

## **PENGARUH POLA SUMUR INJEKSI, WAG RASIO, DAN UKURAN SLUG TERHADAP INJEKSI CO<sub>2</sub> WATER ALTERNATING GAS (WAG) SEBAGAI UPAYA PENINGKATAN RECOVERY FACTOR**

**Citra Wahyuningrum<sup>1)</sup>, Sugiatmo Kasmungin<sup>2)</sup>, Asri Nugrahanti<sup>3)</sup>,  
Dwi Atty Mardiana<sup>4)</sup>**

<sup>1,2,3,4)</sup>Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi  
Universitas Trisakti, Jakarta

Corresponding Author : citrawahyuningrum@gmail.com

### **ABSTRAK**

Injeksi CO<sub>2</sub> merupakan salah satu metode *EOR* dengan cara meningkatkan/mengembangkan volume minyak, sangat larut dalam air, menurunkan viskositas dan densitas minyak yang dapat mengurangi *mobility ratio* karena dipengaruhi oleh terlarutnya CO<sub>2</sub> dalam minyak. Penelitian ini berfokus menganalisis keberhasilan injeksi CO<sub>2</sub> dengan metode *Water Alternating Gas (WAG)*. Tujuan penelitian ini yaitu sebagai acuan yang dapat diterapkan di Indonesia untuk melakukan Injeksi CO<sub>2</sub> *WAG* dengan karakteristik lapangan yang sesuai parameter *Screening EOR* Injeksi CO<sub>2</sub> untuk meningkatkan perolehan minyak (*Recovery Factor*). Parameter keberhasilan injeksi CO<sub>2</sub> *WAG* yang akan dibahas yaitu pola sumur injeksi, *WAG* rasio, dan ukuran slug CO<sub>2</sub>. Metodologi penelitian dengan cara melakukan review pengalaman keberhasilan lapangan Lapangan Formasi Bakken, Lapangan Formasi Sarvak, Lapangan Rumaitha, Lapangan Kelly Snyder, dan Lapangan Gandhar yang menggunakan Injeksi CO<sub>2</sub> *WAG*. Dari hasil analisis dapat disimpulkan penentuan pola sumur injeksi-produksi yang paling optimal adalah pola *five spot*. Pola *five spot* merupakan pola injeksi-produksi *WAG* rasio yang paling banyak digunakan yaitu 1:1 dan 1:2, semakin besar ukuran slug (*pore volume*) maka semakin besar perolehan minyak dan semakin besar laju injeksi CO<sub>2</sub> maka *swelling* atau perubahan volume minyak akan semakin besar juga, dengan kondisi laju injeksi yang rendah maka *breakthrough* lebih lama dan perolehan minyak (*Recovery Factor*) meningkat.

**Kata Kunci :** *EOR, Injeksi CO<sub>2</sub>, WAG, Recovery Factor.*

### **I. PENDAHULUAN**

#### **1.1 Latar Belakang**

Injeksi CO<sub>2</sub> merupakan salah satu metode *EOR* dengan cara meningkatkan / me-ngembangkan volume minyak, sangat larut dalam air, menurunkan viskositas dan densitas minyak yang dapat mengurangi *mobility ratio* karena dipengaruhi oleh terlarutnya CO<sub>2</sub> dalam minyak. Penelitian ini berfokus menganalisis keberhasilan injeksi CO<sub>2</sub> dengan metode *Water Alternating Gas (WAG)*.

Metode *WAG* bertujuan untuk mengurangi mobilitas gas dan memperlambat terjadinya *breakthrough* pada metode injeksi *continuous*, serta memiliki rata-rata peningkatan *Oil Recovery* terbesar dibandingkan dengan skenario injeksi gas *continuous* dan *huff-and-puff*. Metode *WAG* dapat dioptimalkan melalui parameter seperti *drive mechanism*, properti batuan, properti fluida, efektivitas injeksi CO<sub>2</sub>,

manajemen reservoir yang pernah dilakukan, *WAG* rasio, dan laju injeksi yang divariasikan melalui simulasi reservoir. (Brown J. S., 2014)

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian sebagai acuan yang dapat diterapkan di Indonesia untuk melakukan Injeksi  $\text{CO}_2$  *WAG* dengan karakteristik lapangan yang sesuai parameter *Screening EOR* Injeksi  $\text{CO}_2$  untuk meningkatkan perolehan minyak (*Recovery Factor*). Parameter keberhasilan injeksi  $\text{CO}_2$  *WAG* yang akan dibahas yaitu pola sumur injeksi, *WAG* rasio, dan ukuran slug  $\text{CO}_2$ .

## II. STUDI PUSTAKA

### Injeksi $\text{CO}_2$

Prinsip injeksi  $\text{CO}_2$  adalah dengan cara meningkatkan / mengembangkan volume minyak (*oil swelling*) karena sifat kelarutannya terhadap hidrokarbon dalam minyak, menurunkan viskositas, mengurangi tegangan antarmuka, mengurangi *mobility ratio* antara minyak dan air, menurunkan densitas minyak dipengaruhi oleh terlarutnya  $\text{CO}_2$  dalam minyak seiring dengan meningkatnya tekanan, mudah larut dalam air, menguapkan dan mengekstraksi dari minyak kedalam  $\text{CO}_2$ , dan memberikan efek asam pada batuan. (Yin M., 2015).

### Kriteria Pemilihan Reservoir untuk Injeksi $\text{CO}_2$

Tabel 1. *Screening EOR* Injeksi  $\text{CO}_2$  (Taber J. J., et al, 1997).

| <i>Parameter</i>                                   | <i>Immiscible Gas Injection</i> | <i>Miscible <math>\text{CO}_2</math> Injection</i>       |
|----------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------|
| <i>Depth (m)</i>                                   | >200                            | >600                                                     |
| <i>Oil Saturation (%)</i>                          | >50                             | >25                                                      |
| <i>Oil Gravity (<math>^\circ\text{API}</math>)</i> | >13                             | >22                                                      |
| <i>Parameter</i>                                   | <i>Immiscible Gas Injection</i> | <i>Miscible <math>\text{CO}_2</math> Injection</i>       |
| <i>Oil Viscosity @Pb (mPa. s)</i>                  | <600                            | <10                                                      |
| <i>Crude Oil Composition</i>                       | NC<br>(not critical)            | High % of<br>light HC<br>( $\text{C}_2$ - $\text{C}_7$ ) |

### Water Alternating Gas (WAG)

*Water Alternating Gas (WAG)* yaitu injeksi  $\text{CO}_2$  dan air diinjeksikan secara bergantian pada beberapa siklus dengan gas yang terkompresi. Metode *WAG* dengan cara mengurangi terjadinya *breakthrough* pada injeksi gas secara kontinyu serta memiliki rata-rata peningkatan *oil Recovery* terbesar dibanding skenario injeksi gas

kontinyu dan *huff-and-puff* dengan *oil recovery* sebesar 8,9%, sedangkan *oil Recovery* dengan injeksi kontinyu 8,13% dan 6% pada injeksi *huff-and-puff*. (Han Longyu, 2015).

Metode WAG dengan cara memanfaatkan tekanan pada injeksi air untuk dapat mengurangi terjadinya gas *channeling* dan dapat meningkatkan *sweep efficiency* (mengkombinasikan penyapuan secara mikroskopik yang berasal dari gas CO<sub>2</sub> dengan penyapuan secara makroskopik dari air).

Metode WAG memiliki mobilitas rasio yang kecil sehingga pendesakan yang terjadi sangat efisien. Mengurangi jumlah ketersediaan gas CO<sub>2</sub> yang diperlukan selama berlangsungnya proses injeksi. WAG sangat sesuai untuk *low dip* reservoir. (Pancholi S. et al, 2020)

Kekurangan metode WAG yaitu dibutuhkan sistem injeksi yang lebih rumit karena diperlukan fasilitas dengan sistem injeksi ganda dan sebuah fasilitas pengolahan daur ulang gas CO<sub>2</sub>. (Han Longyu, 2015).

### **Faktor yang Mempengaruhi Efisiensi Pendesakan Injeksi CO<sub>2</sub> WAG**

Faktor yang mempengaruhi efisiensi pendesakan CO<sub>2</sub> WAG terhadap minyak adalah sebagai berikut :

#### **1. Mobilitas Rasio**

*Mobility ratio* (M) pada injeksi gas CO<sub>2</sub> tercampur, merupakan perbandingan antara viskositas minyak dengan viskositas gas CO<sub>2</sub>. Adanya kelarutan CO<sub>2</sub> ke dalam minyak akan menurunkan  $\mu_o$ , hal ini akan memperkecil mobilitas rasio, sehingga efisiensi pengurasan akan menjadi lebih tinggi.

Apabila nilai *mobility ratio* 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. Tingkat *Sweeping* / penyapuan minyak di reservoir semakin besar maka akan meningkatkan *Recovery Factor*.

#### **2. Tekanan dan Temperatur**

Semakin besar temperatur, maka nilai *minimum miscible pressure* dari CO<sub>2</sub> akan semakin besar. Pada keadaan *immiscible*, *Recovery Factor* meningkat secara linier yaitu semakin tinggi tekanan injeksi CO<sub>2</sub> maka akan semakin tinggi pula *Recovery Factor* yang akan diperoleh. Namun, pada keadaan *miscible*, *Recovery Factor* cenderung tetap atau terdapat sedikit perubahan yang terlihat terhadap kenaikan tekanan injeksi CO<sub>2</sub>. (Kristanto D. et al, 2018).

#### **3. Komposisi Minyak**

Injeksi CO<sub>2</sub> dapat dilakukan pada kedalaman reservoir yang relatif dalam dengan kandungan minyak dominasi minyak ringan sampai medium berdasarkan °API *Gravity*. (Kristanto D. et al, 2018).

Besar nilai *minimum miscible pressure* dari CO<sub>2</sub> banyak dipengaruhi oleh komposisi minyak dengan fraksi rendah. Dimana nilai *minimum miscible pressure* dari CO<sub>2</sub> akan sebanding dengan banyak komposisi C<sub>5</sub> pada fluida, dimana jika berat molekul C<sub>5</sub> semakin besar, maka nilai *minimum miscible pressure* CO<sub>2</sub> akan lebih tinggi. Meningkatnya kandungan C<sub>5</sub>-C<sub>30</sub> dalam minyak, maka harga tercampur minimum CO<sub>2</sub>-minyak akan bertambah dan meningkatkan *Recovery Factor*. (Rahimi V. & M. Bidarigh, 2017)

#### 4. Viskositas Minyak

Proses tercampurnya gas CO<sub>2</sub> didalam minyak akan mengakibatkan penurunan viskositas minyak, besarnya penurunan viskositas minyak dinyatakan dalam bentuk perbandingan antara viskositas campuran CO<sub>2</sub>–minyak ( $\mu_m$ ) dan viskositas minyak awal ( $\mu_o$ ). Apabila harga  $\mu_m$  lebih kecil dari harga  $\mu_o$  ( $\mu_m < \mu_o$ ) maka telah terjadi penurunan viskositas minyak. Jika adanya kelarutan CO<sub>2</sub> di dalam minyak akan mengakibatkan viskositas minyak berkurang. Maka terjadilah penurunan viskositas minyak berakibat minyak mudah mengalir ke permukaan dan *Recovery Factor* akan meningkat. (Brown J. S., 2014)

#### 5. Spasi Sumur

Reservoir heterogen mempunyai radius pengurasan yang tidak sama, sedangkan reservoir homogen mempunyai radius pengurasan yang relatif sama. Dari harga radius pengurasan ini akan diketahui spasi antar sumur dan jumlah sumur yang diperlukan untuk luasan reservoir tertentu. Untuk menentukan suatu spasi sumur tidak dapat terlepas dari jari-jari pengurasan suatu sumur dilapangan, sebab dengan mengetahui besarnya jari-jari pengurasan suatu sumur maka spasi sumur dapat ditentukan. Semakin tinggi harga radius pengurasan maka semakin tinggi *Recovery Factor* yang diperoleh. (Han Longyu, 2015).

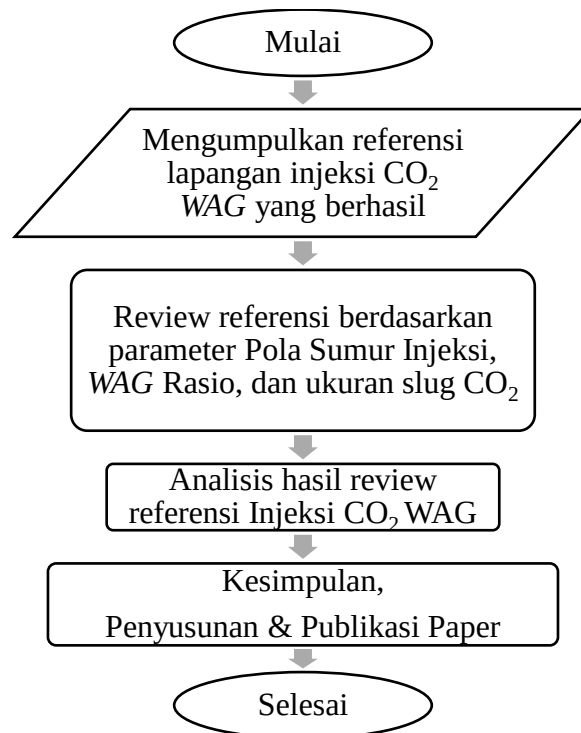
#### 6. Besar Laju Injeksi

Besar laju injeksi yang diinjeksikan tergantung pada tekanan reservoir menuju *Minimum Miscible Pressure (MMP)*. Jika tekanan sudah diatas *MMP* maka CO<sub>2</sub> akan bercampur dengan minyak dan mengakibatkan swelling pada minyak yang bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak (*Recovery Factor*). (Han Longyu, 2015).

Laju injeksi dapat mempengaruhi terbentuknya *fingering* atau *channeling* bila *mobility ratio* cukup besar, bila *fingering* terjadi, maka *breakthrough* akan lebih cepat dan sebagian minyak akan dilewati atau terjadi *bypass*. Semakin besar laju injeksi CO<sub>2</sub>, maka *swelling* atau perubahan volume total akan semakin besar juga. Hal ini terlihat pada penurunan tekanan sampai dibawah *saturation pressure* sebagian cairan berubah menjadi gas. Dengan kondisi laju injeksi yang rendah maka *breakthrough* lebih lama dan perolehan minyak (*Recovery Factor*) besar.

### III. METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi Penelitian ini dengan cara melakukan review pengalaman keberhasilan lapangan yang menggunakan Injeksi CO<sub>2</sub> dengan metode injeksi WAG. Penelitian ini menggunakan alur berpikir sesuai dengan flowchart pada berikut ini:



#### IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel Keberhasilan Pengalaman Lapangan Menggunakan Metode Injeksi CO<sub>2</sub> WAG

| Nama Lapangan                                                            | WAG Rasio | RF ( % )                | Pore Volume | Pola Sumur       |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|-------------------------|-------------|------------------|
| Formasi Bakken di Tenggara Saskatchewan dan barat daya Manitoba (Kanada) | 1 : 1     | 43,2 naik menjadi 78,7  | 0,125       | <i>Five Spot</i> |
| Formasi Sarvak di Azadegan (Ahvaz, Iran)                                 | 2 : 1     | 37,7 naik menjadi 84,3  | 0,25        | <i>Five Spot</i> |
| Rumaitha di Abu Dhabi                                                    | 1 : 2     | 30 naik menjadi 70      | 0,15        | <i>Five Spot</i> |
| Kelly Snyder di Cekungan Midland (U.S)                                   | 1 : 1     | 19 naik menjadi 63,37   | 0,3         | <i>Five Spot</i> |
| Gandhar di India                                                         | 1 : 2     | 19,3 naik menjadi 40,18 | 1,5         | <i>Five Spot</i> |

Parameter keberhasilan injeksi CO<sub>2</sub> WAG yang akan dibahas yaitu pola sumur injeksi, WAG rasio, dan ukuran slug CO<sub>2</sub>.

#### **A. Pola Sumur Injeksi**

Pemilihan pola sumur injeksi-produksi sangat tergantung dari kondisi geologi reservoirnya. Pemilihan pola sumur injeksi yang terbaik pada beberapa variasi pola sangat berpengaruh dalam menentukan tingkat keberhasilan injeksi dikarenakan dapat meningkatkan efisiensi penyapuan / *sweep efficiency*. Semakin kuat tingkat efisiensi penyapuan maka semakin meningkat *Recovery Factor*.

Dapat disimpulkan bahwa penentuan pola sumur injeksi-produksi yang paling optimal adalah pola *five spot*. Pola *Five Spot* adalah pola yang sangat konduktif karena jalur aliran terpendek yaitu garis lurus antara sumur injektor dan sumur produsen. Selain itu, pola ini memberikan perilaku penyapuan yang baik. Pada pola *five spot* setiap satu sumur produksi dikelilingi oleh empat sumur injeksi.

#### **B. WAG Rasio**

WAG Rasio adalah parameter yang sering diperhatikan karena pada proses WAG jika dilakukan injeksi air yang terlalu banyak dibandingkan gas CO<sub>2</sub> dapat mengakibatkan kemungkinan terjadinya penurunan *microscopic efficiency*, sedangkan jika injeksi gas CO<sub>2</sub> terlalu banyak maka akan berdampak pada keadaan *sweep efficiency* yang lemah. Metode WAG biasanya dilakukan pada reservoir yang memiliki keadaan viskositas dengan rentang kecil sampai menengah. Dari *review* literatur dapat disimpulkan rasio 1:1 dan 1:2 banyak diterapkan di lapangan, walaupun demikian tidak semua keadaan lapangan sesuai dengan kondisi tersebut. WAG Rasio disebut optimum jika injeksi dilakukan dengan ketergantungan pada kurva *waterblocking* (saturasi minyak yang terperangkap versus saturasi air).

#### **C. Ukuran Slug CO<sub>2</sub>**

Ukuran slug merupakan parameter yang sangat penting dalam perencanaan injeksi CO<sub>2</sub>. Parameter ini menggambarkan total volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan ke dalam reservoir. Total ukuran slug umumnya didasarkan pada jumlah total pore volume (PV) pada reservoir target. Variasi harga PV ini bertujuan untuk melihat pengaruh parameter ukuran slug terhadap perolehan minyak (*Recovery Factor*). Peningkatan CO<sub>2</sub> ukuran slug akan menyebabkan peningkatan produksi kumulatif minyak. Namun, bila harga total volume CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan > 1 PV, perolehan minyak terlihat tidak signifikan. Jika gas injeksi CO<sub>2</sub> telah mengalami *breakthrough*. Semakin besar ukuran slug maka semakin besar pula perolehan minyak.

### **V. KESIMPULAN**

Dari hasil analisis penelitian dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Injeksi CO<sub>2</sub> WAG dilakukan untuk memperlambat terjadinya *breakthrough*.
2. Penentuan pola sumur injeksi-produksi yang paling optimal adalah pola *five spot*. Pola ini memberikan perilaku penyapuan (*Sweeping*) yang baik.
3. WAG rasio yang paling optimum untuk meningkatkan perolehan minyak (*Recovery Factor*) yaitu 1:1 dan 1:2.
4. Semakin besar laju injeksi CO<sub>2</sub> maka *swelling* atau perubahan volume total minyak akan semakin besar juga. Dengan kondisi laju injeksi yang rendah maka *breakthrough* lebih lama dan perolehan minyak (*Recovery Factor*) besar.
5. Jika gas injeksi CO<sub>2</sub> telah mengalami *breakthrough*. Semakin besar ukuran slug (*pore volume*) maka semakin besar perolehan minyak (*Recovery Factor*)

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Sugiatmo Kasmungin, Ibu Asri Nugrahanti, dan Ibu Dwi Atty Mardiana yang telah membimbing dan menyelesaikan penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

- Brown Jeffrey S. 2014. *A Compositional Simulation Model for Carbon Dioxide Flooding with Improved Fluid Trapping*. Colorado School of Mines.
- Han Longyu. 2015. *Optimum Water-Alternating-Gas ( CO<sub>2</sub> -WAG ) Injection in the Bakken Formation*. University of Regina.
- Kristanto D, Hariyadi, Y. Hermawan. 2018. Studi Terintegrasi Kelayakan Proses Injeksi Gas CO<sub>2</sub> untuk *Enhanced Oil Recovery ( EOR )* di Lapangan Minyak. Prosiding Seminar Nasional Teknik Kimia "Kejuangan".
- Pancholi S. , G. Negi, J. Agarwal. 2020. *Experimental and Simulation Studies for Optimization of Water-Alternating-Gas (CO<sub>2</sub>) Flooding for Enhanced Oil Recovery*. Petroleum Research. Vol. 5, No. 3. Pages 227-234.
- Rahimi V, M. Bidarigh. 2017. *Experimental Study And Performance Investigation Of Miscible Water-Alternating-CO<sub>2</sub> Flooding For Enhancing Oil Recovery In The Sarvak Formation*. Journal Oil and Gas Science and Technology. Vol. 72. No. 6.
- Sheng, J. J. 2013. *Enhanced Oil Recovery: Field Case Studies*. Elsevier.
- Taber, J. J. , Martin, F. D. , and Seright, R. S. 1997. *EOR Screening Criteria Revisited Part2 :Applications and Impact of Oil Prices*. SPE Reservoir Engineer.