

**ANALISIS SENSITIVITAS INJEKSI CO₂ FOAM SEBAGAI
UPAYA PENINGKATAN OIL RECOVERY FACTOR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
DEDE KURNIAWAN
NPM 183210993



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2022**

**ANALISIS SENSITIVITAS INJEKSI CO₂ FOAM SEBAGAI
UPAYA PENINGKATAN OIL RECOVERY FACTOR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
DEDE KURNIAWAN

NPM 183210993



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Dede Kurniawan
NPM : 183210993
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Laporan : Analisis Sensitivitas Injeksi CO2 *Foam* Sebagai
Upaya Peningkatan *Oil Recovery Factor*

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Novia Rita, ST., MT (.....)

Penguji I : Dike Fitriansyah Putra ST.,
M.Sc., M.BA (.....)

Penguji II : Novrianti, ST., MT (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 26 Januari 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


Novia Rita, S.T.,M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

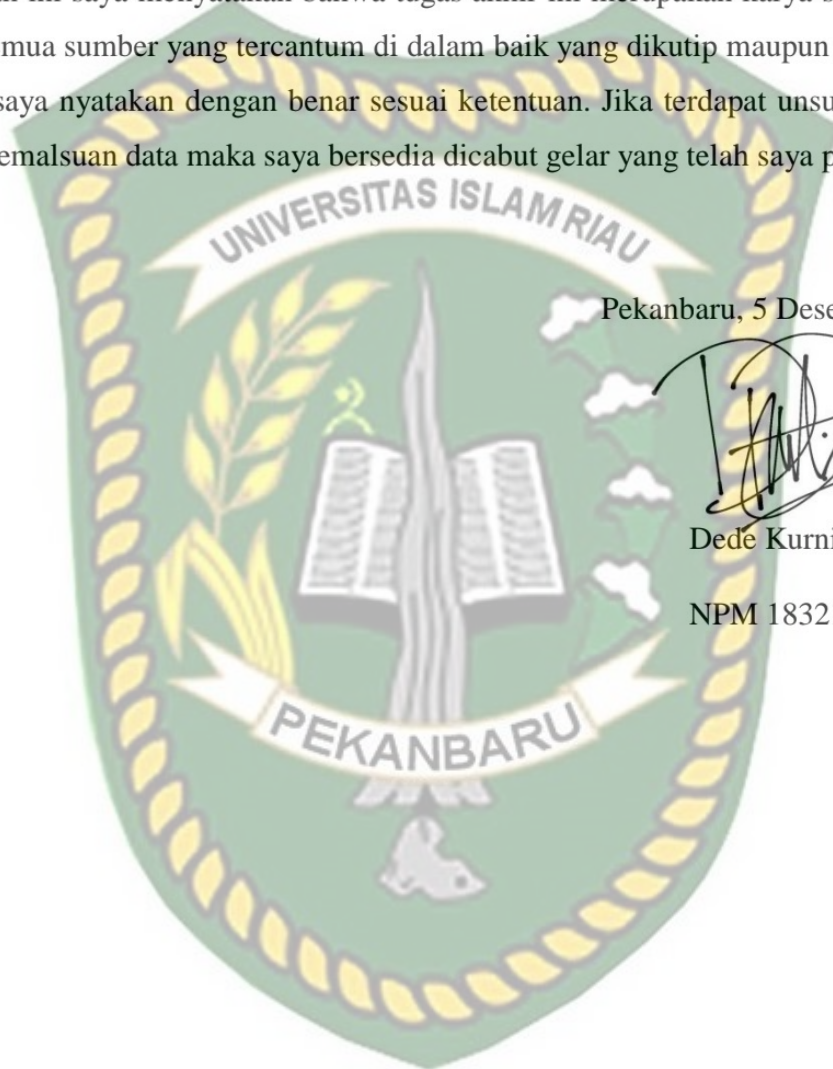
Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun tidak rujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 5 Desember 2021



Dede Kurniawan

NPM 183210993



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat, Taufik dan limpahan ilmu dari – Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Orang tua Suradi dan Suyati serta Indah Muashomah yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
3. Teman-teman dari Akamigas Balongan maupun dari Universitas Islam Riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah SWT memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang telah membantu dan semoga tugas akhir saya membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 5 Desember 2021



Dedé Kurniawan

DAFTAR ISI

| | |
|--|------|
| HALAMAN PENGESAHAN | i |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | ii |
| KATA PENGANTAR..... | iii |
| DAFTAR ISI | iv |
| DAFTAR GAMBAR..... | vi |
| DAFTAR TABEL | viii |
| DAFTAR SINGKATAN..... | ix |
| RINGKASAN..... | x |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1 Latar Belakang..... | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian..... | 3 |
| 1.3 Manfaat Penelitian..... | 3 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA..... | 4 |
| 2.1 CO2 <i>Injection</i> | 4 |
| 2.1.1 <i>Screening Criteria</i> | 6 |
| 2.2 CO2 <i>Foam Injection</i> | 6 |
| 2.3 Pembentukan <i>Foam</i> | 7 |
| 2.4 Stabilitas <i>Foam</i> | 9 |
| 2.5 <i>Foam</i> Pada Media Berpori..... | 10 |
| 2.6 Metode Injeksi <i>Foam</i> Dan <i>Gravity segregation</i> | 11 |
| 2.7 <i>State Of The Art</i> | 12 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... | 15 |
| 3.1 Metode Penelitian..... | 15 |
| 3.2 Mekanisme Pembentukan <i>Foam</i> | 15 |
| 3.3 Reaksi <i>Foam</i> | 16 |
| 3.4 Parameter Analisa..... | 17 |
| 3.5 Data Yang Dibutuhkan..... | 17 |
| 3.5.1 <i>Reservoir Section</i> | 17 |

| | | |
|--|--|----|
| 3.5.2 | <i>PVT Properties Section</i> | 20 |
| 3.6 | Skenario | 20 |
| 3.7 | <i>Flowchart</i> | 21 |
| 3.8 | Tempat Dan Jadwal Penelitian | 22 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN | | 23 |
| 4.1 | Variasi Konsentrasi Surfaktan | 23 |
| 4.1.1 | <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan | 24 |
| 4.1.2 | <i>Oil Production Rate vs Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan..... | 27 |
| 4.1.3 | <i>Reservoir Pressure vs Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan..... | 30 |
| 4.2 | Variasi Laju Injeksi | 31 |
| 4.2.1 | <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> Variasi Laju Injeksi | 32 |
| 4.2.2 | <i>Oil Production Rate vs Time</i> Variasi Laju Injeksi | 33 |
| 4.2.3 | <i>Reservoir Pressure vs Time</i> Variasi Laju Injeksi | 34 |
| 4.3 | Perbandingan Injeksi CO2 dengan Injeksi CO2 foam | 35 |
| 4.3.1 | Perbandingan <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> | 37 |
| 4.3.2 | Perbandingan <i>Oil Production Rate vs Time</i> | 38 |
| 4.3.3 | Perbandingan <i>Reservoir Pressure vs Time</i> | 39 |
| BAB V KESIMPULAN | | 40 |
| 5.1 | Kesimpulan | 40 |
| 5.2 | Saran | 40 |
| REFERENSI | | 41 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|----|
| Gambar 2.1 Skema injeksi CO ₂ (Mischenko, 2001)..... | 5 |
| Gambar 2.2 Perbedaan injeksi CO ₂ dengan injeksi CO ₂ <i>foam</i> | 7 |
| Gambar 2.3 Kerusakan alami <i>foam</i> pada kenaikan suhu..... | 9 |
| Gambar 2.4 Skema perbandingan dua fasa gas <i>liquid</i> tanpa <i>foam</i> , <i>foam</i> lemah, dan <i>foam</i> kuat pada media berpori..... | 11 |
| Gambar 2.5 Skema dari tiga zona selama gas <i>liquid</i> co-injection..... | 12 |
| Gambar 3.1 Mekanisme snap-off (Teerakijpaiboon, 2012) | 15 |
| Gambar 3.2 Mekanisme Lamella division (Teerakijpaiboon, 2012)..... | 16 |
| Gambar 3.3 Mekanisme Leave-behind (Teerakijpaiboon, 2012)..... | 16 |
| Gambar 3.4 2D reservoir model..... | 18 |
| Gambar 3.5 3D model view..... | 19 |
| Gambar 3.6 Kurva Permeabilitas Relative (Teerakijpaiboon, 2012) | 19 |
| Gambar 3.7 Skenario Penelitian | 21 |
| Gambar 3.8 Diagram alir penelitian | 21 |
| Gambar 4.1 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1..... | 24 |
| Gambar 4.2 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2..... | 25 |
| Gambar 4.3 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3..... | 25 |
| Gambar 4.4 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario1 | 27 |
| Gambar 4.5 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario2 | 27 |
| Gambar 4.6 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario3 | 28 |
| Gambar 4.7 Skema mobilitas Oil Saturation pada saat injeksi CO ₂ <i>Foam</i> Skenario 3 dengan Konsentrasi 0.4% wt Surfaktan..... | 28 |
| Gambar 4.8 Grafik Pressure Reservoir vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1..... | 30 |

| | |
|--|----|
| Gambar 4.9 Grafik Pressure Reservoir vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2..... | 30 |
| Gambar 4.10 Grafik Pressure Reservoir vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3..... | 31 |
| Gambar 4.11 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Laju Injeksi | 32 |
| Gambar 4.12 Grafik Oil rate vs Time Variasi Laju Injeksi | 33 |
| Gambar 4.13 Grafik Reservoir Pressure vs Time Variasi Laju Injeksi | 34 |
| Gambar 4.14 Perbedaan penyapuan Injeksi CO ₂ dan CO ₂ foam..... | 36 |
| Gambar 4.15 Perbandingan Grafik Oil Recovery Factor vs Time | 37 |
| Gambar 4.16 Perbandingan grafik Oil rate vs Time..... | 38 |
| Gambar 4.17 Perbandingan grafik Reservoir Pressure vs Time..... | 39 |



DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 2.1 <i>Screening</i> Criteria EOR (Aladasani, 2010) | 6 |
| Tabel 2.2 Properti <i>foam</i> untuk setiap mode injeksi (Dalland & Hanssen, 1996) ... | 8 |
| Tabel 2.3 State Of The Art | 12 |
| Tabel 3.1 General reservoir model properties | 17 |
| Tabel 3.2 Hasil inisialisasi simulasi | 19 |
| Tabel 3.3 PVT data..... | 20 |
| Tabel 3.4 Jadwal Penelitian..... | 22 |
| Tabel 4.1 Variasi Konsentrasi Surfaktan..... | 23 |
| Tabel 4.2 Perolehan Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan | 26 |
| Tabel 4.3 Variasi Laju Injeksi | 31 |
| Tabel 4.4 Perolehan Oil Recovery Factor vs Time Variasi Laju Injeksi..... | 32 |
| Tabel 4.5 Perbandingan Perolehan Oil recovery factor vs Time..... | 37 |

DAFTAR SINGKATAN

- AOS *Alpha Olefin Sulfonate*
CGI *Continuous Gas Injection*
EOR *Enhanced Oil Recovery*
SAG *Surfactant Alternating Gas*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS SENSITIVITAS INJEKSI CO₂ FOAM SEBAGAI UPAYA PENINGKATAN OIL RECOVERY FACTOR

DEDE KURNIAWAN

183210993

RINGKASAN

Metode injeksi gas pertama kali ditemukan pada tahun 1930 dengan keefektifan tinggi. Pada penerapannya injeksi CO₂ sudah dilakukan dalam beberapa metode yaitu injeksi CO₂ tercampur (*miscible* CO₂) dan injeksi CO₂ tidak tercampur (*immiscible* CO₂). CO₂ flooding memiliki kelebihan sebagai sebuah metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang efektif dengan menurunkan jumlah minyak yang masih tersisa di reservoir melalui beberapa mekanisme seperti: *oil swelling*, *viscosity reduction*, dan *miscible displacement*. Kelemahannya pada proses penyapuan hidrokarbon dapat menyebabkan terjadinya fenomena *gravity segregation*, *viscous fingering*, serta *channeling*. Untuk mengatasi masalah rasio mobilitas dari gas yang kurang menguntungkan maka injeksi CO₂ ditambahkan dengan teknik *recovery* lainnya salah satunya dengan menggunakan *foam*. *Foam* memiliki potensi untuk meningkatkan *sweep efficiency* gas yang diinjeksikan. *Foam* diselimuti oleh fasa cair kontinyu yang membentuk lapisan tipis yang disebut *lamellae*. *Lamellae* terbentuk oleh *surfactant* yang berfungsi sebagai *foaming agent*. Pada penelitian ini akan dilakukan analisis sensitivitas injeksi CO₂ *foam* sebagai upaya dalam peningkatan *oil recovery factor* dengan cara menguji sensitivitas CO₂ *foam* terhadap variasi konsentrasi *surfactant* dan laju alir injeksi. Dalam penelitian ini model reservoir dibuat secara konseptual menggunakan data sekunder yang berasal dari paper. Model tersebut disimulasikan menggunakan simulator CMG STARS. Dengan menginjeksikan CO₂ *foam* maka proses EOR dapat secara signifikan meningkatkan *sweep efficiency* yang disebabkan berkurangnya mobilitas gas dengan adanya lapisan *foam*. Injeksi CO₂ *foam* yang paling optimal terdapat pada skenario 4 case 3 dengan laju alir injeksi gas CO₂ sebesar 10.5 mmscf/day menggunakan konsentrasi surfaktan sebesar 0.4% wt. Mendapatkan hasil *recovery factor* sebesar 18.04 % dan *oil cumulative* sebesar 2.791 MMSTB, karena mempunyai hasil *recovery* yang paling tinggi dan penggunaan surfaktan yang lebih sedikit.

Kata Kunci: CO₂ *foam*, *viscous fingering*, *sweep efficiency*, *lamellae*, *oil recovery factor*

CO₂ FOAM INJECTION SENSITIVITY ANALYSIS TO IMPROVE OIL RECOVERY FACTORS

Dede Kurniawan

183210993

ABSTRACT

The gas injection method was first discovered in 1930 with high effectiveness. In its application, CO₂ injection has been carried out in several methods, namely miscible CO₂ injection and immiscible CO₂ injection. CO₂ flooding has the advantage of being an effective Enhanced Oil Recovery (EOR) method by reducing the amount of oil remaining in the reservoir through several mechanisms such as: oil swelling, viscosity reduction, and miscible displacement. The weakness in the hydrocarbon sweeping process can cause the phenomenon of gravity segregation, viscous fingering, and channeling. To control the problem of the mobility ratio of the gas which is less favorable, CO₂ injection is added with other recovery techniques, one of which is using foam. Foam has the potential to increase the sweep efficiency of the injected gas. The foam is enveloped by a continuous liquid phase which forms a thin layer called lamellae. Lamellae are formed by surfactants which function as foaming agents. In this study, a sensitivity analysis of CO₂ foam injection will be carried out to increase the oil recovery factor by testing the sensitivity of CO₂ foam to variations in surfactant concentration and injection flow rate. In this study, the reservoir model was conceptualized using secondary data from the paper. The model is simulated using the CMG STARS. By injecting CO₂ foam, the EOR process can significantly improve sweep efficiency due to reduced gas mobility in the presence of a foam layer. The most optimal CO₂ foam injection is in scenario 4 case 3 with a CO₂ gas injection flow rate of 10.5 mmscf/day using a surfactant concentration of 0.4%wt. Get a recovery factor of 18.04% and cumulative oil of 2.791 MMSTB, because it has the highest recovery results and uses less surfactant.

Keywords: CO₂ foam, viscous fingering, sweep efficiency, lamellae, oil recovery factor

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Metode injeksi gas pertama kali ditemukan pada tahun 1930 dengan keefektifan tinggi (Al-madani, 2020). Penginjeksian CO₂ merupakan salah satu dari metode ini, pada penerapannya injeksi CO₂ sudah dilakukan dalam beberapa metode yaitu injeksi CO₂ tercampur (*miscible* CO₂) dan injeksi CO₂ tidak tercampur (*immiscible* CO₂). Di Indonesia rata-rata gas CO₂ diproduksi oleh proses industri seperti *oil and gas processing plants*, *ammonia plant*, dan *power plants*. Sumber lainnya bisa didapatkan dari *natural gas fields* yang memiliki produksi CO₂ yang tinggi seperti *East Natuna Gas Field* yang mengandung lebih dari 72% mol CO₂ (Muslim et al., 2013). Sebagai contoh sebuah percobaan ilmiah dari CO₂ EOR telah dikembangkan untuk meningkatkan *oil recovery* di lapangan minyak ringan Sumatra. Sumber CO₂ diperoleh dari pembangkit tenaga listrik di daerah Bangko Tengah dengan produksi CO₂ sebesar 594.435 MMSCFD (Muslim Abdurrahman et al., 2019).

Salah satu keuntungan utama dari injeksi CO₂ dalam reservoir minyak berat adalah penurunan viskositas minyak berat ketika tercampur dengan CO₂ yang jauh lebih besar daripada penurunan viskositas pada minyak ringan (Emadi et al., 2011). Menurunkan jumlah minyak yang masih tersisa di reservoir melalui beberapa mekanisme seperti: *oil swelling*, *viscosity reduction*, dan *miscible displacement* juga merupakan salah satu dari kelebihan CO₂ flooding (Setianingrum, 2016; Arya W.S, 2015; Rahayu, 2020). Selain digunakan sebagai salah satu metode dalam meningkatkan perolehan minyak yang paling efektif, CO₂ juga terbukti memberikan nilai positif terhadap aspek lingkungan (M. Abdurrahman et al., 2018).

Namun, metode injeksi gas ini memiliki kelemahan pada proses penyapuan hidrokarbon yang dapat menyebabkan terjadinya fenomena *gravity segregation*, *viscous fingering*, serta *channeling*. (Al-madani, 2020).

Untuk mengatasi masalah rasio mobilitas dari gas yang kurang menguntungkan maka injeksi CO₂ perlu ditambahkan dengan teknik *recovery* lainnya salah satunya dengan menggunakan *foam*. *Foam* memiliki potensi untuk meningkatkan *sweep efficiency* dari gas yang diinjeksikan (Emadi et al., 2011). Menurut Tao & Sun, (2014) injeksi *foam* sudah dimulai sejak tahun 1950. *Foam* dapat mengalir secara merata di reservoir dengan permeabilitas tinggi dan rendah. Selain itu kapasitas pencucian minyak dari *foam* bisa meningkatkan *flooding efficiency* sebesar 10%-25%. *Foam* juga memiliki banyak sifat yang diinginkan yang membuatnya sangat diterapkan dalam mengontrol mobilitas gas untuk *oil recovery* yang lebih baik (Nguyen et al., 2000). *Foam* dapat meningkatkan *displacement efficiency* dengan menurunkan tegangan antar permukaan minyak dan air sehingga menyebabkan minyak menjadi lebih mudah didesak (Al-madani, 2020).

Foam dapat dihasilkan pada kondisi in situ dengan menginjeksikan surfaktan ke dalam formasi terlebih dahulu dan diikuti oleh gas (Teerakijpaiboon, 2012). *Foam* akan diselimuti oleh fasa cair kontinyu dan membentuk lapisan tipis yang disebut dengan *lamellae*. *Lamellae* terbentuk dari *surfactant* yang akan berfungsi sebagai *foaming agent*. Menurut Rita et al., (2019) jenis surfaktan *alpha olefin sulfonate* (AOS) diidentifikasi sebagai *foaming agent* yang bagus dalam meningkatkan produksi minyak.

Berdasarkan pemaparan di atas, pada penelitian ini akan dilakukan analisis sensitivitas injeksi CO₂ *foam* sebagai upaya dalam peningkatan *oil recovery factor* dengan cara menguji sensitivitas CO₂ *foam* terhadap variasi konsentrasi *surfactant* dan laju alir injeksi. Dalam penelitian ini model reservoir dibuat secara konseptual menggunakan data yang berasal dari paper. Model tersebut akan disimulasikan menggunakan simulator CMG STARS. Dimana menurut Sheng, (2013) dengan menginjeksikan CO₂ *foam* maka proses EOR dapat secara signifikan meningkatkan *sweep efficiency* yang disebabkan berkurangnya mobilitas gas dengan adanya lapisan *foam*.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penulisan laporan penelitian ini antara lain:

1. Menentukan konsentrasi surfaktan pada injeksi *CO₂ foam*
2. Menentukan laju injeksi optimum untuk injeksi *CO₂ foam*
3. Analisis perbandingan injeksi *CO₂ foam* dengan injeksi *CO₂*

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan penelitian ini diharapkan dapat bermanfaat sebagai berikut:

1. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menambah ilmu pengetahuan dan wawasan mengenai uji sensitivitas *CO₂ foam* sebagai upaya peningkatan *oil recovery factor*.
2. Hasil penelitian ini diharapkan dapat digunakan sebagai referensi untuk penelitian selanjutnya mengenai injeksi *CO₂ foam*.

1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang efektif dan lebih terarah, maka dalam penelitian ini dilakukan dengan pemodelan simulasi dengan beberapa batasan lain yang dilakukan:

1. Tidak memperhitungkan faktor keekonomian.
2. Model reservoir yang diteliti bersifat konseptual menggunakan data sekunder yang diambil dari paper.
3. Metode ini digunakan pada reservoir *sandstone* dengan model homogen yang sesuai dengan data paper.
4. Uji sensitivitas hanya dilakukan pada variasi konsentrasi surfaktan dan laju injeksi.
5. Penelitian ini menggunakan software CMG simulator STARS.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Kandungan kekayaan alam beserta isinya telah diciptakan oleh Allah SWT untuk dimanfaatkan dan dikembangkan sebagai sumber daya alam yang akan membawa banyak manfaat bagi kehidupan manusia. Sebagaimana dijelaskan dalam Al-Qur'an dalam surah Al-Mulk ayat 15 "Dia-lah yang menjadikan bumi untuk kalian yang mudah dijelajahi, maka jelajahilah di segala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezekinya-lah kamu (kembali setelah) dibangkitkan"

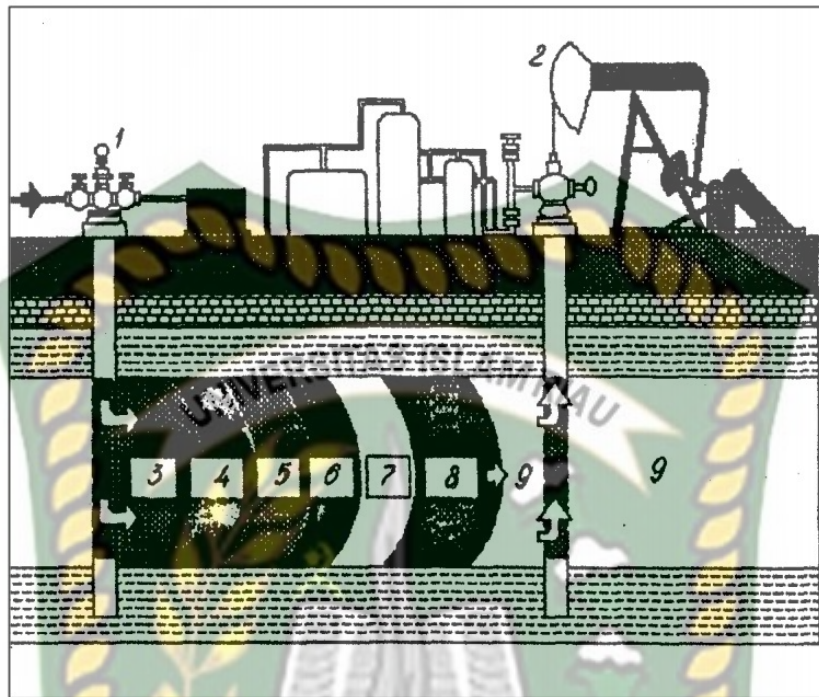
2.1 CO₂ Injection

Injeksi gas merupakan salah satu metode EOR yang sudah digunakan sejak 1930 dan sangat efektif terutama pada reservoir dengan kondisi *high relief* atau komponen *gravity drainage* yang dominan. Salah satu yang termasuk dalam injeksi gas adalah CO₂ *flooding* (Budi et al., 2019). CO₂ *flooding* memiliki kelebihan yang efektif untuk menurunkan jumlah minyak tersisa di reservoir melalui beberapa mekanisme seperti: *oil swelling*, *viscosity reduction*, dan *miscible displacement* (Satianingrum, 2016). Sumber CO₂ alami adalah berasal dari sumur yang memproduksi gas CO₂ yang relative murni atau dari pabrik yang mengolah gas hidrokarbon yang mengandung banyak CO₂ sebagai kontaminan, sumber lain adalah kumpulan gas dari pembakaran batu bara.

CO₂ menjadi sorotan global karena merupakan sumber terbesar emisi gas rumah kaca AS, diyakini bahwa emisi CO₂ yang disebabkan oleh aktivitas manusia mewakili sekitar 83% dari total emisi gas rumah kaca di Amerika Serikat tahun 2009 (U.S *Environmental Protection*, 2011; Sheng, 2013). Berdasarkan data tersebut, gas CO₂ menjadi kandidat kuat dalam metode EOR berbasis CO₂ yang menguntungkan manusia dengan kemampuan untuk meningkatkan produksi hidrokarbon serta menangkap dan menyimpan CO₂ dalam struktur geologi bawah tanah yang mengandung minyak bumi (Dooley et al., 2010; Sheng, 2013)

CO₂ akan mudah larut dalam minyak bumi, ketika CO₂ diinjeksikan ke dalam reservoir dan larut ke dalam minyak bumi menimbulkan perubahan kimia fisika. Ketika CO₂ larut di dalam minyak, maka viskositas minyak akan menurun, menaikkan volume minyak (*swelling*) dan menurunkan densitas minyak. Sedangkan mekanisme dasar dari injeksi CO₂ adalah bercampurnya CO₂ dengan

minyak dan membentuk fluida baru yang lebih mudah didesak daripada minyak pada kondisi awal reservoir (Setiati, 2015). Seperti pada gambar 2.1.



Gambar 2.1 Skema injeksi CO2 (Mischenko, 2001)

Gambar di atas menunjukkan skema penyapuan yang dilakukan oleh CO2 dimana

1. Injection well
2. Producing well
3. Gas and water zone
4. Gas zone
5. Gas and water zone
6. Gas zone
7. Miscibility zone
8. Oil bank
9. Zone of initial formation (Mischenko, 2001).

Kelemahan dari proses ini yaitu efisiensi penyapuannya rendah akibat adanya fenomena *gravity segregation*, *viscous fingering*, dan *channeling*. Tingkat penambahan cadangan dari injeksi CO2 sebagai *tertiary* setelah *waterflood* hanya berkisar 10-20% (Budi et al., 2019; Sheng, 2013).

2.1.1 Screening Criteria

Sebelum menentukan dan melakukan metode EOR perlu dilakukannya *screening*. Dimana dilakukan untuk mengetahui metode pengujian apa yang paling cocok untuk digunakan pada suatu reservoir. Kriteria sifat fisik minyak bumi yang terdapat dalam tabel yaitu *gravity* ($^{\circ}$ API) dan viskositas (cp), sedangkan untuk kriteria dari karakteristik reservoir yang ada dalam tabel yaitu porositas, saturasi minyak, tipe formasi, permeabilitas, ketebalan reservoir, ke dalaman reservoir, dan temperatur reservoir. Yang mana *screening* yang digunakan ini merupakan hasil dari pembaruan berdasarkan 633 proyek implementasi EOR dari tahun 998 hingga 2008. (Aladasani & Bai, 2010;Gunawan, 2020)

Tabel 2.1 Screening Criteria CO2

| EOR Method | Oil Properties | | Reservoir Characteristics | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|---------------------------|----------------|------------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|
| | API Gravity | Oil Viscosity (cp) | Porosity (%) | So (%PV) | Formation | K (mD) | Net Thickness (ft) | Depth (ft) | T ($^{\circ}$ F) |
| <i>Miscible Gas Injection</i> | | | | | | | | | |
| CO2 | 28[22]-45, Avg. 37 | 35-0 Avg. 2.1 | 3-37, Avg. 14.8 | 15-89, Avg. 46 | Sandstone or Carbonate | 1.5-4500, Avg. 201.1 | Wide Range | 1500-13365, Avg. 6171.2 | 82-250, Avg. 136.3 |
| EOR Method | Oil Properties | | Reservoir Characteristics | | | | | | |
| | API Gravity | Oil Viscosity (cp) | Porosity (%) | So (%PV) | Formation | K (mD) | Net Thickness (ft) | Depth (ft) | T ($^{\circ}$ F) |
| <i>Immiscible Gas Injection</i> | | | | | | | | | |
| CO2 | 11-35, Avg. 22.6 | 592-0.6, Avg. 65.5 | 17-32, Avg. 26.3 | 42-78, Avg. 56 | Sandstone or Carbonate | 30-1000, Avg. 217 | | 1150-8500, Avg. 3385 | 82-198, Avg. 124 |

Sumber: Aladasani & Bai, (2010)

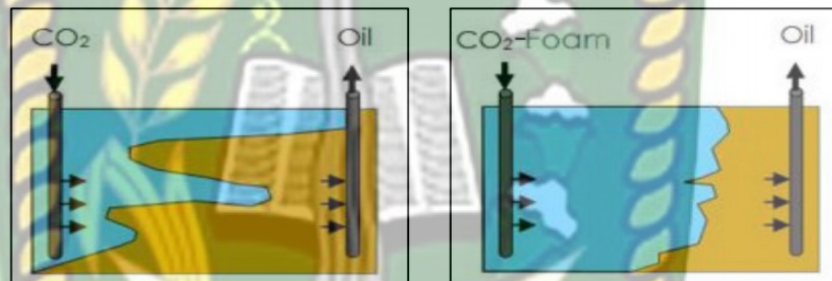
2.2 CO2 Foam Injection

Injeksi CO2 telah terbukti menjadi metode yang efektif untuk beberapa reservoir, namun dengan viskositas yang rendah dan mobilitas dari injeksi CO2 tinggi bisa menyebabkan *sweep efficiency* yang kurang baik, terutama pada reservoir yang heterogen atau reservoir dengan kandungan minyak berat. Karena viskositas yang lebih tinggi dari pada gas, injeksi *foam* dapat meningkatkan *sweep*

efficiency dibandingkan dengan injeksi gas konvensional (Telmadarreie & Trivedi, 2020;Zhao & Torabi, 2019)

Aplikasi *foam* pada CO₂ bisa digunakan untuk reservoir heterogen karena *foam* secara selektif mengurangi mobilitas dari zona permeabel tinggi secara lebih efektif (Haugen et al., 2012;Sanders et al., 2012;Telmadarreie & Trivedi, 2020).

Foam memiliki dua fungsi utama yaitu *mobility control* dan *diverting agent*. Pertama, tujuan dari *mobility control* adalah meningkatkan *sweep efficiency* dengan cara meningkatkan viskositas CO₂ dengan mengurangi permeabilitas dari CO₂ sehingga *foam* dapat menyapu minyak yang tersisa menuju sumur produksi. Kedua, *diverting agent* yang berfungsi untuk memblok lapisan yang telah tersapu sehingga lapisan yang telah tersapu ini biasanya memiliki karakteristik *high permeability* dan *high watercut* (Sheng, 2013).



Gambar 2.2 Perbedaan injeksi CO₂ dengan injeksi CO₂ *foam* (Teerakijpaiboon, 2012)

2.3 Pembentukan *Foam*

Foam bisa dihasilkan pada kondisi in situ dengan menginjeksikan surfaktan ke dalam formasi terlebih dahulu dan diikuti oleh gas (Teerakijpaiboon, 2012). *Foam* akan diselubungi oleh fasa cair kontinu berbentuk lapisan tipis yang disebut *lamellae*. *Lamellae* terbentuk oleh *surfactant* yang berfungsi sebagai *foaming agent*. *Foaming agent* membantu *foam* menjadi lebih stabil dan tidak mudah pecah (Sheng, 2013).

Foam dihasilkan dari gas dan sejumlah kecil surfaktan dengan energi mekanik yang disediakan untuk membuat turbulensi antar fasa. Volume gas jauh lebih tinggi dari *liquid*, umumnya gas berada pada kisaran 80-98% dari total volume *foam* (Teerakijpaiboon, 2012). Sedangkan rata – rata ukuran gelembung mulai dari ukuran colloidal (0.01-0.1 μm) sampai puluhan millimeter. Kualitas dari *foam* berkaitan dengan ukuran dari gelembung *foam*, dimana semakin besar ukurannya

maka *foam* semakin tidak stabil dan termasuk kualitas rendah. Pengujian lab dan riset diperlukan untuk mengetahui lebih lanjut mengenai kemampuan, stabilitas dan mobilitas dari *foam* untuk diaplikasikan pada suatu lapangan. Tabel di bawah menunjukkan sifat *foam* yang dibutuhkan untuk tiap aplikasi:

Tabel 2.2 Properti *foam* untuk setiap mode injeksi

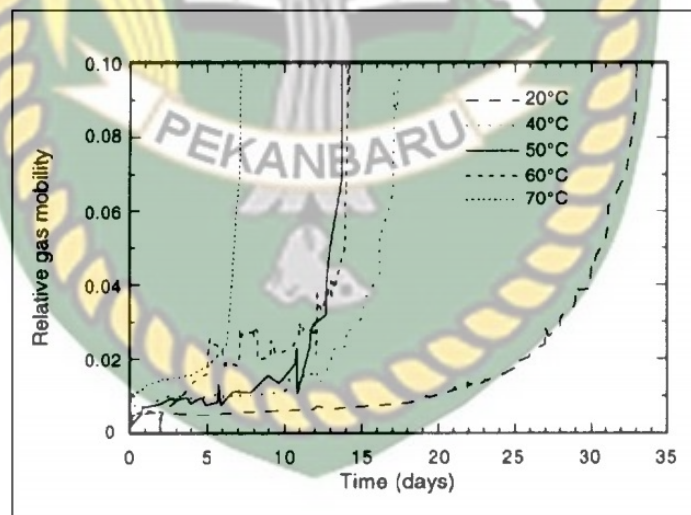
| | Kontrol mobilitas terhadap kedalaman | Penyimpangan fluida injeksi | Kontrol GOR (<i>Producer treatment</i>) |
|--|---|---|---|
| Pengurangan Mobilitas | Sedang | Besar | Besar |
| Fluida yang bergerak dalam <i>foam</i> | Gas and <i>liquid</i> | Gas | Gas |
| Pembentukan ulang lamella secara terus menerus | dibutuhkan | Tidak terlalu penting, namun mengurangi frekuensi dari re treatment | Tidak terlalu penting, namun mengurangi frekuensi dari re treatment |
| Stabilitas lapisan <i>foam</i> | sedang | Sangat kuat | Sangat kuat |
| Toleransi minyak terhadap Sor | dibutuhkan | dibutuhkan | dibutuhkan |
| Toleransi minyak di atas Sor | Tidak ada batas | Tidak ada batas | dibutuhkan |
| Jangkauan <i>foam</i> | >50 m | < 1 to 100 m | 5 to 50 m |
| Parameter yang perlu perhatian khusus | Perpindahan surfaktan. <i>Surfactant</i> loss | Kemampuan gas untuk memblokade. Pemilihan permeabilitas | Kekuatan memblok dan menahan |
| Hasil keseluruhan jika berhasil | Fluida injeksi menyapu minyak lebih baik | Fluida injeksi menyapu minyak lebih baik | Produksi gas lebih rendah |

Sumber: Dalland & Hanssen, (1996)

Pada umumnya test perlu dilakukan untuk mengetahui karakteristik *surfactant* dan *foam* yang akan dihasilkan seperti tes laboratorium dan *numerical simulator* dengan model geologi yang bertujuan untuk mengetahui kelayakan *foam* tersebut jika diterapkan di suatu lapangan. Namun menurut Budi et al., (2019) pada studi simulasi tidak dilakukan secara deterministik, karena parameter yang digunakan sangat luas mulai dari parameter batuan reservoir, parameter fluida statik dan dinamik, serta interaksi antara fluida dan batuan. Setiap parameter tersebut memiliki faktor ketidakpastian yang akan menyebabkan hasil akhir menjadi tidak optimum. Proses seleksi *foaming agent* / *surfactant* pada umumnya meliputi:

1. *Pre-Screening*, adalah tahap pertama yang dilakukan dengan menguji kompatibilitas *foam* dengan *brine*, *crude oil*, perbedaan temperatur reservoir dan keadaan *subsurface*
2. *Screening*, adalah pengujian media berpori dengan permeabilitas reservoir yang akan dijadikan target injeksi dan pengujian *Pressure drop* sesuai dengan kriteria kondisi reservoir
3. *Qualification*, dilakukan dengan menguji pendekatan pada kondisi yang sebenarnya yaitu kondisi di reservoir
4. *Optimization*, adalah tahap untuk menentukan dari komposisi *foam* yang akan digunakan dan dilakukan uji variasi konsentrasi dengan tujuan optimasi serta uji adsorpsi.

Menurut Spirov et al., (2012) *foam* bisa menghilang dengan kerusakan alami (*foam decay*), peningkatan kerusakan *foam* bisa terjadi karena adanya peningkatan temperatur dan penurunan PH. Sedangkan *surfactant adsorption* mengalami penurunan ketika temperatur meningkat.



Gambar 2.3 Kerusakan alami *foam* pada kenaikan suhu (Teerakijpaiboon & Srisuriyachai, 2012)

2.4 Stabilitas *Foam*

Stabilitas *foam* merupakan kemampuan gelembung *foam* untuk menahan *collapse* yang mungkin disebabkan oleh penggabungan *foam*, pengurangan tekanan, pemanasan, dan pecahnya gelembung. Stabilitas *foam* dapat ditentukan dari *foam half-life* yaitu periode waktu yang diperlukan untuk menurunkan volume

foam hingga setengah dari volume awalnya. Laju reaksi kinetik (*Kinetic reaction rate*) dari proses degradasi *foam* dapat dihitung dengan persamaan di bawah:

$$K = \frac{\ln(2)}{t_{1/2}} \dots\dots\dots(1)$$

Dimana,

K = *kinetic reaction rate constant*

$t_{1/2}$ = *foam stability (foams half life)*

Stabilitas *foam* seringkali turun karena saturasi *oil*, sehingga *foam* menjadi tidak stabil dengan cepat ketika formasi mengandung saturasi *oil* yang tinggi. Stabilitas *foam* yang lebih tinggi dapat dicapai pada tekanan yang lebih tinggi, temperatur lebih rendah, dan konsentrasi surfaktan yang lebih tinggi. Secara kimiawi kestabilan *foam* dapat ditingkatkan dengan menambahkan beberapa zat aditif seperti gel dan senyawa yang meningkatkan viskositas permukaan *foam* (Teerakijpaiboon, 2012).

Menurut penelitian Manan et al., (2015) stabilitas *foam* ditentukan dengan mengukur ketebalan lapisan *foam* seiring waktu. Kemudian *foam quality* dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$Foam\ quality\ (\%) = \frac{V_g}{V_g + V_L} \dots\dots\dots(2)$$

Dimana,

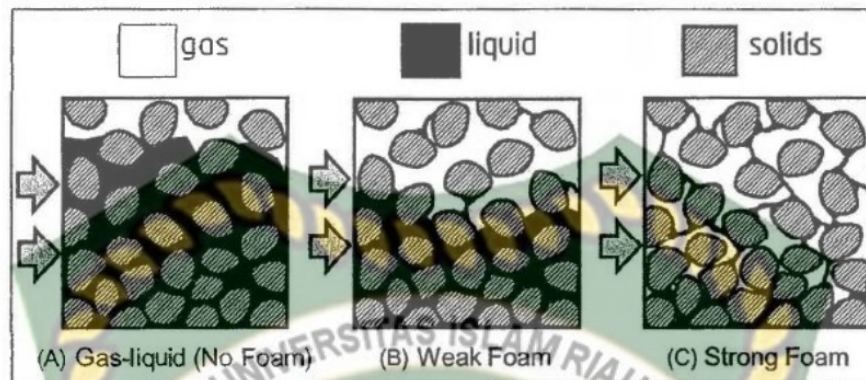
V_g = *Volume of gas*

V_L = *Volume of liquid pada temperatur dan tekanan spesifik*

2.5 *Foam* Pada Media Berpori

Foam dalam media berpori didefinisikan sebagai dispersi gas dalam *liquid* sehingga fase *liquid* terhubung dan beberapa bagian fase gas dipisahkan oleh film cair tipis yang disebut *lamellae* (Telmadarreie, 2017). Menurut Haugen et al., (2012) *foam* yang kuat dicirikan oleh fraksi gas yang tinggi dan kualitas *foam* yang tinggi menunjukkan bahwa kondisi *foam* mungkin mendekati *limiting capillary Pressure* (P_c^*) untuk stabilitas *foam*. *Foam* akan *collapse* ketika tekanan kapiler

meningkat di atas *limiting capillary Pressure* (P_c^*), tetapi selama $P_c < P_c^*$, efek tekanan kapiler pada *foam* akan rendah.



Gambar 2.4 Skema perbandingan dua fasa gas *liquid* tanpa *foam*, *foam* lemah, dan *foam* kuat pada media berpori (Sheng, 2013)

Agar dapat menjalar (*propagate*) ke dalam reservoir dan tetap bertahan dalam kondisi reservoir *lamellae* yang kuat dan stabil harus dihasilkan pada saat injeksi. Tekstur *foam* dapat digunakan untuk mengetahui kekuatan *foam* dimana tekstur kasar dengan ukuran gelembung besar menandakan *foam* lemah sedangkan *foam* yang kuat didapat dengan ukuran gelembung yang halus (Budi et al., 2019).

Penerapan *foam* dalam teknik EOR sangat berguna untuk meningkatkan *displacement efficiency* karena viskositasnya yang tinggi dan mobilitas yang rendah selama perpindahan melewati media berpori (Manan et al., 2015).

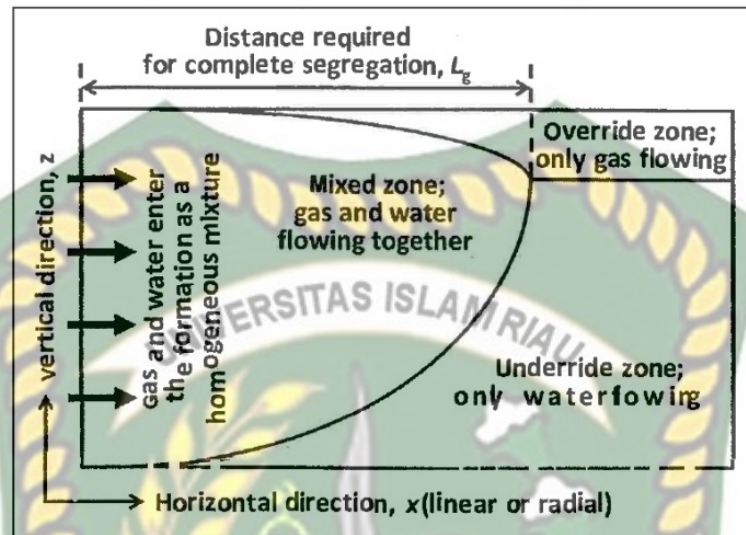
2.6 Metode Injeksi *Foam* Dan *Gravity segregation*

Pada umumnya *foam* dapat diinjeksikan ke dalam reservoir dengan beberapa metode yaitu metode *co-injection* dan metode SAG (*Surfactant Alternating Gas*) (Budi et al., 2019).

Co-Injection merupakan injeksi gas dan larutan surfaktan yang dilakukan secara bersamaan, pada proses ini *foam* dirancang untuk terbentuk (*pregenerated*) di dalam *injection tubing* dan *wellbore* sebelum masuk ke dalam formasi. Sedangkan SAG (*Surfactant Alternating Gas*) merupakan injeksi gas dan larutan surfaktan secara bergantian (*alternating*) yang dilakukan dalam beberapa tahapan. (Sheng, 2013)

Injeksi *foam* akan mengalami *gravity segregation* secara alami karena terdapat perbedaan densitas antara *oil* dan fluida injeksi, dimana fase gas

berdensitas rendah cenderung untuk bermigrasi ke atas, sedangkan fase air yang berdensitas lebih tinggi akan bermigrasi ke bagian bawah reservoir (Sheng, 2013; Budi et al., 2019) sebagaimana ditunjukkan pada gambar 2.5.



Gambar 2.5 Skema dari tiga zona selama gas *liquid co-injection* (Rossen & van Duijn, 2004)

2.7 State Of The Art

Beberapa referensi penelitian terdahulu yang pernah dilakukan secara garis besar sejalan dengan penelitian ini guna menghindari pengulangan penelitian yang sama dapat dilihat pada tabel 2.3 berikut ini. (Rossen & van Duijn, 2004)

Tabel 2.3 *State Of The Art*

| No | Judul penelitian | Skala pengujian | Metode | Hasil |
|----|--|-----------------|---|---|
| 1. | Injeksi <i>foam</i> sebagai <i>tertiary oil recovery</i> (Budi et al., 2019) | Laboratorium | Menggunakan simulator <i>Black Oil Eclipse 100</i> untuk membuat model sintesis reservoir serta gas <i>injection</i> fluidanya dan sebesar 2% dan dilakukan terjadi akselerasi/ injeksi dengan percepatan | Meningkatkan <i>oil recovery</i> dari lapangan yang telah dilakukan CGI (continuous reservoir serta gas <i>injection</i>) dan sebesar 2% dan dilakukan terjadi akselerasi/ injeksi dengan percepatan |

| | | | | | |
|----|---|------------------------------|--|---|--|
| | | | metode SAG (Surfactant Alternating Gas). | perolehan minyak pada saat dilakukan injeksi <i>foam</i> . | |
| 2. | <i>Stabilized foam for EOR Application</i> (Ibrahim et al., 2017) | CO ₂ Laboratorium | Menambahkan nanopartikel silika (0.1 wt%) dan surfaktan viskoelastik (VES) (0.4 wt%) ke larutan Alpha Olefin Sulfonate (AOS) (0.5 wt%) untuk meningkatkan stabilitas <i>foam</i> dan MRF | Weak terbentuk AOS solution tetapi stabilitas <i>foam</i> meningkat dengan menambahkan nanopartikel dan VES. Penambahan nanopartikel dan VES ke dalam larutan meningkatkan MRF <i>foam</i> dan memungkinkan extra oil production sebesar 8% dengan adanya nanopartikel dan 15% dengan menambahkan nanopartikel dan VES. | |
| 3. | <i>Effects of Nanoparticle types on Carbon Dioxide Flooding in Enhanced Oil</i> | of Laboratorium | Menggunakan konsentrasi nanoparticle (0.1 wt%, 0.3 wt%, dan 1 wt%) untuk | Nanoparticle meningkatkan stabilitas <i>foam</i> secara signifikan, ketahanan dan stabilitas <i>foam</i> | |

| | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|---|
| <i>Recovery</i> (Manan et al., 2015) | menyelidiki stabilitas <i>foam</i> | yang tinggi dapat dicapai dengan menggunakan konsentrasi Nanoparticle yang relatif rendah. Uji laboratorium menunjukkan bahwa konsentrasi optimum adalah 0.1wt% |
|--------------------------------------|------------------------------------|---|

- | | | | |
|---|----------|---|---|
| 4. <i>The effect of foam stability in Co2 foam flooding</i> (Teerakijpaiboon, 2012) | Lapangan | Mensimulasikan CO2 <i>foam</i> dalam beberapa kondisi reservoir seperti pada kondisi wetabilitas yang berbeda, Persentase hidrokarbon dan ukuran dari <i>foam</i> yang berbeda. | Variasi stabilitas <i>foam</i> tidak berpengaruh signifikan terhadap kinerja produksi CO2 <i>foam</i> , perbedaan <i>oil recovery factor</i> sekitar 2% |
|---|----------|---|---|

Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

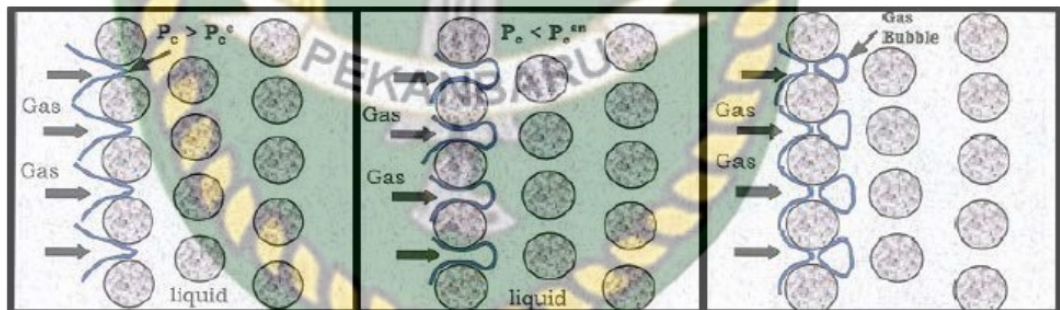
Pada penelitian ini, peneliti akan melakukan uji sensitivitas reservoir menggunakan metode injeksi CO₂ foam terhadap variasi konsentrasi surfaktan dan laju injeksi. Dalam penelitian ini model reservoir dibuat secara konseptual menggunakan data sekunder yang berasal dari paper Teerakijpaiboon, 2012 dengan judul *the effect of foam stability in CO₂ foam flooding*. Model tersebut akan disimulasikan menggunakan simulator CMG STARS.

3.2 Mekanisme Pembentukan Foam

Menurut Haugen et al., (2012) ada tiga mekanisme pembentukan foam dasar yaitu *snap off*, *lamella division*, dan *leave behind*. Setiap pembentukan foam dijelaskan sebagai berikut:

1. Snap-off

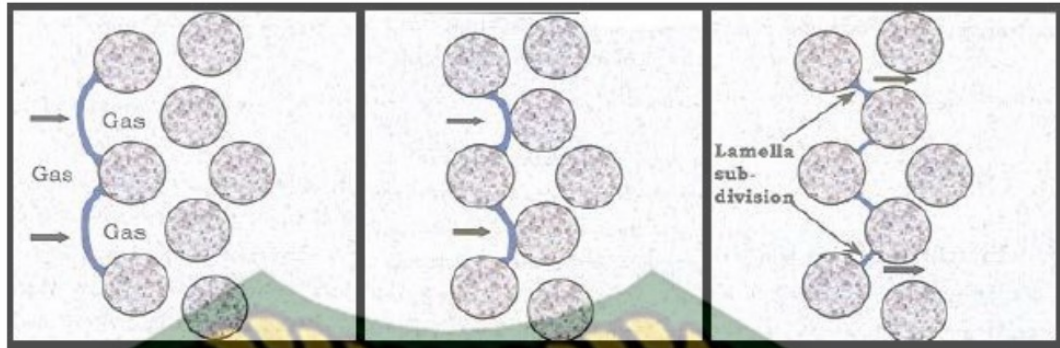
Snap-off adalah mekanisme utama pembentukan foam. Terjadi ketika tekanan kapiler di pori menurun saat gas mengalir melalui pori tersebut kemudian gas keluar sebagai gelembung.



Gambar 3.1 Mekanisme *snap-off* (Teerakijpaiboon, 2012)

2. Lamella division

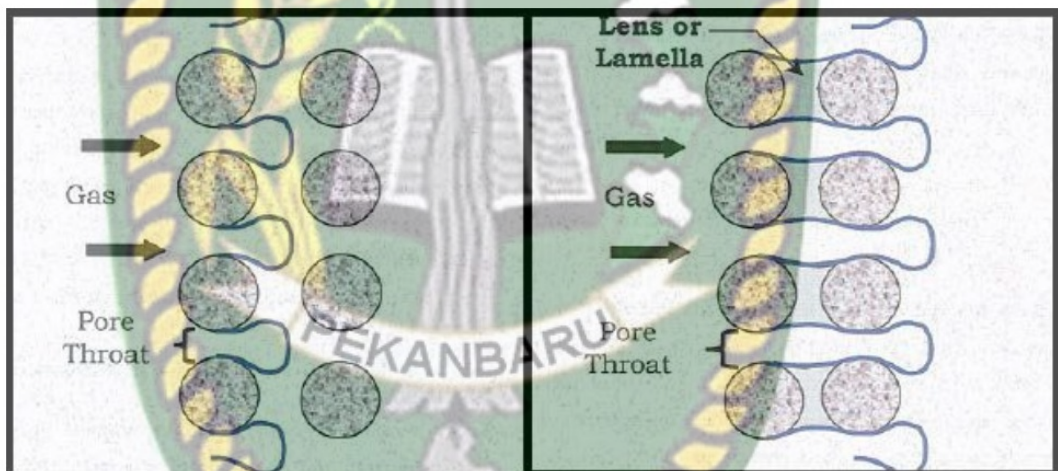
Foam lamella mengalir melalui celah pori dan terbagi menjadi beberapa bagian mengikuti celah antar media. Jadi foam yang mengalir di awal akan menentukan mekanisme pembagian lamella ke celah selanjutnya.



Gambar 3.2 Mekanisme *Lamella division* (Teerakijpaiboon, 2012)

3. *Leave-behind*

Mekanisme *leave-behind* muncul dalam dua media basah yang berdekatan. Sementara non-wetting gas mengalir melalui media berpori, *lamellae* mungkin tertinggal di antara media yang berdampungan.



Gambar 3.3 Mekanisme *Leave-behind* (Teerakijpaiboon, 2012)

3.3 Reaksi Foam

Untuk membuat *foam* di simulator, diperlukan reaksi dari setiap proses. Proses *foam* yang dimaksud dalam penelitian ini adalah pembentukan *foam* dan degradasi *foam* yang digambarkan sebagai reaksi kimia seperti ditunjukkan di bawah ini:



3.4 Parameter Analisa

Dalam penelitian ini ada beberapa parameter yang digunakan dalam melakukan uji sensitivitas reservoir menggunakan injeksi CO₂ *foam*.

1. Konsentrasi surfaktan

Konsentrasi surfaktan dipertimbangkan dalam studi simulasi ini karena untuk menghasilkan *foam*, fase gas perlu bersentuhan dengan fase surfaktan dalam air. Sehingga dispersi gas dalam campuran cairan akan menghasilkan *foam*. Jadi konsentrasi surfaktan merupakan parameter penting yang dapat mempengaruhi intensitas pembentukan *foam* di reservoir.

2. Injection rate

Injection rate disini adalah laju dimana fase gas akan diinjeksikan ke dalam campuran surfaktan dan air di reservoir. Tingkat injeksi gas akan mempengaruhi sifat dari *foam bubbles* yang dihasilkan.

3.5 Data Yang Dibutuhkan

Adapun data-data yang dibutuhkan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang diambil dari beberapa referensi seperti jurnal, adapun datanya sebagai berikut:

3.5.1 Reservoir Section

Pada penelitian ini model reservoir yang digunakan adalah konseptual, yang mana model reservoir yang dipelajari dibuat sebagai *grid Cartesian* dan mempresentasikan reservoir yang homogen.

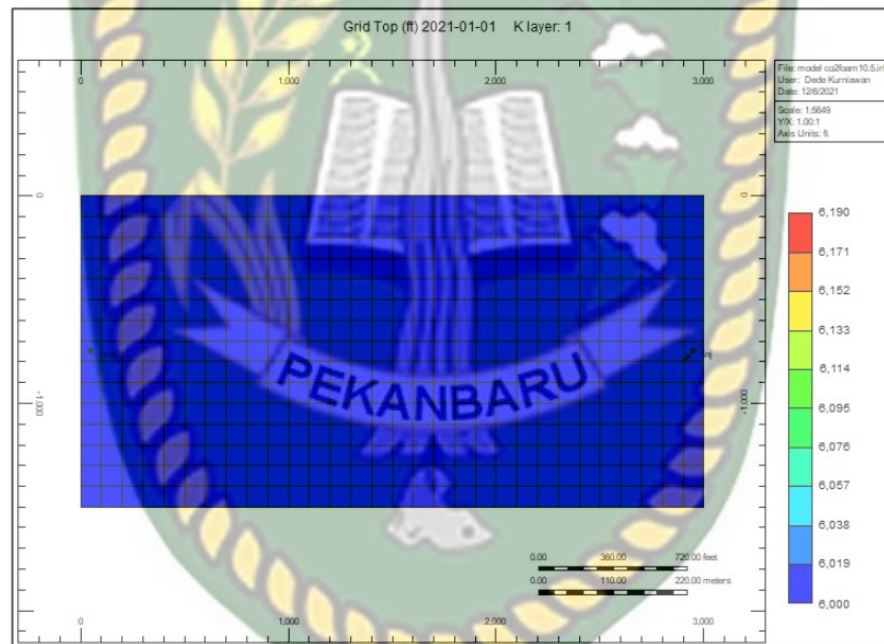
Data *properties* didapatkan dari paper berdasarkan reservoir minyak seperti porositas, permeabilitas, tekanan reservoir, komponen minyak dan data lainnya. (Teerakijpaiboon, 2012)

Tabel 3.1 *General reservoir model properties*

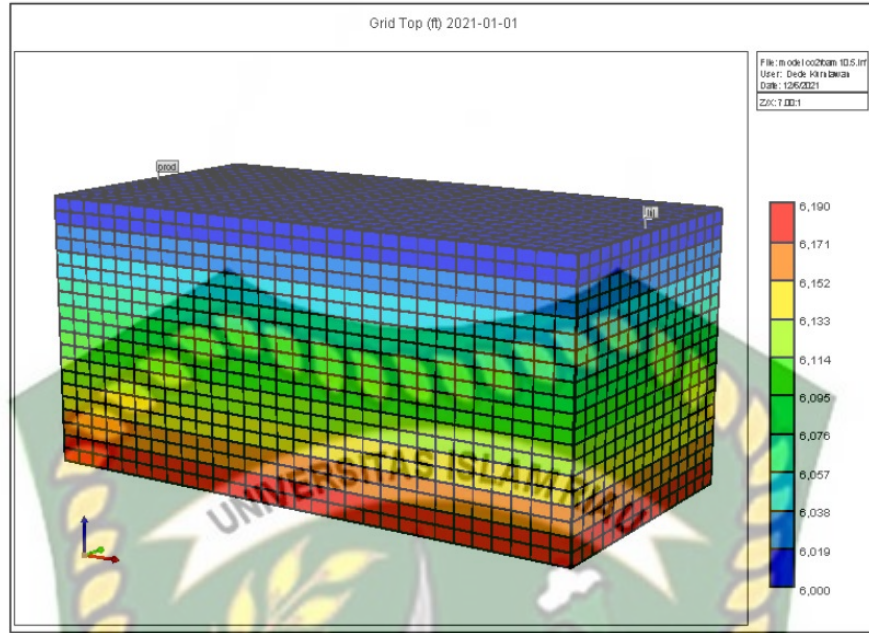
| Properti | Nilai |
|--------------------------------|------------|
| <i>Top reservoir depth, ft</i> | 6000 |
| <i>Grid block number</i> | 30x15x20 |
| <i>Grid size, ft</i> | 100x100x10 |
| <i>Thickness,ft</i> | 200 |

| | |
|------------------------------------|-------|
| <i>Porosity</i> | 0.25 |
| <i>Initial water saturation</i> | 0.28 |
| <i>Reference Pressure (psia)</i> | 2775 |
| <i>Reference temperature (°F)</i> | 198.0 |
| <i>Horizontal permeability, mD</i> | 220 |
| <i>Vertical Permeability, mD</i> | 22 |
| <i>Oil Saturation</i> | 0.72 |

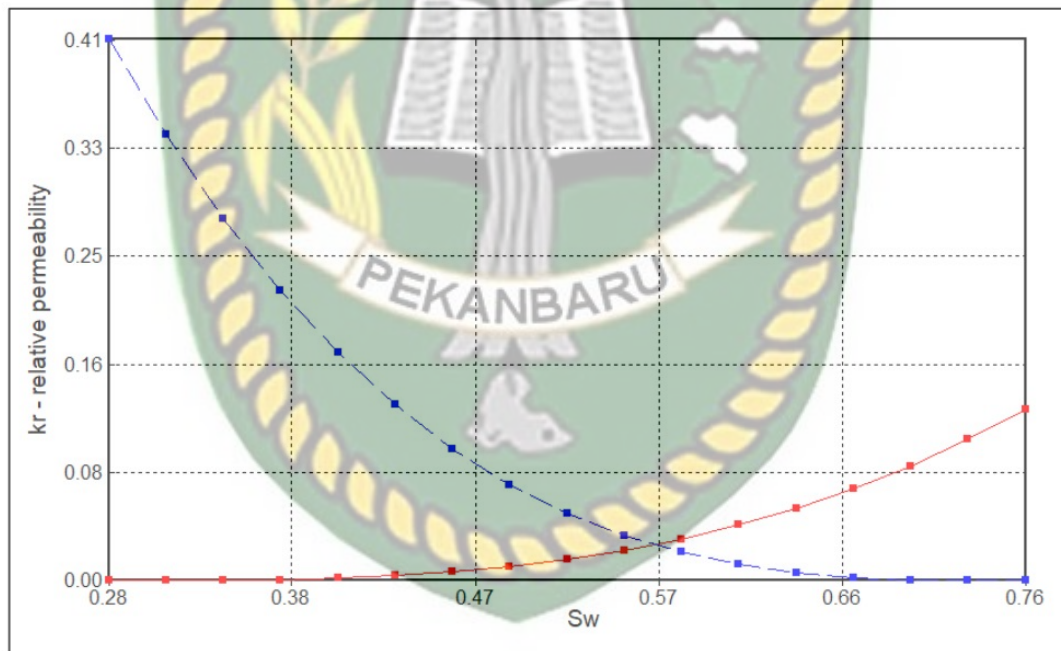
Sumber: Teerakijpaiboon, (2012)



Gambar 3.4 2D reservoir model



Gambar 3.5 3D model view



Gambar 3.6 Kurva Permeabilitas Relative (Teerakijpaiboon, 2012)

Tabel 3.2 Hasil Inisialisasi Simulasi

| No. | Parameter | Nilai | Satuan |
|-----|-----------------------|--------|--------|
| 1. | Formation pore volume | 20.715 | MMSTB |
| 2. | Aqueous phase volume | 5.209 | MMSTB |
| 3. | Oil phase volume | 15.505 | MMSTB |

3.5.2 PVT Properties Section

Data PVT pada reservoir didapatkan dari data sekunder yang digunakan sebagai penentuan *phase behavior*, data tersebut di antaranya dapat dilihat pada tabel 3.2.

Tabel 3.3 PVT data

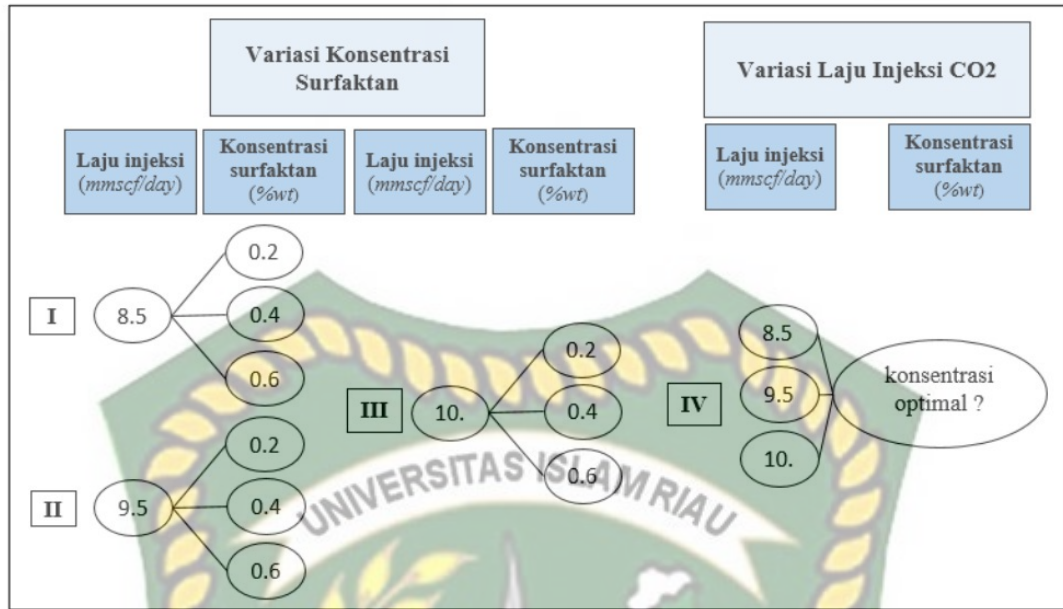
| Comp. Name | Mol. Frac | Critical Pressure (atm) | Critical temp. (K) | Acentric factor | Mol. weight | Vol. shift | Critical z-factor | Critical volume (l/mol) | Specific gravity | Boiling points (K) |
|------------|-----------|-------------------------|--------------------|-----------------|-------------|------------|-------------------|-------------------------|------------------|--------------------|
| CO2 | 0.0091 | 72.8 | 304.2 | 0.225 | 44.01 | -0.0817 | 0.2736 | 0.094 | 0.818 | 194.7 |
| N2 | 0.0006 | 33.5 | 126.2 | 0.04 | 28.013 | -0.1927 | 0.2905 | 0.0895 | 0.809 | 77.4 |
| C1 | 0.3383 | 45.4 | 190.6 | 0.008 | 16.043 | -0.1595 | 0.2876 | 0.099 | 0.3 | 111.7 |
| C2 – C6 | 0.3408 | 39.608 | 405.021 | 0.17589 | 53.706 | -0.0737 | 0.27479 | 0.23241 | 0.54276 | 307.74 |
| C7+ | 0.3112 | 13.76 | 799.287 | 0.76974 | 267 | 0.1846 | 0.23378 | 1.06021 | 0.8615 | 623.34 |

Sumber: Teerakijpaiboon, (2012)

3.6 Skenario

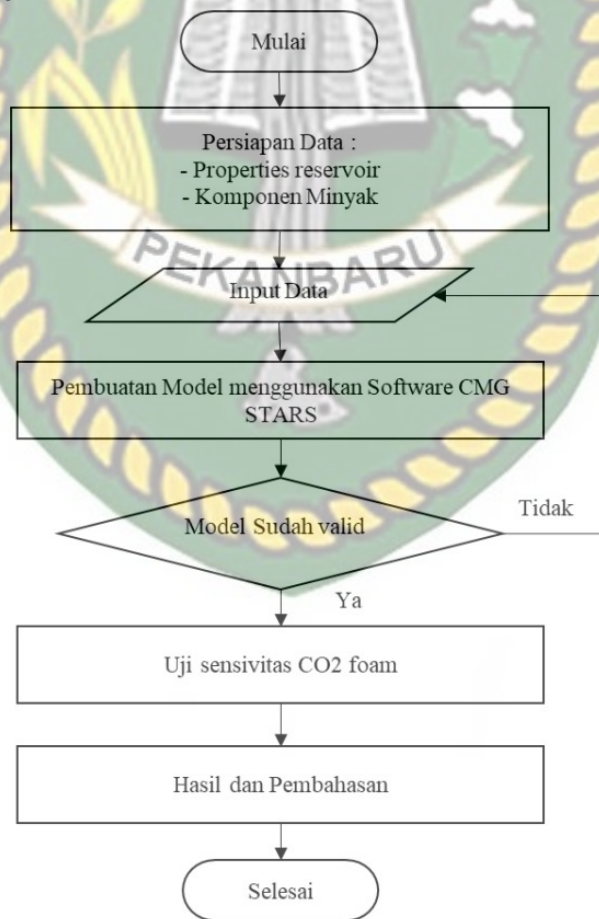
Skenario yang akan dilakukan dijelaskan pada gambar 3.7 terdapat 4 skenario yang akan dilakukan dimana masing masing skenario memiliki 3 case dan total keseluruhannya terdapat 12 case. Skenario tersebut dilakukan untuk melihat kinerja dari injeksi CO2 foam dalam meningkatkan produksi minyak. Adapun parameter yang akan diuji meliputi:

1. Melakukan uji sensitivitas terhadap variasi konsentrasi surfaktan untuk menentukan nilai optimal dari konsentrasi surfaktan yang digunakan
2. Melakukan uji sensitivitas terhadap variasi laju injeksi CO2 foam untuk menentukan nilai optimal dari laju injeksi yang digunakan



Gambar 3.7 Skenario Penelitian

3.7 Flowchart



Gambar 3.8 Diagram alir penelitian

3.8 Tempat Dan Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Oktober 2021 sampai Desember 2021, dimana penelitian akan dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

Tabel 3.4 Jadwal Penelitian

| No | Jenis Kegiatan | Waktu Pelaksanaan | | | | | | | | | | | |
|----|----------------------|-------------------|---|---|---|---------------|---|---|---|---------------|---|---|---|
| | | Oktober 2021 | | | | November 2021 | | | | Desember 2021 | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Studi Literatur | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Pembuatan Model | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Pengujian Skenario | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Hasil dan Pembahasan | | | | | | | | | | | | |

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Hadits riwayat tirmidzi menjelaskan bahwa “barang siapa yang menghendaki kehidupan di dunia maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa yang menghendaki kehidupan akhirat, maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu” (HR.Tirmidzi). Maka dari itu, penelitian ini ilmu pengetahuan yang berkembang dan didukung oleh teknologi yang berkembang pesat. Sama halnya dengan dunia perminyakan khususnya dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan yang sudah mengalami penurunan produksi atau tidak optimal di lapangan minyak. Salah satu cara atau upaya untuk meningkatkan produksi minyak pada suatu lapangan yaitu dengan digunakannya metode EOR yang mana pada penelitian ini menggunakan metode EOR dengan menginjeksikan CO₂ foam ke dalam reservoir minyak.

Pada tahap uji sensitivitas kali ini terdapat 4 skenario yang akan dilakukan yaitu uji penggunaan variasi konsentrasi surfaktan dan laju alir injeksi CO₂ dengan case yang berbeda beda. Injeksi CO₂ foam dilakukan dengan cara *co-injection* dimana injeksi gas dan larutan surfaktan dilakukan secara bersamaan. Pada proses ini foam dirancang untuk terbentuk (*pregenerated*) di dalam *injection tubing* dan *wellbore* sebelum masuk ke dalam formasi (Sheng, 2013). Sumur produksi terletak di tengah tepi paling kiri reservoir pada koordinat (1,8), sedangkan sumur injeksi terletak di tepi berlawanan pada koordinat (30,8) dengan jarak sumur sebesar 3000 ft. Injeksi CO₂ foam dimulai pada tanggal 1 Januari 2021 dan dilakukan selama 6 tahun kemudian diikuti injeksi air selama 9 tahun dengan total injeksi selama 15 tahun. Hasil yang didapat adalah sebagai berikut:

4.1 Variasi Konsentrasi Surfaktan

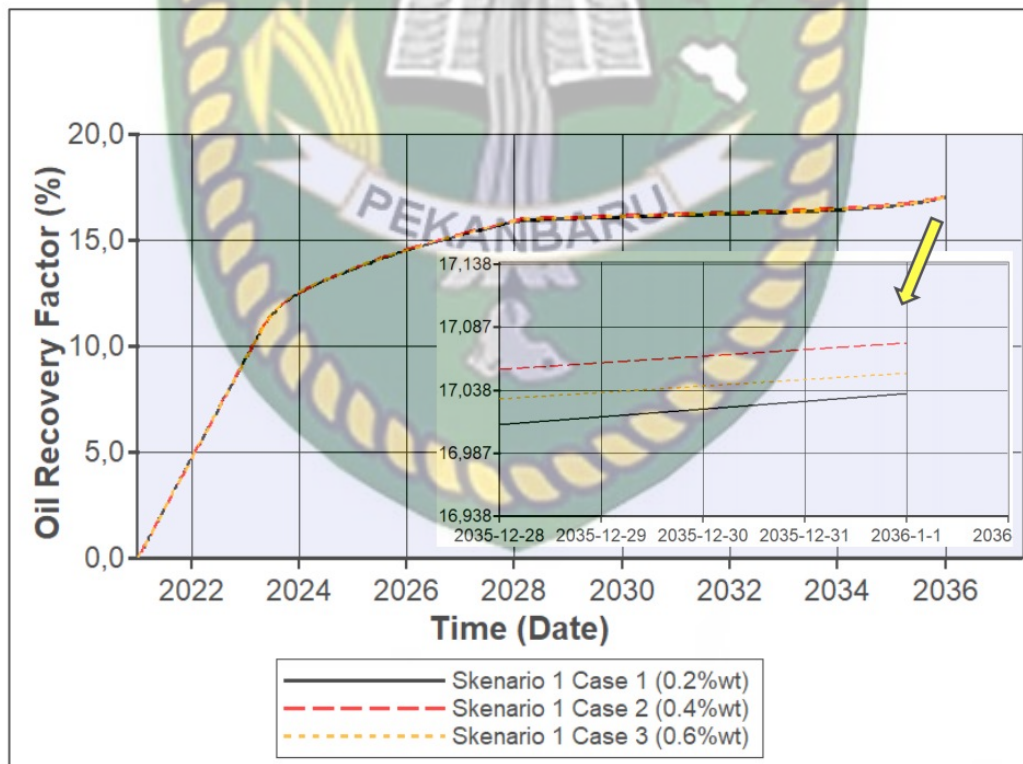
Tabel 4.1 Variasi Konsentrasi Surfaktan

| No. | Skenario | Case | Gas Injection Rate (mmscf/day) | Surfactant Concentration (%wt) |
|-----|------------|--------|--------------------------------|--------------------------------|
| 1. | Skenario 1 | Case 1 | 8.5 | 0.2 |

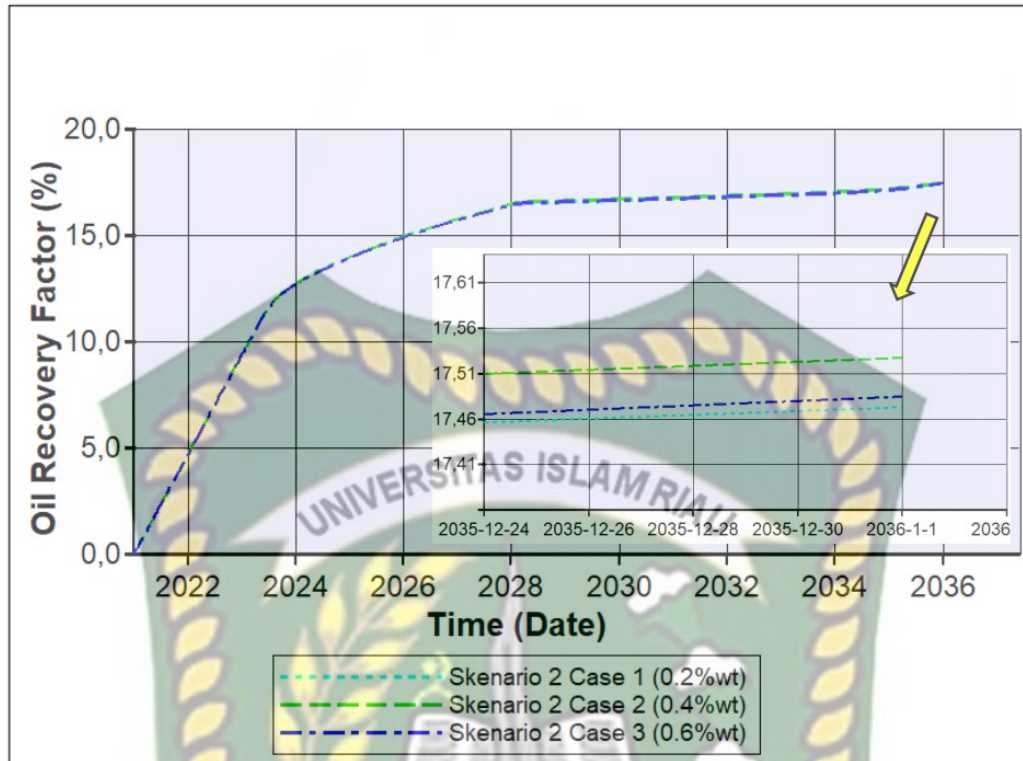
| | | | | |
|----|------------|--------|------|-----|
| 2. | | Case 2 | 8.5 | 0.4 |
| 3. | | Case 3 | 8.5 | 0.6 |
| 4. | Skenario 2 | Case 1 | 9.5 | 0.2 |
| 5. | | Case 2 | 9.5 | 0.4 |
| 6. | | Case 3 | 9.5 | 0.6 |
| 7. | Skenario 3 | Case 1 | 10.5 | 0.2 |
| 8. | | Case 2 | 10.5 | 0.4 |
| 9. | | Case 3 | 10.5 | 0.6 |

Pada tahap pertama dilakukan pengujian konsentrasi surfaktan dengan menambahkan nilai konsentrasi surfaktan untuk setiap *case* yang akan diuji pada masing-masing skenario untuk menentukan konsentrasi optimal pada injeksi CO₂ foam dalam meningkatkan *oil recovery factor*.

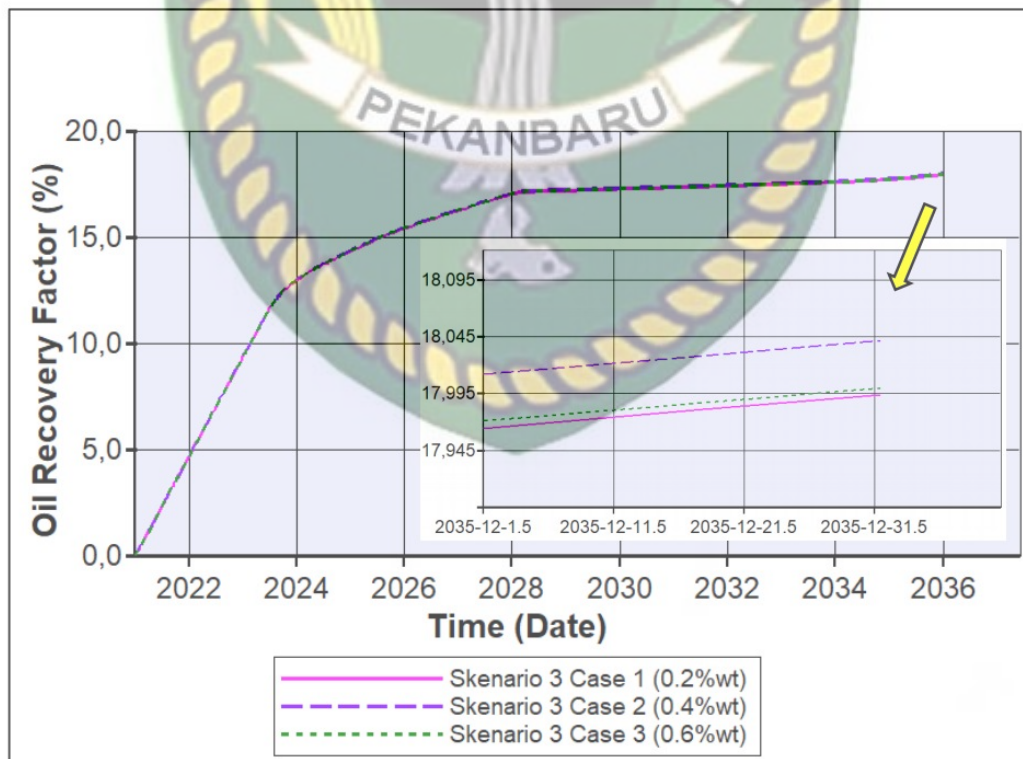
4.1.1 Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan



Gambar 4.1 Grafik *Oil Recovery Factor vs Time* Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1



Gambar 4.2 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2



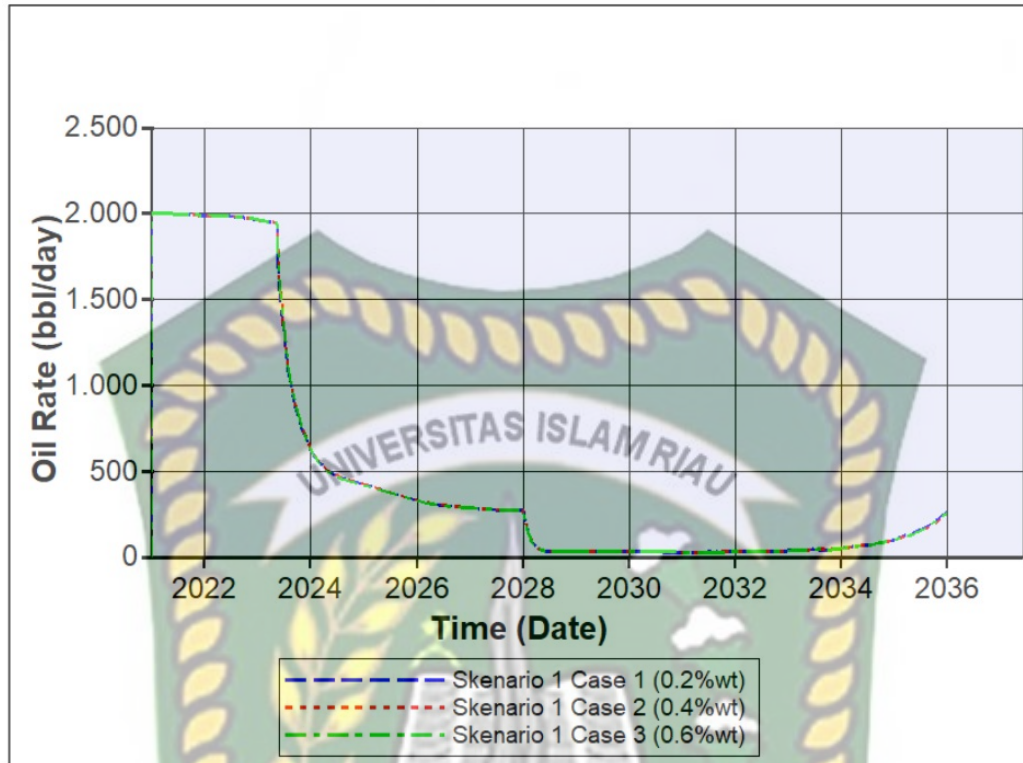
Gambar 4.3 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3

Tabel 4.2 Perolehan *Oil Recovery Factor* vs *Time* Variasi Konsentrasi Surfaktan

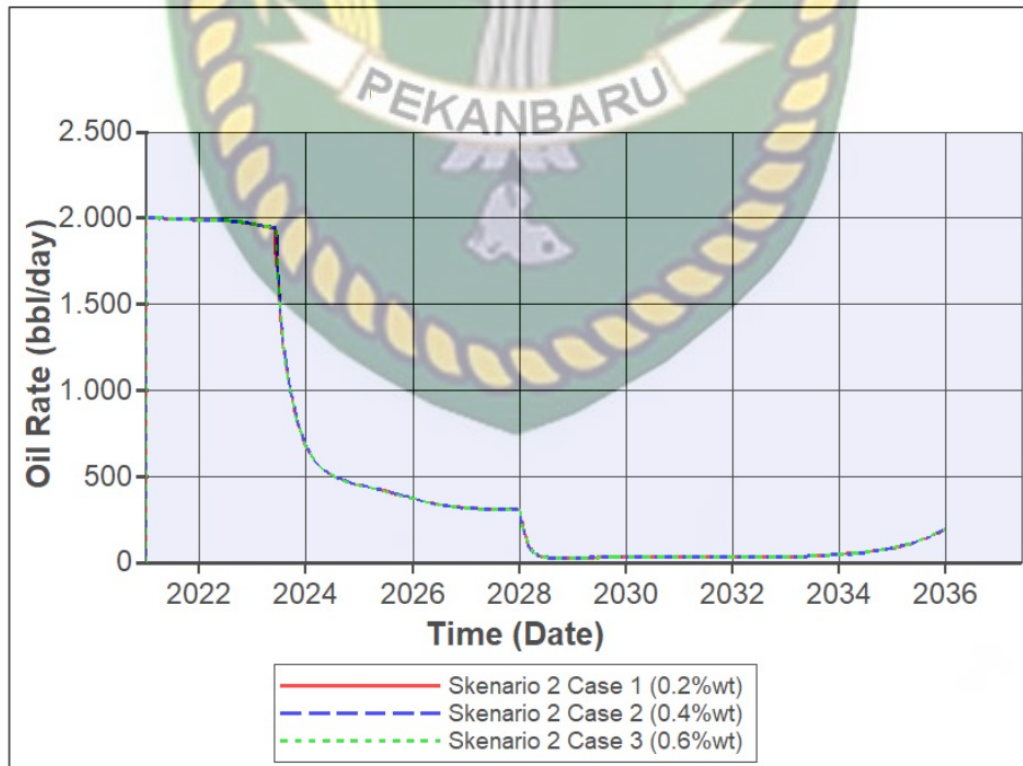
| No. | Skenario | Case | Gas Injection Rate (mmscf/day) | Surfactant Concentration (% wt) | Oil recovery factor (%) | Oil Cumulative (MMSTB) |
|-----|------------|---------------|--------------------------------|---------------------------------|-------------------------|------------------------|
| 1. | Skenario 1 | Case 1 | 8.5 | 0.2 | 17.03 | 2.635 |
| 2. | | Case 2 | 8.5 | 0.4 | 17.07 | 2.641 |
| 3. | | Case 3 | 8.5 | 0.6 | 17.05 | 2.638 |
| 4. | Skenario 2 | Case 1 | 9.5 | 0.2 | 17.48 | 2.703 |
| 5. | | Case 2 | 9.5 | 0.4 | 17.53 | 2.712 |
| 6. | | Case 3 | 9.5 | 0.6 | 17.49 | 2.705 |
| 7. | Skenario 3 | Case 1 | 10.5 | 0.2 | 17.98 | 2.783 |
| 8. | | Case 2 | 10.5 | 0.4 | 18.04 | 2.791 |
| 9. | | Case 3 | 10.5 | 0.6 | 17.99 | 2.785 |

Perolehan *Oil recovery factor* vs *time* dapat dilihat pada tabel 4.2. Berdasarkan hasil tersebut, konsentrasi 0.4% wt memberikan persentase hasil penyapuan yang paling tinggi pada masing – masing skenario. Ismail, M. E. (2014) menyatakan bahwa terdapat konsentrasi optimal dari surfaktan yang dibutuhkan dalam pembentukan *foam* di dalam reservoir karena konsentrasi *foam* di reservoir secara langsung dipengaruhi oleh konsentrasi surfaktan. Hal ini menunjukkan bahwa pada model ini konsentrasi surfaktan sebesar 0.4% wt merupakan konsentrasi surfaktan yang optimal dalam memperoleh *recovery factor* yang tertinggi saat dilakukan injeksi CO2 *foam* karena surfaktan sudah mencapai titik tersaturasi sehingga penambahan nilai konsentrasi surfaktan sudah tidak dapat menaikkan nilai *recovery factor*.

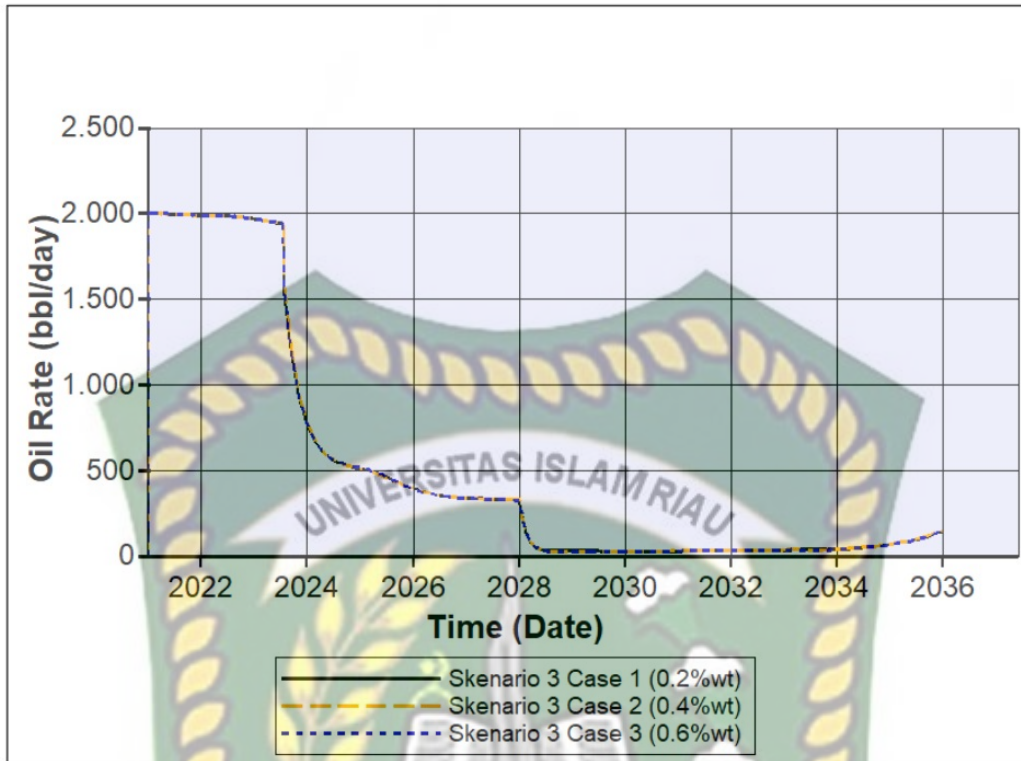
4.1.2 Oil Production Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan



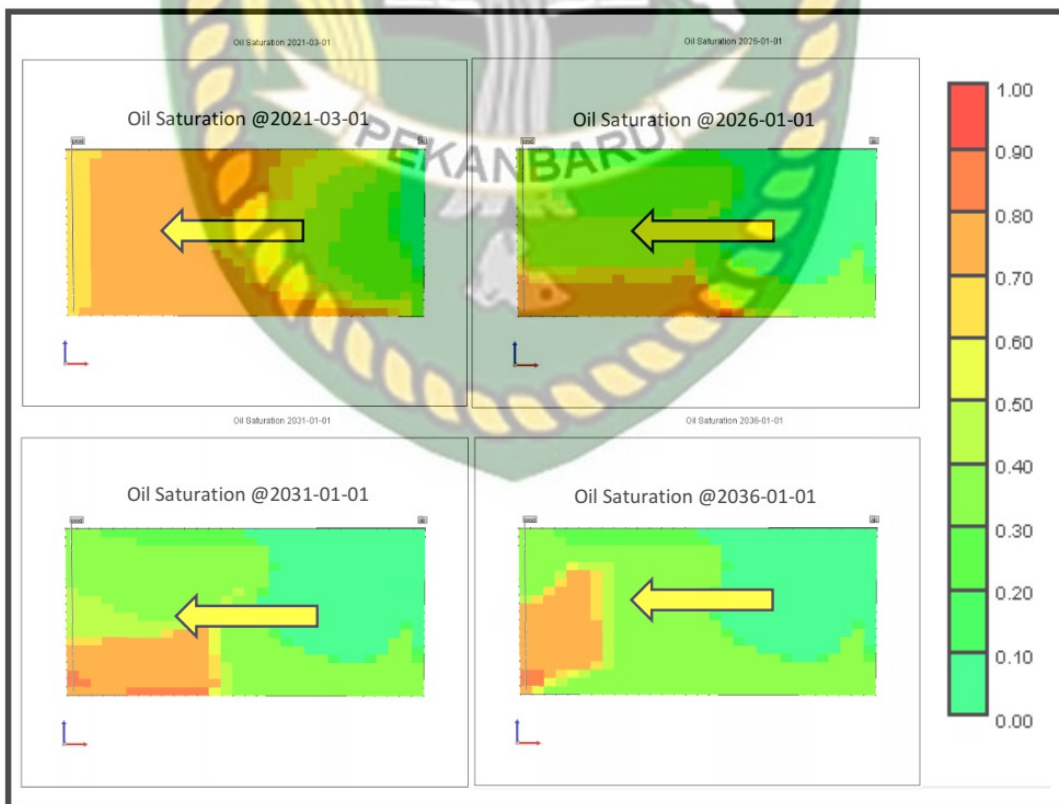
Gambar 4.4 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1



Gambar 4.5 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2



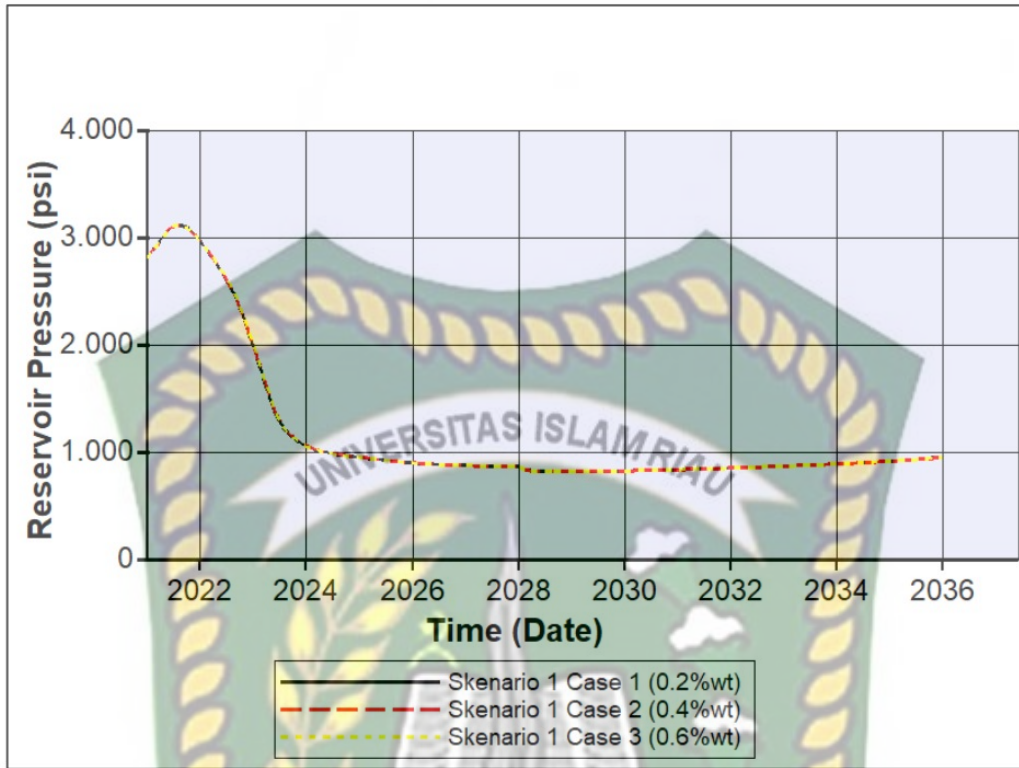
Gambar 4.6 Grafik Oil Rate vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3



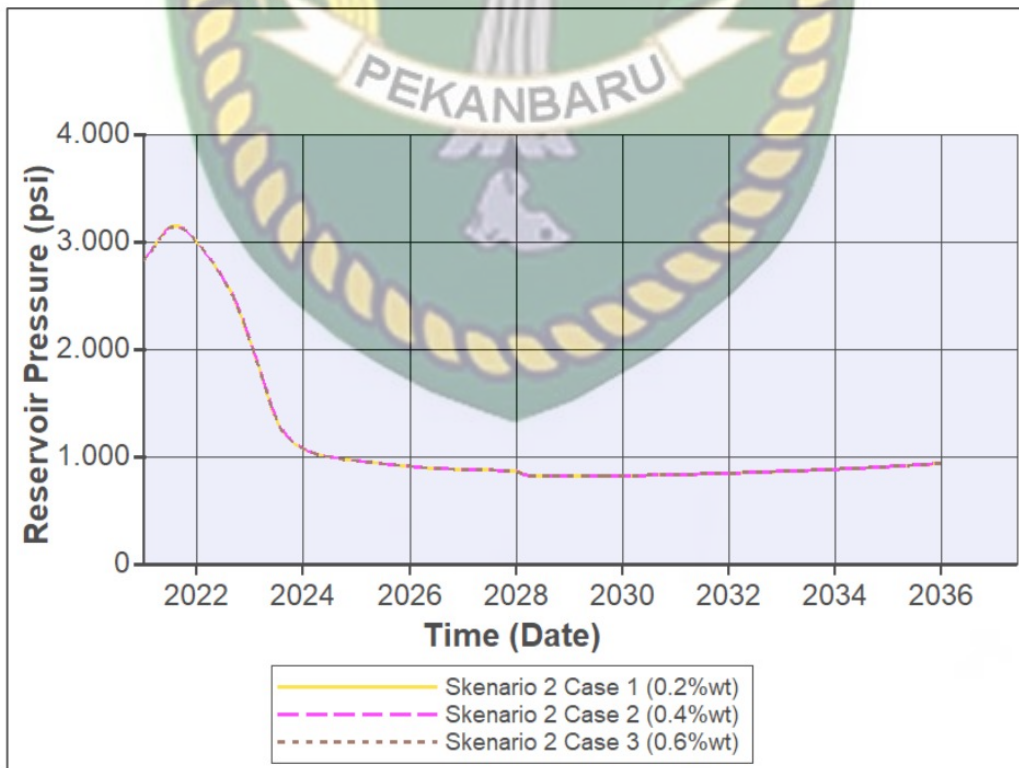
Gambar 4.7 Skema mobilitas Oil Saturation pada saat injeksi CO2 Foam Skenario 3 dengan Konsentrasi 0.4% wt Surfaktan

Setelah dilakukan injeksi CO₂ foam di berbagai konsentrasi, laju alir minyak dengan injeksi CO₂ foam pada masing – masing skenario tidak memiliki perbedaan yang signifikan seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.4 sampai dengan 4.6. Dimana pada 3 tahun pertama diperoleh laju alir minyak sebesar 2000 bbl/day yang artinya selama 3 tahun laju alir minyak membentuk *plateau*. Hal ini disebabkan oleh saturasi minyak yang masih tinggi di dalam reservoir. Kemudian di pertengahan tahun 2023 terjadi penurunan laju alir minyak hingga tahun 2025 dengan laju alir sebesar 500 bbl/day. Pada tahun 2026 laju alir minyak mulai stabil kembali dengan laju alir kurang lebih sebesar 450 bbl/day. Adanya kestabilan laju alir minyak disebabkan oleh *oilbank* yang terbentuk oleh penyapuan CO₂ foam yang dapat dilihat pada gambar 4.7. Kemudian pada tahun 2028 dilakukan injeksi air yang bertujuan untuk mendorong CO₂ foam sampai ke sumur produksi. Sehingga pada tahun 2028 laju alir minyak kembali menurun akibat *oil saturasi* yang mulai berkurang. Setelah dilakukan injeksi air selama 7 tahun maka terjadilah kenaikan laju alir produksi minyak yang terdapat pada akhir tahun produksi. Berdasarkan penjelasan tersebut maka diperoleh 2 periode pembentukan *oilbank* ketika dilakukan injeksi CO₂ foam seperti yang terdapat pada laju alir di tahun 2026 dan 2036.

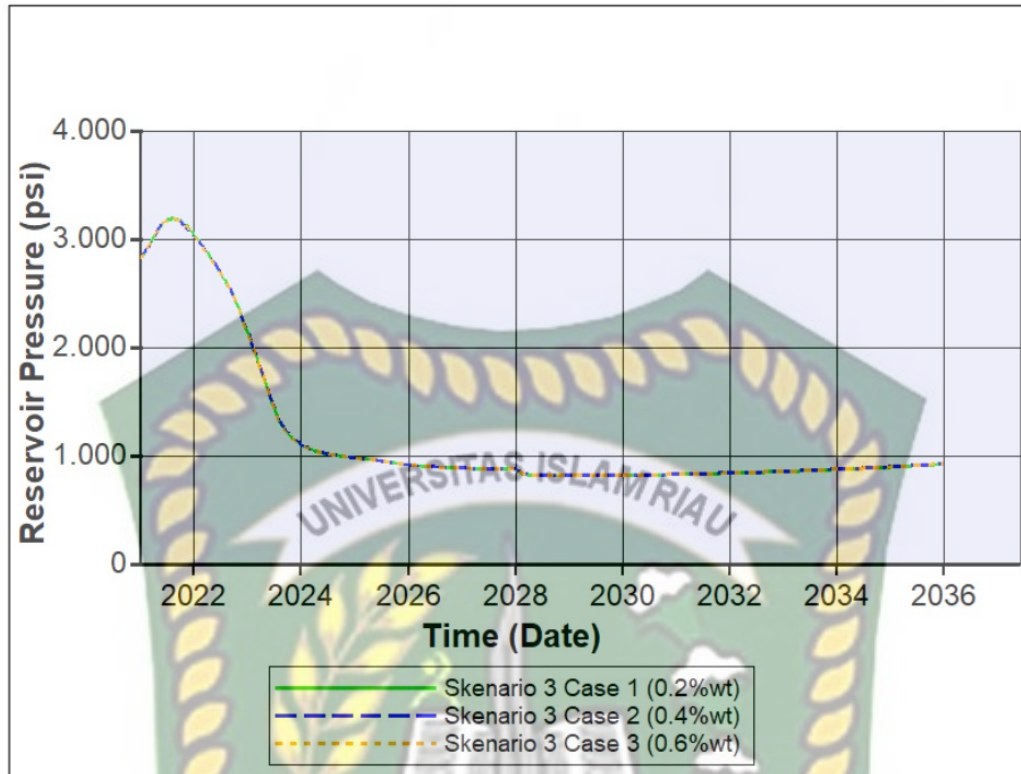
4.1.3 Reservoir Pressure vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan



Gambar 4.8 Grafik *Pressure Reservoir vs Time* Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1



Gambar 4.9 Grafik *Pressure Reservoir vs Time* Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2



Gambar 4.10 Grafik *Pressure Reservoir vs Time* Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3

Grafik dari variasi konsentrasi surfaktan terhadap *pressure* reservoir vs *time* menunjukkan bahwa injeksi *CO₂ foam* dengan variasi konsentrasi surfaktan pada masing - masing skenario tidak memberikan perbedaan yang signifikan terhadap tekanan reservoir yang diperoleh. Kenaikan *pressure* di tahun awal disebabkan karena adanya pengaruh proses injeksi sehingga menyebabkan *pressure* di reservoir naik secara signifikan kemudian pada tahun selanjutnya *pressure* mengalami penurunan yang disebabkan oleh berlangsungnya proses produksi dan tidak tercapainya *pressure maintenance*.

4.2 Variasi Laju Injeksi

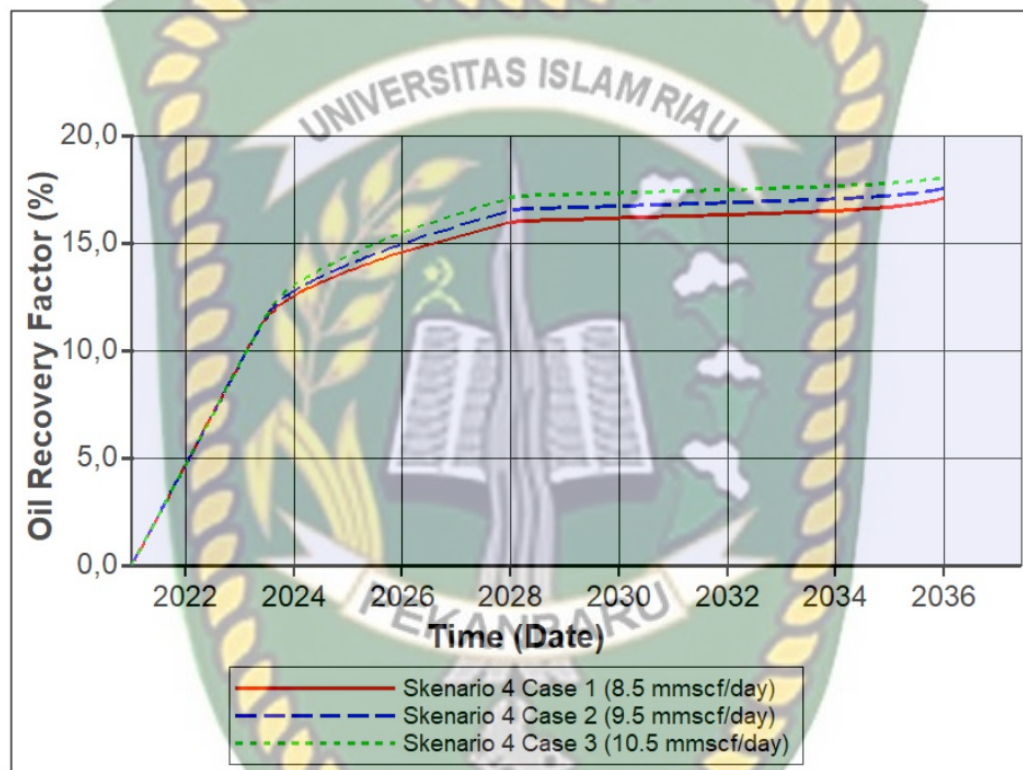
Tabel 4.3 Variasi Laju Injeksi

| No | Skenario | Case | Gas Injection Rate (mmscf/day) | Surfactant Concentration (% wt) |
|----|------------|--------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | Skenario 4 | Case 1 | 8.5 | 0.4 |
| 2 | | Case 2 | 9.5 | 0.4 |

| | | | | |
|---|--|--------|------|-----|
| 3 | | Case 3 | 10.5 | 0.4 |
|---|--|--------|------|-----|

Setelah didapatkan konsentrasi yang optimal pada injeksi CO₂ foam sebesar 0.4%wt selanjutnya dilakukan pengujian kedua dengan menaikkan dan memvariasikan nilai laju injeksi gas CO₂ untuk setiap kasus yang diuji seperti pada tabel 4.3.

4.2.1 Oil Recovery Factor vs Time Variasi Laju Injeksi



Gambar 4.11 Grafik *Oil Recovery Factor vs Time* Variasi Laju Injeksi

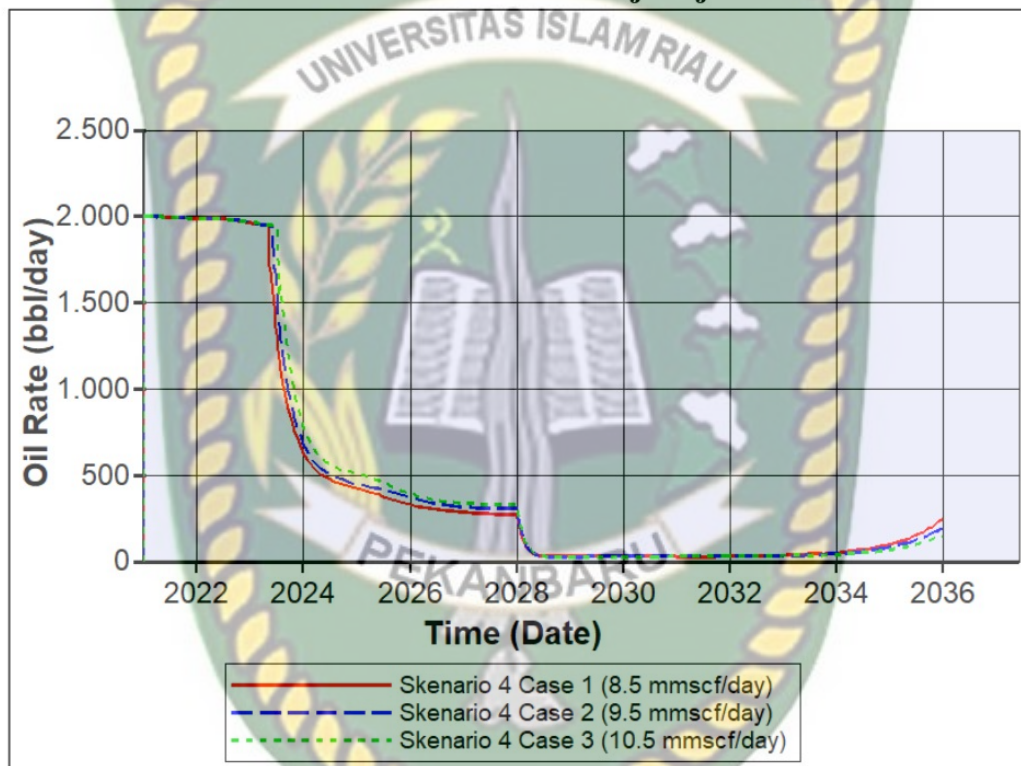
Tabel 4.4 Perolehan *Oil Recovery Factor vs Time* Variasi Laju Injeksi

| No. | Skenario | Case | Surfactant Concentration (%wt) | Gas Injection Rate (mmscf/day) | Oil recovery factor (%) | Oil Cumulative (MMSTB) |
|-----|------------|--------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------|------------------------|
| 1 | Skenario 4 | Case 1 | 0.4 | 8.5 | 17.07 | 2.641 |
| 2 | | Case 2 | 0.4 | 9.5 | 17.53 | 2.712 |
| 3 | | Case 3 | 0.4 | 10.5 | 18.04 | 2.791 |

Hasil perolehan *oil recovery factor vs time* variasi laju injeksi pada tabel 4.4 menunjukkan bahwa skenario 4 case 3 dengan *rate* injeksi gas CO₂ sebesar 10.5

mmscf/day dan konsentrasi surfaktan sebesar 0.4%wt memperoleh hasil *recovery factor* yang paling tinggi sebesar 18.04 % di antara case yang lainnya. Hal ini sesuai dengan pernyataan Teerakijpaiboon, (2012) bahwa semakin besar gas yang diinjeksikan maka *foam* yang dihasilkan juga semakin halus dan kuat yang dapat menyapu sisa minyak dengan lebih baik. Sehingga berdasarkan hasil tersebut, penggunaan laju injeksi sebesar 10.5 mmscf/day merupakan laju injeksi yang optimal untuk dilakukan injeksi CO₂ *foam* pada model ini.

4.2.2 Oil Production Rate vs Time Variasi Laju Injeksi

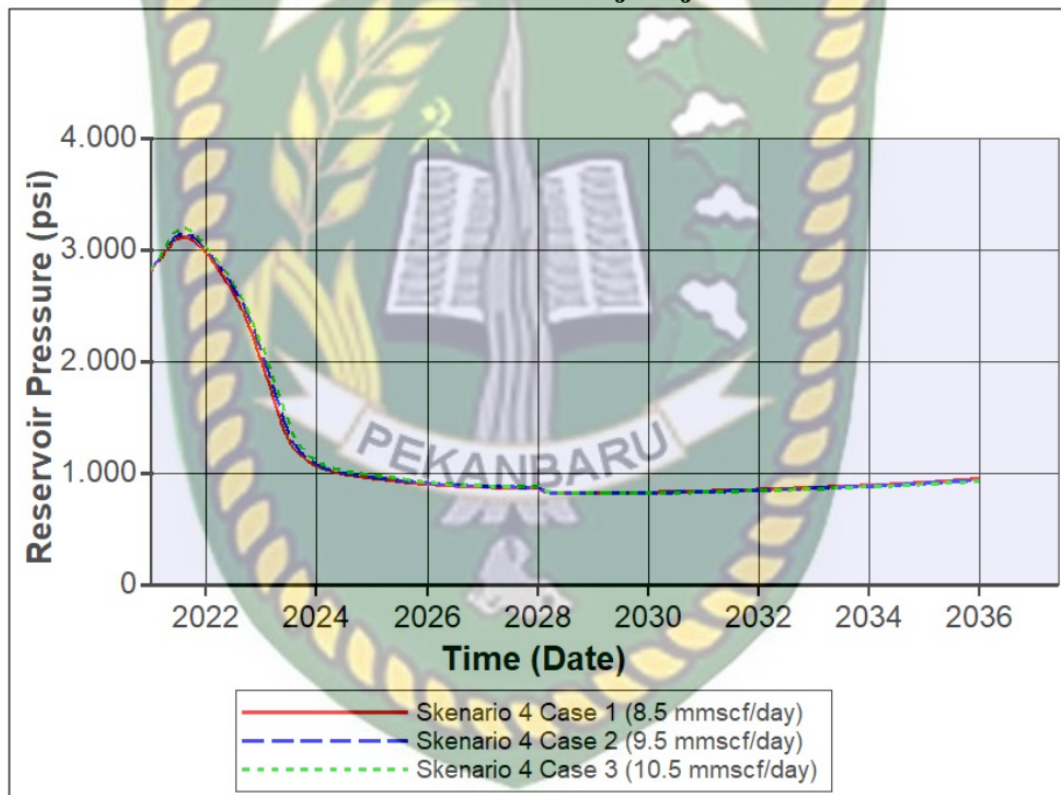


Gambar 4.12 Grafik Oil rate vs Time Variasi Laju Injeksi Skenario 4

Variasi laju injeksi gas memberikan sedikit perbedaan nilai laju alir produksi minyak pada skenario 4 ini. Beberapa *case* yang telah di simulasikan menunjukkan bahwa *case* 3 memiliki *rate* yang sedikit lebih baik dibandingkan dengan *case* lain di awal produksi yang dapat dilihat pada gambar 4.12. Pada skenario ini *rate* produksi juga mengalami beberapa fase yang sama seperti pada skenario 1, 2, dan 3 dimana pada 3 tahun pertama diperoleh laju alir minyak sebesar 2000 bbl/day yang artinya selama 3 tahun laju alir minyak membentuk *plateau*. Hal ini disebabkan oleh saturasi minyak yang masih tinggi di dalam reservoir.

Kemudian di pertengahan tahun 2023 terjadi penurunan laju alir minyak hingga tahun 2025 dengan laju alir sekitar 500 bbl/day. Pada tahun 2026 laju alir minyak mulai stabil kembali dengan laju alir kurang lebih sebesar 450 bbl/day. Adanya kestabilan laju alir minyak disebabkan oleh *oilbank* yang terbentuk oleh penyapuan *CO2 foam*. Kemudian pada tahun 2028 dilakukan injeksi air yang bertujuan untuk mendorong *CO2 foam* sampai ke sumur produksi. Sehingga pada tahun 2028 laju alir minyak kembali menurun akibat *oil saturasi* yang mulai berkurang. Setelah dilakukan injeksi air selama 7 tahun maka terjadilah kenaikan laju alir produksi minyak yang terdapat pada akhir tahun produksi.

4.2.3 Reservoir Pressure vs Time Variasi Laju Injeksi



Gambar 4.13 Grafik *Reservoir Pressure vs Time* Variasi Laju Injeksi

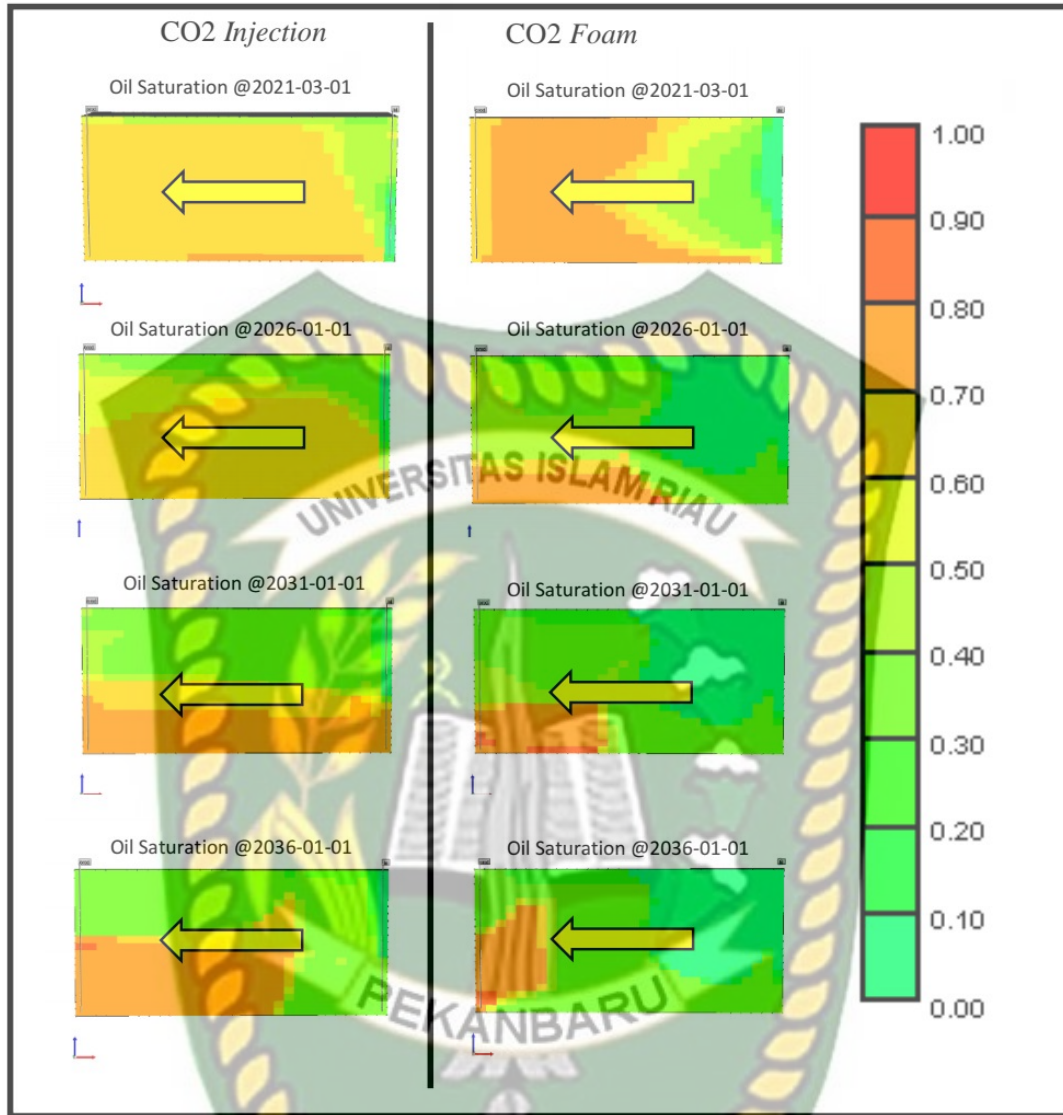
Grafik dari variasi laju injeksi terhadap *pressure* reservoir vs *time* menunjukkan bahwa injeksi *CO2 foam* dengan variasi laju injeksi pada masing - masing skenario tidak memberikan perbedaan yang signifikan terhadap tekanan reservoir yang diperoleh. Kenaikan *pressure* di tahun awal disebabkan karena adanya pengaruh proses injeksi sehingga menyebabkan *reservoir pressure* naik secara signifikan kemudian pada tahun selanjutnya *pressure* mengalami penurunan

yang disebabkan oleh berlangsungnya proses produksi dan tidak tercapainya *pressure maintenance*.

4.3 Perbandingan Injeksi CO₂ dengan Injeksi CO₂ foam

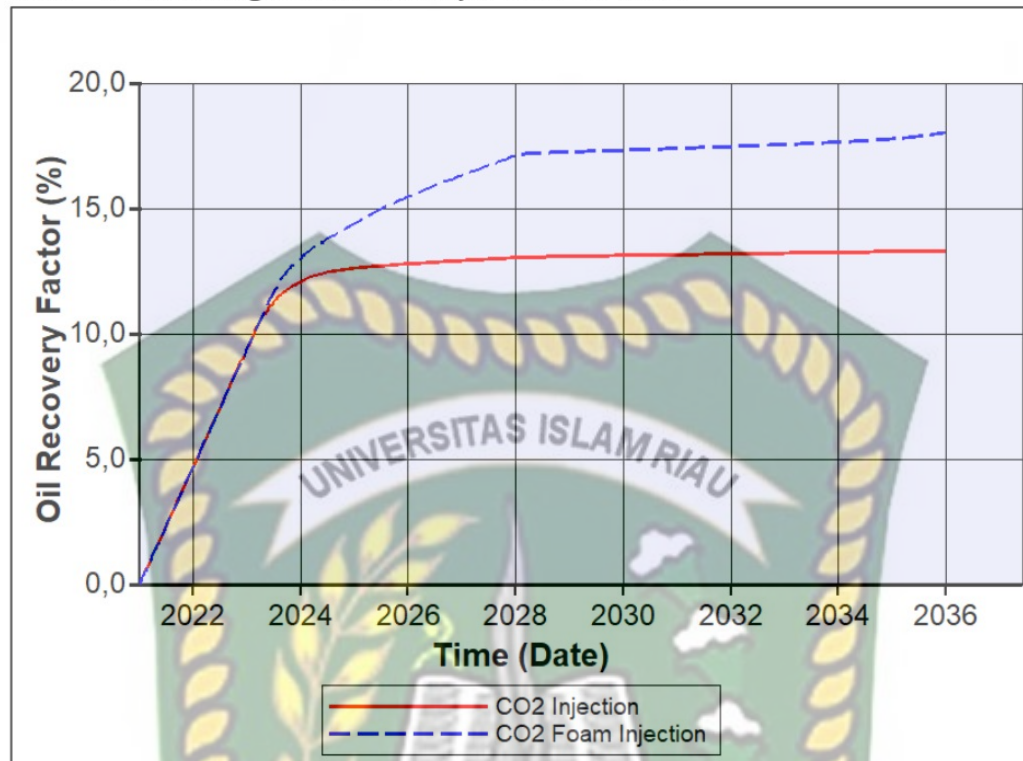
Injeksi CO₂ foam yang paling optimal terdapat pada skenario 4 case 3 dengan *rate* injeksi gas CO₂ sebesar 10.5 mmscf/day dan konsentrasi surfaktan sebesar 0.4% wt memperoleh hasil *recovery factor* yang paling tinggi sebesar 18.04 %, karena mempunyai hasil *recovery* yang paling tinggi dan penggunaan surfaktan yang lebih sedikit.

Setelah mengetahui hasil dari injeksi CO₂ foam maka selanjutnya akan dilakukan analisis perbandingan antara injeksi CO₂ dengan injeksi CO₂ foam dilihat dari *sweep efficiency* nya. Seperti yang dapat dilihat pada gambar 4.14 *sweep efficiency* pada injeksi CO₂ foam menunjukkan hasil yang lebih baik dari pada injeksi CO₂. Dimana pada injeksi CO₂ *gravity segregation* menjadi lebih signifikan dan dominan dalam mempengaruhi penyapuan saat injeksi CO₂ berlangsung. Hal ini juga terjadi pada injeksi CO₂ foam namun pengaruhnya tidak sebesar pada injeksi CO₂. Ini disebabkan adanya gelembung foam di reservoir yang mengurangi mobilitas gas sehingga menghasilkan *sweep efficiency* yang jauh lebih baik (Telmadarreie & Trivedi, 2020; Zhao & Torabi, 2019).



Gambar 4.14 Perbedaan penyapuan Injeksi CO2 dan CO2 foam

4.3.1 Perbandingan *Oil Recovery Factor vs Time*



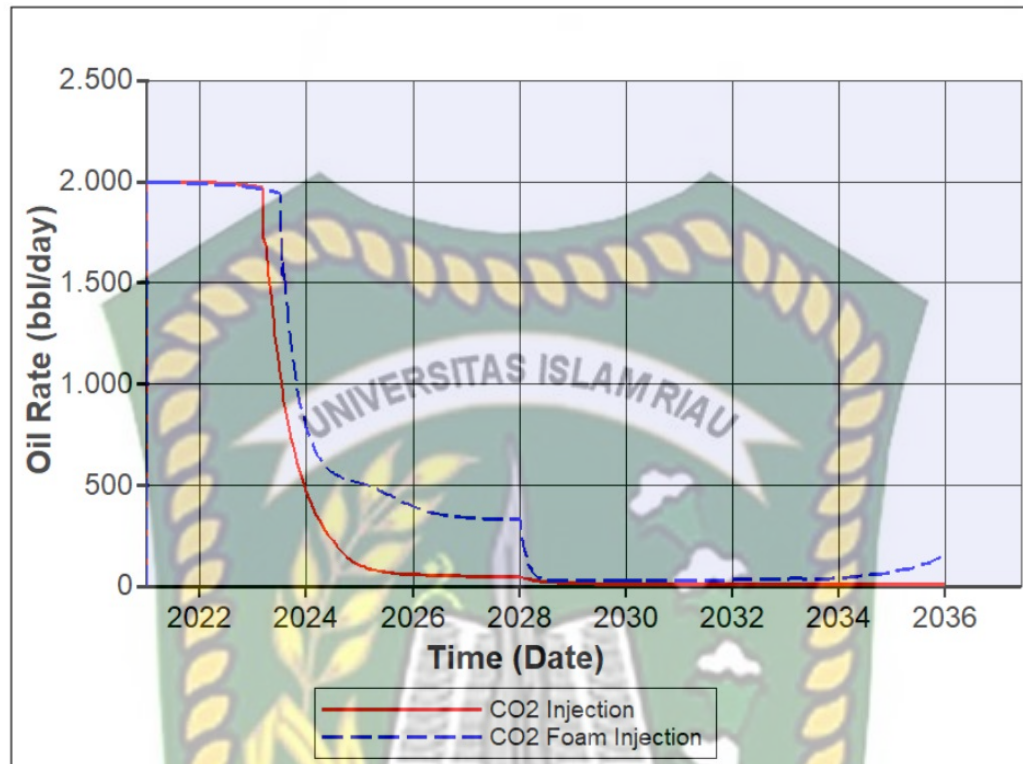
Gambar 4.15 Perbandingan Grafik *Oil Recovery Factor vs Time*

Tabel 4.5 Perbandingan Perolehan *Oil recovery factor vs Time*

| No. | <i>Injection</i> | <i>Gas Injection Rate</i> (mmscf/day) | <i>Surfactant Concentration</i> (% wt) | <i>Oil recovery factor (%)</i> | <i>Oil Cumulative</i> (MMSTB) |
|-----|---------------------------|--|---|--------------------------------|----------------------------------|
| 1. | <i>CO2 Injection</i> | 10.5 | - | 13.32% | 2.061 |
| 2. | <i>CO2 Foam Injection</i> | 10.5 | 0.4 | 18.04% | 2.791 |

Hasil perbandingan *oil recovery factor vs time* menunjukkan bahwa injeksi CO2 *foam* dengan konsentrasi surfaktan sebesar 0.4% wt dan laju injeksi sebesar 10.5 mmscf/day memberikan hasil *recovery factor* sebesar 18.04%, yang artinya hanya dengan penambahan sedikit surfaktan ke dalam operasi injeksi CO2 mampu mencatat tambahan perolehan minyak yang lebih besar. Dengan melihat *trend*, kemungkinan besar *recovery factor* akan terus meningkat dari waktu ke waktu. Oleh karena itu, terbukti bahwa injeksi CO2 *foam* akan mampu mencatat produksi minyak yang lebih tinggi dibandingkan dengan injeksi CO2, dengan mengurangi mobilitas gas dan meningkatkan *sweep efficiency* di dalam reservoir.

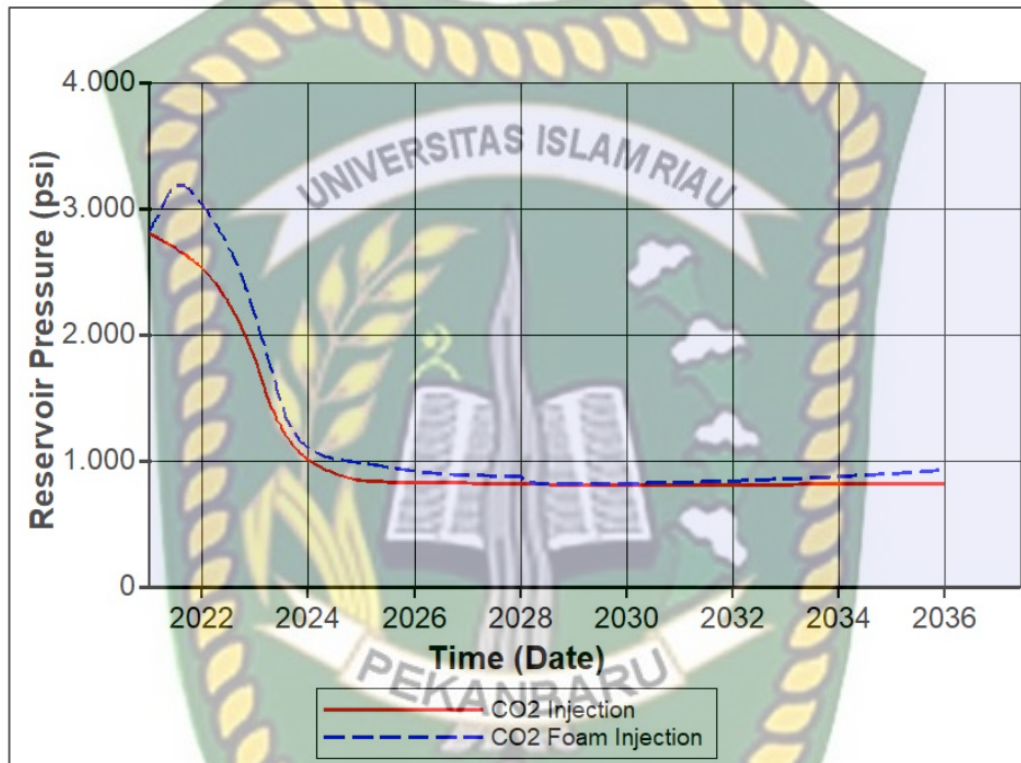
4.3.2 Perbandingan *Oil Production Rate vs Time*



Gambar 4.16 Perbandingan grafik *Oil rate vs Time*

Mengacu pada gambar 4.16, grafik injeksi CO₂ dan CO₂ *Foam* masing masing diwakili oleh garis warna merah dan biru. Setelah periode injeksi, laju produksi minyak turun sekitar tahun 2023. Dalam *case* injeksi CO₂ *foam*, dapat dianggap lebih stabil dan menghasilkan *oil rate* yang lebih tinggi dari pada injeksi CO₂. Dimana pada tahun 2024 laju alir minyak mulai stabil kembali dengan laju alir kurang lebih sebesar 450 bbl/day. Adanya kestabilan laju alir minyak disebabkan oleh *oilbank* yang terbentuk oleh penyapuan CO₂ *foam*. Sedangkan pada injeksi CO₂, pengaruh *gravity segregation* berdampak pada proses penyapuan yang menyebabkan laju alir minyak di tahun 2024 mengalami penurunan melebihi injeksi CO₂ *foam*. Ini menunjukkan bahwa injeksi CO₂ *foam* adalah metode injeksi yang dapat mencapai tingkat produksi lebih tinggi dari pada injeksi CO₂.

4.3.3 Perbandingan *Reservoir Pressure vs Time*



Gambar 4.17 Perbandingan grafik *Reservoir Pressure vs Time*

Hasil grafik menunjukkan bahwa adanya injeksi CO₂ dan injeksi CO₂ foam memberikan pengaruh terhadap perubahan tekanan di reservoir yang menyebabkan perolehan minyak dapat berlangsung sampai tahun 2036. Kenaikan *pressure* di awal tahun disebabkan karena adanya proses injeksi, sedangkan penurunan *pressure* terjadi karena berlangsungnya proses produksi dan *pressure maintenance* tidak tercapai.

BAB V KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis dan pembahasan tentang injeksi CO₂ *foam* maka dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil simulasi reservoir pada penelitian ini diperoleh konsentrasi surfaktan yang optimum dalam meningkatkan *recovery factor* pada konsentrasi 0.4 % wt dengan perolehan 18.04%.
2. Laju injeksi optimum dari hasil penelitian ini sebesar 10.5 mmscf/day yang menghasilkan *oil recovery* tertinggi.
3. Injeksi CO₂ *foam* menunjukkan nilai *recovery factor* sebesar 18.04%. Sedangkan injeksi CO₂ hanya sebesar 13.32%. Sehingga injeksi CO₂ *foam* memiliki nilai *recovery factor* lebih tinggi jika dibandingkan dengan injeksi CO₂. Dari simulasi yang dilakukan, terbukti bahwa injeksi CO₂ *foam* dapat meningkatkan *sweep efficiency* yang lebih baik.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang diperoleh maka peneliti menyarankan kepada peneliti selanjutnya untuk mengkaji beberapa permasalahan berikut:

1. Diperlukan kelengkapan data lapangan dan *history matching* agar model yang dihasilkan lebih representative ketika dilakukan pemodelan EOR.
2. Untuk penelitian selanjutnya sebaiknya menggunakan model heterogenitas untuk mengetahui kemampuan *blockage* dari *thief zone* dan *flow diversion*.

REFERENSI

- Abdurrahman, Muslim, Hidayat, F., Husna, U. Z., & Arsad, A. (2019). *Determination Of Optimum CO2 Water Alternating Gas (CO2-WAG) Ratio In Sumatera Light Oilfield. Materials Today: Proceedings, 39*, 970–974. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.495>
- Abdurrahman, M., Permadi, A. ., Hidayat, F., & Pangaribuan, L. (2018). Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO2 Terhadap Peningkatan Perolehan: Studi Kasus Lapangan M *Effects of CO2 Injection Operational Parameters on Recovery Improvement: A Case Study at M Field. Jtmgb, 16*(August), 81–91.
- Al-madani, D. (2020). Studi Simulasi Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Metode Injeksi *Foam* Sebagai Tertiary Recovery di Lapangan X. Universitas Trisakti: Jakarta.
- Aladasani, A., & Bai, B. (2010). *Recent Developments And Updated Screening Criteria Of Enhanced Oil Recovery Techniques. Society of Petroleum Engineers - International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2010, IOGCEC, 1*, 747–770. <https://doi.org/10.2523/130726-ms>
- Arya W.S. (2015). Studi Penentuan Tekanan Tercampur Minimum di Reservoir Z lapangan Y dengan Injeksi Gas CO2 Menggunakan Metode Uji Laboratorium Slim tube Test dan Korelasi (Vol. 40).
- Budi, I. S., Rudiyo, A., & Astra, P. (2019). Injeksi *Foam* Sebagai Tertiary Oil Recovery. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan, 8*(2), 51. <https://doi.org/10.25105/petro.v8i2.4774>
- Dalland, M., & Hanssen, J. E. (1996). *Foam application in North Sea reservoirs, II: Efficient selection of products for field use. Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery, 1*(i), 301–312. <https://doi.org/10.2523/35375-ms>
- Dooley, J. J., Dahowski, R. T., & Davidson, C. L. (2010). *CO2 Driven Enhanced Oil Recovery As A Stepping Stone. Report PNNL-19557, July*. <http://www.web.mit.edu/mitei/docs/reports/eor-css/dooley.pdf>
- Emadi, A., Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2011). *Mechanistic Study Of Improved Heavy Oil Recovery By CO2-Foam Injection. Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference 2011, EORC 2011, 1*, 67–85. <https://doi.org/10.2118/143013-ms>
- Gunawan, R. (2020). Prediksi Pemodelan Performa *In-Situ Combustion* (Isc) Pada Struktur X Lapangan Y. Universitas Pertamina; Jakarta
- Haugen, A., Ferno, M. A., Grciue, A., & Bertin, H. J. (2012). *Experimental Study Of Foam Flow In Fractured Oil-Wet Limestone For Enhanced Oil Recovery. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 15*(2), 218–228. <https://doi.org/10.2118/129763-pa>
- Ibrahim, A. F., Emrani, A., & Nasraldin, H. (2017). *Stabilized CO2 Foam for EOR*

Applications. Carbon Management Technology Conference, CMTC 2017: Global CCUS Innovation Nexus, 1(July), 264–282. <https://doi.org/10.7122/486215-ms>

- Ismail, M. E. (2014). *Determination of The Best Foam Injection Strategy in Ensuring High Hydrocarbon Recovery* (Issue May). University Teknologi PETRONAS.
- Manan, M. A., Farad, S., Piroozian, A., & Esmail, M. J. A. (2015). *Effects of Nanoparticle Types on Carbon Dioxide Foam Flooding in Enhanced Oil Recovery. Petroleum Science and Technology*, 33(12), 1286–1294. <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1057593>
- Mischenko. (2001). *Enhanced Oil Recovery Methods- An Overview* (P. M. I.T. (ed.)). *Gubkin Russian State University of Oil and Gas*.
- Muslim, Bae, W., Permadi, A. K., Inst, B., & Gunadi, B. (2013). *Opportunities and Challenges of CO 2 Flooding in Indonesia. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition Held in Jakarta, Indonesia, 22–24 October 2013., october, 10*.
- Nguyen, Q. P., Alexandrov, A. V., Zitha, P. L., & Currie, P. K. (2000). *Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review. Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 735–756. <https://doi.org/10.2523/58799-ms>
- Rahayu, D. Y. (2020). *Studi Sensitivity Injeksi CO2 sebagai Upaya Peningkatan Oil Recovery Factor pada Injeksi CO2 Immiscible*. Universitas Pertamina; Jakarta
- Rita, N., Erfando, T., & Munandar, S. A. (2019). *Effect of Surfactant Concentration and Nanosilica Additive to Recovery Factor with Spontaneous Imbibition Test Method. International Journal of GEOMATE*, 17(62), 113–118. <https://doi.org/10.21660/2019.62.ICEE11>
- Rossen, W. R., & van Duijn, C. J. (2004). *Gravity Segregation in Steady-State Horizontal Flow in Homogeneous Reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 43(1–2), 99–111. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.01.004>
- Sanders, A. W., Jones, R. M., Linroth, M., & Nguyen, Q. P. (2012). *Implementation of a CO2 Foam Pilot Study in The SACROC Field: Performance Evaluation. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5, 4021–4033. <https://doi.org/10.2118/160016-ms>
- Setianingrum, S. (2016). *Studi Integrasi Perencanaan, Pemodelan, Pilot dan Implementasi Injeksi CO2 di Lapangan JTB*. Universitas Trisakti; Jakarta.
- Setiati, R. (2015). *Evaluasi Pengaruh Variasi Komposisi CO2 dalam Perolehan Nilai Tekanan Tercampur Minimum*. *Jurnal Ilmiah PETRO*, 2(Agustus), 10.
- Sheng, J. J. (2013). *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (1st ed.). *Gulf Professional*.
- Spirov, P., Rudyk, S. N., & Khan, A. A. (2012). *Foam Assisted WAG, Snorre Revisit*

With New Foam Screening Model. Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference And Exhibition 2012, NATC 2012: Managing Hydrocarbon Resources in a Changing Environment, 1(February), 624–641. <https://doi.org/10.2118/150829-ms>

Tao, H. S., & Sun, X. (2014). *Experimental Study on CO₂ Foam Flooding Characteristics. Advanced Materials Research, 953–954, 1189–1195.* <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.953-954.1189>

Teerakijpaiboon, K. (2012). *The Effect of Foam Stability in CO₂ foam Flooding. Chulalongkorn University; Bangkok.*

Telmadarreie, A. (2017). *Evaluating the Potential of CO₂ Foam and CO₂ Polymer Enhanced Foam for Heavy Oil Recovery in Fractured Reservoirs: Pore-Scale and Core-Scale Studies [University of Alberta].* https://era.library.ualberta.ca/files/cv692t640t/Telmadarreie_Ali_201703_PhD.pdf

Telmadarreie, A., & Trivedi, J. J. (2020). *CO₂ Foam and CO₂ Polymer Enhanced Foam for Heavy Oil Recovery and CO₂ Storage. Energies, 13*(21), 5735. <https://doi.org/10.3390/en13215735>

U S Environmental Protection. (2011). *The Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2009. In Environmental Protection.*

Zhao, J., & Torabi, F. (2019). *Experimental Investigation and Modeling of CO₂-Foam Flow in Heavy Oil System. Canadian Journal of Chemical Engineering. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1–11.* <https://doi.org/10.1002/cjce.23573>