

STUDI WATERFLOOD PADA LAPANGAN X MENGUNAKAN SOFTWARE CMG

WATERFLOOD STUDY IN FIELD X USING CMG SOFTWARE

Muhammad Haries Septiyawan¹, Ajeng Purna Putri Oktaviani ^{*1,2}

¹ Fakultas Teknologi Eksplorasi dan Produksi, Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Pertamina

² Institut Teknologi Bandung

*EMAIL

ajeng.ppo@universitaspertamina.ac.id

KATA KUNCI

Waterflood, Recovery Factor (RF), Reservoir Heterogen, Optimasi Sumur.

Waterflood, Recovery Factor (RF), Heterogeneous Reservoir, Well Optimization.

HISTORI ARTIKEL

Received: 21 January 2024

Accepted: 23 February 2025

CARA MENYITIR

Septiyawan, M. H., Oktaviani., A. P. P. (2025). Studi Waterflood pada Lapangan X Menggunakan Software CMG. *Subsurface*, 03(01) 24-36.

ABSTRAK

Penelitian ini membahas metode *waterflood*, teknik pemulihan minyak dengan menginjeksikan air dari sumur injeksi ke sumur produksi. Tujuannya adalah memodelkan simulasi *waterflood* pada reservoir heterogen menggunakan software CMG, menentukan strategi optimal pengaturan sumur, dan menganalisis efektivitas *waterflood* dalam meningkatkan *Recovery Factor (RF)*. Data simulasi diambil dari jurnal relevan, kemudian diuji dengan parameter sensitivitas BHP dan. Software CMG digunakan untuk memodelkan reservoir berdasarkan data seperti porositas, permeabilitas, tekanan, data PVT fluida, dan data sumur. Hasil simulasi menunjukkan RF tertinggi sebesar 36,95% dengan konfigurasi tekanan dasar sumur (BHP) injeksi 3000 psi, BHP produksi 2000 psi, dan laju injeksi 5000 bbl/hari. Optimasi dilakukan dengan mengubah nilai BHP injeksi dan produksi, menyesuaikan laju injeksi, serta menambahkan *hydraulic fracture* pada sumur produksi dan injeksi. Pemodelan menggunakan software CMG menunjukkan bahwa strategi optimasi efektif meningkatkan produksi minyak. Penelitian ini menyimpulkan bahwa *waterflood* dapat meningkatkan efisiensi pemulihan minyak dengan strategi optimasi yang tepat.

ABSTRACT

This study discusses the waterflood method, an oil recovery technique by injecting water from injection wells to production wells. The objectives are to model waterflood simulation in a heterogeneous reservoir using CMG software, determine the optimal well management strategy, and analyze the effectiveness of waterflood in enhancing the Recovery Factor (RF). Simulation data were sourced from relevant journals and tested with sensitivity parameters. CMG software was utilized to model the reservoir using data such as porosity, permeability, pressure, fluid PVT data, and well data. The simulation results showed the highest RF of 36.95% with an injection well bottom-hole pressure (BHP) of 3000 psi, production well BHP of 2000 psi, and an

injection rate of 5000 bbl/day. Optimization was achieved by adjusting injection and production BHP values, modifying injection rates, and adding hydraulic fractures to injection and production wells. The modeling using CMG software demonstrated that the optimization strategy effectively increased oil production. This study concludes that waterflooding can enhance oil recovery efficiency with appropriate optimization strategies, with the best results achieved in Case 8.

PENDAHULUAN

Suatu lapangan minyak yang dilakukan produksi secara alami (*natural flow*) akan mengalami penurunan tekanan reservoir. Penurunan tekanan ini akan berdampak terhadap penurunan produksi lapangan tersebut. Untuk meningkatkan atau menjaga tekanan reservoir dari penurunannya maka harus dilakukan pemulihan minyak (*oil recovery*). Salah satu metode dari pemulihan minyak yang ada ialah metode *waterflood*.

Waterflood adalah metode yang umum digunakan dalam pemulihan minyak. Metode ini dilakukan dengan cara menginjeksikan air ke dalam reservoir tujuannya untuk menjaga tekanan reservoir dan mendorong atau menyapu minyak dari sumur injeksi menuju sumur produksi. Metode ini cukup efisien dikarenakan harga yang relatif rendah dan ketersediaan air yang banyak.

Salah satu tantangan dalam pengelolaan reservoir heterogen adalah ketidakpastian geologi yang dapat mengurangi efisiensi *waterflood*. Beberapa metode optimasi telah dikembangkan untuk menangani masalah ini, seperti penggunaan model multiskala, gradien stokastik, hingga pembelajaran mesin untuk mengoptimalkan kontrol sumur dan memaksimalkan perolehan minyak (Boumi Mfoubat & Zaky, 2020; Moraes dkk., 2017).

Penggunaan software simulasi seperti Computer Modelling Group (CMG) memungkinkan insinyur reservoir untuk melakukan simulasi skenario waterflood pada berbagai kondisi reservoir heterogen. Dengan simulasi ini, optimasi berbagai variabel seperti laju injeksi, lokasi sumur, dan tekanan bawah sumur (*Bottom Hole Pressure*, BHP) dapat dilakukan secara lebih efisien dan efektif untuk memaksimalkan produksi minyak.

Reservoir heterogen memiliki sifat fisik yang bervariasi, sehingga distribusi air selama proses waterflood dapat menjadi tidak merata, mengakibatkan terjadinya *bypass* atau *breakthrough* dini, yang menyebabkan sebagian besar minyak tertinggal di reservoir. Tantangan yang dihadapi adalah bagaimana mengoptimalkan injeksi air di reservoir tersebut dengan menggunakan perangkat lunak simulasi CMG agar bisa meningkatkan total *recovery* minyak secara signifikan.

Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan proses *waterflood* pada reservoir heterogen menggunakan perangkat lunak simulasi CMG, dengan fokus pada eksplorasi metode optimasi seperti gradien stokastik, simulasi multiskala, dan teknik pembelajaran mesin guna memaksimalkan efisiensi perolehan minyak. Tujuan spesifik penelitian ini meliputi pemodelan simulasi *waterflood* pada reservoir heterogen menggunakan CMG, penerapan teknik optimasi untuk menentukan strategi terbaik dalam pengaturan sumur injeksi dan produksi, serta analisis efektivitas waterflood dalam meningkatkan *Recovery Factor*.

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam pengembangan teknik optimasi *waterflood* di reservoir heterogen, serta meningkatkan efisiensi operasional di lapangan minyak dengan memaksimalkan produksi minyak melalui strategi injeksi yang lebih baik. Hasil dari penelitian ini juga akan memberikan panduan bagi praktisi di industri minyak dan gas dalam mengelola reservoir heterogen secara lebih efektif.

TINJAUAN PUSTAKA

Waterflood adalah salah satu metode pemulihan minyak sekunder yang dilakukan dengan cara menginjeksikan air ke dalam reservoir untuk meningkatkan tekanan. Tujuannya adalah untuk mendorong minyak yang tersisa menuju sumur produksi, meningkatkan efisiensi ekstraksi setelah fase pemulihan primer telah menurun. *Waterflooding* dianggap sebagai metode pemulihan yang efisien karena biaya yang relative rendah dan ketersediaan air dalam jumlah besar, serta kemampuannya untuk meningkatkan perolehan minyak secara substansial (Ahmed, 2018).

Screening criteria dilakukan untuk memastikan karakteristik reservoir cocok untuk penerapan *waterflood*, sehingga hasil yang diperoleh dapat maksimal. Berdasarkan (Imuokhue de dkk., 2020), beberapa kriteria penting meliputi litologi, di mana lapisan batu pasir atau karbonat menunjukkan keberhasilan tinggi; tingkat heterogenitas reservoir yang rendah, yang meningkatkan peluang keberhasilan; viskositas minyak kurang dari 30 cp dan densitas lebih dari 22 °API, karena minyak yang lebih kental dari air dapat menghambat proses; serta saturasi residual minyak (Sor), di mana nilai kurang dari 35% dianggap kurang ideal untuk *waterflood*. Kriteria ini berguna dalam memprediksi efektivitas *waterflood* dan menentukan potensi peningkatan pemulihan minyak (Imuokhue de dkk., 2020).

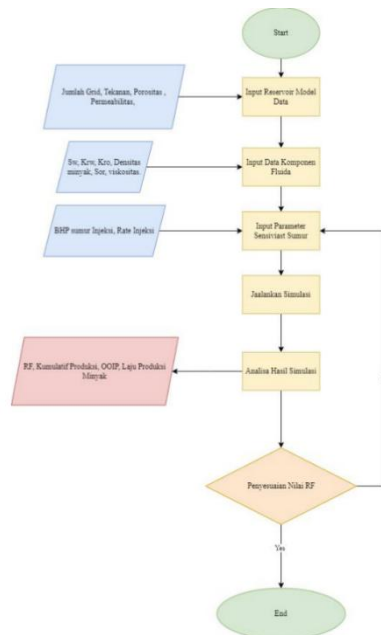
Heterogenitas reservoir mengacu pada variasi sifat fisik batuan dan fluida dalam reservoir, seperti porositas, permeabilitas, saturasi fluida, dan litologi, yang dapat terjadi akibat faktor alami atau aktivitas seperti injeksi fluida dan stimulasi (Porter dkk., 2018). Tantangan utama dalam *waterflooding* pada reservoir heterogen adalah fenomena *channeling* dan *bypassing*, di mana fluida cenderung melewati zona dengan permeabilitas tinggi, meninggalkan minyak di zona dengan porositas rendah. Namun, *waterflooding* pada reservoir heterogen juga memiliki kelebihan, seperti meningkatkan efisiensi perpindahan melalui teknik kontrol injeksi atau bahan tambahan seperti gel (Sun dkk., 2018), penyesuaian dinamis terhadap ketidakpastian reservoir menggunakan *algoritma neural networks* yang dapat meningkatkan efisiensi produksi hingga 30% (Grema & Cao, 2016), dan optimasi pola injeksi sederhana pada reservoir skala kecil yang menurunkan biaya serta meningkatkan *recovery factor*, seperti pada lapangan S di Pakistan (Zafar dkk., 2023).

METODE PENGUMPULAN DATA

Penelitian mengenai optimasi *waterflood* ini menggunakan dua metode pengumpulan data untuk mendukung analisis secara objektif. Pertama, studi literatur dilakukan dengan mencari referensi dari berbagai sumber untuk menyusun tugas akhir dan mendukung simulasi reservoir. Kedua, penggunaan software CMG (Computer Modeling Group), khususnya simulator IMEX, yang berfungsi mengolah data dari studi literatur untuk menghasilkan data reservoir dan data produksi yang dibahas pada bab hasil dan pembahasan.

DIAGRAM ALIR PENELITIAN

Tahapan pengerjaan simulasi menggunakan CMG-IMEX dimulai dengan membuka software dan membuat proyek baru pada Builder dengan memilih IMEX dan memasukkan data awal simulasi. Selanjutnya, reservoir grid dibuat sesuai data, dan properti serta data seperti kompresibilitas batuan, model Black Oil, PVT fluida, dan kondisi awal diinput. Sumur injeksi dan produksi dibuat, perforasi dilakukan, serta rentang waktu simulasi diatur. Setelah validasi data berhasil, simulasi dijalankan, dan parameter seperti BHP atau injeksi dapat disesuaikan untuk mengoptimalkan *Recovery Factor* (RF). *Hydraulic Fracturing* dapat ditambahkan pada sumur untuk meningkatkan RF (**Gambar 1**).



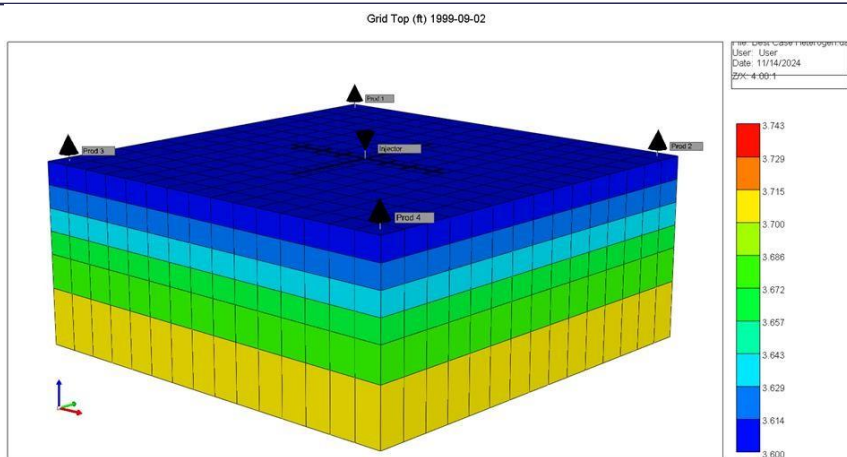
Gambar 1. Flowchart penggunaan CMG.

METODE ANALISIS DATA

Pada Penelitian ini model reservoir dibuat menggunakan software CMG. Model reservoir menggunakan cartesian grid dengan ukuran grid 15x15x6 setiap grid memiliki ukuran 100x100 ft. Berikut adalah model reservoir dalam bentuk 3D yang dapat dilihat pada **Gambar 2**.

Model penelitian ini menggunakan data fluida dan batuan reservoir didapatkan melalui studi literatur. Studi ini didapatkan data-data yang bersumber dari jurnal Long dkk. (1991) (**Tabel 1**). Model reservoir dibuat dengan *cartesian grid* 15x15x6 dan memiliki variasi porositas dan permeabilitas yang beragam untuk merepresentasikan reservoir heterogen. Hal ini menunjukkan bahwa data tersebut dipilih karena karakteristiknya cocok untuk tujuan pemodelan simulasi *waterflood* pada reservoir heterogen.

Gambar 3 menunjukkan model yang telah diinput nilai variasi porositas dan permeabilitas yang menjadi reservoir heterogen. Gambar ini memvisualisasikan model reservoir yang digunakan dalam simulasi CMG, menampilkan variasi spasial yang luas dalam porositas dan permeabilitas (berdasarkan skala warna). Visualisasi ini relevan karena secara eksplisit mengonfirmasi kondisi reservoir heterogen, yang merupakan fokus utama penelitian ini, sehingga membenarkan perlunya optimasi *waterflood* untuk mengatasi masalah *channeling* atau *bypassing*.



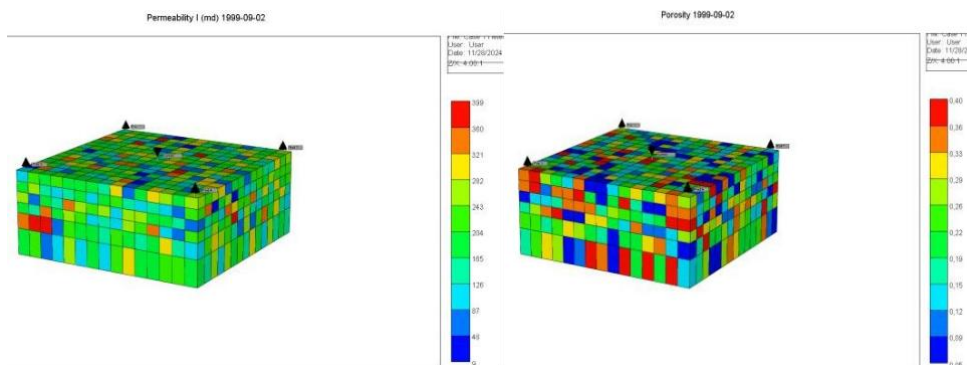
Gambar 2. Model 3D reservoir.

Tabel 1. Data reservoir.

Data	Value	Units
Depth	3600	ft
Temperature	152	F
Porosity Range	5%-40%	
Permeability range	10-400	md
Oil Compressibility undersaturation	1.00E-05	1/psi
Oil viscosity compressibility undersaturated	0	
Sor	0.5	
Oil Density	45	API
Gas Density	0.0702	lb/ft3
Water compressibility	3.00E-06	1/psi
Bw*	1.0142	
Rhow*	62.14	lb/ft3
Pressure at Surface	14.7	psi
Water viscosity	0.96	cp
Rock Compressibility	4.00E-06	1/psi
Reference Pressure	3600	psi
Waktu Simulasi	3620	days

Sumber: Long dkk. (1991).

Pada software CMG bagian Rock-fluid data yang diinput adalah data permeabilitas relatif air, permeabilitas relatif minyak, saturasi air dan saturasi minyak. Untuk penelitian ini data-data tersebut dapat dilihat pada Tabel 2 dan Tabel 3.



Gambar 3. Model Reservoir Dengan Porositas dan Permeabilitas yang Beragam

Berikut adalah Tabel Data Reservoir dan Data Fluida yang terdapat pada jurnal (Long, David, & Ravi, 1991):

Tabel 2. Data fluida.

P	Rs	Bo	Bg	Oil Visco	Gas Visco
400	165	1.0120	59	1.17	13
800	335	1.0255	295	1.14	135
1200	500	1.0380	196	1.11	14
1600	665	1.0510	147	1.08	145
2000	828	1.0630	118	1.06	15
2400	985	1.0750	98	1.03	155
2800	1130	1.0870	84	1	16
3200	1270	1.0985	74	0.98	165
3600	1390	1.1000	65	0.95	17
4000	1500	1.1200	59	0.94	175
4400	1600	1.1300	54	0.92	18
4800	1676	1.1400	49	0.91	185
5200	1750	1.1480	45	0.9	19
5600	1810	1.1550	42	0.89	195

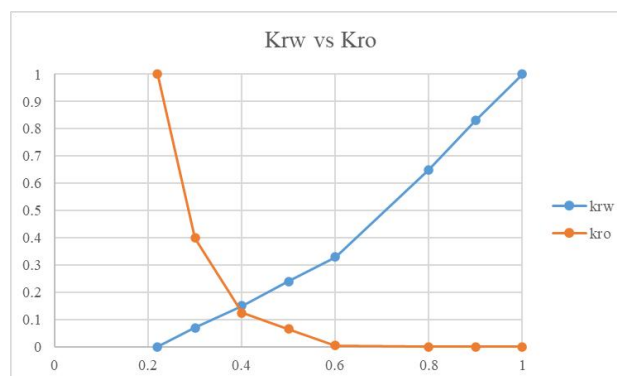
Sumber: Long dkk. (1991).

Tabel 3. Data permeabilitas relatif dan saturasi.

Sw	Krw	Kro	Pcow
0.22	0	1	6.3
0.3	0.07	0.4	3.6
0.4	0.15	125	2.7
0.5	0.24	649	2.25
0.6	0.33	48	1.8
0.8	0.65	0	0.9
0.9	0.83	0	0.45
1	1	0	0

Sumber: Long dkk. (1991).

Dari data permeabilitas relatif dan saturasi akan didapatkan kurva Krw vs Kro yang dapat menunjukkan sifat kebasahan batuan reservoir. Kurva Krw vs Kro dapat dilihat pada Gambar 4.



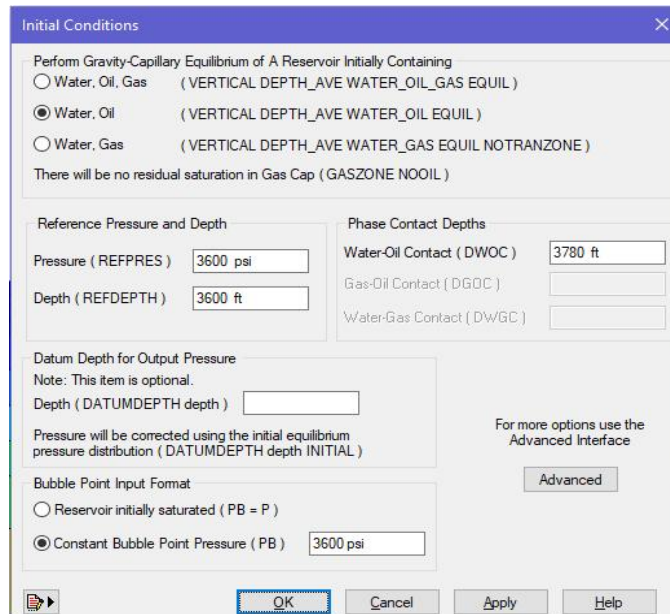
Gambar 4. Kurva Permeabilitas Relatif Air (Krw) versus Permeabilitas Relatif Minyak (Kro) Terhadap Saturasi Air (Sw).

Kurva ini menunjukkan hubungan antara kemampuan batuan meloloskan air dan minyak pada berbagai tingkat kejenuhan air. Titik persimpangan kedua kurva saturasi air di mana $K_{rw} = K_{ro}$ dan bentuknya relevan karena digunakan untuk menentukan sifat kebasahan (*wettability*) batuan reservoir.

Septiyawan & Oktaviani

Dari analisis kurva ini, sifat kebasahan model reservoir dikonfirmasi sebagai *water-wet*, yang sangat penting untuk memprediksi efisiensi penyapuan air selama proses *waterflood*.

Pada bagian *Initial Condition* data yang diinput berupa data tekanan *bubble point* (PB), *Water- Oil Contact* (WOC) dan referensi tekanan dan kedalaman yang dapat dilihat pada **Gambar 5**. Pada bagian ini referensi kedalaman diisi dengan nilai 3600 ft., referensi tekanan 3500 psi, PB sebesar 3600 psi dan WOC sebesar 3780 ft.



Gambar 5. *Initial condition.*

Untuk sumur produksi constrain yang dipilih adalah BHP (*Bottom Hole Pressure*) atau tekanan dasar sumur. Sedangkan pada sumur injeksi *constrain* yang dipilih adalah BHP dan *Rate Injection* atau laju aliran injeksi. Constraint yang diberikan pada **Gambar 6** dan **Gambar 7**.

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	4000 psi	CONT
2	OPERATE	STW surface water rate	MAX	5000 bbl/day	CONT

Gambar 6. *Constraint* sumur injeksi.

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	2000 psi	CONT
	select new				

Gambar 7. *Constraint* sumur produksi.

ilai BHP injeksi dan produksi dipilih untuk menguji rentang operasional dan menentukan perbedaan tekanan optimal untuk mendorong minyak. Batas bawah (1000 psi) dipilih untuk melihat efek maksimal penurunan tekanan pada sumur produksi (tekanan hisap yang lebih rendah), yang secara teoritis akan meningkatkan *drawdown* dan produksi. Batas atas atau 2000 psi dipilih untuk melihat efek pada skenario ketika *drawdown* dijaga lebih tinggi atau mungkin dibatasi oleh masalah integritas sumur, sedangkan peningkatan BHP injeksi diuji karena ia berbanding lurus dengan peningkatan produksi, namun biasanya dibatasi oleh tekanan rekah (*fracture pressure*) reservoir, yang tidak boleh terlampaui untuk menghindari kerusakan formasi.

Nilai laju injeksi dipilih untuk menilai dampak tingkat penyapuan (*sweep efficiency*) terhadap *breakthrough* dan *Recovery Factor*. Nilai 5000 bbl/hari dipilih untuk menguji apakah laju injeksi yang lebih tinggi dapat meningkatkan kecepatan dan total perolehan minyak (RF), dan nilai 2000 bbl/hari dipilih untuk menguji skenario laju injeksi yang lebih lambat, yang dapat menunda *breakthrough* air tetapi mungkin menghasilkan total perolehan kumulatif yang lebih rendah dalam jangka waktu simulasi 10 tahun.

Untuk sumur produksi dilakukan perforasi di setiap sudut reservoir dengan kedalaman perforasi sebesar 2 layer. Untuk sumur injeksi dilakukan perforasi di tengah reservoir dengan kedalaman layer sebesar 3 layer. **Gambar 8** dan **Gambar 9** menunjukkan koordinat perforasi sumur injeksi dan sumur produksi pada model yang akan digunakan pada penelitian ini.

#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md*ft)
1	8 8 1	Surface	1	Open	⊙	3711.838
2	8 8 2	1	1	Open	○	5862.137
* 3	8 8 3	2	1	Open	○	5838.704

Gambar 8. Posisi perforasi sumur injeksi pada *grid* reservoir.

#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md*ft)
1	15 1 1	Surface	1	Open	⊙	7510.09
* 2	15 1 2	1	1	Open	○	6776.217
#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md*ft)
1	15 1 1	Surface	1	Open	⊙	7510.09
* 2	15 1 2	1	1	Open	○	6776.217
#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md*ft)
1	1 15 1	Surface	1	Open	⊙	3978.045
* 2	1 15 2	1	1	Open	○	6091.867
#	User Block Address	Connect to	Form factor FF	Status	Ref. Layer	WI - Geom (md*ft)
1	15 15 1	Surface	1	Open	⊙	8683.453
* 2	15 15 2	1	1	Open	○	6608.192

Gambar 9. Posisi perforasi Sumur Produksi 1-4 secara berurutan pada *grid* reservoir.

Kasus sensitivitas dalam **Tabel 4** dirancang untuk menguji ketahanan dan efektivitas strategi optimasi terhadap variabel operasional yang tidak pasti, secara langsung mendukung tujuan studi untuk menentukan strategi optimal pengaturan sumur dan menganalisis efektivitas *waterflood* dalam meningkatkan *Recovery Factor* (RF). Parameter yang diubah seperti BHP Produksi, BHP Injeksi, dan Laju Injeksi memungkinkan peneliti untuk mengidentifikasi kombinasi nilai terbaik yang menghasilkan RF tertinggi, sehingga mencapai tujuan optimasi. Sensitivitas laju injeksi dapat menilai dampak volume air yang disuntikkan terhadap efektivitas penyapuan, BHP injeksi memberikan tekanan dorong terhadap pergerakan minyak, dan BHP produksi melihat penurunan tekanan pada sumur produksi yang dapat menarik minyak.

Tabel 4 menjelaskan parameter sensitivitas pada setiap kasus. Pada kasus ke-0 tidak dilakukan *waterflood* untuk melihat seberapa besar *natural flow* menghasilkan minyak dan seberapa lama *natural flow* bertahan.

Tabel 4. Parameter sensitivitas.

Sensitivitas	Case	BHP_prod (psi)	BHP_inj (psi)	Rate Injeksi (bbl/d)
Natural Flow (Base Case)	0	1500	0	0

Wf Base case	1	1500	2500	3500
BHP_Inj	2	1500	2000	3500
	3	1500	3000	3500
BHP_Prod	4	2000	2500	3500
	5	1000	2500	3500
Rate_Inj	6	1500	2500	5000
	7	1500	2500	2000
Best Case	8	2000	3000	5000

Penelitian ini menggunakan tiga kasus untuk menganalisis sensitivitas parameter terhadap *Recovery Factor* (RF). Kasus ke-0 tanpa *waterflood* dilakukan untuk mengevaluasi *natural flow*, sementara kasus ke-1 menggunakan *waterflood* dengan parameter bawaan. Kasus ke-8 memilih parameter optimal dari hasil analisis kasus sebelumnya untuk meningkatkan produksi signifikan. Parameter BHP injeksi dan laju injeksi dipilih karena berbanding lurus, meskipun kenaikan BHP injeksi biasanya dibatasi oleh tekanan reservoir. Penelitian ini mengasumsikan variasi tekanan reservoir untuk mengevaluasi dampaknya terhadap RF. Simulasi dilakukan selama 10 tahun, dengan 1 tahun *natural flow* dan 9 tahun *waterflood*, karena produksi minyak alami menurun setelah tahun pertama, terbukti dari kurva produksi yang datar.

HASIL IDENTIFIKASI KASUS

Pada penelitian optimasi *waterflood* ini akan dibuat menjadi beberapa kasus yang menyangkut beberapa parameter sensitivitas pada sumur yaitu, BHP sumur injeksi, BHP sumur produksi, laju injeksi, bagaimana jika dilakukan HF pada sumur produksi maupun sumur injeksi. Berikut adalah rincian kasus- kasus yang akan ditampilkan melalui **Tabel 5**. Berdasarkan **Tabel 5** pada setiap parameter akan disimulasikan dan akan diolah untuk mendapatkan nilai kumulatif produksi (Np) yang selanjutnya akan dapat dihitung nilai RF dari setiap kasus.

Tabel 5. Data parameter sensitivitas pada sumur.

Sensitivitas	Case	BHP_prod (psi)	BHP_inj (psi)	Rate Injeksi (bbl/d)	Np (STB)	RF (%)
Wf Base case	1	1500	2500	3500	1334200	25.26%
BHP Inj	2	1500	2000	3500	1294900	24.51%
	3	1500	3000	3500	1334200	25.26%
BHP Prod	4	2000	2500	3500	1340200	25.37%
	5	1000	2500	3500	804720	15.23%
Rate Inj	6	1500	2500	5000	1466200	27.75%
	7	1500	2500	2000	870340	16.48%
Best Case	8	2000	3000	5000	1951900	36.95%

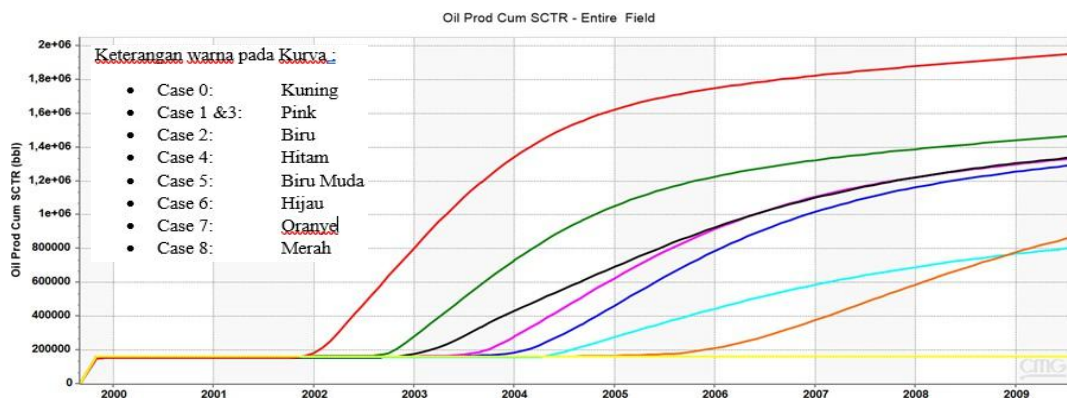
HASIL SIMULASI

Setelah disimulasikan didapatkan hasil kurva kumulatif produksi setiap kasus yang akan ditampilkan pada Gambar 10. dan ada pula kurva produksi minyak dari setiap kasus. Simulasi *waterflood* yang dilakukan pada penelitian ini dilakukan selama 10 tahun. Untuk 1 tahun pertama dilakukan dengan tanpa *waterflood*, dan 9 tahun yang lain dilakukan dengan *waterflood*. Dari data total minyak reservoir (OOIP) pada **Gambar 10** sebesar 5282700 STB dan data kumulatif produksi minyak (Np) pada **Gambar 11** dapat diketahui nilai *Recovery Factor* dari setiap kasus. Grafik ini menunjukkan produksi

kumulatif yang **datar** pada nilai sekitar **150.000 bbl** dari awal hingga sekitar tahun 2002. Kurva ini tidak mengalami peningkatan signifikan setelah tahun 2002. Setelah tahun 2002, sebagian besar kasus menunjukkan peningkatan produksi yang signifikan, tetapi dengan tingkat (*rate*) dan waktu mulai yang berbeda.

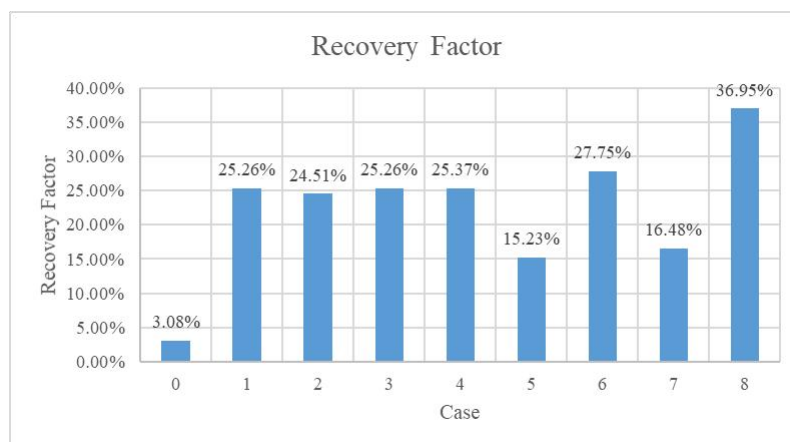
#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.52827E+07
2	Total water in place	STB	0.31902E+07
3	Total gas in place	SCF	0.92813E+10
#	Item	Units	Value
1	HC. Pore Volume	M RBBL	11200

Gambar 10. Total fluida reservoir setelah simulasi.



Gambar 11. Kurva kumulatif produksi semua kasus.

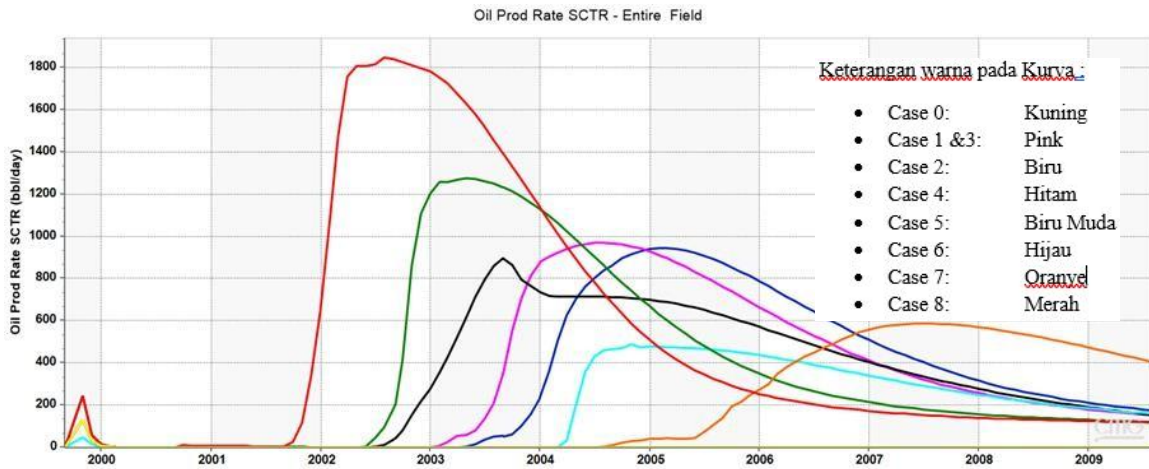
Dari hasil perhitungan nilai RF didapatkan nilai tertinggi RF sebesar 36,95% pada kasus ke-8 (*Best Case*), dan nilai RF terendah sebesar 3,08% pada kasus ke-0 (*Base Case*). Hubungan RF dengan produksi minyak ialah, semakin besar nilai RF, maka semakin besar pula produksi minyak yang dihasilkan. Ini dikarenakan nilai RF menunjukkan persentase jumlah minyak yang terproduksi pada Lapangan X dari keseluruhan minyak yang berada di dalam reservoir Lapangan X. Masih ada lebih dari 60% sisa minyak yang berada di dalam reservoir yang masih memungkinkan Lapangan X diproduksi ke depannya dengan metode *waterflood* atau lainnya. Berikut adalah hasil dari perhitungan RF yang akan ditampilkan menggunakan grafik pada **Gambar 12**.



Gambar 12. Kurva nilai RF setiap kasus.

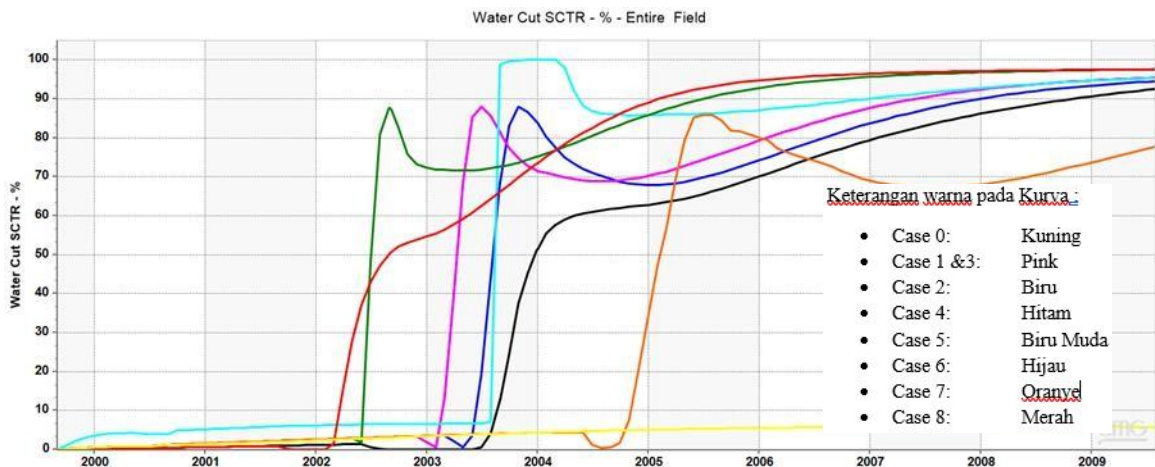
Gambar 13 menampilkan kurva laju produksi minyak pada setiap kasus terhadap waktu. Pada rentang waktu tahun 2002-2003 kasus ke-8 memiliki laju produksi minyak tertinggi. Untuk penelitian ini dilakukan selama 10 tahun dengan 1 tahun dilakukan *natural flow* dan 9 tahun dilakukan dengan

waterflood. Pada penelitian ini dilakukannya *natural flow* selama satu tahun dikarenakan lapangan sudah tidak bisa memproduksi minyak lagi ini bisa dibuktikan dari hasil simulasi pada kurva laju produksi minyak yang berbentuk rata (*flat*). bisa dilihat dari **Gambar 13** pada lingkaran merah diatas yang menunjukkan laju produksi.



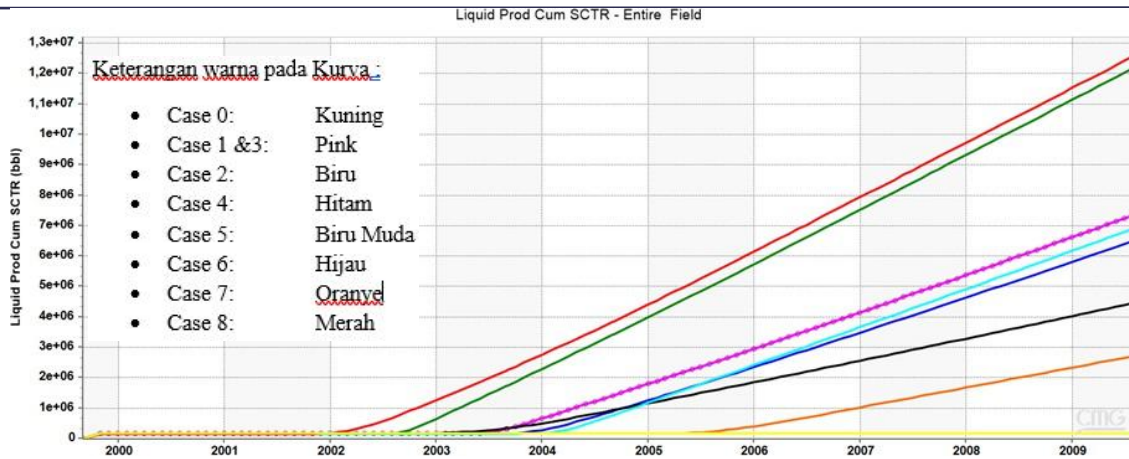
Gambar 13. Kurva produksi minyak.

Gambar 14 menampilkan kurva *water-cut* pada setiap kasus terhadap waktu. Kenaikan signifikan di waktu tertentu pada kurva *water-cut* menandakan terjadinya breakthrough yang artinya air telah mencapai sumur produksi. **Gambar 14** kasus dengan *water-cut* tercepat berada pada kasus ke-8 yang terjadi pada awal tahun 2002. Kenaikan *water-cut* yang cepat, khususnya pada Kasus 8 merupakan konsekuensi langsung dari upaya optimasi pada reservoir yang memiliki heterogenitas permeabilitas tinggi. Di reservoir heterogen, air cenderung bergerak cepat melalui zona permeabilitas tinggi (*channeling* atau *bypassing*), dan laju injeksi yang tinggi memperparah fenomena ini, menyebabkan air injeksi mencapai sumur produksi dengan cepat (*breakthrough* dini). Case ke-0 tidak lagi mengalami kenaikan pada tahun-tahun berikutnya.

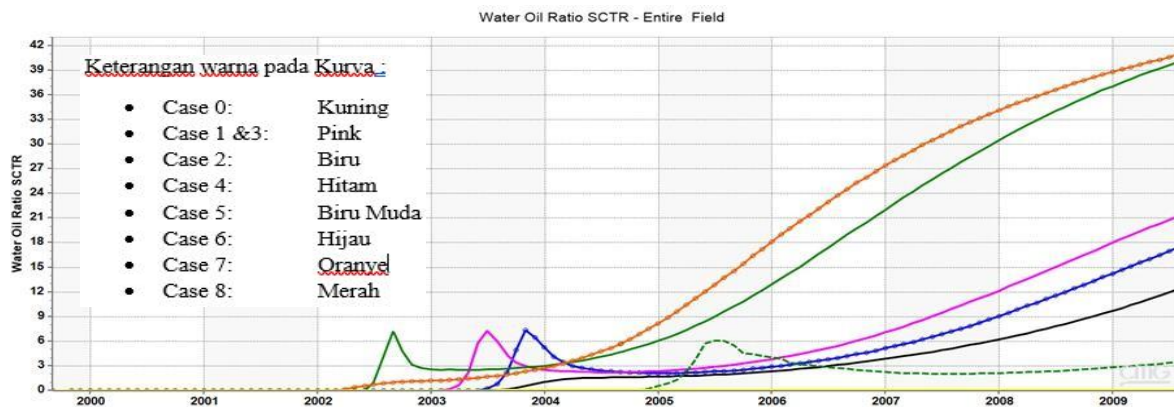


Gambar 14. Kurva *water cut*.

Gambar 15 menampilkan kurva kumulatif produksi carian pada setiap kasus terhadap waktu. Kurva ini menunjukkan total produksi fluida yang bersifat cair berupa air dan minyak pada Lapangan, sedangkan **Gambar 16** menampilkan kurva rasio air dan minyak pada setiap kasus terhadap waktu.



Gambar 15. Kurva produksi total.



Gambar 16. Kurva rasio air dan minyak.

KESIMPULAN

Dari hasil penelitian mengenai Optimasi *Waterflood* pada Reservoir Heterogen Menggunakan Software CMG didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Pemodelan reservoir pada software CMG yang dilihat pada Gambar 3 dan 4. Pemodelan reservoir dilakukan menggunakan perangkat lunak CMG-IMEX, yang berhasil memvisualisasikan model reservoir heterogen 3D dengan variasi porositas dan permeabilitas yang beragam (Gambar 3), memvalidasi kerangka dasar untuk simulasi optimasi *waterflood*.
2. Teknik optimasi yang efisien berada pada kasus ke-8 dengan parameter BHP injeksi 3000 psi, BHP Produksi 2000 psi, Laju Injeksi 5000 bbl/day.
3. Optimasi dengan nilai RF terbesar berada pada kasus ke-8, dengan nilai RF sebesar 36.95%.

SARAN

Peningkatan efisiensi dan produksi *waterflood* dapat dicapai melalui teknologi seperti penggunaan air dengan salinitas rendah (*low-salinity waterflood*) dan PPG (*Preformed Particle Gel*). *Low-salinity waterflood* mengubah *wettability* batuan reservoir menjadi lebih "water-wet" meningkatkan penyapuan fluida di zona matriks yang sulit diakses, sementara PPG berfungsi mengontrol konformasi aliran fluida dengan mengarahkan air injeksi ke zona berpermeabilitas rendah, meningkatkan penyapuan area yang sulit. Kombinasi kedua metode ini dapat menghasilkan produksi minyak yang lebih tinggi serta efisiensi *waterflood* yang optimal (Sun dkk., 2018).

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Boumi Mfoubat, H. R. N., & Zaky, E. I. (2020). Optimization of waterflooding performance by using finite volume-based flow diagnostics simulation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3), 943–957.
- Grema, A. S., & Cao, Y. (2016). Optimal feedback control of oil reservoir waterflooding processes. *International Journal of Automation and Computing*, 13(1), 73–80.
- Imuokhuede, P. I., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. A. (2020). Screening criteria for waterflood projects in matured reservoirs: Case study of a Niger Delta Reservoir. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, D013S004R013.
- Long, N., Collins, D. A., & Ravi, S. (1991). Modelling of Horizontal Wells in Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers*.
- Moraes, R., Fonseca, R. M., Helici, M., Heemink, A. W., & Jansen, J. D. (2017). Improving the computational efficiency of approximate gradients using a multiscale reservoir simulation framework. *SPE Reservoir Simulation Conference*, D011S004R004.
- Porter, R. J., Rojas, A. M., & Schlüter, M. (2018). *The impact of heterogeneity on waterflood developments in clastic inner shelf reservoirs: An example from the Holland Greensand Member, Rotterdam Field, The Netherlands*.
- Sun, X., Alhuraishawy, A. K., Bai, B., & Wei, M. (2018). Combining preformed particle gel and low salinity waterflooding to improve conformance control in fractured reservoirs. *Fuel*, 221, 501–512.
- Zafar, J., Noman, M., Iqbal, M., Sadiq, O., & Awase, A. (2023). Achievements and Learnings from a Waterflood Project in Small Sized Heterogeneous Reservoir. *SPE Gas & Oil Technology Showcase and Conference*, D031S048R006.