Gambar 3 menampilkan data pada skala semilogaritmik, yaitu skala tempat tipe *exponential* membentuk garis lurus. Data aktual mengikuti pola garis lurus tersebut dengan sebaran yang wajar, sekaligus memperlihatkan bahwa penyimpangan terbesar terjadi pada bulan-bulan produksi parsial yang telah diidentifikasi pada Tabel 2.

Peramalan Laju Produksi, Produksi Kumulatif, dan Batas Keekonomian

Sebagaimana dijelaskan pada Subbab 2.C, peramalan menggunakan q_i peramalan sebesar 102,50 Sm³/hari, yaitu laju produksi aktual Juni 2016 sebagai bulan penuh terakhir, dan bukan q_i regresi sebesar 4.153,52 Sm³/hari yang merupakan parameter model pada puncak produksi. Perbedaan besar antara kedua nilai tersebut bukan merupakan inkonsistensi, melainkan konsekuensi langsung dari peran keduanya: q_i regresi menyatakan titik awal kurva pada Oktober 2008, sedangkan q_i peramalan menyatakan kondisi sumur pada Juni 2016 setelah 93 bulan berproduksi. Sebagai pemeriksaan, ekstrapolasi model regresi ke Juni 2016 memberikan $4.153,52 \times e^{-(0,0010373)(2800)} = 227,50$ Sm³/hari; nilai ini lebih tinggi daripada laju aktual karena model global tunggal cenderung melebihkan laju pada ekor kurva. Penggunaan laju aktual terakhir sebagai syarat awal karenanya memberikan peramalan yang lebih konservatif.

Perhitungan laju produksi hasil peramalan pada bulan pertama ($t = 1$) menggunakan D_i dalam satuan per bulan adalah sebagai berikut.

$$q_{\text{forecast}} = q_i e^{-D_i \cdot t} = (102,50) e^{-(0,031574)(1)} = 99,31 \text{ Sm}^3/\text{hari} \quad (3)$$

Produksi kumulatif hasil peramalan dihitung dengan persamaan tipe *exponential* menggunakan D_i dalam satuan per hari, yaitu 0,0010373 per hari, agar satuan volume yang dihasilkan konsisten dalam Sm³.

$$N_{\text{pt}} = (q_i - q_t) / D_i = (102,50 - 99,31) / 0,0010373 = 3,07 \text{ MSm}^3 \quad (4)$$

Sisa cadangan yang dapat diproduksi sampai batas keekonomian diperoleh dengan mengganti q_t dengan q -limit sebesar 1,59 Sm³/hari.

$$N_{\text{pt-limit}} = (q_i - q_{\text{limit}}) / D_i = (102,50 - 1,59) / 0,0010373 = 97,28 \text{ MSm}^3 \quad (5)$$

Waktu yang dibutuhkan sumur mencapai batas keekonomian menurut model dihitung dengan Persamaan (6).

$$t_{\text{limit}} = \ln(q_i / q_{\text{limit}}) / D_i = \ln(102,50 / 1,59) / 0,031574 = 132 \text{ bulan} \quad (6)$$

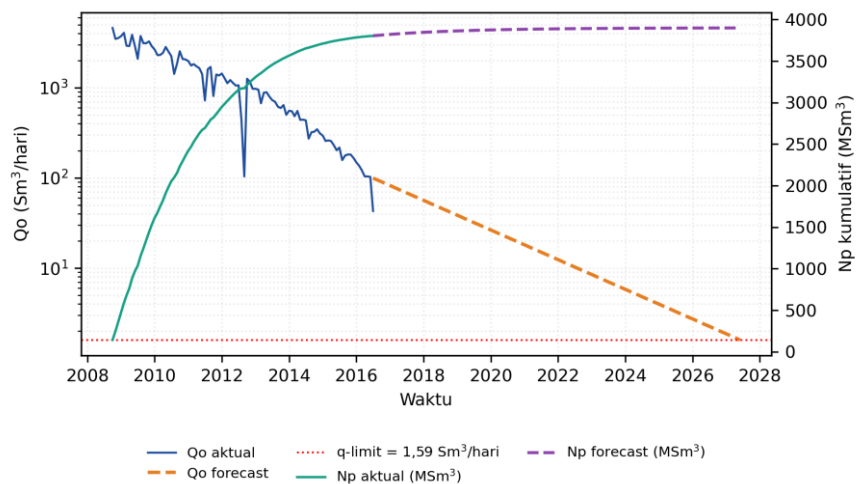
Berdasarkan ekstrapolasi model DCA, sumur NO 15/9-F-14 H diproyeksikan mencapai batas keekonomian 10 STB/hari pada 132 bulan atau 11 tahun setelah Juni 2016, yaitu Juni 2027. Angka tersebut merupakan keluaran model dan bukan umur operasional aktual sumur; produksi Lapangan Volve dihentikan pada tahun 2016 atas pertimbangan keekonomian fasilitas lepas pantai secara keseluruhan, jauh sebelum laju produksi sumur mencapai batas keekonomian menurut model. Ringkasan hasil peramalan disajikan pada Tabel 4 dan Gambar 4.

Tabel 4. Ringkasan Hasil Forecast Production Sumur NO 15/9-F-14 H

t (bulan)	Bulan	Qo forecast (Sm ³ /hari)	N _{pt} (MSm ³)	N _p kumulatif (MSm ³)
0	Juni 2016	102,50	0,00	3.801,44
1	Juli 2016	99,31	3,07	3.804,51
2	Agustus 2016	96,23	6,05	3.807,48
3	September 2016	93,24	8,93	3.810,37
4	Oktober 2016	90,34	11,72	3.813,16
5	November 2016	87,53	14,43	3.815,87
6	Desember 2016	84,81	17,05	3.818,49
7	Januari 2017	82,17	19,59	3.821,03
8	Februari 2017	79,62	22,06	3.823,49
9	Maret 2017	77,15	24,44	3.825,88
10	April 2017	74,75	26,75	3.828,19
11	Mei 2017	72,42	28,99	3.830,43
12	Juni 2017	70,17	31,16	3.832,60
18	Desember 2017	58,06	42,84	3.844,27

t (bulan)	Bulan	Qo forecast (Sm ³ /hari)	N _{pt} (MSm ³)	N _p kumulatif (MSm ³)
24	Juni 2018	48,04	52,50	3.853,93
36	Juni 2019	32,89	67,10	3.868,54
48	Juni 2020	22,52	77,10	3.878,54
60	Juni 2021	15,42	83,95	3.885,38
72	Juni 2022	10,55	88,64	3.890,07
84	Juni 2023	7,23	91,84	3.893,28
96	Juni 2024	4,95	94,04	3.895,48
108	Juni 2025	3,39	95,55	3.896,98
120	Juni 2026	2,32	96,57	3.898,01
126	Desember 2026	1,92	96,96	3.898,40
132	Juni 2027	1,59	97,28	3.898,72

Catatan: ditampilkan 12 bulan pertama dan interval terpilih hingga batas keekonomian; perhitungan dilakukan penuh untuk 132 bulan.



Gambar 4. Grafik Hasil Analisis *Decline Curve Analysis* Sumur NO 15/9-F-14 H Audit Perhitungan EUR dan ERR

Produksi kumulatif aktual dihitung dari data bulanan Oktober 2008 sampai Juni 2016 dan diverifikasi melalui dua jalur perhitungan yang memberikan hasil identik, yaitu 3.801.435,65 Sm³ atau 3.801,44 MSm³ (23,91 MMSTB). EUR diperoleh dengan menjumlahkan nilai tersebut dengan sisa cadangan hasil model pada Persamaan (5).

$$\text{EUR} = N_{pt} + N_{pt\text{-limit}} = 3.801,4357 + 97,2771 = 3.898,7128 \approx 3.898,71 \text{ MSm}^3 \quad (7)$$

Perlu dicatat bahwa apabila kedua operand terlebih dahulu dibulatkan menjadi dua angka desimal, penjumlahannya menghasilkan $3.801,44 + 97,28 = 3.898,72 \text{ MSm}^3$. Selisih sebesar 0,01 MSm³ tersebut murni berasal dari pembulatan, bukan dari kesalahan perhitungan. Nilai yang dilaporkan dalam penelitian ini, yaitu 3.898,71 MSm³, dihitung dari operand penuh sebagaimana ditunjukkan pada Persamaan (7), setara dengan 24,52 MMSTB. Selanjutnya ERR dihitung sebagai selisih EUR terhadap produksi kumulatif aktual.

$$\text{ERR} = \text{EUR} - N_{pt} = 3.898,7128 - 3.801,4357 = 97,2771 \approx 97,28 \text{ MSm}^3 \quad (8)$$

Hasil audit menunjukkan bahwa nilai ERR identik dengan $N_{pt\text{-limit}}$ pada Persamaan (5), sebagaimana seharusnya, karena keduanya menyatakan besaran yang sama ditinjau dari titik acuan yang berbeda. Kesamaan ini berfungsi sebagai pemeriksaan tertutup atas konsistensi internal perhitungan. Nilai ERR sebesar 97,28 MSm³ setara 0,61 MMSTB atau 2,50% dari EUR. Ringkasan seluruh hasil disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Ringkasan Hasil Analisis dan Sumber Perhitungan

Parameter	Nilai	Satuan	Sumber
Tipe decline (b)	0 (Exponential)	–	Tabel 3
qi regresi (Oktober 2008)	4.153,52	Sm ³ /hari	Tabel 3
Di	0,0010373	per hari	Tabel 3
Di	0,031574	per bulan	Tabel 3
R ² model terpilih	0,934	–	Subbab 3.B
RMSE model terpilih	294,01	Sm ³ /hari	Subbab 3.B
qi peramalan (Juni 2016)	102,50	Sm ³ /hari	Tabel 2
q-limit	1,59 (10 STB/hari)	Sm ³ /hari	Subbab 2.A
tlimit (proyeksi model)	132 (11 tahun), Juni 2027	bulan	Pers. (6)
Np aktual s.d. Juni 2016	3.801,44 (23,91 MMSTB)	MSm ³	Subbab 3.D
Npt-limit (sisca cadangan model)	97,28	MSm ³	Pers. (5)
EUR	3.898,71 (24,52 MMSTB)	MSm ³	Pers. (7)
ERR	97,28 (0,61 MMSTB)	MSm ³	Pers. (8)
ERR terhadap EUR	2,50	%	Subbab 3.D

Interpretasi Engineering

Terpilihnya tipe *exponential* dapat dijelaskan dari perilaku produksi sumur pada tahap akhir. Pada kondisi *watercut* yang sangat tinggi, laju total cairan yang diangkat relatif dipertahankan sementara fraksi minyak di dalamnya terus mengecil, sehingga laju produksi minyak turun dengan persentase yang hampir tetap setiap bulan. Perilaku persentase penurunan yang konstan inilah yang secara matematis diwakili oleh $b = 0$, dan hal tersebut konsisten dengan naiknya *watercut* dari 0,07% menjadi 96,62% sepanjang periode data.

Kenaikan *watercut* tersebut menunjukkan bahwa air semakin mendominasi aliran menuju sumur, yang dapat bersumber dari perembesan air formasi, dari air injeksi yang menerobos ke sumur produksi, atau dari kombinasi keduanya. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data laju produksi dan *watercut* saja, tanpa data tekanan reservoir, riwayat injeksi per sumur, maupun analisis *material balance*. Oleh karena itu profil *watercut* pada Gambar 1 tidak dapat dijadikan dasar untuk menyimpulkan mekanisme pendorong reservoir; penentuan mekanisme pendorong memerlukan data tekanan dan neraca material yang berada di luar cakupan studi ini. Pengendalian produksi air pada lapangan dengan *watercut* tinggi umumnya menjadi faktor penentu keekonomian dan memerlukan kajian tersendiri [12].

Dari sisi perencanaan produksi, nilai ERR sebesar 2,50% dari EUR menunjukkan bahwa sumur NO 15/9-F-14 H praktis telah terkuras pada akhir periode data: lebih dari 97% minyak yang dapat diperoleh menurut model sudah diproduksi. Sisa 97,28 MSm³ tersebut hanya dapat diperoleh apabila sumur dibiarkan berproduksi selama 11 tahun tambahan pada laju yang terus menurun sampai di bawah 10 Sm³/hari, sementara pada saat yang sama sumur harus mengangkat dan menangani air dalam volume jauh lebih besar daripada minyaknya. Konsekuensinya, batas keekonomian yang mengikat pada sumur seperti ini pada praktiknya ditentukan oleh biaya penanganan air dan biaya operasi fasilitas, bukan oleh laju produksi minyak semata.

Pola tersebut sejalan dengan hasil studi DCA pada sumur lain di Lapangan Volve yang menyimpulkan bahwa penghentian produksi didorong oleh pertimbangan keekonomian dan bukan oleh habisnya minyak yang dapat diproduksi [7]. Perbandingan dengan studi sejenis juga menunjukkan besaran ERR yang jauh lebih kecil pada penelitian ini; hal tersebut wajar karena sumur NO 15/9-F-14 H dianalisis pada tahap sangat akhir masa produksinya, sedangkan studi pembanding umumnya menganalisis sumur yang masih berada pada pertengahan masa produksi [13], [14].

Keterbatasan Studi

Hasil penelitian ini perlu dibaca dengan memperhatikan enam keterbatasan berikut. Pertama, DCA merupakan metode empiris yang mengekstrapolasi pola data produksi dan tidak memodelkan

mekanisme aliran di reservoir, sehingga hasilnya hanya berlaku selama kondisi operasi dan mekanisme pengurasan tidak berubah.

Kedua, nilai optimum kriteria kesalahan berada tepat pada batas domain ($b = 0$) dan bukan minimum interior, sehingga tidak dapat dipastikan bahwa $b = 0$ merupakan optimum global apabila rentang b diperluas ke nilai negatif.

Ketiga, kriteria X^2 pada penelitian ini berperan sebagai kesalahan kuadrat berbobot untuk memeringkat model, bukan sebagai uji hipotesis; karena itu hasilnya tidak dapat dinyatakan dalam bentuk taraf signifikansi maupun selang kepercayaan. Kuantifikasi ketidakpastian cadangan memerlukan pendekatan DCA probabilistik yang menghasilkan estimasi pada beberapa tingkat probabilitas [3].

Keempat, laju bulanan yang digunakan belum dinormalisasi terhadap jam operasi sumur. Bulan produksi parsial telah diidentifikasi dan dikeluarkan dari pemilihan titik acuan, tetapi tetap ikut membentuk regresi sehingga berkontribusi pada nilai RMSE sebesar 294,01 Sm³/hari.

Kelima, batas keekonomian 10 STB/hari yang digunakan berasal dari praktik pada lapangan darat dan dipilih agar hasil dapat diperbandingkan dengan studi terdahulu. Untuk lapangan lepas pantai Laut Utara dengan biaya operasi yang jauh lebih tinggi, batas keekonomian riil berada jauh di atas nilai tersebut, sehingga sisa umur 132 bulan yang diperoleh merupakan batas atas dan akan memendek secara signifikan apabila q -limit dinaikkan.

Keenam, *Recovery Factor* tidak dihitung karena tidak tersedia nilai OOIP pada tingkat sumur, dan hasil DCA ini belum diverifikasi silang dengan simulasi reservoir maupun *material balance*. Studi lanjutan yang membandingkan hasil DCA dengan metode berbasis data maupun simulasi diperlukan untuk menguji ketegaran estimasi cadangan yang diperoleh [15].

4. KESIMPULAN, KETERBATASAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil *Decline Curve Analysis* (DCA), data produksi sumur No. 15/9-F-14 H Lapangan Volve periode Oktober 2008–Juli 2016 membentuk satu tren penurunan selama 94 bulan, dengan penurunan laju produksi minyak dan peningkatan *watercut* hingga 96,62%. Hasil metode *Trial Error* menunjukkan nilai SSE dan X^2 minimum pada $b = 0$, sehingga sumur dikategorikan mengalami *exponential decline*, dengan q_i sebesar 4.153,52 Sm³/hari, D_i sebesar 0,0010373 per hari, R^2 sebesar 0,934, dan RMSE sebesar 294,01 Sm³/hari. Karena $b = 0$ berada pada batas domain Arps, hasil tersebut merupakan model terbaik dalam domain pengujian dan tidak dapat dinyatakan sebagai optimum global.

Dengan laju awal peramalan 102,50 Sm³/hari dan batas keekonomian 1,59 Sm³/hari, model memproyeksikan pencapaian batas keekonomian pada Juni 2027. Proyeksi tersebut merupakan hasil model dan bukan umur operasional aktual karena produksi Lapangan Volve dihentikan pada 2016. Produksi kumulatif aktual hingga Juni 2016 sebesar 3.801,44 MSm³, sedangkan ERR sebesar 97,28 MSm³, sehingga EUR diperkirakan sebesar 3.898,71 MSm³. ERR yang hanya 2,50% dari EUR menunjukkan bahwa sumur telah berada pada tahap akhir masa produktif, dengan keekonomian produksi semakin dipengaruhi oleh tingginya *watercut* dan biaya penanganan air terproduksi.

Penelitian ini menggunakan DCA berbasis data historis sehingga belum secara eksplisit mempertimbangkan kondisi reservoir, tekanan, karakteristik fluida, dan mekanisme aliran multiphase. Nilai $b = 0$ juga berada pada batas domain Arps sehingga pemilihan *exponential decline* perlu diinterpretasikan secara hati-hati. Selain itu, proyeksi hingga 2027 merupakan ekstrapolasi matematis dan belum memasukkan penghentian produksi aktual pada 2016. Penentuan batas keekonomian juga belum mempertimbangkan secara menyeluruh harga minyak, OPEX, CAPEX, serta biaya pengelolaan air terproduksi.

Penelitian selanjutnya disarankan mengintegrasikan DCA dengan analisis reservoir dan *production engineering* serta membandingkan model *exponential*, *hyperbolic*, dan *harmonic decline*. Evaluasi statistik dapat dilengkapi dengan analisis residual dan kriteria AIC/BIC untuk memperkuat pemilihan model. Estimasi ERR juga sebaiknya dikombinasikan dengan analisis keekonomian yang mempertimbangkan harga minyak, OPEX, CAPEX, dan biaya pengelolaan air terproduksi. Mengingat *watercut* telah mencapai 96,62%, evaluasi *water shut-off*, optimasi produksi, atau penggunaan *artificial lift* juga dapat dipertimbangkan sebelum menentukan keputusan produksi lanjutan atau penghentian sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Tawfeeq, Y. J., Abdul Aziz, Q. Q., & Al-Hadidy, A. H. (2024). Prediction of Wells Performance and Producing Life Applying Production Decline Analysis. *Iraqi Geological Journal*, 57(1D), 111–120.
- [2] Lu, X., Cao, J., & Zou, J. (2025). Well Production Forecasting in Volve Field Using Kolmogorov–Arnold Networks. *Energies*, 18(13), 3584.
- [3] Yehia, T., Naguib, A., Abdelhafiz, M. M., Hegazy, G. M., & Mahmoud, O. (2023). Probabilistic Decline Curve Analysis: State-of-the-Art Review. *Energies*, 16(10), 4117.
- [4] 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, 69.
- [5] Maurenza, F., Yasutra, A., & Lumban Tungkup, I. (2023). Production Forecasting Using Arps Decline Curve Model with the Effect of Artificial Lift Installation. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 46(1), 9–18.
- [6] Prasetyaningrum, H., Ibrahim, A. T., & Amanilutfie, F. (2025). Penentuan Sisa Cadangan Gas Menggunakan Metode Loss Ratio dan Trial Error & X2-Chisquare Test Sumur “M” Lapangan “N”. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 13(2), 86–96.
- [7] Aryady, C. V. O., & Lutfi, M. (2026). Decline Curve Analysis for Forecasting Cumulative Production and Remaining Recoverable Volume in Well 15/9-F-12, Volve Field. *TK Techforum Journal*, 2026(1), 14–20.
- [8] Rahaman, M. S., Islam, M. A., Samad, A., & Mawa, T. (2026). Comparative Evaluation of Gas Well Production Forecasting Using Decline Curve Analysis and Data-Driven Predictive Models. *Discover Geoscience*, 4, 30.
- [9] Okologume, C. W., & Esue, A. I. (2022). Gauss-Jacobi’s Iteration Method for Natural Gas Wells Production Forecast Using Decline Curve Analysis. *Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology*, 3(2), 25–35.
- [10] Yehia, T., Khattab, H., Tantawy, M., & Mahgoub, I. (2022). Removing the Outlier from the Production Data for the Decline Curve Analysis of Shale Gas Reservoirs: A Comparative Study Using Machine Learning. *ACS Omega*, 7(36), 32046–32061.
- [11] Rahaman, M. S., Sakib, A., Samad, A., & Islam, M. A. (2025). Predicting Gas Well Performance with Decline Curve Analysis: A Case Study on Semutang Gas Field. *Proceedings of the 8th International Conference on Mechanical, Industrial and Energy Engineering (ICMIEE)*, Khulna, Bangladesh.
- [12] Alisheva, Z., Nadirov, K., Al-Dujaili, A. N., dkk. (2025). Integrated Strategies for Controlling Water Cut in Mature Oil Fields in Kazakhstan. *Polymers*, 17(7), 829.
- [13] Hafidhzullah, M. F., & Nirmala, G. S. (2024). Perhitungan Forecast Cadangan Sumur Minyak Menggunakan Metode Decline Curve Analysis. *Scientica: Jurnal Ilmiah Sains dan Teknologi*, 2(3), 16–24.
- [14] Sakinah, dkk. (2023). Upaya Peramalan Cadangan Minyak pada Sumur SBR-A Menggunakan Metode Decline Curve Analysis. *Al Mikraj: Jurnal Studi Islam dan Humaniora*, 3(2), 231–240.
- [15] Jacota, D.-R., Popa, C. R., Tănase, M., & Veres, C. (2026). Machine-Learning Algorithm and Decline-Curve Analysis Comparison in Forecasting Gas Production. *Processes*, 14(5), 826.