

STUDI PENGARUH LAJU INJEKSI CO₂ DAN RASIO WAG TERHADAP KINERJA RESERVOIR PADA INJEKSI CO₂-WAG DENGAN POLA SUMUR LIMA TITIK

STUDY EFFECT OF CO₂ INJECTION AND WAG RATIO ON RESERVOIR PERFORMANCE IN CO₂-WAG INJECTION WITH FIVE POINT WELL PATTERN

LINDIA HEVIYANTI^{1*}, SUGIATMO KASMUNGIN¹

¹⁾Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti
Jl. Kyai Tapa No.1, Grogol Jakarta Barat, 11440
Telepon: +62-21-566 3232, Fax.: +62-21-5673001
Email : Lindiahevi56@gmail.com

ABSTRACT

CO₂-WAG injection is an effort to overcome the impact of lowering reservoir pressure in tertiary recovery (Enhanced Oil Recovery). The application of tertiary recovery method can increase the recovery factor compared to primary and secondary recovery method⁽¹⁾. The purpose of this study is to analyze the performance of CO₂-WAG injection by looking at the changes that occur from the variation of the WAG ratio in each injection rate variation scenario with a five-point well pattern and to the mobility ratio as well. This research was conducted using a Computer Modeling Group (CMG) simulator and carried out on a reservoir model that represents a field with a light oil reservoir, with API of 30 - 45. The results obtained from the simulation are that the optimum WAG ratio with a recovery factor (RF) of 5 - 15 % with WAG ratio for study 1, 2, and 3 is 1:3, 1:2, and 2:1. This ratio is the optimum ratio because it can reduce gas mobility and increase the efficiency with a good sweep efficiency. If the value of the mobility ratio is less than one ($M < 1$), there will be no fingering and the area reached by the driving fluid is very wide with high sweeping efficiency⁽²⁾.

Keywords: CO₂-WAG injection, WAG ratio, CO₂ injection rate.

ABSTRAK

Injeksi CO₂-WAG merupakan upaya untuk mengatasi dampak penurunan tekanan reservoir dalam perolehan minyak tersier (Enhanced Oil Recovery). Penerapan metoda *tertiary recovery* dapat meningkatkan faktor perolehan minyak dibandingkan dengan metoda *primary recovery* atau *secondary recovery*⁽¹⁾. Tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisa kinerja dari injeksi CO₂-WAG dengan melihat perubahan yang terjadi dari variasi rasio WAG pada setiap skenario variasi laju injeksi dengan pola sumur lima titik dan terhadap rasio mobilitas. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan simulator *Computer Modelling Group (CMG)* dan dilakukan pada model *reservoir* yang mempresentasikan lapangan dengan reservoir minyak ringan yaitu API sebesar 30 - 45. Hasil yang didapatkan dari simulasi adalah menunjukkan rasio WAG paling optimum dengan perolehan minyak (RF) sebesar 5 - 15% dengan rasio WAG pada studi 1, 2 dan 3 berturut-turut adalah 1:3, 1:2, dan 2:1. Rasio tersebut merupakan rasio paling optimum karena dapat mengurangi mobilitas gas dan meningkatkan *sweep efficiency* yang baik. Apabila nilai rasio mobilitas kurang dari satu ($M < 1$), maka tidak akan terjadi penjarian dan daerah yang dicapai oleh fluida pendorong sangat luas dengan efisiensi penyapuan yang cukup tinggi⁽²⁾.

Kata kunci: Injeksi CO₂-WAG, rasio WAG, laju injeksi CO₂.

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Injeksi gas CO₂ ke dalam *reservoir* minyak merupakan teknologi EOR yang telah terbukti sukses dalam meningkatkan produksi minyak (Muslim, Permadi, & Bae, 2015). Namun

diperlukan perencanaan EOR yang tepat pada tahap awal sangat penting dalam mengurangi risiko kegagalan implementasi dan memaksimalkan laba atas investasi dan hal ini membutuhkan pemilihan metode (*screening*) dan studi kelayakan EOR yang tepat pada skala simulasi sebelum melakukan uji coba yang akan

dilakukan membutuhkan banyak biaya⁽³⁾. Menurut Verma (2015) tidak seluruh *reservoir* sesuai untuk penerapan CO₂-EOR. Karakteristik *reservoir* tersebut harus melewati proses *screening* untuk mengidentifikasi kandidat yang tepat berdasarkan beberapa kriteria. *Screening criteria* dari Brashear dkk. (1978) menyatakan bahwa injeksi CO₂ dapat digunakan apabila jenis minyak berupa minyak ringan (*light oil*) dengan saturasi minyak tersisa lebih besar dari 25%⁽⁴⁾.

Tabel 1. *Screening Criteria* Injeksi CO₂

Screening Criteria Injeksi CO₂
(Taber, et al., 1997)

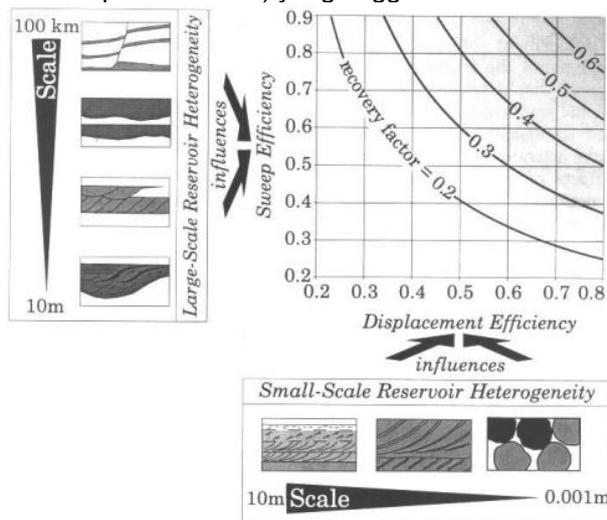
Parameter	Miscible	Immiscible
Depth, ft	>2,500	>1,800
Oil viscosity, cp	<10	<600
Gravity, °API	>22	>12
Oil saturation, % PV	>20	>35
Original pressure, psia	-	-
Operating pressure, psia	-	-
Oil composition	High C5-C12	

Berikut adalah CO₂ yang telah dikembangkan di Indonesia (*miscible flooding*)⁽⁵⁾.
Tabel 2. *CO₂ study by simulation and experimental*

Field	Well	MMP (Psig)	Coreflood (RF %)	Location
Attaka	B-19	2150	90	East Kalimantan
	UB-1	3150	-	East Kalimantan
Sangata	ST-77	2800	93,26	East Kalimantan
Jatibarang	JTB-137	2575	96,37	West Java
Tugu Barat	TGB-06	3000	52,67	West Java
Kaji Semoga	KS-100	2420	70,00	South Sumatera
Jene	Jene-12	3200	91,33	South Sumatera

Sources: Sugihardjo, 2012

Injeksi Gas CO₂ ini memiliki kelemahan dimana *sweep efficiency*nya rendah akibat adanya fenomena diantaranya: *gravity segregation*, *viscous fingering*, *channeling* yang dapat diperparah apabila kontras densitas besar atau *reservoir* memiliki heterogeneitas (terutama kontras permeabilitas) yang tinggi.



Gambar 1. Pengaruh heterogenitas skala besar dan kecil pada perolehan minyak⁽¹⁸⁾

Untuk mengatasinya, dalam tesis ini, injeksi ini dapat disertai dengan injeksi WAG (*Water Alternating Gas*) yang didesain untuk menurunkan mobilitas gas dan meningkatkan efisiensi penyapuan yang baik dengan cara gas diinjeksikan secara berselang-seling dengan air. Dalam sebuah penelitian, efisiensi *tertiary oil recovery* yang dihasilkan dari injeksi WAG sangat signifikan, menyebabkan nilai akhir dari saturasi minyak tersisa hanya sebesar 13% *pore volume (PV)* (Righi et al., 2004).

Tinjauan literatur menyatakan peningkatan perolehan minyak yang nyata yaitu dalam kisaran 5-10% dari *Oil In Place (OIP)* pada skala lapangan⁽¹⁾. Skauge dkk. dengan meninjau 59 aplikasi lapangan WAG melaporkan bahwa perolehan minyak rata-rata meningkat hingga 10% dari awal isi minyak di tempat *Original Oil In Place (OOIP)*⁽¹²⁾. Merchant (2017) menyatakan bahwa saat ini angka implementasi teknik injeksi WAG pada CO₂ floods mencapai lebih dari 90% pada skala laboratorium. Di antara berbagai gas injeksi dalam proses WAG, CO₂ murni adalah pilihan yang paling efektif, karena perbaikan faktor perolehan minyak (RF) dan kemungkinan mitigasi emisi CO₂ dengan menyimpan CO₂ di *reservoir*⁽¹³⁾. Keberhasilan kinerja CO₂-WAG dipengaruhi oleh faktor-faktor dengan memperhatikan *Screening Criteria* injeksi WAG.

Tabel 3. *Screening Criteria* injeksi WAG (Manrique et al., 2007)

TABLE 1. Suggested Criteria for Water Alternating Gas Projects.	
Fluid properties:	
Oil viscosity (cP)	< 2 (31/56) ^a
Gravity (°API)	30 – 45 (31/56) ^a
Viscosity ratio	10 – 30 (19/56) ^a
Reservoir characteristics / properties:	
Previous production method	Waterflooding preferred (32/56) ^a
Temperature (°F)	Not critical
Depth (ft)	Not critical
Net thickness (ft)	< 100 unless dipping (30/56) ^a
Average permeability (mD)	< 100 (30/56) ^a
Type of formation	Not critical

^a = number of WAG projects evaluated / Total of WAG projects.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisa kinerja dari injeksi CO₂-WAG dengan melihat perubahan yang terjadi dari variasi rasio WAG pada setiap skenario variasi laju injeksi dengan pola sumur lima titik dan terhadap rasio mobilitas melalui simulator *reservoir* yaitu *Computer Modelling Group (CMG)*. Karena upaya signifikan untuk meningkatkan tingkat perolehan minyak dengan memodifikasi proses WAG telah dilakukan (Christensen et al., 1998; Gorell, 1990; Jianwei et al., 2008a,b; John and Reid, 2000; Prieditis et al., 1991).

2. BAHAN DAN METODE

2.1 Bahan

a. Objek Penelitian

Objek penelitian ini adalah lapangan x dengan *reservoir* minyak ringan yaitu API sebesar 30 - 45.

b. Data Penelitian

Data yang mendukung dalam melakukan penelitian ini adalah studi literatur dari review paper, jurnal, dan internet terkait dengan objek penelitian untuk mendapatkan konsep dan data-data yang relevan dengan permasalahan yang dikaji sebagai penunjang penelitian, sebagai berikut.

1) Injeksi CO₂

Injeksi CO₂ ialah meningkatkan perolehan minyak dengan cara injeksi CO₂ ke dalam suatu *reservoir* pada tahap Tertiary (EOR). Ada 3 kemungkinan sumber CO₂ :

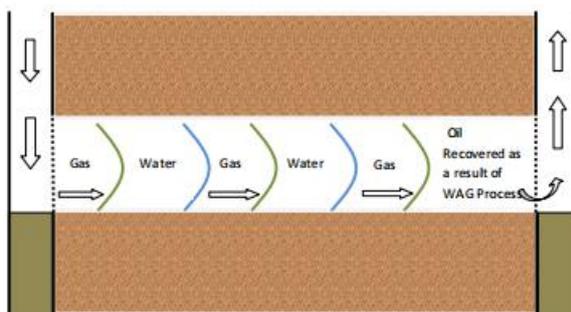
- reservoir* gas hidrokarbon alam yang mengandung CO₂ sebagai pengotor
- Sumber industri atau antropogenik dengan variasi persentase CO₂ yang luas dalam limbah seperti pembangkit listrik dan sebagainya
- reservoir* CO₂ alami⁽⁵⁾.

2) Mekanisme Injeksi CO₂

Injeksi Water Alternating Gas (WAG)

Injeksi WAG terdiri dari injeksi slug air dan gas secara bersamaan atau dalam bentuk pergantian siklik. Tujuan utamanya adalah untuk mengurangi penyaluran CO₂ dengan mengisi saluran yang sangat permeabel dengan air untuk meningkatkan efisiensi penyapuan selama injeksi CO₂⁽¹⁰⁾.

Kondisi optimal *oil displacement* dengan proses WAG dicapai jika kecepatan gas dan air di *reservoir* sama. Beberapa keuntungan dari proses WAG termasuk pemanfaatan CO₂ yang lebih tinggi, produksi CO₂ yang berkurang dan peningkatan minyak di akhir yang lebih besar. Beberapa komplikasi yang dihadapi oleh WAG adalah respon minyak yang lebih lambat, segregasi gravitasi akibat perbedaan densitas antara CO₂ dan air, gangguan oleh air pada kontinuitas proses ekstraksi oleh CO₂ *slug* dan hilangnya injektivitas^(9,11).



Gambar 2. Diagram skematis dari proses WAG

Faktor utama mempengaruhi proses injeksi WAG adalah heterogenitas, *rock wettability*, *fluid properties*, *miscibility conditions*, *gas trapped*, teknik injeksi dan parameter-parameter WAG seperti ukuran *slug*, rasio WAG dan *injection rate*⁽¹⁷⁾.

3) Rasio WAG

Christensen dkk. (1998) menunjukkan hasil buruk dari injeksi WAG sebagian disebabkan oleh kesalahan penilaian rasio WAG. Karena pada proses WAG jika dilakukan injeksi air yang terlalu banyak dibandingkan gas dapat menyebabkan kemungkinan penurunan *microscopic efficiency*, sedangkan jika injeksi gas yang dilakukan terlalu banyak maka akan berdampak pada keadaan *sweep efficiency* yang lemah (Touray, 2013). Maka dari itu penting untuk menentukan parameter rasio yang paling optimal pada perbandingan injeksi gas dengan injeksi air (Valeev & Shevelev, 2017). Pengaruh dari perubahan rasio WAG dapat menghasilkan perubahan yang lumayan signifikan pada proses desain WAG. Rasio WAG 1: 1 adalah yang paling populer untuk aplikasi lapangan⁽¹³⁾. Mohamed Elwy Abdalla Amin (2012), dalam penelitiannya, menyatakan dari variasi rasio WAG 1:1, 1:2, 2:1, rasio WAG 1:1 menjadi solusi dalam perolehan minyak untuk sumur karbonat di UAE. Selain itu, Marylena Garcia Quijada (2005), menyatakan dalam simulasinya, tingkat injeksi optimal agar *Denver Unit tertiary CO₂ flood* mendapatkan perolehan minyak maksimum 18% pada rasio WAG 1:1 dari variasi 1:1, 1:2, 2:1, dan 4:1.

4) Laju Injeksi

Rasio WAG sangat tergantung pada *wettability reservoir* dan ketersediaan gas yang akan diinjeksikan (Jackson et al., 1985; John dan Reid, 2000). Secara umum, lebih disukai menginjeksikan volume gas yang lebih tinggi dibandingkan dengan air di *reservoir* minyak-basah. Jumlah volume yang akan diinjeksikan pada tekanan yang diinginkan sangat mempengaruhi biaya fasilitas permukaan,

seperti kompresor dan pompa, yang pada gilirannya sangat mempengaruhi rasio WAG karena kendala ekonomi. Studi oleh Khurshid dan Choe (2013) yang menyatakan bahwa peningkatan laju injeksi akan menghasilkan perolehan minyak yang lebih tinggi dan adanya batas optimum untuk besaran laju injeksi CO₂ yang diberikan⁽⁴⁾.

5) Pola Sumur

Pola 5 titik sangat populer, karena dapat memberikan kontrol yang lebih baik pada *frontal displacement* (Christensen et al. 1998, 2001; Fanchi, 2006; Latil, 1980; Talal and Joost, 2006). Selain itu, penelitian oleh J.P.Srivastava menyatakan proses injeksi CO₂-WAG dengan pola 5 titik memberikan peningkatan *displacement efficiency* lebih tinggi⁽¹⁶⁾. Reza Barati Ghahfarokh pada penelitiannya yang berjudul Overview of CO₂ Injection and WAG Sensitivity in SACROC dengan pola 5 titik, rasio WAG adalah 1:1 dengan kecepatan injeksi 6000 bbl/ hari dan BHP maksimum 3000 psi telah berhasil mendistribusikan kembali CO₂ dan air ke zona permeabilitas rendah dan meningkatkan *sweep efficiency* di area SACROC yang lebih heterogen.



Gambar 3. Ilustrasi Pola Sumur 5 titik

2.2 Metode

Langkah-langkah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengumpulan data

Dalam penelitian ini pengumpulan data dilakukan dengan mencari, mencatat, dan mengumpulkan data sekunder yang merupakan data model *reservoir*, parameter input untuk kondisi operasional *reservoir*, dan parameter injeksi. Adapun data yang dikumpulkan selama penelitian ialah sebagai berikut:

Studi 1, oleh Talal Ebraheem Hamzah ESMAIEL yang berjudul "*Optimization of WAG in Smart*

Wells: An Experimental Design Approach" Universitas Stanford.

Model *reservoir* : 1,320x1,320x500 ft dimodelkan dengan 10x10 grid dan 5+5 (matriks + rekahan) secara vertikal.

Parameter input untuk kondisi operasional *reservoir* :

Densitas : 50, 55, dan 60 lb/ft³

Viskositas minyak : 20, 70, dan 120 cP

Permeabilitas matriks : 10, 50, dan 90 mD

Permeabilitas rekahan : 1000, 2000, dan 3000 mD

Parameter injeksi :

Laju injeksi : 5000, 6000, dan 7000 mcf/d

Rasio WAG : 1:3, 3:3, dan 3:1

Studi 2, oleh Richard G. Hughes yang berjudul "*Evaluation and Enhancement of Carbon Dioxide Flooding Through Sweep Improvement*" Universitas Negeri Louisiana.

Model *reservoir* : pemodelan geostatistik permeabilitas dan porositas (*dicreated layer by layer*). Model untuk pola ini terdiri dari sistem grid Cartesian 50 × 50 × 8 tiga dimensi (ukuran sel grid dasar adalah 120 ft × 120 ft).

Parameter input untuk kondisi operasional *reservoir* :

Permeabilitas vertikal : 5, 10, dan 15 mD

Well Spacing : 160 acre dari base case ke 80 acre (telah disesuaikan menjadi 2 MMscf / d) dan kemudian ke 40 acre (telah disesuaikan menjadi 1 MMscf / d)

Viskositas minyak : 4 dan 40 cP

Ketebalan formasi : 30 ft dari base case ke 20 ft dan 40 ft

Parameter injeksi :

Laju injeksi : 4, 6, dan 8 MMscf/d

Rasio WAG : 1:1, 1:2, dan 4:1

Studi 3, oleh Muhamad Isa yang berjudul "*Studi Penentuan Rasio Injeksi Optimum Dalam Simulasi Injeksi Water Alternating Gas (WAG) Compositional Oil Model*" Universitas Pertamina.

Model *reservoir* : model konseptual dengan pola sumur direct line (8 x 8 dengan 5 layer)

Parameter input untuk kondisi operasional *reservoir* :

Fluida komposisional 6 komponen hidrokarbon *light oil* digunakan sebagai fluida *reservoir* dengan komposisi mol persen sebagai berikut :

50% C1, 3% C3, 7% C6, 20% C10, 15% C15, dan 5% C20 (Killough & Kossack, 1987). Sedangkan fluida injeksi yang sebelumnya merupakan campuran solvent metana (C1-C6) pada simulasi kali ini diubah menjadi CO₂, dengan adanya perubahan ini dilakukan perhitungan *Minimum Miscible Pressure (MMP)* menggunakan rumus korelasi Glasso (1980) didapatkan 4669,25 psia.

Parameter injeksi :

Laju injeksi : 6000, 12000, 18000, 20000, dan 24000 rb/d

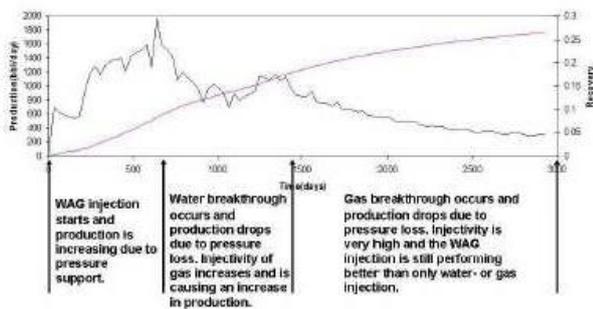
Rasio WAG : 1:1, 1:1,5, 1:2, 1,5:1, dan 2:1

2. Matching the Model

Setelah pengumpulan data *reservoir* dilakukan pencocokan data dengan *screening criteria* (kriteria penyaringan) untuk kelayakan *reservoir* adalah kandidat ideal untuk *miscible WAG flood* untuk dilakukan *matching* sebelum dilakukan tahap simulasi.

3. Initial Simulation Runs

Studi 1, initial simulasi didapat dari pembagian periode injeksi sebagai berikut :



Gambar 4. 3 tahap injeksi WAG

Setiap periode memvariasikan rasio WAG 1:3, 3:3, dan 3:1 (sehingga ada 27 kombinasi untuk disimulasikan). Rasio WAG awal 1: 1 digunakan dengan 3 bulan per periode injeksi. Untuk menguji pengaruh proses WAG, dua pilihan tambahan diterapkan dalam model. Rasio 1: 3 dengan 1 bulan dan 3 bulan, dan 3: 1 dengan air 3 bulan dan gas 1 bulan diterapkan bersama dengan pengaturan WAG asli. Model simulasi *reservoir* dijalankan selama 4 tahun dengan recovery pada 4 tahun digunakan sebagai indikator kinerja.

Studi 2, lima simulasi berbeda berjalan melihat dampak rasio WAG dan siklus WAG terhadap perolehan minyak untuk masing-masing sumur injektor yang mungkin dilakukan. Tiga simulasi pertama yaitu proses WAG disimulasikan yang terdiri dari injeksi CO₂ satu tahun diikuti dengan injeksi air satu tahun dengan rasio WAG masing-masing 1: 1, 1: 2

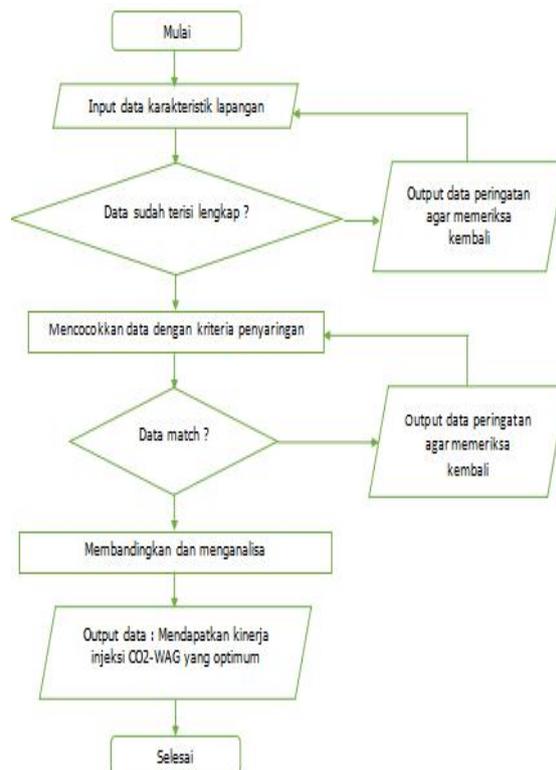
dan 4: 1 (HCPV injeksi CO₂ selalu dijaga sama dengan nilai aslinya, dan jumlah air yang diinjeksikan dihitung berdasarkan rasio WAG yang ditentukan). Dua simulasi terakhir : simulasi injeksi CO₂ 3 bulan dan injeksi air 3 bulan diikuti dengan injeksi CO₂ satu bulan dan injeksi air satu bulan dengan rasio WAG 1: 2.

Studi 3, model *basecase* konseptual dengan laju injeksi 12000 rb/d disimulasikan bersamaan dengan skenario-skenario yang telah divariasikan laju injeksinya, dengan parameter siklus injeksi tetap selama 12 bulan dan parameter rasio injeksi gas dan air tetap 1:1. Kemudian rasio injeksi WAG divariasikan berdasarkan perbandingan antara rasio *basecase* (1:1) dengan rasio variasi gas (1:1.5 dan 1:2) dan juga rasio variasi air (1:5:1 dan 2:1).

4. Analisa Data

Analisa data dilakukan dengan melakukan solusi berbagai grafik hasil simulasi untuk melakukan perbandingan dan menganalisisnya untuk mendapatkan kinerja injeksi CO₂-WAG yang optimum.

Secara teknisnya, penelitian ini menggunakan alur berpikir sesuai dengan *Flowchart* dibawah ini.



Gambar 5. Flowchart

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan studi literatur, pada umumnya rasio 1:1 adalah rasio yang paling banyak dipakai di lapangan, walaupun demikian tidak semua keadaan lapangan sesuai dengan kondisi tersebut⁽¹⁵⁾, seperti pada tabel hasil studi berikut.

Tabel 4. Hasil studi 1, 2, dan 3 terhadap variasi rasio WAG vs variasi laju dengan pola sumur 5 titik^(6,7,15).

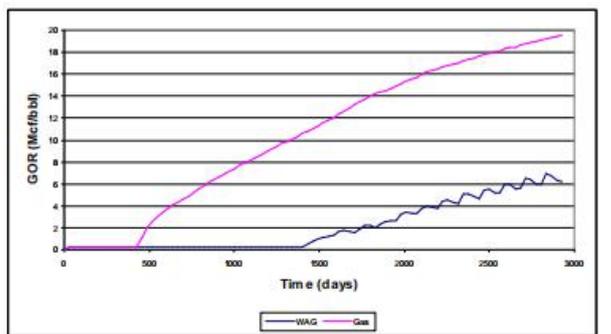
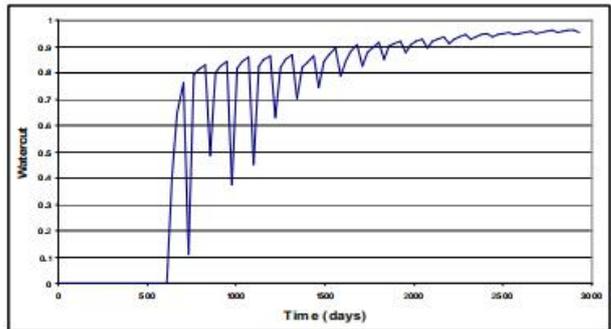
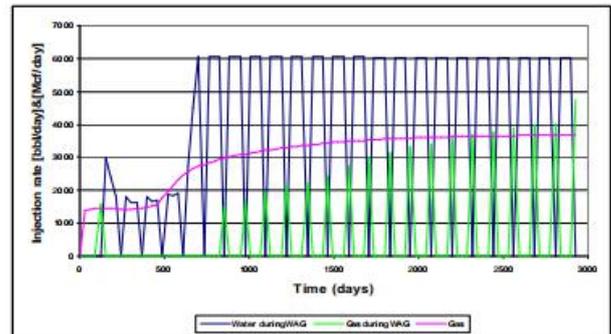
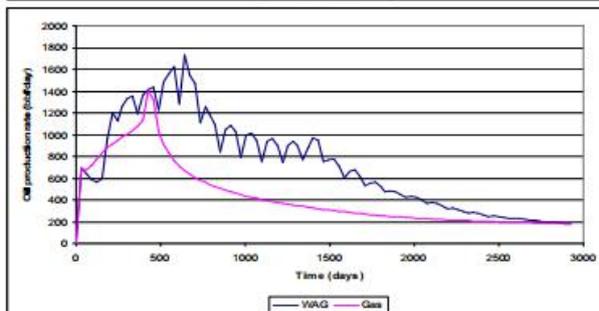
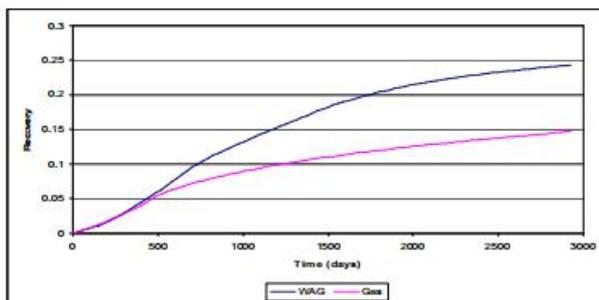
No.	Laju Injeksi	Rasio WAG	Kesimpulan
1	5.000 Mcf/d	1:3	1:3 memberikan perolehan minyak tertinggi
	6.000 Mcf/d	3:3	
	7.000 Mcf/d	3:1	
2	4 MMscf/d	1:1	1:2 memberikan perolehan minyak tertinggi
	6 MMscf/d	1:2	
	7 MMscf/d	4:1	
3	6.000 Rb/d	1:1	2:1 memberikan perolehan minyak tertinggi
	12.000 Rb/d	1:1.5	
	18.000 Rb/d	1:2	
	20.000 Rb/d	1.5:1	
	24.000 Rb/d	2:1	

Pada studi 1, dua masalah operasional utama muncul dalam proyek WAG yang telah dilaporkan dalam literatur⁽⁸⁾. Masalah-masalah ini biasanya merupakan,

1. *breakthrough* awal gas dan/ atau
2. pengurangan injeksi terutama selama periode injeksi air.

Pada kasus ini, ada dua proses yang dapat diidentifikasi sebagai penyebab keberhasilan injeksi WAG,

1. penundaan waktu *breakthrough* gas yang diinjeksikan dan
2. sapuan makroskopis yang lebih baik dari kombinasi injeksi gas dan air.

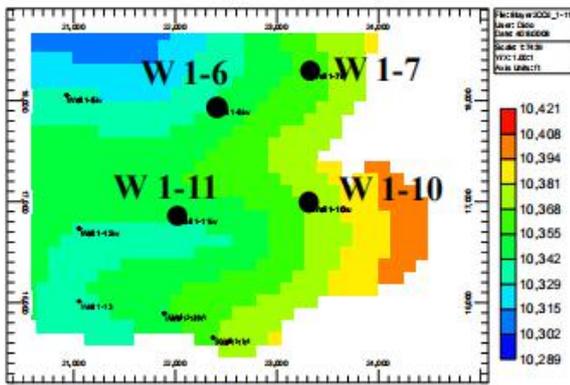


Gambar 6. Grafik Performa injeksi WAG yang baik

Pada grafik di atas, dapat dilihat bahwa karena injeksi siklus air, *breakthrough* gas tertunda selama hampir 1000 hari.

Kemudian, sapuan makroskopis yang lebih baik disebabkan oleh perbedaan densitas; gas lebih ringan dari minyak dan memiliki preferensi mengalir ke atas *reservoir* dan air lebih berat daripada minyak dan memiliki preferensi untuk mengalir ke dasar *reservoir*. Kombinasi keduanya meningkatkan *sweep efficiency* secara keseluruhan. Dengan variasi rasio WAG dari 1: 3 menjadi 3: 3 dan 3: 1, jadi ada 27 kombinasi. Hasil proses *run* setelah gas *breakthrough* ini, periode akhir, rasio WAG 1: 3 meningkatkan perolehan minyak yang paling optimum.

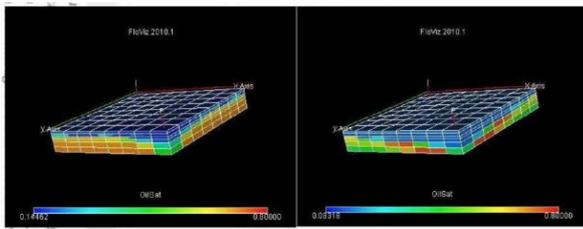
Pada studi 2, penerapan teknik WAG dalam memahami bagaimana sapuan minyak dapat terpengaruh jika area pilot (pilot = simulasi skala kecil) dioperasikan dengan menggunakan teknik WAG. Berikut hasil matching area pilot.



Gambar 7. Peta struktur (*Top Formation*) di area pilot

Untuk setiap injektor CO₂ yang berbeda menunjukkan bahwa satu tahun injeksi CO₂ dan satu tahun injeksi air menghasilkan lebih banyak minyak daripada yang terlihat pada pilot awal. Rasio WAG yang berbeda dengan siklus ini tidak mengubah perolehan minyak secara signifikan, tetapi meningkatkan pengurangan air. Siklus injeksi WAG yang lebih sering dengan rasio WAG 1: 2 meningkatkan perolehan minyak lebih banyak untuk masing-masing injektor yang berbeda. Dari peta saturasi pelarut, stabilisasi muka *fluid* tampaknya menjadi alasan perolehan minyak yang lebih tinggi yang terlihat pada simulasi WAG. Perolehan minyak terbaik diperoleh ketika Sumur 1-7 digunakan sebagai injektor CO₂ / air dengan rasio WAG 1: 2 dalam siklus satu bulan.

Pada studi 3, perlakuan injeksi WAG dilakukan pada skenario selama 30 tahun (Primary recovery selama 10 tahun + WAG selama 20 tahun).



Gambar 8. Ilustrasi 3D tahapan WAG pada tahun ke-10 dan tahun terakhir
Variasi rasio dan laju injeksi sebagai berikut.

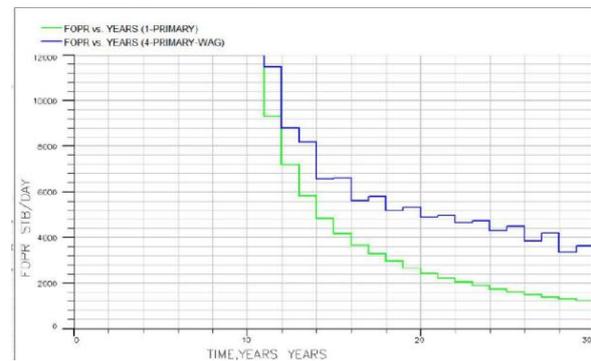
Tabel 5. Skenario variasi rasio dan laju injeksi

Laju Injeksi	Siklus Injeksi	Rasio Injeksi (Air: Gas)
6,000	6 bulan	1:1
12,000	12 bulan	1:1.5
18,000	15 bulan	1:2
20,000	24 bulan	1.5:1
24,000	48 bulan	2:1

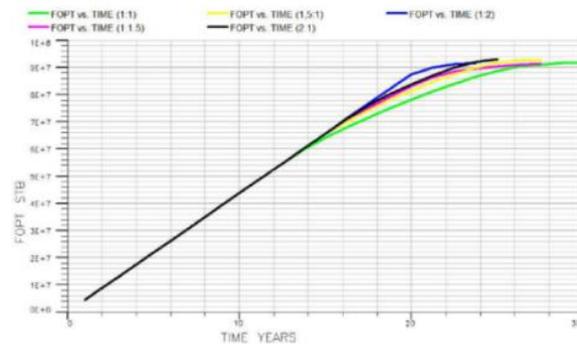
Diperoleh hasil simulasi sebagai berikut.

Tabel 6. Hasil simulasi

Rasio Injeksi (Air:Gas)	Total Produksi Minyak (STB)	Recovery factor
1:1	91,652,952	64.37%
1:1.5	91,396,072	64.19%
1:2	91,598,328	64.33%
1.5:1	92,700,032	65.1%
2:1	93,050,424	65.35%



Gambar 9. Grafik laju produksi minyak pada skenario *primary recovery* dan WAG selama 30 tahun



Gambar 10. Grafik Rasio WAG vs Total Produksi Minyak

Diperoleh perolehan minyak optimum pada rasio WAG 2.1 dengan laju injeksi 20.000 RB/d, dapat dilihat pada gambar grafik dibawah ini. Perolehan total produksi minyak pada rasio 2:1 lebih banyak dipengaruhi oleh *slug* yang terbentuk pada mobilitas yang lebih rendah.

4. KESIMPULAN

Kesimpulan berisi sebagai berikut :

- Pada studi 1, rasio WAG 1:3 di periode akhir setelah gas *breakthrough* meningkatkan perolehan minyak yang paling optimum. Dua proses yang dapat diidentifikasi sebagai penyebab keberhasilan injeksi WAG adalah

- penundaan waktu breakthrough gas yang diinjeksikan hingga selama hampir 1000 hari dan dan sapuan makroskopis yang lebih baik dari kombinasi injeksi gas dan air. disebabkan oleh perbedaan densitas.
- b. Pada studi 2, rasio WAG 1: 2 dengan siklus WAG satu bulan memberikan nilai perolehan minyak paling optimum dari yang diuji. Dari peta saturasi pelarut, *flood front stabilization* tampaknya menjadi alasan perolehan minyak yang lebih tinggi yang terlihat pada simulasi WAG.
 - c. Pada studi 3, semakin besar jumlah injeksi air dalam rasio dalam rasio WAG, maka semakin tinggi perolehan minyak.

DAFTAR PUSTAKA

1. Dwy Y.R, Studi Sensitivity Injeksi CO2 sebagai Upaya Peningkatan Oil Recovery Factor pada Injeksi CO2 Immiscible, 2020.
2. Shing-Ming C., iFactors Affecting Solvent Slug Size Hydrocarbon Miscible Flooding Requirements in Hydrocarbon Miscible Flooding, SPE paper 12636 presented at the 4th Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, 15-18, April.
3. Aulia D.C, EOR Screening Method Comparison Between Analytical Screening And Qualitative Screening Application, 2020.
4. M. Abdurrahman, Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO2 Terhadap Peningkatan Perolehan: Studi Kasus Lapangan M, 2018.
5. Jarrell PM, Practical Aspects of CO2 Flooding. TX: Society of Petroleum Engineers Richardson; 2002.
6. Talal Ebraheem Hamzah ESMAIEL, Optimization of WAG in Smart Wells: An Experimental Design Approach, 2007.
7. Richard G. Hughes, Evaluation and Enhancement of Carbon Dioxide Flooding Through Sweep Improvement, 2009.
8. Rogers, J.D., Grigg, R.B., "A Literature Analysis of the WAG Injectivity Abnormalities in the CO2 Process", paper SPE 73830.
9. Anuar N A M, Yunan M H, Sagala F, and Katende A 2017 The Effect of WAG Ratio and Oil Density on Oil Recovery by Immiscible Water Alternating Gas Flooding American Journal of Science and Technology 4(5) 80-90.
10. M T Fathaddin, Predicting oil recovery through CO2 flooding simulation using methods of continuous and water alternating gas, 2019
11. Nasir F M and Chong Y 2012 The Effect of Different Carbon Dioxide Injection Modes on Oil Recovery International Journal of Engineering and Technology 9(10).
12. Skauge A and Stensen J °A, Review of WAG field experience. Paper presented at Oil Recovery-2003, 1st International Conference and Exhibition, Modern Challenges in Oil Recovery, 19-23 May, Moscow, Russia. pp. 19-23 (2003).
13. Matthews CS. Carbon dioxide flooding, in Developments in Petroleum Science, ed. by Donaldson EC, Chilingarian GV and Yen TF. Elsevier, Amsterdam, the Netherlands pp. 129-156 (1989)
14. Longyu Han, CO2-WAG Injection in the Bakken Formation, 2015.
15. Muhamad Isa, Studi Penentuan Rasio Injeksi Optimum dalam Simulasi Injeksi Water Alternating Gas (WAG) Compositional Oil Model. Univ. Pertamina. 2020.
16. P. Srivastava, WAG Injection a Novel EOR Technique for Mature Light Oil Fields - A Laboratory Investigation for GS-5C sand of Gandhar Field, 2012.
17. Sanchez, N.L.: iManagement of Water Alternating (WAG) Injection Projects, SPE 53714 presented at the 1999 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 April.
18. Van Lingen, P.P., Barzanji, O.H.M., van Kruijsdijk, C. P.J.W., "WAG Injection to Reduce Capillary Entrapment in Small Scale Heterogeneities", paper SPE 36662, SPE Annual Technical Conference Denver, Colorado, U.S.A, 6-9 October 1996