

Received : Februari 2023

Accepted: Agustus 2023

Published :Agustus 2023

Perencanaan Volume Injeksi CO₂ Dan Tekanan Injeksi CO₂ Dengan Pola Injeksi ¼ Dari 5 Spot Pada Kegiatan CO₂ Flooding-Enhanced Oil Recovery (CO₂EOR) Di Sumur "TRK-15" Lapangan "KLMT"

Andra Agustin Refiyanto^{1*}, Risna¹, Rohima Sera Afifah¹

¹Sekolah Tinggi Teknologi Migas (STT Migas) Balikpapan

Email: andra.agustin.refiyanto@gmail.com

Abstract

The "TRK-15" well in the "KLMT" field is classified as an old well located in Jambi Province. This study focuses on calculating CO₂ injection volume and CO₂ injection pressure using 4 injection rate parameters by applying the CO₂ flooding design method.

The research method used is the CO₂ flooding-enhanced oil recovery method. CO₂ flooding design calculations focus on the amount of CO₂ injected and CO₂ injection pressure with 4 injection rate parameters (q_i) starting from 5 Mscfd, 10 Mscfd, 15 Mscfd, 20 Mscfd.

Based on the research results based on 4 injection rate parameters (q_i), for an injection rate (q_i) of 5 Mscfd, the CO₂ front time (t_{CO_2}) = 50.03 hours and the amount of CO₂ needed for injection (V_{CO_2}) = 3,481,790.4 scf. For the injection rate parameter (q_i) of 10 Mscfd, the CO₂ front time (t_{CO_2}) = 25.01 hours and the amount of CO₂ required for injection (V_{CO_2}) = 1,742,136.48 scf. For the injection rate parameter (q_i) 15 Mscfd, the CO₂ front time (t_{CO_2}) = 16.67 hours and the amount of CO₂ required for injection (V_{CO_2}) = 1,162,458.72 scf. For the injection rate parameter (q_i) 20 Mscfd, the CO₂ front time (t_{CO_2}) = 12.51 hours and the amount of CO₂ required for injection (V_{CO_2}) = 871,999.2 scf. For the injection rate parameter (q_i) 5 Mscfd, CO₂ tubing injection pressure (P_{tf}) = 227.95 psi, for the injection rate parameter (q_i) 10 Mscfd obtained (P_{tf}) = 903.43 psi, for the injection rate parameter (q_i) 15 Mscfd obtained (P_{tf}) = 2,025.51 psi, for the injection rate parameter (q_i) 20 Mscfd obtained (P_{tf}) = 3,594.03 psi.

Keywords : CO₂ Flooding, Enhanced Oil Recovery, Production Flow Rate

Abstrak

Sumur "TRK-15" lapangan "KLMT" tergolong sumur tua yang terletak di Provinsi Jambi. Penelitian ini berfokus untuk melakukan perhitungan volume injeksi CO₂ dan tekanan injeksi CO₂ menggunakan 4 parameter laju injeksi dengan menerapkan metode *design CO₂ flooding*.

Metode penelitian yang digunakan adalah metode CO₂ flooding-enhanced oil recovery. Perhitungan *design CO₂ flooding* berfokus ke jumlah CO₂ yang diinjeksi dan tekanan injeksi CO₂ dengan 4 parameter laju injeksi (q_i) dimulai dari 5 Mscfd, 10 Mscfd, 15 Mscfd, 20 Mscfd.

Berdasarkan dari hasil penelitian 4 parameter laju injeksi (q_i), untuk laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO_2}) = 50,03 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO_2}) = 3.481.790,4 scf. Untuk parameter laju injeksi (q_i) 10 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO_2}) = 25,01 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO_2}) = 1.742.136,48 scf. Untuk parameter laju injeksi (q_i) 15 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO_2}) = 16,67 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO_2}) = 1.162.458,72 scf. Untuk parameter laju injeksi (q_i) 20 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO_2}) = 12,51 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO_2}) = 871.999,2 scf. Untuk parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh tekanan injeksi tubing CO₂ (P_{tf}) = 227,95 psi, untuk parameter laju injeksi (q_i) 10 Mscfd diperoleh (P_{tf}) = 903,43 psi, untuk parameter laju injeksi (q_i) 15 Mscfd diperoleh (P_{tf}) = 2.025,51 psi, untuk parameter laju injeksi (q_i) 20 Mscfd diperoleh (P_{tf}) = 3.594,03 psi.

Kata kunci : CO₂ flooding, Enhanced Oil Recovery, Laju Aliran Produksi

1. Pendahuluan

Salah satu tugas dari seorang *engineer* di perusahaan minyak adalah menghitung secara periodik cadangan minyak yang masih tersisa dan meramalkan umur produksi di masa yang akan datang dari suatu reservoir. Hal ini penting dilakukan karena suatu reservoir yang telah diproduksi akan mengalami penurunan laju produksi seiring dengan berjalannya waktu.

Sumur "TRK-15" lapangan "KLMT" tergolong sumur tua (*mature field*) dengan mekanisme pendorongan gas terlarut (*solution gas drive*) yang terletak di Provinsi Jambi. Salah satu permasalahan sumur "TRK-15" lapangan "KLMT" adalah tenaga dorong reservoir yang menurun sehingga terjadi penurunan produksi.[1]

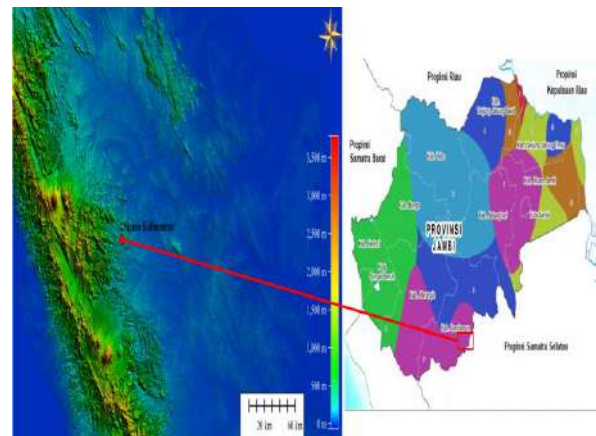
Penelitian ini penulis akan melakukan perhitungan jumlah CO₂ yang diinjeksi dan menghitung tekanan injeksi CO₂ dengan 4 parameter laju injeksi dan ukuran *slug* 2 PV. Sementara itu, lapangan ini berdekatan dengan sumber gas CO₂ dengan konsentrasi sekitar 30%-80% yang berada di Cekungan Sumatera Selatan.

CO₂ *Flooding-Enhanced oil recovery* (CO₂EOR) merupakan suatu usaha meningkatkan produksi minyak dengan cara injeksi CO₂ ke dalam suatu sumur produksi tahap *tersier*. [2] Metode *Enhanced oil recovery* (EOR) menggunakan teknologi injeksi CO₂ juga memberikan efek positif pada kondisi pemanasan *global*. Dengan melakukan injeksi CO₂ ke dalam reservoir maka telah mengurangi jumlah kadar CO₂ yang berada pada *atmosfer* dimana gas CO₂ merupakan salah satu penyebab terjadinya efek rumah kaca. [3] CO₂EOR yang melibatkan injeksi CO₂ ke dalam reservoir minyak untuk meningkatkan pemulihan minyak telah dipraktikkan dalam *skala* komersial sejak tahun 1972, ketika beberapa pabrik pemrosesan gas alam di daerah Val Verde di Texas Barat mulai menggunakan CO₂ untuk proses EOR di sekitar ladang minyak yang matang, ini adalah jenis teknik pemulihan minyak tahap *tersier* terkemuka yang saat ini digunakan di Amerika Serikat dan di seluruh dunia.

2. Metoda Penelitian

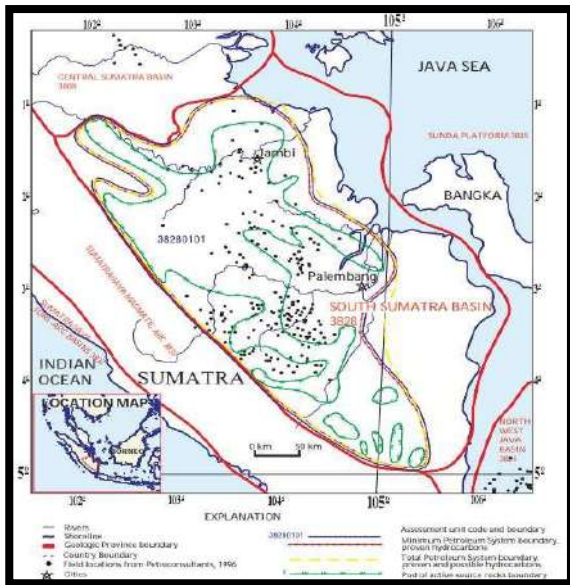
2.1. Letak Geografis

Daerah penelitian pada sumur "TRK-15" lapangan "KLMT" masuk ke dalam subcekungan Jambi, pada Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi. Secara *geografis* berada pada posisi *astronomi* 102°03'39"--103°13'17" Bujur Timur dan 01°53'39"--02°46'24" Lintang Selatan. Luas wilayah Kabupaten Sarolangun 6174 km² seperti gambar 1.[1]



Gambar 1. Lokasi titik penelitian di wilayah Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi.[4][5]

Cekungan Sumatera Selatan berasal dari cekungan belakang busur (*back arc*) karena berada di belakang pegunungan barisan sebagai *volcanic-arc*-nya. [6] Cekungan ini terbentuk akibat adanya interaksi antara paparan sunda sebagai bagian dari Lempeng *Kontinen* Asia dan Lempeng Samudera India dan cekungan ini berumur *tersier*. Cekungan ini pada bagian barat daya dibatasi oleh singkapan *Pra-Tersier* Bukit Barisan, di sebelah timur dibatasi oleh paparan Sunda (*Sundaland*), di sebelah barat dibatasi oleh pegunungan tiga puluh dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung dan Sub-Cekungan Jambi sendiri terletak di bagian utara dari Cekungan Sumatera Selatan.[7]



Gambar 2. Cekungan Sumatera Selatan.[7]

2.2. Data Penelitian

Model CO_2 -flooding pada *injection well* dilakukan dengan kedalaman *well* 3.045 ft/ 928,116 m.

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Tekanan Reservoir	psi	1.267
2	Temperatur	°F	158,5
3	Kedalaman	ft	3.045
4	Diameter Aliran	inch	1,5
5	Laju injeksi 1	Mscf/hari	5
6	Laju injeksi 2	Mscf/hari	10
7	Laju injeksi 3	Mscf/hari	15
8	Laju injeksi 4	Mscf/hari	20
9	Tekanan Alir Dasar Sumur	Psi	993
10	Laju Alir Minyak	BOPD	800

Tabel 1. Data Sumur Pemodelan Reservoir.[1]

2.3. Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery (EOR) adalah metode peningkatan produksi minyak bumi dengan menginjeksikan sumber energi *eksternal* atau *material* untuk memperoleh minyak yang tidak dapat diproduksi secara ekonomis menggunakan *primary recovery* dan *secondary recovery*. [8] Caranya adalah dengan menginjeksikan sejumlah zat ke dalam reservoir melalui sumur injeksi dengan tujuan *recovery factor* dapat meningkat. Metode *primer* adalah metode yang memanfaatkan energi alami yang terdapat dalam reservoir untuk

menggerakkan minyak menuju *production well*. Metode *sekunder* adalah metode yang menginjeksikan air untuk mempertahankan tekanan pada reservoir ketika laju produksi menurun karena energi alami pada reservoir menurun. Metode *tersier* atau *enhanced oil recovery* (EOR) dimulai ketika laju produksi menurun kembali dan tidak sebanding dengan biaya operasional dan perawatan dari penginjeksian air sehingga keuntungan bersih menurun. [9] Tujuan dari teknik *enhanced oil recovery* (EOR) adalah untuk meningkatkan pertambahan *recovery* yaitu dengan memperbaiki kondisi dan sistem reservoir, dengan memperhitungkan faktor ekonominya.

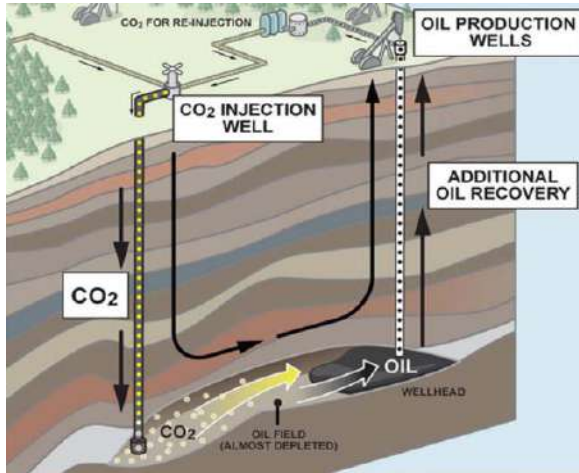
2.4. Miscible Gas Flooding

Miscible Gas Flooding adalah proses pendesakan suatu *fluida* terhadap *fluida* lain untuk bercampur dan membentuk suatu fasa yang *homogen* sehingga tidak tampak lagi batas dari masing-masing *fluida*. Hasil dari pencampuran tersebut dapat keluar dari pori-pori batuan dengan mudah. Tujuan injeksi *gas miscible* adalah untuk menurunkan viskositas *fluida* reservoir serta meningkatkan laju alirnya, sehingga minyak lebih mudah diproduksi. Pada metode *miscible gas flooding* penulis menggunakan gas CO_2 sebagai *fluida* yang akan diinjeksikan ke reservoir. Parameter penting yang perlu diketahui pada proses injeksi *gas miscible* adalah tekanan pencampuran *minimum* (MMP), karena bersifat spesifik untuk setiap reservoir. Pendesakan hanya bisa terjadi jika tekanan reservoir di atas MMP. Injeksi *gas miscible* akan meningkatkan saturasi minyak. [10]

2.5. CO_2 Flooding

CO_2 flooding adalah salah satu metode *enhanced oil recovery* (EOR), bahan terlarut diinjeksikan ke dalam reservoir untuk menjaga tekanan di reservoir agar tetap dapat menggerakkan minyak, menurunkan viskositas minyak, meningkatkan volume minyak dan menurunkan densitas minyak. CO_2 berinteraksi dengan minyak, pada kondisi karakteristik pencampuran yang

ditentukan sehingga CO₂ dan minyak menjadi satu *fluida* yang *homogen*. CO₂ bercampur dengan minyak membantu mendorong minyak bergerak melalui pori-pori formasi batuan, sehingga produksi minyak mentah meningkat.[11]



Gambar 3. Ilustrasi proses injeksi CO₂ pada reservoir.[12]

Ketika CO₂ mencapai kepala sumur produksi, CO₂ dipisahkan dari minyak yang diproduksi sehingga dapat diinjeksikan kembali untuk menghemat biaya pasokan gas baru. CO₂ biasanya mulai "menerobos" sumur produksi segera setelah dimulainya injeksi. Selama siklus hidup proyek EOR, injeksi CO₂ dan siklus pemulihan diulang berkali-kali dengan penambahan CO₂ baru dalam jumlah yang lebih sedikit dalam setiap siklus karena semakin sedikit gas yang tertahan di dalam batuan.[13]

2.6. Faktor dan Besaran Enhanced Oil Recovery (EOR)

Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi keberhasilan dari metode CO₂ *flooding enhanced oil recovery* (EOR) ini yaitu :

1. Kedalaman reservoir
2. *Heterogenitas* reservoir
3. Cadangan sisa (SOR)
4. Sifat fisik batuan
5. Sifat fisik *fluida* reservoir
6. Tenaga pendorong reservoir

Adapun besaran-besaran yang harus diperhatikan dalam pemilihan metode CO₂ *flooding-enhanced oil recovery* (EOR) adalah sebagai berikut :

1. Kebasahan (*wettability*) batuan
2. Sifat-sifat batuan reservoir (*petrofisik*), serta jenis batuan
3. Jenis minyak
4. Tekanan dan temperatur reservoir
5. Derajat *homogenitas* reservoir
6. Mekanisme pendorong reservoir
7. Struktur dan *stratigrafi*
8. Saturasi minyak yang tersisa yang dapat bergerak
9. Cadangan
10. Keekonomian

Sumur "TRK-15" lapangan "KLMT" tergolong lapangan tua (*mature field*) dengan mekanisme pendorongan gas terlarut (*solution gas drive*) yang memiliki viskositas 0,42 cp (*low viscosity*) jenis minyak berupa minyak ringan (*light oil*) dengan tekanan reservoir 1267 psi, temperatur reservoir 158,5 °F dan sumur ini masih menyisakan saturasi minyak rata-rata di reservoir sebesar 45%, dengan kedalaman 3045 ft. Hal ini menyatakan bahwa reservoir masih dapat diproduksi dengan melakukan teknik atau metode perolehan minyak tahap lanjut yang tepat. Hal ini didukung oleh *screening criteria* dari Brashear dkk, (1978) yang menyatakan bahwa injeksi CO₂ dapat digunakan apabila jenis minyak berupa minyak ringan (*light oil*) dengan saturasi minyak tersisa lebih besar dari 25%.[1]

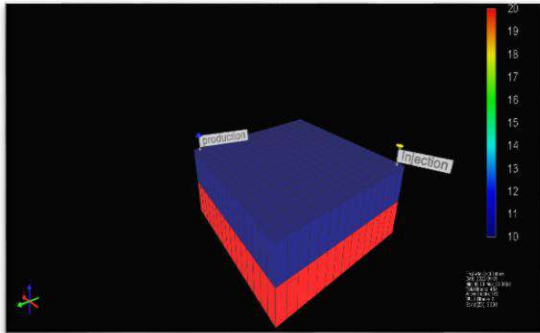
2.7. Tata Letak Sumur Injeksi-Produksi

Dalam hal penentuan tata letak sumur injeksi-produksi salah satu langkah awal adalah dengan mendesain pemilihan pola injeksi. Pemilihan ini dapat dilakukan dengan (1) *Konversi* sumur produksi yang ada menjadi sumur injeksi atau (2) dengan *infill drilling*. Ketika melakukan pemilihan, ada beberapa faktor yang menjadi bahan pertimbangan [14] :

1. *Heterogenitas* reservoir dan arah permeabilitas.
2. Arah rekah formasi.
3. Ketersediaan *fluida* injeksi (gas atau *water*)
4. Mempertimbangkan injeksi yang diinginkan dan diantisipasi.
5. Maksimal *oil recovery*.

6. Jarak sumur, produktivitas dan injektivitas.

Pattern Flooding (Pola Teratur) dengan tujuan untuk menyapu secara maksimal *fluida* sisa (minyak) yang ada di dalam reservoir, maka diterapkanlah pola sumur injeksi-produksi yang teratur. Sumur “TRK-15” lapangan “KLMT” memiliki pola injeksi ¼ dari 5 spot yang memiliki 1 sumur injeksi dan 1 sumur produksi.



Gambar 4. Model reservoir dengan pola injeksi ¼ 5 spot.[5]

2.8. Design CO₂ flooding

Desain yang dilakukan dalam injeksi CO₂ ke reservoir minyak dengan menentukan kebutuhan CO₂ yang akan diinjeksikan ke reservoir yang didorong oleh gas, menentukan tekanan injeksi (di permukaan) CO₂ ke reservoir yang tidak melebihi tekanan formasi. Mekanisme dasar injeksi CO₂ adalah bercampurnya CO₂ dengan minyak dan membentuk *fluida* baru yang lebih mudah didesak dari pada minyak pada kondisi awal di reservoir.

2.8.1. Perhitungan Jumlah CO₂ Yang Dibutuhkan Untuk Injeksi

$$t_{CO_2} = (6,7 \times 10^8) \frac{Ah\phi E_a E_v (1 - S_{or})}{q_i} \text{ detik}$$

Dimana :

- t_{CO_2} : Waktu *Front* CO₂
- A : Area, Acre
- h : Tebal Formasi, ft
- E_a : Efisiensi areal penyapuan
- E_v : Efisiensi penyapuan *vertikal*
- S_{or} : Saturasi minyak *residual*, fraksi
- q_i : laju injeksi, bbl/hari

ϕ : Porositas, *fraksi*

Persamaan berikut digunakan untuk menghitung waktu yang dibutuhkan *front* CO₂ bergerak disepanjang reservoir (t_{CO_2}).

$$X = 3,625 \sqrt{(D_{c-o} + D_{n-c}) \times t_{CO_2}}$$

Dimana :

- X : Panjang zona *diffusi* CO₂, ft
- D_{c-o} : Koefisien *diffusi* CO₂ dengan minyak = $3,5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$
- D_{n-c} : Koefisien *diffusi* N₂ dengan CO₂ = $65 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$
- t_{CO_2} : Waktu *front* CO₂

Persamaan berikut digunakan untuk menghitung panjang daerah *diffusi* CO₂ (X).

$$V_d = \frac{A\phi X(7758)}{2} \text{ bbl}$$

Dimana :

- V_d : volume CO₂ pada zona *diffusi*, bbl
- A : Area, Acre
- ϕ : Porositas, *fraksi*
- X : panjang zona *diffusi* CO₂, ft

Persamaan ini digunakan untuk menentukan volume CO₂ di zona *diffusi* (V_d).

$$V_{CO_2} = V_d + V_s \text{ bbl}$$

Dan kemudian diperoleh jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk melakukan pendesakan minyak menggunakan persamaan di atas.

2.8.2. Perhitungan Tekanan Injeksi CO₂

$$P_{ws} = P_{ts} \times \exp \left[\frac{0,01875 SG(D)}{TZ} \right] \text{ psi}$$

Dimana :

- P_{ws} : Tekanan *statis* dasar sumur, psi
- P_{ts} : Tekanan *Statis*, psi
- SG : *Specific Gravity*
- D : Kedalaman reservoir, ft
- T : Temperatur, °F
- Z : Faktor *deviasi* gas

Persamaan berikut digunakan untuk menghitung tekanan *statis* yang dibutuhkan untuk menginjeksikan CO₂ (P_{ts}).

$$P_{wf}^2 = P_{tf}^2 \exp(S) + \frac{25(SG)q^2 TZ f(MD)[\exp(S) - 1]}{Sd^5} \text{ psi}$$

Dimana :

- P_{wf}^2 : Tekanan alir dasar sumur, psi
- P_{tf}^2 : Tekanan *statis* injeksi CO₂, psi
- SG : *Specific Gravity*
- q : Laju alir, bbl/hari
- T : Temperatur, °F
- Z : Faktor *deviasi* gas

MD : *Measured depth*, ft
D : Kedalaman reservoir, ft
d : Diameter aliran, inch

Persamaan di atas untuk menghitung tekanan injeksi tubing CO₂ (P_{tf}). Dalam menentukan tekanan injeksi tubing CO₂ ada beberapa tahap perhitungan :

$$S = \frac{0,0375(SG)(TVD)}{TZ}$$

Dimana :

SG : *Specific gravity*
T : Temperatur, °F
TVD = MD : *Measured depth*, ft
Z : Faktor deviasi gas

$$N_e = \frac{20011(SG)q}{\mu_{CO_2} d}$$

Dimana :

SG : *Specific gravity*
q : Laju alir
 μ_{CO_2} : Viskositas CO₂
d : Diameter aliran, inch

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left(\frac{n}{d} + \frac{21,25}{N_e^{0,9}} \right)$$

Dimana :

n : *Roughness* (Kekasaran tubing)
d : Diameter aliran, inch

3. Perhitungan dan Pembahasan

Perhitungan *design* CO₂-flooding menggunakan 4 parameter laju injeksi (q_i) untuk melakukan operasional perolehan produksi minyak sumur “TRK-15” lapangan “KLMT”, dimulai dari 5 Mscfd, 10 Mscfd, 15 Mscfd, dan 20 Mscfd dengan menggunakan ukuran slug 2 PV. Pada perhitungan ini akan berfokus pada parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd saja secara detail. Proses perhitungan sebagai berikut :

3.1. Perhitungan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi dengan ukuran slug 2 PV dan laju injeksi 5 Mscfd.

3.1.1. Waktu yang dibutuhkan *front* CO₂ bergerak disepanjang reservoir (t_{CO2}) :

$$t_{CO_2} = (6,7 \times 10^8) \frac{Ah\phi E_a E_v (1 - S_{or})}{q_i}$$

$$t_{CO_2} = (6,7 \times 10^8) \times \frac{10 \times 10 \times 0,16 \times 0,3 \times 0,8 \times (1 - 0,65)}{5.000}$$

$$t_{CO_2} = 180.096 \text{ detik} \approx 50,03 \text{ Jam}$$

3.1.2. Panjang daerah difusi CO₂ (X) :

$$X = 3,625 \sqrt{(D_{c-o} + D_{n-c}) \times t_{CO_2}}$$

$$X = 3,625 \sqrt{(3,5 \times 10^{-5} + 65 \times 10^{-5}) \times 180.096}$$

$$X = 17.086,66732 \text{ cm} \approx 560,6 \text{ ft}$$

Dimana :

D_{c-o} = Koefisien difusi CO₂ dengan minyak $\approx 3,5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$

D_{n-c} = Koefisien difusi N₂ dengan CO₂ $\approx 65 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$

3.1.3. Volume CO₂ dizona difusi (V_d) :

$$V_d = \frac{A\phi X(7.758)}{2}$$

$$V_d = \frac{10 \times 0,16 \times 560,6 \times (7.758)}{2}$$

$$V_d = 3.479.307,84 \text{ scf}$$

3.1.4. Jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk melakukan pendesakan minyak :

$$V_{CO_2} = V_d + V_s$$

$$V_{CO_2} = 3.479.307,84 + (0,02 \times 10 \times 10 \times 0,16 \times 7.758)$$

$$V_{CO_2} = 3.481.790,4 \text{ scf}$$

3.2. Perhitungan Tekanan Injeksi CO₂ dengan ukuran slug 2 PV dan laju injeksi 5 Mscfd.

3.2.1. Perhitungan tekanan statis CO₂ dikepala sumur.

Perhitungan tekanan *statis* yang dibutuhkan untuk menginjeksikan CO₂ (P_{ts}) :

$$P_{ws} = P_{ts} \times \exp \left[\frac{0,01875 SG(D)}{TZ} \right]$$

$$1.775 = P_{ts} \times \exp \left[\frac{(0,01875) \times (0,2) \times (3.045)}{(158,5 + 70) \times (0,56)} \right]$$

$$1.775 = P_{ts} \times 1,028379932$$

$$P_{ts} = \frac{1.775}{1,028379932}$$

$$P_{ts} = 1.726,02 \text{ psi}$$

Jadi tekanan yang dibutuhkan untuk menginjeksikan kolom gas CO₂ dalam kondisi P dan T diatas adalah :

$$1.775 - 1.726,02 = 48,98 \text{ psi}$$

3.2.2. Perhitungan tekanan injeksi tubing CO₂.

$$P_{wf}^2 = P_{tf}^2 \exp(S) + \frac{25(SG)q^2 TZf(MD)[\exp(S)-1]}{sd^5}$$

Dimana :

$$S = \frac{0,0375(SG)(TVD)}{TZ}$$

$$S = \frac{0,0375 \times (0,2) \times (3.045)}{(158,7+70) \times (0,56)}$$

$$S = 0,06$$

$$N_e = \frac{20.011(SG)q}{\mu_{CO_2} d}$$

$$N_e = \frac{20.011 \times (0,2) \times 5}{0,05 \times 1,5}$$

$$N_e = 600.330$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left(\frac{n}{d} + \frac{21,25}{Ne^{0,9}} \right)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,14 - 2 \log \left(\frac{0,0005}{1,5} + \frac{21,25}{600.330^{0,9}} \right)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2,86$$

$$f = 0,59$$

$$P_{wf}^2 = P_{tf}^2 \exp(S) + \frac{25(SG)q^2 TZf(MD)[\exp(S)-1]}{sd^5}$$

$$(993)^2 = P_{tf}^2 \times 1,06 +$$

$$\frac{25 \times (0,2) \times 5^2 \times (158,5+70) \times 0,56 \times 0,59 \times (3.045) \times (1,06-1)}{0,06 \times (1,5)^5}$$

$$(993)^2 = P_{tf}^2 \times 224.769.245,1$$

$$P_{tf}^2 = \frac{224.769.245,1}{(993)^2}$$

$$P_{tf} = 227,95 \text{ psi}$$

Laju Injeksi (q _i)	Volume Injeksi CO ₂ (scf/jam)	Tekanan Injeksi Tubing CO ₂ (psi)
5	3.481.790,4 / 50,03	2227,95
10	1.742.136,48 / 25,01	903,43
15	1.162.458,72 / 16,67	2.025,51
20	871.999,2 / 12,51	3.594,03

Tabel 2. Perbandingan Volume Injeksi CO₂ dan Tekanan Injeksi Tubing CO₂ menggunakan 4 parameter laju injeksi.

3.3. Pembahasan

Perhitungan *design* CO₂ menggunakan 4 parameter laju injeksi (q_i) tujuannya untuk mendapatkan perolehan volume injeksi CO₂ (V_{CO2}) dan tekanan injeksi CO₂. Parameter laju injeksi (q_i) dimulai dari 5 Mscfd, 10 Mscfd, 15 Mscfd, 20 Mscfd, pada

perhitungan ini akan berfokus pada parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd saja secara detail. Tahap pertama adalah perhitungan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO2}). Dalam perhitungan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi ada beberapa tahap perhitungan, 1) perhitungan waktu *front* CO₂ (t_{CO2}), 2) perhitungan panjang daerah *difusi* CO₂ (X), 3) perhitungan volume CO₂ dizona *difusi* (V_d), maka akan diperoleh jumlah CO₂ untuk injeksi. Dari hasil perhitungan untuk parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO2}) = 180.096 detik/50,03 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO2}) = 3.481.790,4 scf. Dari hasil perhitungan dengan menggunakan beberapa parameter laju injeksi (q_i) maka semakin tinggi laju injeksi (q_i) maka akan mempersedikit jumlah CO₂ untuk diinjeksikan dan dapat mempersingkat waktu injeksi yang kemudian akan meningkatkan *recovery factor*.

Tahap kedua adalah perhitungan tekanan injeksi CO₂, dalam perhitungan tekanan injeksi CO₂ ada beberapa tahap perhitungan, 1) perhitungan tekanan statis CO₂ (P_{ts}), 2) perhitungan tekanan injeksi tubing CO₂ (P_{tf}). Dari hasil perhitungan untuk parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh tekanan injeksi tubing CO₂ (P_{tf}) = 227,95 psi. Dari hasil perhitungan dengan menggunakan beberapa parameter laju injeksi (q_i) maka semakin tinggi laju injeksi (q_i) tekanan injeksi yang diperlukan juga harus tinggi.

4. Kesimpulan

Berdasarkan parameter laju injeksi (q_i), untuk laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh waktu *front* CO₂ (t_{CO2}) = 180.096 detik/50,03 jam dan jumlah CO₂ yang dibutuhkan untuk injeksi (V_{CO2}) = 3.481.790,4 scf. Dari hasil perhitungan dengan menggunakan beberapa parameter laju injeksi (q_i) maka semakin tinggi laju injeksi (q_i) maka akan mempersedikit jumlah CO₂ untuk diinjeksikan dan dapat mempersingkat waktu injeksi yang kemudian akan meningkatkan *recovery factor*. Untuk parameter laju injeksi (q_i) 5 Mscfd diperoleh tekanan injeksi tubing CO₂ (P_{tf}) = 227,95 psi, Dari hasil perhitungan

dengan menggunakan beberapa parameter laju injeksi (q_i) maka semakin tinggi laju injeksi (q_i) tekanan injeksi yang diperlukan juga harus tinggi.

5. Saran

Berdasarkan kesimpulan diatas maka disarankan :

1. Menyiapkan semua kebutuhan data utama sebelum melakukan penelitian lanjutan.
2. Perlunya dilakukan pengujian atau perhitungan menggunakan simulator software atau perangkat lunak lainnya untuk lebih mudah mendapatkan hasil akhir.
3. Perlu dilakukan evaluasi perhitungan keekonomisan agar penelitian ini tidak hanya dilihat dari segi teknis saja namun juga ada pertimbangan dari segi ekonomis juga.

6. Daftar Pustaka

- [1] Abdurrahman, M., Bae, W., dan Kim, S, "*CO₂ Sources and Future EOR Prospects In Sumatra Island-Indonesia. World Congress on Advances in Civil, Environmental, and Materials Research (ACEM15)*," 2015.
- [2] Mandadige S. A. P., Ranjith P. G., T. D. Rathnaweera, A. S. Ranathunga, Andrew koay, Xavier Choi, "*A review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensivity Analysis*," 2016.
- [3] S. Aprilia Dwi Handayani, "*Kendali Optimal Pada Penurunan Emisi CO₂ dan Efek Rumah Kaca Di Indonesia Menggunakan Metode Langsung dan Tidak Langsung*," 2011.
- [4] Kemendikbud, "*Lokasi titik penelitian di wilayah Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi*", 2021.
- [5] Andra Agustin Refiyanto, "*Perencanaan volume injeksi CO₂ dan tekanan injeksi CO₂ dengan pola injeksi ¼ dari 5 spot pada kegiatan CO₂ flooding-enhanced oil recovery (CO₂EOR) di sumur "TRK-15" lapangan "KLMT"*", 2022.
- [6] Harishun, R.H., "*Laporan Kerja Praktek: Evaluasi Bawah Permukaan Dalam Penentuan Prospek Hidrokarbon Pada Sub-Cekungan Jambi*", Jakarta: Universitas Pertamina, 2019.
- [7] Bishop, M.G., "*South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*". *U.S Geological Survey(USGS), Open-file report 99-50-S*, 2001.
- [8] SKK Migas, "*Pedoman Tata Kerja Tentang Peningkatan Recovery Factor Melalui Kegiatan Pilot Tertiary Recovery*", 2015.
- [9] E. C. Donaldson, G. V. Chilingarian and T. F. Yen, *Enhanced Oil Recovery, Fundamental and Analyses, Netherlands: Elsevier Science Publishing Company Inc*", 1985.
- [10] Usman, "*Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia. Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi Vol. 45. No 2*", 2011.
- [11] Mandadige S. A. P., Ranjith P. G., T. D. Rathnaweera, A. S. Ranathunga, Andrew koay, Xavier Choi, "*A review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensivity Analysis*," 2016.
- [12] Energy.gov, "*Enhanced Oil Recovery*. Diakses pada 10 Mei 2021, dari "<https://www.energy.gov/fe/science/innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>", 2021.
- [13] Indonesia CCS Working Group, "*Understanding Carbon Capture and Storage Potential in Indonesia. Joint Cooperation between the United Kingdom CCS Research Centre and the Government of Indonesia on Strategic Programme Fund*. Jakarta", 2009.
- [14] Dicgorry, N.T, Fathaddin, M.T, dan Huda S., "*Analisa Efektifitas Pola Injeksi Air Antara Normal dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT*". Seminar Nasional Cendekiawan, Yogyakarta, 2015.