Jurnal Eksplorasi dan Produksi Migas
Volume 4, No. 2, Juli 2026
ISSN 3025-4426

IDENTIFIKASI *WATER CONING* BERDASARKAN LAJU ALIR KRITIS PADA SUMUR YZ LAPANGAN HDZ

M. Hammam Zakka Raise Nova[1], Diyah Rosiani[1], Pradini Rahalintar[1*], Marlen Claritha Metan[1]
[1]Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Cepu, Blora, 58315
**E-mail*: pradini.rahalintar@esdm.go.id

ABSTRAK

Water coning merupakan masalah produksi pada sumur minyak yang terhubung langsung dengan akuifer aktif, ditandai dengan naiknya air formasi menuju lubang perforasi akibat laju produksi yang melebihi laju aliran kritis (Qc). Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi potensi *water coning* dengan mengintegrasikan metode Meyer-Gardner, *Tornado Analysis*, dan simulasi Monte Carlo untuk memperhitungkan ketidakpastian parameter reservoir. Data reservoir, fluida, dan uji sumur dianalisis menggunakan persamaan *Productivity Index*, *Inflow Performance Relationship* Vogel, dan metode Meyer-Gardner, dilanjutkan dengan *Tornado Analysis* terhadap empat parameter tidak pasti, yaitu permeabilitas, ketebalan zona, viskositas minyak, dan perbedaan densitas fluida, serta simulasi Monte Carlo dengan 10.000 iterasi. Hasil menunjukkan *Productivity Index* relatif tinggi (1,44 bbl/hari/psi) dengan laju produksi optimum Vogel 451,59 bopd, jauh melebihi laju aliran kritis deterministik Meyer-Gardner 14,74 STB/hari. *Tornado Analysis* menunjukkan bahwa viskositas minyak merupakan parameter paling sensitif, meskipun selisihnya dengan ketebalan zona dan permeabilitas relatif kecil. Simulasi Monte Carlo menghasilkan rentang laju aliran kritis P10, P50, dan P90 masing-masing 11,14, 14,81, dan 19,74 STB/hari jauh di bawah laju produksi minyak aktual sumur 85 STB/hari, yang mengindikasikan sumur berpotensi mengalami *water coning*, sejalan dengan tingginya *water cut* sebesar 89%. Pendekatan probabilistik memberikan rentang estimasi Qc yang mempertimbangkan ketidakpastian parameter reservoir sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan dalam mitigasi *water coning*.

Kata kunci: Laju Alir Kritis, Meyer-Gardner, *Monte Carlo, Tornado Analysis, Water Coning*

ABSTRACT

Water coning is a production problem in oil wells connected to an active aquifer, marked by formation water rising toward the perforations when the production rate exceeds the critical flow rate (Qc). This study evaluates the potential for water coning by integrating the Meyer-Gardner method, Tornado Analysis, and Monte Carlo simulation to account for reservoir uncertainty. Reservoir, fluid, and well test data were analyzed using the Productivity Index, Vogel's Inflow Performance Relationship, and the Meyer-Gardner method, followed by Tornado Analysis of four uncertain parameters (permeability, zone thickness, oil viscosity, and fluid density difference) and a 10,000-iteration Monte Carlo simulation. The results show a relatively high Productivity Index (1.44 bbl/day/psi) and an optimum Vogel production rate of 451.59 bopd, far above the deterministic Meyer-Gardner critical rate of 14.74 STB/day. Oil viscosity is the most sensitive parameter, although its margin over zone thickness and permeability is small. The Monte Carlo simulation yields P10, P50, and P90 critical rates of 11.14, 14.81, and 19.74 STB/day, far below the actual oil rate of 85 STB/day, indicating the well is likely experiencing water coning, consistent with its 89% water cut. The probabilistic approach gives a Qc range reflecting reservoir uncertainty to support water coning mitigation.

Keywords: Critical Flow Rate, Meyer-Gardner, Monte Carlo, Tornado Analysis, Water Coning

1. PENDAHULUAN

Produksi minyak dari reservoir yang terhubung langsung dengan akuifer aktif sering kali menghadapi masalah *water coning*, yaitu fenomena naiknya air formasi menuju lubang-lubang perforasi sumur produksi akibat penurunan tekanan di sekitar sumur selama proses produksi [1], [2]. Fenomena ini terjadi ketika gaya viskositas yang disebabkan oleh aliran fluida hasil produksi melebihi gaya gravitasi yang menahan air di bawah zona minyak, sehingga menyebabkan air bergerak secara vertikal dalam pola berbentuk kerucut menuju lubang sumur [3]. *Water coning* secara langsung menyebabkan peningkatan *water cut*, penurunan laju produksi minyak, dan biaya operasional yang lebih tinggi akibat penanganan air hasil produksi [4], [5].

Permasalahan ini semakin relevan seiring dengan semakin banyaknya ladang minyak yang memasuki fase matang, di mana tekanan reservoir alami terus menurun dan kontak fluida dengan akuifer aktif menjadi semakin dominan. Dalam kondisi seperti ini, peningkatan *water cut* yang tidak terkendali tidak hanya mengurangi efisiensi volumetrik produksi minyak, tetapi juga membebani sistem pengangkatan buatan, fasilitas pemisahan di permukaan, dan unit pengolahan air hasil produksi, sehingga secara langsung berdampak pada kelayakan ekonomi jangka panjang operasi sumur. Lapangan matang dengan *water cut* tinggi menuntut pengelolaan produksi yang lebih cermat, karena *water cut* berpengaruh terhadap optimasi produksi sumur [4]. Penanggulangan *water cut* pada reservoir dengan kondisi tersebut juga telah dikaji untuk menurunkan *water cut* dan meningkatkan perolehan minyak [5]. Tanpa batas laju produksi yang jelas, sumur berisiko diproduksi pada laju yang memicu kenaikan air formasi menuju perforasi [3]. Oleh karena itu, penentuan batas laju produksi yang aman menjadi langkah awal yang perlu dilakukan sebelum strategi mitigasi lain diterapkan, agar produksi tetap optimal dan risiko *coning* ditekan.

Laju produksi maksimum yang masih dapat ditoleransi tanpa menyebabkan air mencapai perforasi dikenal sebagai laju aliran kritis (Qc). Beberapa metode empiris umumnya digunakan untuk memprediksi Qc, termasuk metode Meyer-Gardner, Schols, dan Chaperon, yang masing-masing memiliki pendekatan dan asumsi berbeda [2], [6], [7]. Metode Meyer-Gardner dipilih untuk penelitian ini karena secara eksplisit memperhitungkan keseimbangan antara gaya gravitasi (perbedaan densitas fluida) dan gaya viskositas (viskositas minyak), yang merupakan mekanisme fisik utama di balik fenomena *coning* [8].

Perhitungan Qc deterministik hanya menghasilkan satu nilai dan oleh karena itu tidak mampu menangkap variasi aktual dalam kondisi reservoir. Dalam kondisi lapangan, parameter seperti permeabilitas, ketebalan zona minyak, viskositas, dan perbedaan densitas fluida sering kali tidak dapat ditentukan dengan pasti akibat keterbatasan data pengukuran langsung dan kompleksitas karakteristik reservoir [9], [10]. Ketidakpastian ini dapat menyebabkan variasi yang signifikan dalam hasil perhitungan Qc, sehingga diperlukan pendekatan probabilistik yang lebih representatif [10]. Tanpa mempertimbangkan rentang ketidakpastian ini, keputusan operasional yang hanya mengandalkan satu nilai Qc deterministik berisiko menjadi terlalu optimis atau terlalu konservatif, yang pada akhirnya dapat memicu terjadinya *water coning* sebelum waktunya atau mengakibatkan sumur diproduksi jauh di bawah kapasitas amannya.

Beberapa penelitian sebelumnya telah mengevaluasi masalah *water coning* menggunakan satu metode deterministik [11], [12], [13], sementara penelitian lain telah menerapkan simulasi Monte Carlo untuk memperhitungkan ketidakpastian pada parameter re, h, dan hc dalam perhitungan Qc menggunakan tiga metode korelasi [2]. Penelitian mengenai kuantifikasi ketidakpastian berbasis Monte Carlo juga telah diterapkan secara luas dalam pemodelan reservoir secara umum

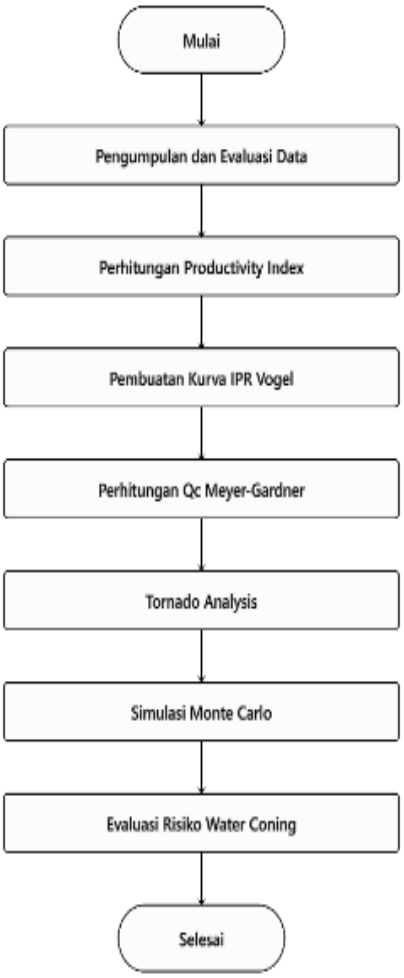
untuk mengevaluasi produksi kumulatif dan *water cut* [9], [10], namun belum diikuti oleh analisis sensitivitas awal (*Tornado Analysis*) yang secara sistematis mengidentifikasi parameter-parameter paling berpengaruh sebelum simulasi probabilistik dijalankan.

Kebaruan penelitian ini terletak pada integrasi *Tornado Analysis* dan simulasi Monte Carlo ke dalam perhitungan Qc metode Meyer-Gardner untuk mengevaluasi fenomena *water coning* pada sumur dengan *water cut* yang tinggi. Pendekatan ini berbeda dari penelitian sebelumnya yang hanya mengandalkan analisis deterministik [11], [13] atau simulasi Monte Carlo tanpa analisis sensitivitas parameter terlebih dahulu [2]. Dengan mengidentifikasi parameter yang paling berpengaruh melalui *Tornado Analysis* sebelum menyusun distribusi probabilitas Monte Carlo, penelitian ini diharapkan dapat menghasilkan rentang batas produksi aman (P10, P50, P90) yang lebih efisien dan representatif sebagai dasar pengambilan keputusan operasional.

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi potensi terjadinya fenomena *water coning* pada Sumur YZ di Lapangan HDZ dengan menggunakan *Productivity Index*, *Inflow Performance Relationship* (IPR) Vogel, laju aliran kritis yang dihitung menggunakan metode Meyer-Gardner, *Tornado Analysis*, dan simulasi Monte Carlo. Dengan mengintegrasikan kelima tahap analisis ini, penelitian ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang lebih komprehensif mengenai risiko terjadinya fenomena *water coning* pada sumur dengan *water cut* tinggi suatu risiko yang tidak hanya didasarkan pada satu nilai laju kritis deterministik, melainkan juga pada rentang probabilistik (P10, P50, P90) yang mencerminkan variasi aktual dalam kondisi reservoir. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan dalam menentukan batas operasi produksi yang aman serta menyusun strategi mitigasi fenomena *water coning* yang lebih terarah untuk Sumur YZ dan sumur-sumur lain dengan karakteristik reservoir yang serupa.

2. METODE

Penelitian ini menggunakan data sekunder berupa data reservoir, fluida, dan uji sumur dari Sumur YZ di Lapangan HDZ [18]. Tahapan penelitian seperti pada Gambar 1 meliputi (1) pengumpulan dan evaluasi data sumur dan reservoir, (2) perhitungan *Productivity Index* (PI), (3) pembuatan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) menggunakan metode Vogel, (4) perhitungan laju aliran kritis deterministik (Qc) menggunakan metode Meyer-Gardner, (5) *Tornado Analysis* terhadap parameter yang tidak pasti, (6) simulasi Monte Carlo untuk memperoleh distribusi probabilistik Qc, dan (7) evaluasi risiko *water coning* berdasarkan perbandingan laju produksi aktual dengan Qc.



Gambar 1. Diagram Alir

A. Pengumpulan Data

Tabel 1 merupakan data dari sumur YZ pada lapangan HDZ [18]. Tabel 1 menunjukkan bahwa interval perforasi sumur (hp) berada pada kedalaman 1.833–1.842 kaki, sehingga panjang interval perforasi tersebut adalah 9 kaki. Perbedaan densitas fluida diperoleh dari selisih antara densitas air dan densitas minyak, yaitu $\Delta\rho = \rho w - \rho o = 0{,}21$ g/cc.

Tabel 1. Data Sumur [18]

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	678	Psi
Tekanan Alir Dasar Sumur	619	Psi
Faktor Volume Formasi Minyak*	1,053	bbl/stb
Densitas Air*	1,1	gr/cc
Viskositas Minyak	2,54	cp
GOR	103	Scf/bbl
True Vertical Depth	1835	Ft
Measure Depth	2154	Ft
Ketebalan Zona Minyak*	89	ft
Permeabilitas Minyak*	112,7	md
Water Cut	89	%
ID Tubing	2,992	In
Mid Perforasi	1837	Ft
Top Perforasi	1833	Ft
Bottom Perforasi	1842	Ft
Densitas Minyak*	0,89	gr/cc
Kedalaman Sumur	2155	Ft
Laju Produksi Minyak	85	Bopd
Jari-jari Sumur*	0,4	ft
Jari-jari Pengurasan*	550	ft

*Data sekunder [1]

B. *Productivity Index* dan *Inflow Performance Relationship*

Productivity Index (PI) adalah rasio laju produksi sumur terhadap selisih antara tekanan statis reservoir dan tekanan alir dasar sumur, sebagaimana dinyatakan dalam Pers. (1) [11],

$$J = \frac{Q}{(Ps - Pwf)} \quad (1)$$

Produktivitas sumur diklasifikasikan menjadi rendah ($J < 0{,}5$), sedang ($0{,}5 \leq J \leq 1{,}5$), dan tinggi ($J > 1{,}5$) [11]. Nilai PI yang tinggi menunjukkan bahwa sumur tersebut memiliki kapasitas aliran reservoir yang baik menuju dasar sumur, sehingga penurunan tekanan sekecil apa pun dapat menghasilkan laju produksi yang tinggi. *Inflow Performance Relationship* (IPR) menggambarkan kemampuan sumur untuk memproduksi pada berbagai tekanan aliran dasar lubang sumur. Untuk reservoir aliran dua fase, kurva IPR diturunkan menggunakan metode Vogel dalam Pers. (2) [11], [13].

$$Q_{max} = \frac{Qo}{1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2} \quad (2)$$

Laju produksi optimal ($Q_{optimal}$) umumnya ditetapkan sebesar 80% dari Qo_{max} untuk mempertahankan efisiensi produksi jangka panjang [11].

C. Laju Alir Kritis Metode Meyer-Gardner

Metode Meyer-Gardner menghitung laju aliran kritis minyak berdasarkan keseimbangan antara gaya gravitasi dan gaya viskositas di zona sekitar sumur, sebagaimana dinyatakan dalam Pers. (3) [2], [8], [19], [20].

$$q_c = 0{,}001535 \times \frac{k_o(\rho_w - \rho_o)(h^2 - h_p^2)}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} \quad (3)$$

Jika laju produksi aktual melebihi Qc, sumur tersebut berisiko mengalami fenomena *water coning* [3], [8].

D. *Tornado Analysis*

Tornado Analysis dilakukan untuk mengidentifikasi parameter-parameter yang paling signifikan memengaruhi nilai Qc dengan memvariasikan satu parameter dari rentang rendah hingga tinggi, sementara parameter lainnya dipertahankan pada nilai kasus dasar [14], [15]. Empat parameter dengan ketidakpastian tinggi dianalisis, yaitu permeabilitas minyak (ko), ketebalan zona (h), viskositas minyak (μo), dan perbedaan densitas fluida (Δρ), sedangkan parameter hp, Bo, re, dan rw ditetapkan konstan karena bersumber dari data sekunder [1],[18] dan diasumsikan memiliki ketidakpastian yang lebih kecil dibandingkan keempat parameter lainnya. Perlu dicatat bahwa re merupakan jari-jari pengurasan yang umumnya tidak diperoleh dari peng-

ukuran langsung sehingga masih memiliki ketidakpastian, yang perlu dipertimbangkan pada penelitian selanjutnya. Tingkat sensitivitas setiap parameter dinyatakan sebagai selisih (*swing*) antara Qc pada kondisi tinggi dan rendah sesuai Pers. (4).

$$Swing = |Qchigh - Qclow| \quad (4)$$

Parameter dengan nilai *swing* terbesar diidentifikasi sebagai parameter yang paling sensitif terhadap Qc dan diprioritaskan dalam simulasi Monte Carlo.

Rentang nilai dalam Tabel 2**.** merupakan asumsi penulis sebesar ±10–20% dari nilai *base case*, dan bukan berasal dari data pengukuran langsung. Rentang tersebut mengacu pada pendekatan ketidakpastian parameter petrofisika yang digunakan dalam studi reservoir ketika data pengukuran berulang tidak tersedia [9], [10]. Distribusi *uniform* dipilih karena tidak tersedia informasi mengenai bentuk distribusi setiap parameter, sehingga setiap nilai dalam rentang diasumsikan memiliki peluang yang sama. Rentang dan distribusi ini merupakan asumsi teknis yang perlu divalidasi dengan data pengukuran pada penelitian selanjutnya. Sementara itu, parameter hp = 9 ft, Bo = 1,053 bbl/stb, re = 550 ft, dan rw = 0,4 ft dipertahankan tetap.

Tabel 2. Rentang Parameter untuk *Tornado Analysis* dan Simulasi Monte Carlo

Parameter	*Base Case*	Rendah	Tinggi	Distribusi
Permeabilitas, ko (md)	112,7	90	135	*Uniform*
Ketebalan zona, h (ft)	89	80	98	*Uniform*
Viskositas minyak, μo (cp)	2,54	2,0	3,0	*Uniform*
Beda densitas, Δρ (gr/cc)	0,21	0,18	0,24	*Uniform*

E. Simulasi Monte Carlo

Simulasi Monte Carlo digunakan untuk memperhitungkan ketidakpastian pada parameter ko, h, μo, dan Δρ secara bersamaan dengan menghasilkan 10.000 iterasi bilangan acak yang terdistribusi secara seragam dalam rentang yang ditentukan pada Tabel 2. [9], [10], [16]. Setiap kombinasi dari keempat nilai parameter tersebut disubstitusikan ke dalam Pers. (3) untuk menghasilkan satu nilai Qc, sehingga diperoleh 10.000 nilai Qc yang membentuk distribusi probabilitas. Semua nilai Qc kemudian diurutkan dari yang terkecil hingga terbesar untuk menentukan persentil P10, P50, dan P90, yang masing-masing mewakili kasus konservatif (batas bawah), kasus yang paling mungkin, dan kasus optimis (batas atas) [9], [10], [16]. Uji konvergensi dilakukan dengan membandingkan hasil P10, P50, dan P90 pada 1.000, 5.000, dan 10.000 iterasi untuk memastikan stabilitas hasil simulasi [10], [16].

Penilaian risiko *water coning* dilakukan dengan membandingkan laju produksi minyak aktual sumur dengan rentang P10–P90 dari hasil simulasi. Jika laju aktual berada di bawah P10, sumur dianggap berada di zona aman, jika berada dalam rentang P10–P90, sumur berada di zona waspada; dan jika melebihi P90, sumur dianggap berada di zona berisiko tinggi terhadap terjadinya *water coning* [2].

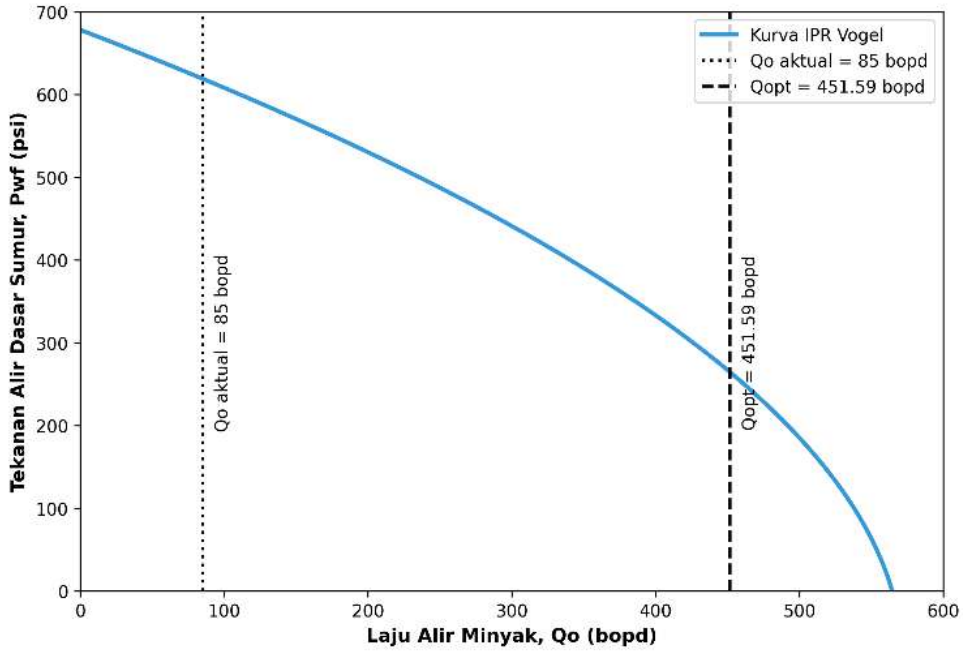
3. PEMBAHASAN

A. *Productivity Index* dan Kurva IPR Vogel

Untuk menghitung *Productivity Index* pada sumur YZ Lapangan HDZ menggunakan persamaan (1). Berdasarkan Persamaan (1), dengan Qo = 85 bopd, Ps = 678 psi, dan Pwf = 619 psi, *Productivity Index* dihitung sebesar 1,44 bbl/hari/psi. Nilai ini termasuk dalam kategori sedang ($0{,}5 \leq J \leq 1{,}5$), yang menunjukkan bahwa Sumur YZ memiliki kapasitas aliran reservoir yang cukup baik menuju lubang sumur.

Untuk menghitung *Qmax* pada sumur YZ Lapangan HDZ menggunakan persamaan (2). Perhitungan menggunakan kurva IPR Vogel dengan nilai Qo aktual sebesar 85 bopd pada Pwf = 619 psi menghasilkan laju aliran maksimum (Qo_{max}) sebesar 564,49 bopd. Dengan demikian, laju produksi optimal ($Q_{optimal}$)

yang merupakan 80% dari Qo_{max} adalah 451,59 bopd. Gambar 2. menunjukkan bahwa nilai $Q_{optimal}$ (451,59 bopd) jauh di atas laju produksi minyak aktual (85 bopd), yang berarti bahwa, jika dilihat dari kapasitas reservoir saja, sumur tersebut masih memiliki potensi produksi yang signifikan. Namun, batas produksi aman terhadap fenomena *water coning* tidak ditentukan oleh kurva IPR saja, melainkan oleh laju aliran kritis (Qc), yang memperhitungkan mekanisme kenaikan air formasi. Oleh karena itu, hal ini memerlukan evaluasi lebih lanjut menggunakan metode Meyer-Gardner.



Gambar 2. Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) Vogel

B. Laju Alir Kritis Meyer-Gardner Deterministik

Untuk menghitung Qc pada sumur YZ Lapangan HDZ menggunakan persamaan (3). Perhitungan Qc deterministik menggunakan Persamaan (3) dengan nilai *base case* dari Tabel 2. (ko = 112,7 md, h = 89 ft, μo = 2,54 cp, Δρ = 0,21 g/cc), hp = 9 ft, Bo = 1,053 bbl/stb, re = 550 ft, dan rw = 0,4 ft, sehingga menghasilkan ln(re/rw) = 7,226 dan Qc sebesar 14,74 STB/hari.

Nilai Qc ini jauh lebih kecil daripada laju produksi minyak aktual sumur sebesar 85 STB/hari. Sekitar 5,8 kali lipat dari nilai Qc deterministik. Kondisi ini sejalan dengan *water cut* aktual yang sangat tinggi sebesar 89% dan menunjukkan bahwa pada kondisi data yang digunakan, laju produksi aktual berada di atas Qc, sehingga mengindikasikan risiko *water coning*. Temuan ini sejalan dengan studi kasus fenomena *water coning* lainnya yang juga menunjukkan bahwa laju produksi aktual yang melebihi nilai Qc menurut metode Meyer-Gardner merupakan penyebab utama peningkatan *water cut* [11], [13].

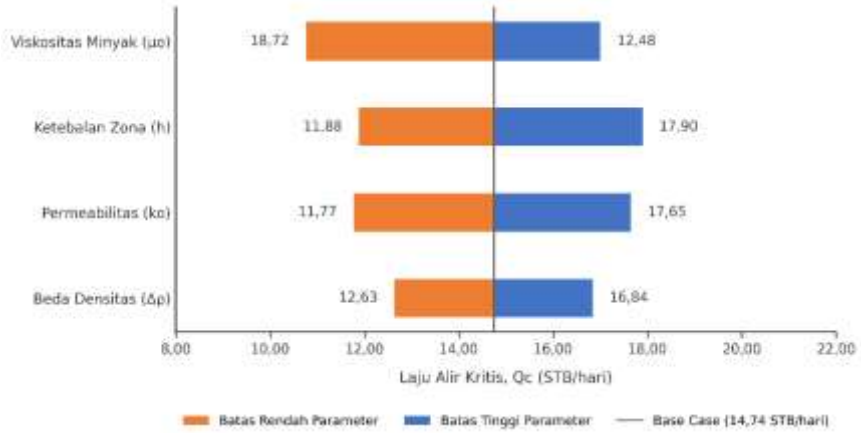
C. Hasil *Tornado Analysis*

Tornado analysis dilakukan dengan memvariasikan setiap parameter dalam Tabel 2 satu per satu, sementara parameter lainnya dipertahankan pada nilai *base case*. Hasil perhitungan disajikan dalam Tabel 3 dan Gambar 3. Tabel 3 dan Gambar 3 menunjukkan bahwa viskositas minyak (μo) merupakan parameter yang paling sensitif terhadap Qc, dengan fluktuasi sebesar 6,24 STB/hari, yang hanya sedikit lebih besar dibandingkan ketebalan zona (h) sebesar 6,02 STB/hari dan permeabilitas (ko) sebesar 5,88 STB/hari, serta diikuti oleh selisih densitas fluida (Δρ). Hal ini dapat dijelaskan secara fisik karena viskositas berbanding terbalik dengan Qc dalam Pers. (3), sehingga perubahan kecil pada μo memiliki efek yang proporsional besar terhadap gaya

viskositas yang menghambat pergerakan air. Sementara itu, h memberikan pengaruhnya melalui suku kuadrat ($h^2 - hp^2$), yang membuatnya cukup sensitif meskipun rentang variasinya relatif kecil. Hasil-hasil ini menegaskan bahwa keempat parameter tersebut harus dipertimbangkan secara bersamaan dalam simulasi Monte Carlo, karena tidak ada satu pun di antaranya yang memiliki efek yang dapat diabaikan.

Tabel 3. Hasil *Tornado Analysis* Parameter terhadap Qc

Parameter	Qc Rendah (STB/hari)	Qc Tinggi (STB/hari)	*Swing* (STB/hari)	Peringkat
Viskositas minyak (μo)	18,72	12,48	6,24	1
Ketebalan zona (h)	11,88	17,90	6,02	2
Permeabilitas (ko)	11,77	17,65	5,88	3
Beda densitas (Δρ)	12,63	16,84	4,21	4

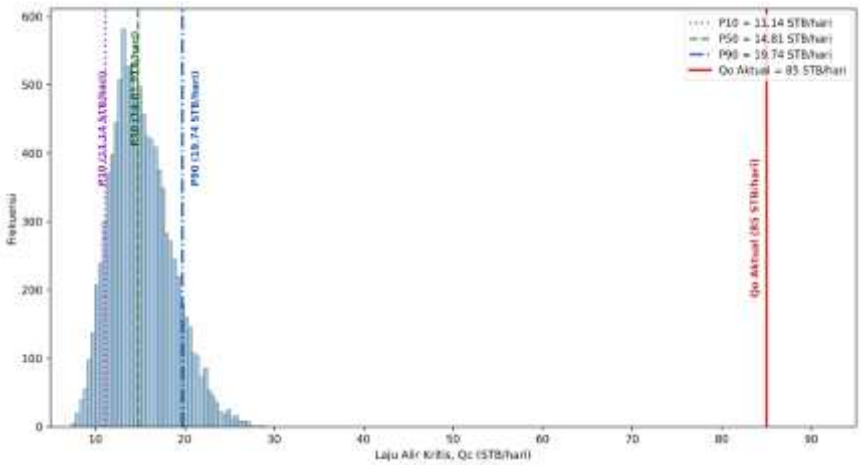


Gambar 3. Diagram Tornado Sensitivitas Parameter terhadap Laju Alir Kritis (Qc)

D. Simulasi Monte Carlo dan Uji Konvergensi

Simulasi Monte Carlo dengan 10.000 iterasi menghasilkan distribusi probabilitas Qc seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4 dengan nilai P10 11,14 STB/hari, P50 14,81 STB/hari, dan P90 19,74 STB/hari. Nilai P50 mendekati hasil perhitungan deterministik (14,74 STB/hari), yang menunjukkan bahwa rentang parameter yang digunakan dalam Tabel 2 secara memadai mewakili kondisi *base case*.

Tabel 4 menunjukkan bahwa nilai P10, P50, dan P90 relatif stabil pada rentang 1.000 hingga 10.000 iterasi, dengan selisih antara nilai-nilai tersebut untuk setiap jumlah iterasi kurang dari 0,3 STB/hari. Hal ini menunjukkan bahwa 10.000 iterasi yang digunakan dalam penelitian ini cukup untuk menghasilkan distribusi probabilitas yang konvergen dan representatif, sesuai dengan prinsip konvergensi simulasi Monte Carlo dalam pemodelan reservoir [10], [16].



Gambar 4. Distribusi Probabilitas Laju Alir Kritis (Qc) Hasil Simulasi Monte Carlo 10.000 Iterasi

Tabel 4. Uji Konvergensi Hasil Simulasi Monte Carlo pada Berbagai Jumlah Iterasi

Jumlah Iterasi	P10 (STB/hari)	P50 (STB/hari)	P90 (STB/hari)
1.000	11,06	14,87	19,59
5.000	11,04	14,78	19,64
10.000	11,14	14,81	19,74

E. Evaluasi Risiko dan Implikasi Operasional

Perbandingan antara laju produksi minyak aktual (85 STB/hari) dan rentang hasil simulasi Monte Carlo (P10–P90) menunjukkan bahwa laju aktual jauh melampaui nilai P90 yakni sekitar 4,3 kali batas atas rentang tersebut. Berdasarkan kriteria zona operasional, kondisi ini menempatkan Sumur YZ dalam zona berisiko tinggi terhadap terjadinya *water coning*, yang secara empiris konsisten dengan *water cut* aktual sumur tersebut sebesar 89%. Seluruh perhitungan dalam penelitian ini (PI, IPR Vogel, dan Qc) menggunakan laju minyak aktual 85 bopd sebagai basis. *Water cut* yang tinggi juga dapat disebabkan oleh *channeling*, kebocoran *casing*, atau aliran di balik *casing*, sehingga hasil ini bersifat indikatif dan perlu divalidasi dengan data diagnostik.

Pendekatan probabilistik yang mengintegrasikan *Tornado Analysis* dan simulasi Monte Carlo dalam penelitian ini memberikan rentang batas produksi yang lebih realistis dibandingkan dengan nilai Qc deterministik tunggal, karena pendekatan ini memperhitungkan ketidakpastian parameter reservoir yang tidak dapat ditentukan secara tepat di lapangan [9], [10]. Sebagai rekomendasi operasional, laju produksi Sumur YZ sebaiknya dikurangi secara bertahap hingga mendekati atau berada dalam rentang P10–P90, dengan P50 (14,81 STB/hari) sebagai target operasi yang representatif. Namun, penurunan laju minyak dari 85 STB/hari ke nilai tersebut perlu dianalisis dampaknya terhadap keekonomian dan laju total fluida, serta diuji secara bertahap dan dipantau melalui *water cut*, *Water Oil Ratio* (WOR), tekanan dasar sumur, dan respons produksi minyak untuk mengendalikan perkembangan lebih lanjut dari fenomena *water coning* [3], [5].

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil identifikasi dan evaluasi yang telah dilakukan, sumur YZ memiliki *Productivity Index* sebesar 1,44 bbl/hari/psi dengan laju produksi Vogel optimal 451,59 bopd. Namun, hasil perhitungan laju aliran kritis menggunakan metode Meyer-Gardner menunjukkan nilai yang jauh lebih rendah, yaitu 14,74 STB/hari. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa viskositas minyak merupakan parameter yang paling sensitif terhadap nilai *critical rate*, dengan

selisih yang relatif kecil terhadap ketebalan zona dan permeabilitas, serta diikuti oleh perbedaan densitas fluida. Hasil simulasi Monte Carlo menghasilkan rentang laju aliran kritis P10 11,14 STB/hari, P50 14,81 STB/hari, dan P90 19,74 STB/hari. Karena laju produksi aktual sumur sebesar 85 STB/hari berada jauh di atas nilai P90, sumur YZ diindikasikan memiliki risiko tinggi terhadap terjadinya *water coning*, yang sejalan dengan nilai *water cut* aktual sebesar 89%.

Untuk penelitian selanjutnya, disarankan agar analisis ketidakpastian dilakukan dengan mempertimbangkan lebih banyak parameter yang memengaruhi laju aliran kritis sehingga hasil yang diperoleh dapat merepresentasikan kondisi reservoir secara lebih baik. Selain itu, validasi hasil simulasi menggunakan data historis produksi sumur (histori WOR/*water cut*, posisi perforasi terhadap OWC, dan data *pressure transient*) melalui *Chan's Diagnostic Plot* perlu dilakukan untuk meningkatkan keandalan prediksi dan mendukung pengambilan keputusan dalam mitigasi *water coning*.

DAFTAR PUSTAKA

[1] V. C. Rymoza, R. Indayani, O. J. Oraplawal, A. R. Fauzzan, R. Marta, dan B. Y. Suranta, "Kinerja Progressive Cavity Pump di Sumur KWG-P 16, Lapangan Kawengan PT. Pertamina Asset 4 Cepu," *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, vol. 57, no. 3, hal. 117–124, Des. 2023.

[2] S. Nurhalissa, T. Kurniawan, dan N. K. El-Ridlo, "Penentuan Laju Alir Kritis untuk Mencegah Terjadinya Water Coning dengan Pendekatan Probabilistik Simulasi Monte Carlo: Studi Kasus Sumur SN-08 di Lapangan SGT," *Journal of Comprehensive Science*, vol. 5, no. 8, hal. 2513–2531, Agu. 2026.

[3] T. Aliandri, "Perencanaan Penerapan Metoda Water Conformance dan Penentuan Laju Alir Kritis untuk Meminimalisir Water Coning pada Sumur IDR di Lapangan STF," Skripsi, Fak. Teknik, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, Indonesia, 2021.

[4] S. Hari, S. Krishna, M. Patel, P. Bhatia, dan R. K. Vij, "Influence of Wellhead Pressure and Water Cut in the Optimization of Oil Production from Gas Lifted Wells," *Petroleum Research*, vol. 7, no. 2, hal. 253–262, 2022.

[5] R. Feng *et al.*, "Countermeasures to Decrease Water Cut and Increase Oil Recovery from High Water Cut, Narrow-Channel Reservoirs in Bohai Sea," *Geofluids*, vol. 2021, Art. no. 6671098, 2021.

[6] M. Mahlil Nasution, "Metode Penanggulangan Water Coning dari Beberapa Lapangan," *Jurnal Bhara Petro Energi*, vol. 1, no. 3, hal. 22–28, Nov. 2022.

[7] A. B. Marin Torres dan L. R. Ramos Bruzual, "Evaluación y Experiencias en el Control de Conificación en Pozos con Alto Corte de Agua en Yacimientos con Empuje Hidráulico," *Revista Fuentes El Reventón Energético*, vol. 16, no. 2, hal. 23–40, 2018.

[8] S. Prasun dan A. K. Wojtanowicz, "Semi-Analytical Prediction of Critical Oil Rate in Naturally Fractured Reservoirs with Water Coning," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 180, hal. 779–792, 2019.

[9] M. R. Abdu Hameed dan S. M. Hamd-Allah, "Uncertainty Assessment of Reservoir Modeling for Oilfield in the South of Iraq," *Journal of Petroleum Research and Studies*, no. 41, hal. 50–65, Des. 2023.

[10] A. G. Maia, M. A. Camargo-Valero, dan M. A. Trigg, "Uncertainty and Sensitivity Analysis in Reservoir Modeling: A Monte Carlo Simulation Approach," *Water Resources Management*, vol. 38, hal. 2835–2850, 2024.

[11] Y. Zhang *et al.*, "Physical Simulation Experiment Method of Water Breakthrough Mechanism and Plugging Effect of Horizontal Well in Tight Reservoir," *Energy Reports*, vol. 8, hal. 9610–9617, Nov. 2022.

[12] A. N. Okon, D. Appah, dan J. U. Akpabio, "A Critical Evaluation of Water Coning Correlations in Vertical Wells," *American Journal of Science, Engineering and Technology*, vol. 3, no. 1, hal. 1–9, 2018.

[13] A. Faleh dan J. A. Al-Sudani, "Estimation of Water Breakthrough Using Numerical Simulation and Analytical Correlations," *Association of Arab Universities Journal of Engineering Sciences*, vol. 26, no. 3, hal. 73–81, 2019.

[14] S. Ahn, K. Lee, J. Choe, dan D. Jeong, "Numerical Approach on Production Optimization of High Water-Cut Well via Advanced Completion Management Using Flow Control Valves," *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 13, no. 7, hal. 1611–1625, 2023.

[15] M. Asuaje, N. Rincón, N. Ratkovich, A. Pinilla, dan R. Nieto, "Water Inflow Controller Devices as a Solution for Production for Mature Oil Fields: A Literature Review," *Processes*, vol. 13, no. 1, Art. no. 144, 2025.

[16] M. A. Cremon, M. Christie, dan M. G. Gerritsen, "Monte Carlo Simulation for Uncertainty Quantification in Reservoir Simulation: A Convergence Study," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 190, Art. no. 107094, 2020.

[17] R. Yang, R. Jiang, S. Guo, H. Chen, S. Tang, dan R. Duan, "Analytical Study on the Critical Water Cut for Water Plugging: Water Cut Increasing Control and Production Enhancement," *Energy*, vol. 214, Art. no. 118880, 2021.

[18] M. C. Metan, "Optimasi Kinerja Hydraulic Pumping Unit Pada Sumur 'YZ' Lapangan PT. Pertamina EP Asset 4 Field Cepu," Tugas Akhir, Program Studi Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Indonesia, 2025.

[19] H. I. Meyer dan A. O. Gardner, "Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media," *Journal of Applied Physics*, vol. 25, no. 11, hal. 1400–1406, 1954.

[20] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 5th ed. Cambridge, MA, USA: Gulf Professional Publishing, 2019.

Daftar Simbol

Pr	=	Tekanan Reservoir, psi
ID	=	Inside Diameter
Pwf	=	Tekanan Alir Dasar Sumur, psi
Q_{max}	=	Laju Alir Maksimum, bopd
Q_{opt}	=	Laju Alir optimal, bopd
IPR	=	Inflow Performance Relationship
PI	=	Productivity Index
STB	=	Stock Tank Barrel
bbl	=	Barrel
Qc	=	Laju alir kritis, STB/hari
Qo	=	Laju alir minyak, bopd
J	=	Productivity Index, bbl/hari/psi
Ps	=	Tekanan statik reservoir, psi
ko	=	Permeabilitas minyak, md
h	=	Ketebalan zona minyak, ft
hp	=	Panjang interval perforasi, ft
μo	=	Viskositas minyak, cp
Bo	=	Faktor volume formasi minyak, bbl/stb
ρw, ρo	=	Densitas air dan minyak, gr/cc
re, rw	=	Jari-jari pengurasan dan jari-jari sumur, ft
P10, P50, P90	=	Persentil ke-10, ke-50, dan ke-90 distribusi probabilitas