

KONSEP DASAR INJEKSI CO₂



Penulis :
Dedy Kristanto
Hariyadi
Eko Widi Pramudihadi
Aditya Kurniawan
Unggul Setiadi Nursidik
Trison Iriantrop Siahaan



LPPM UPN "VETERAN" YOGYAKARTA

TAHUN 2024

Konsep Dasar Injeksi CO₂

Penulis :

Dedy Kristanto

Hariyadi

Eko Widi Pramudiohadi

Aditya Kurniawan

Unggul Setiadi Nursidik

Trison Iriantorop Siahaan

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis

Desain Sampul dan Editing:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Cetakan Pertama, 2024

ISBN:

ISBN 978-623-389-326-8



Diterbitkan oleh:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat, UPN
Veteran Yogyakarta

Jl. Padjajaran 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku **Konsep Dasar Injeksi CO₂** telah selesai dilaksanakan.

Buku ini ini disusun dalam rangka membantu kalangan akademik dan dunia industri dalam memahami dan mencakup informasi tentang aplikasi Simulasi Reservoir Komposisional dalam Merencanakan Injeksi CO₂.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulisan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi sivitsas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Hormat Kami

Tim Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II DASAR-DASAR INJEKSI CO ₂	5
BAB III KONSEP PENDESAKAN MINYAK	14
3.1. Pengertian Pendesakan Tak Tercampur dan Pendesakan Tercampur	14
3.2. Analisa Tekanan Injeksi	18
3.3. Mekanisme Pendesakan Tercampur	19
3.4. Tekanan Tercampur Minimum (TTM) Gas CO ₂	24
3.5. Jenis-Jenis Pendesakan Tercampur	36
BAB IV PROSES PENDESAKAN MINYAK	45
4.1. Proses Pendesakan Minyak – CO ₂ Tak Tercampur	46
4.2. Proses Pendesakan Minyak – CO ₂ Tercampur	49
4.3. Pengaruh CO ₂ terhadap Sifat – Sifat Minyak	54
4.4. Pengembangan Volume (Swelling)	54
4.5. Penurunan Viskositas	56
4.6. Kenaikan Densitas	58

4.7. Ekstraksi Sebagian Komponennya	59
4.8. Pengaruh CO ₂ terhadap Air Formasi	60
4.9. Pengaruh CO ₂ terhadap Batuan Reservoir	64
4.10. Jenis – Jenis Injeksi CO ₂	64
4.11. Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Efisiensi Pendesakan CO ₂	68
BAB V SIMULASI RESERVOIR INJEKSI CO₂	84
5.1. Prediksi Injeksi CO ₂	84
a. Basecase	84
b. Infill drilling	85
5.2. Mekanisme Injeksi CO ₂	88
5.3. Skenario Simulasi Reservoir.	89
1. Skenario Natural depletion	93
2. Skenario Injeksi CO ₂ yang tidak larut	95
3. Skenario Injeksi Miscible CO ₂	98
4. Perbandingan Perilaku Reservoir Dalam Berbagai Skenario Rate Injeksi Optimum.	101
BAB VI PENUTUP	104
DAFTAR PUSTAKA	106

BAB I PENDAHULUAN

Reservoir adalah tempat terakumulasinya hidrokarbon yang mempunyai sifat-sifat heterogen, sehingga sangat sulit untuk memperkirakan dan meramalkan perilaku reservoir dengan baik. Model yang biasa digunakan untuk memperkirakan perilaku reservoir adalah model *Material Balance*, tetapi model ini digunakan hanya pada kondisi reservoir yang homogen. Pada kenyataannya reservoir yang ada tidaklah homogen sehingga model ini tidak menggambarkan kondisi yang sesungguhnya dan menghasilkan perkiraan jumlah cadangan yang berbeda sehingga dapat mengakibatkan kekeliruan di dalam pengambilan keputusan untuk maksud pengelolaan reservoir. Kekurangan yang ada pada model *Material Balance* ini dapat disempurnakan dengan menggunakan simulasi reservoir.

Simulasi reservoir dikembangkan berdasarkan persamaan-persamaan matematik dan teknik yang terdapat dalam teknik reservoir. Persamaan-persamaan yang terdapat dalam simulasi reservoir sangat kompleks dan rumit sehingga untuk menyelesaikannya diperlukan

bantuan komputer. Perkembangan teknologi komputer yang pesat membuat studi simulasi reservoir semakin banyak digunakan, karena penyelesaian persamaan-persamaan tersebut dapat diselesaikan dalam waktu relatif singkat. Simulasi reservoir terdiri dari beberapa tahapan yaitu: persiapan data, input data, pembuatan model simulasi reservoir, inisialisasi, ekuilibrasi, *history matching* (penyelarasan) dan prediksi.

Data-data yang harus dipersiapkan meliputi data geologi, data reservoir, data tekanan, data *flow rate*, data produksi dan data penunjang lainnya. Data-data tersebut didapatkan dari hasil evaluasi formasi meliputi : *core analysis, drilling logging, well logging, well testing* dan korelasi-korelasi. Data yang dihasilkan umumnya masih berupa data kasar yang belum siap untuk digunakan secara langsung sebagai input data simulator sehingga diperlukan beberapa langkah pemrosesan awal untuk menghasilkan data yang siap digunakan ke dalam proses studi simulasi reservoir.

Studi simulasi reservoir digunakan untuk menggambarkan perilaku reservoir di masa yang akan datang, seperti produksinya, tekanannya, maupun umur

reservoir itu sendiri sehingga pengelolaan reservoir dapat berjalan dengan baik dan dapat memaksimalkan perolehan hidrokarbon dalam suatu lapangan.

Tahapan-tahapan dilakukannya simulasi reservoir dapat digambarkan melalui diagram alir. Diagram alir dalam proses simulasi reservoir dimulai dari parameter yang dihasilkan dari permodelan geologi reservoir (3D property) meliputi distribusi porositas dan distribusi *facies*. Distribusi *facies* digunakan untuk menentukan distribusi *rock region*. Penentuan *rock region* dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu berdasarkan distribusi saturasi air (apabila $P_c = 0$) dan berdasarkan distribusi permeabilitas (apabila $P_c > 0$).

Pengolahan data reservoir meliputi data SCAL, data PVT dan data produksi. Data SCAL juga digunakan untuk penentuan distribusi *rock region*. Data PVT antara lain meliputi plot P_b (Tekanan *Bubble point*) vs B_o (Faktor Volume Formasi) dan R_s (Kelarutan Minyak). Data PVT ini digunakan untuk menentukan distribusi *fluid region*. Sedangkan data produksi yang meliputi *performance* produksi dan tekanan digunakan untuk input *history matching*.

Setelah model simulasi terbentuk dan semua data-data reservoir masuk ke dalam model simulasi, maka proses iniliasi dapat segera dilakukan untuk menyelaraskan *inplace model* dengan *inplace reservoir* yang sebenarnya. Setelah inisialisasi maka dilakukan *history matching* (penyelarasan data tekanan dan data produksi), menentukan *production constraint* dan prediksi.

BAB II DASAR-DASAR INJEKSI CO₂

2.1. Pengertian Injeksi CO₂

Injeksi CO₂ adalah salah satu teknik pada *enhanced oil recovery* (EOR) atau perolehan minyak tingkat lanjut yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dari reservoir yang telah menurun produktivitasnya. Injeksi CO₂ untuk meningkatkan *recovery* telah diselidiki dalam laboratorium. Beberapa tes lapangan telah membuktikan tentang kemungkinan injeksi CO₂ sebagai suatu proses pendesakan tercampur yang baik untuk perolehan minyak tahap lanjut, dimana injeksi CO₂ secara tercampur/*miscible* lebih menguntungkan dibandingkan dengan pendesakan CO₂ secara tidak tercampur/*immiscible*. Hal ini dapat dilihat dari perolehan *recovery factor* yang didapat ketika menggunakan injeksi CO₂ tercampur lebih besar jika dibandingkan dengan injeksi CO₂ tidak bercampur.

Mekanisme utama yang dibutuhkan dalam injeksi CO₂ ke dalam suatu lapangan minyak disebabkan karena kelarutan CO₂ yang tinggi di dalam minyak. Efek tersebut selanjutnya dapat mengembangkan volume minyak dan memperkecil viskositas sehingga dapat di produksi dengan mudah.

Langkah pertama yang dilakukan untuk melaksanakan penginjeksian adalah dengan studi laboratorium untuk menghitung efek CO₂ terhadap sifat-sifat fisik crude oil pada temperatur lapangan dalam suatu range tekanan yang berguna dalam suatu proyek. Program ini akan meliputi pengukuran pengembangan volume minyak, penurunan viskositas, pengendapan asphalthene, data PVT dan tegangan antar permukaan.

2.2. Karakteristik Gas CO₂

Karbon-dioksida adalah suatu molekul yang stabil dimana satu atom karbon diikat oleh dua atom oksigen. Konstanta fisik dari karbon-dioksida adalah sebagai berikut:

- Berat molekul (BM) : 44.01
- Temperatur kritis (T_c): 31.01 °C atau 87.8 °F
- Tekanan kritis (P_c) : 1071 psi atau 73.7 bar
- Spesifik Gravity (SG) : 1.51
- Faktor Deviasi (Z) : 0.99

Perilaku fasa dari CO₂ murni diatas temperatur kritis CO₂ berperilaku sebagai suatu *fluida compressible* dimana densitasnya akan bertambah secara kontinyu dengan naiknya tekanan dan bekurang dengan naiknya temperatur.

Di bawah temperatur kritis tiba – tiba nampak kenaikan densitasnya tidak kontinyu, hal ini disebabkan karena mekanisme kondensasi dan penguapannya. Pada tekanan tinggi, CO₂ dapat menjadi padat seperti halnya minyak.

Viskositas CO₂ tergantung dari besarnya tekanan dan temperatur seperti yang dijelaskan pada karbondioksida juga akan larut dalam air, dimana kelarutan karbondioksida tidak hanya sebagai fungsi dari tekanan dan temperatur tetapi juga merupakan fungsi dari salinitas air.

a. Sifat Fisik Campuran Minyak-CO₂

Sifat-sifat fisik ini menerangkan hal-hal yang menarik oleh karbondioksida dalam perolehan minyak, kelarutan CO₂ akan mengakibatkan pengembangan volume minyak, pengurangan viskositas minyak dan kenaikan densitas. Dua hal pertama di atas adalah berlaku untuk semua jenis minyak, namun pada sifat yang ketiga biasanya akan lebih berpengaruh untuk jenis minyak-minyak berat.

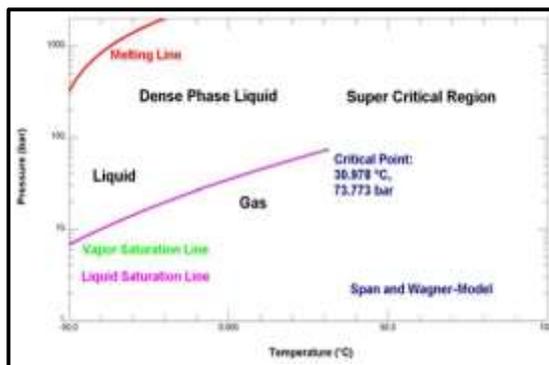
b. Interfacial Tension

Gas CO₂ ketika bercampur dengan minyak maka tegangan permukaan (*Interfacial Tension*) minyak dengan air dan CO₂ akan menurun.

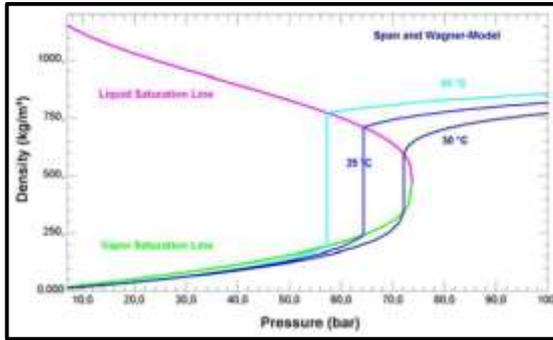
Efek ini kurang begitu penting untuk minyak berat apabila dibandingkan dengan minyak ringan, walaupun demikian hal tersebut tetap memberikan sumbangan yang cukup berarti untuk menambah akhir perolehan minyak.

c. Asphalthene Precipitation

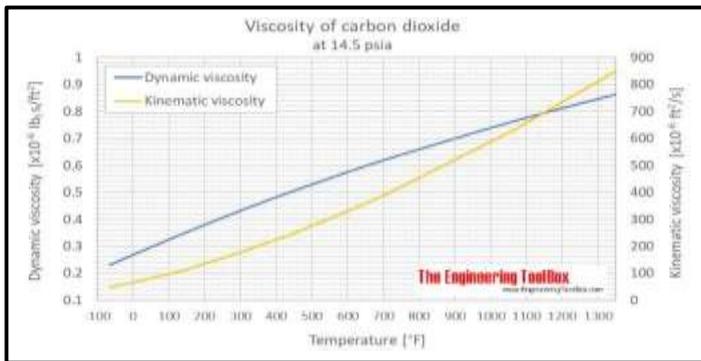
Fenomena ini diketahui terjadi pada solvent. *Crude oil asphaltic* ringan maupun yang berat memperlihatkan suatu tendensi untuk membentuk endapan ketika bercampur dengan CO₂. Akibat dari pengendapan asphalthene ini dapat menyumbat formasi dan penurunan injektivitas.



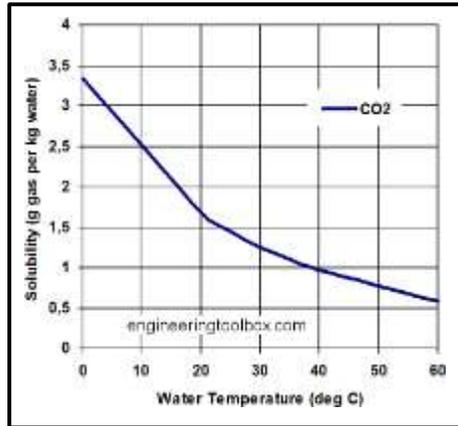
Gambar 2.1. Diagram Fasa untuk CO₂ (Goos, Elke et al.,” Phase Diagrams of CO₂ and CO₂ -N₂ Gas Mixtures and Their Application in Compression Processes”, 2011.)



Gambar 2.2. Densitas CO₂ Sebagai Suatu Fungsi Tekanan pada Variasi Temperatur (Goos, Elke et al.,” Phase Diagrams of CO₂ and CO₂ -N₂ Gas Mixture and Their Application in Compression Processes”, 2011.)



Gambar 2.3. Viskositas CO₂ pada Variasi Temperatur (The Engineering Toolbox, “Carbon Dioxide - Dynamic and Kinematic Viscosity”, 2019)



Gambar 2.4. Kelarutan CO₂ dalam Air (The Engineering Toolbox, “Solubility of Gases in Water”, 2019)

2.3. Screening Criteria

Penginjeksian pada tahap EOR memerlukan data karakteristik reservoir yang berfungsi untuk mengetahui metode yang paling tepat, maka dari itu *screening criteria* sangat dibutuhkan pada metode yang berbeda. Pada penginjeksian CO₂ terdapat screening criteria dari berbagai pendapat ahli, diantaranya adalah:

Tabel 2.1. *Screening Criteria* untuk Injeksi CO₂ oleh Brasher & Goodlett, et al. (Brasher, et al. (1978), Goodlett, et al. (1986))

Parameter	Brashear, et al.	Goodlett, et al.
Depth, ft	-	>2,000
Oil viscosity, cp*	<20	<15
⁰ Gravity, API	>26	>25
Oil saturation, % PV**	>25	>30
Original <i>pressure</i> , psia	>1,500	-
Operating <i>pressure</i> , psia	-	>MMP
Oil composition	-	High C ₅ -C ₁₂
Comments	Prefer thin pay, high dip, homogenous formation, low vertical permeability	Prefer thin unless dipping

*at reservoir conditions

**prior to flooding

Tabel 2.2. *Screening Criteria* untuk Injeksi CO₂ oleh Taber, et al (Taber, et al. (1997))

Parameter	<i>Miscible</i>	<i>Immiscible</i>
Depth, ft	>2,500	>1,800
Oil viscosity, cp	<10	<600
Gravity, ⁰ API	>22	>12
Oil saturation, % PV	>20	>35
Original <i>pressure</i> , psia	-	-
Operating <i>pressure</i> , psia	-	-
Oil composition	High C ₅ -C ₁₂	
Comments	Prefer thin unless dipping	Prefer thin unless Dipping

Tabel 2.2. *Screening Criteria* untuk Injeksi CO₂ oleh Klins & Taber, et al (Taber, et al. (1997))

Parameter	Klins	Taber & Martin
	<i>Miscible</i>	<i>Miscible</i>
Depth, ft	>3,000	>2,000 for LPG
		>5,000 for HPG
Oil viscosity, cp*	<12	<10
⁰ Gravity, API	>30	>35
Oil saturation, % PV**	>25	>30
Original <i>pressure</i> , psia	>1,500	-
Operating <i>pressure</i> , psia	-	-
Oil composition	-	High C ₂ -C ₇
Comments	-	Prefer minimum fracturing; not highly heterogeneous permeability

*at reservoir conditions

**prior to flooding

BAB III KONSEP PENDESAKAN MINYAK

3.1. Pengertian *Pendesakan Tak Tercampur dan Pendesakan Tercampur*

Konsep pendesakan minyak oleh injeksi CO₂ dibagi dalam dua yaitu pendesakan tak tercampur (*immiscible*) dan pendesakan tercampur (*miscible*). Pendesakan tak tercampur adalah menginjeksikan fluida yang mempunyai sifat tidak mencampur ke dalam reservoir. Dalam proses pendesakan tak tercampur, selama proses berlangsung tidak terjadi perpindahan massa antara fluida minyak dengan fluida gas injeksi dengan kata lain fluida injeksi tidak masuk ke dalam minyak. Ini berarti proses yang terjadi harus berada di bawah kondisi keseimbangannya.

Tercapainya kondisi kesetimbangan sangat dipengaruhi oleh komposisi dari fluida yang terlibat, serta dipengaruhi oleh besarnya tekanan injeksi dan temperatur dimana proses tersebut berlangsung. Mekanisme pendesakan tak tercampur antara fluida gas dengan fluida minyak yang mana proses yang terjadi adalah eksternal gas *injection* dibagi atas dua konsep dasar, yaitu:

- Konsep yang berdasarkan prinsip desaturasi
- Konsep yang berdasarkan prinsip kerja torak

Perbedaan kedua konsep tersebut berdasarkan atas anggapan terdapatnya perubahan saturasi pendesakan dibelakang *front* pada saat proses pendesakan ini berlangsung, yang mana pada akhirnya konsep ini akan digunakan sebagai dasar dalam usaha untuk meramalkan ulah kerja dari reservoir yang mengalami proses pendesakan gas tak tercampur.

Proses injeksi gas tak tercampur dalam teknik produksi lanjut pada prinsipnya sama dengan proses injeksi air. Kegiatan ini terutama ditujukan untuk meningkatkan energi dorong di dalam reservoir, yaitu dengan melakukan penginjeksian fluida gas melalui sumur – sumur produksi pada pola geometri tertentu. Sehingga dengan adanya proses tersebut diharapkan fluida minyak yang masih tertinggal di dalam rongga pori – pori batuan mampu di desak ke permukaan.

Efisiensi *recovery* merupakan ukuran kemampuan untuk menghasilkan lebih banyak minyak daripada dengan menggunakan tenaga pendorong alamiah pada laju yang paling ekonomis.

Efisiensi *recovery* meliputi: efisiensi pendesakan minyak di dalam rongga pori – pori batuan yaitu efisiensi pendesakan yang menyatakan ukuran kemampuan suatu fluida pendesak untuk menguras minyak yang masih tertinggal di dalam rongga pori – pori batuan reservoir.

Efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) yaitu efisiensi yang menyatakan besarnya volume fluida reservoir yang dapat disapu oleh fluida injeksi atau dengan kata lain efisiensi yang menyatakan besarnya luas daerah yang berhasil disapu oleh fluida injeksi baik ke arah vertikal maupun horizontal. Proses injeksi gas tak tercampur (*immiscible*) merupakan proses drainage yang menunjukkan kondisi aliran dimana saturasi fasa pembasah berkurang.

Pendesakan tercampur adalah proses pendesakan dimana fluida pendesak dan fluida yang didesak larut satu dengan yang lainnya dan tidak terbentuk suatu *interface*. Pada umumnya injeksi gas karbondioksida dilakukan secara tercampur karena hasilnya lebih menguntungkan, hal ini dikarenakan dukungan dari karakteristik gas atau fluida injeksinya sendiri yang memberikan efek- efek yang menguntungkan dalam mekanisme pendesakannya.

Pendesakan tercampur akan meningkatkan hasil perolehan dari pada hasil penginjeksian dengan karbondioksida secara tak tercampur.

Karakteristik karbondioksida untuk injeksi terhadap minyak antara lain adalah efek pengembangan volume minyak, penurunan viskositas minyak, kenaikan densitas dan ekstraksi sebagian dari komponennya. Hal ini menjadi pertimbangan karbondioksida dijadikan salah satu fluida injeksi yang cukup potensial dalam menambah perolehan kumulatif minyak.

Dipandang dari tahap produksi, injeksi CO₂ dapat dilakukan untuk *secondary* maupun *tertiary recovery* dan secara teknis dapat dilakukam baik secara kontinyu maupun secara slug dengan fluida pendorongan air atau gas yang lebih murah.

Adapun dasar dari pengertian tentang terjadinya pencampuran antara fluida pendesak dengan fluida terdesak yang dalam hal ini adalah minyak reservoir dapat diterangkan dalam suatu diagram terner yang menyatakan komposisi dari suatu system dimana proses tersebut berlangsung dalam suatu kondisi tekanan dan temperatur tertentu.

Diagram ternern ini diperoleh dalam analisa dan uji tes dalam laboratorium dengan suatu contoh sampel yang representatif atau dari parameter yang terlibat pada suatu reservoir lapangan minyak.

3.2. Analisa Tekanan Injeksi

Fluida minyak dengan gas dapat berlangsung baik secara *immiscible* maupun *miscible*. Proses pendesakan *miscible* didefinisikan sebagai suatu proses pendesakan dimana terjadi transfer massa antara fluida minyak dengan fluida gas injeksi. Sebaliknya proses pendesakan *immiscible* didefinisikan sebagai proses pendesakan dimana tidak terjadi transfer massa antara minyak dengan gas.

Besarnya tingkat *miscibility* yang terjadi selama proses pendesakan berlangsung tergantung dari beberapa faktor, yaitu: komposisi dari fluida reservoirnya, tekanan injeksi yang diberikan, komposisi dari fluida injeksi dan temperatur reservoir dimana proses tersebut berlangsung. Berkenaan dengan adanya faktor tekanan injeksi maka proses pendesakan *immiscible* di dalam media berpori dapat terjadi pada proses *low pressure gas injection* maupun *high pressure gas injection*.

3.3. Mekanisme *Pendesakan Tercampur*

Gambar diagram terner adalah dasar utama yang perlu untuk dipahami sebagai pengetahuan lebih lanjut dalam aplikasi terhadap sistem pencampuran dalam gas injeksi. System tiga kelompok komponen pada diagram tersebut terdiri dari:

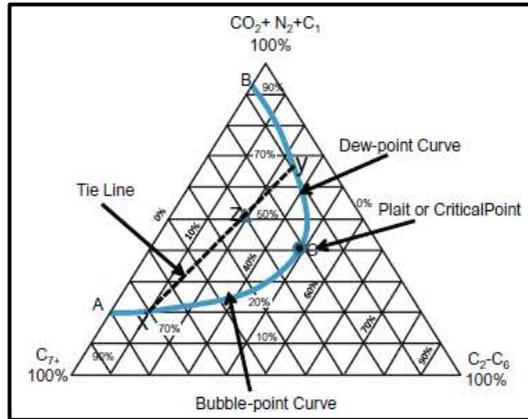
- Metana (C_1)
- Komponen – komponen menengah ($C_2 - C_6$)
- Komponen – komponen berat (C_7^+)

Dalam pemakaian diagram tersebut, tekanan dan temperatur harus konstan dan pada kondisi reservoir dimana C_1 dalam bentuk gas, C_7^+ dalam bentuk cair, dan $C_2 - C_6$ tergantung pada P dan T yang berlaku. Daerah A dan D merupakan daerah satu fasa dimana A 100% fasa cair dan D 100% fasa gas. Sedangkan daerah campuran kritisnya dibagi menjadi daerah B yang menunjukkan interval komposisi (P, T) yang dapat bercampur dengan gas dari daerah A dan C komposisi – komposisi campuran yang dapat bercampur dengan minyak di daerah D.

Dalam merencanakan injeksi gas CO₂ tercampur yang perlu diingat adalah:

- P, T komposisi sekarang
- P, T komposisi fluida yang dimungkinkan untuk injeksi reservoir pada proses injeksi berlangsung

Adapun pengaruh P dan T terhadap daerah dua fasa dalam diagram terner adalah berhubungan dengan besar kecilnya daerah dua fasa. Jadi pada saat tekanan reservoir masih tinggi ($P \gg$) dan temperatur masih rendah ($T \ll$) sangat menguntungkan untuk pelaksanaan pendesakan tercampur, karena daerah dua fasa dalam diagram terner dibuat kecil. Dalam pelaksanaan injeksi gas CO₂ tercampur pemilihan tekanan injeksi sangat penting sekali untuk dipertimbangkan seberapa besar harganya. Dalam hal ini jelas sekali akan dibahas terlebih dahulu apa yang disebut tekanan tercampur minimum (TTM CO₂) yaitu tekanan minimum dimana CO₂ dapat bercampur dengan minyak di reservoir.



Gambar 3.1. Diagram Terner untuk Sistem Hidrokarbon (Ahmed, T., “Advanced Reservoir Management and Engineering”. 2012)

Ada ketentuan yang perlu dilaksanakan dalam pemilihan TTM CO₂, walaupun dari berbagai percobaan laboratorium kita sudah mengetahui seberapa besar harga TTM CO₂ tersebut. Pertama apabila harga tekanan *bubble point* minyak reservoir ternyata lebih besar dari TTM CO₂ maka harga TTM CO₂ sama dengan harga tekanan *bubble point*. Kedua karena kondisi reservoir yang sangat terbatas dimana adanya tekanan rekah formasi akan mempengaruhi atau membatasi dalam harga TTM CO₂.

Kembali pada pengertian prinsip perilaku dua fasa dan miscibility bahwa tujuan injeksi gas tercampur ini diharapkan antara fluida injeksi dengan minyak reservoir dapat bercampur dalam semua bagian secara proporsional dalam hal ini disebut "*first – contact miscible*". Akan tetapi mengingat komposisi fluida injeksi dan minyak reservoir dalam diagram fasa di batasi oleh daerah dua fasa dimana terjadi kesetimbangan antara kedua fluida tersebut maka akan terjadi suatu fasa aliran yang disebut "*multiple contact atau dynamic miscible*". Pada umumnya kondisi lapangan yang dipengaruhi tekanan dan temperatur reservoir cenderung berada pada posisi dimana proses injeksi tercampur terjadi secara *multiple contact* atau *dynamic miscible*.

Dua fluida dapat dikatakan tercampur apabila kedua fluida tersebut dapat bercampur bersama dalam semua bagian dan membentuk campuran dalam satu fasa. Beberapa fluida injeksi untuk pendesakan tercampur bercampur secara langsung dengan minyak reservoir dalam semua bagian secara merata dalam satu fasa. Keadaan demikian dikatakan sebagai pencampuran dalam kontak pertama atau "*first – contact miscible*".

Untuk jenis – jenis fluida injeksi lain yang merupakan injeksi tercampur dalam bentuk dua fasa ketika dicampur dengan fluida reservoir adalah bukan merupakan *first contact miscible*. Meskipun dengan fluida – fluida ini transfer masa komponen antara minyak reservoir dan fluida membentuk suatu fasa pendesakan dengan suatu komponen fluida injeksi dan semua komposisi – komposisi pada zona transisi, fasa ini adalah tercampur secara berdampingan.

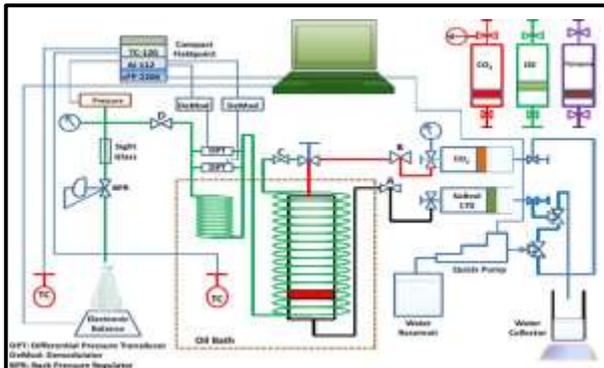
Miscibility dicapai oleh transfer massa komponen – komponen hasil dari kontak minyak dan fluida injeksi sampai aliran yang disebut “*multiple contact*” atau “*dynamic miscibility*”. Dalam hal ini fluida – fluida injeksi yang mencapai *first contact* atau *dynamic miscibility* disebut *miscible solvent* karena campuran – campuran zona transisi minyak/solvent adalah satu fasa pada *first – contact* maupun *dynamic miscibility* tak ada efek permeabilitas relatif antara solvent dan minyak pada efisiensi *recovery* pada suatu pendesakan. Kebasahan relatif batuan terhadap minyak dan solvent bukan suatu faktor, karena dalam pendesakan tercampur adalah sama – sama efektifya baik dalam *oil wet* maupun *water wet* batuan.

Injeksi tercampur yang sering dilakukan adalah penginjeksian suatu volume tertentu atau *slug solvent* dan pendesakan *slug solvent* dengan suatu fluida pendorong yang lebih murah. *Slug solvent* dapat didesak secara tercampur oleh fluida – fluida pendorong yang dalam kasus injeksi dikatakan menjadi suatu proses *slug* tercampur. Dalam praktik yang lain untuk mendesak *slug solvent* secara *immiscible*, sebagai contoh *slug propane* yang di dorong oleh air. Bagaimanapun pendesakan *immiscible slug solvent* meninggalkan suatu saturasi *solvent residual* di dalam reservoir.

3.4. Tekanan *Tercampur Minimum (TTM) Gas CO₂*

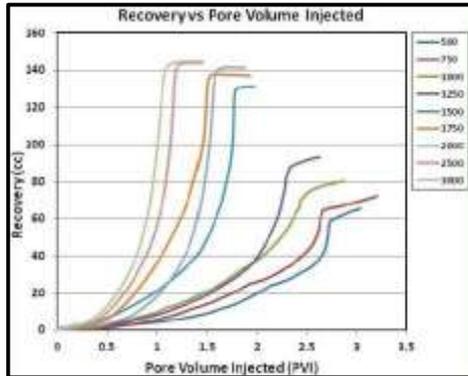
Tekanan tercampur minimum gas CO₂ (TTM- CO₂) adalah suatu tekanan minimum tertentu dimana CO₂ yang digunakan sebagai fluida pendesak dapat bercampur dengan minyak di reservoir pada suatu harga temperatur tertentu.

Yellig dan Metcalfe dengan menggunakan *Slimtube* telah mencoba untuk menentukan dan memperkirakan harga TTM. Adapun bagian dari peralatannya. Pertama kali *slimtube* yang berisi sandpack dijenuhi dengan minyak sampai 100%, kemudian dijenuhi CO₂ pada laju aliran yang konstan sampai volume CO₂ sebesar 1.2 pore volume. Selanjutnya dihitung faktor perolehan atau dapat pula ditentukan dari pengukuran.



Gambar 3.2. Rangkaian Slimtube (Amao, A. M. et al., “A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements”. 2012.)

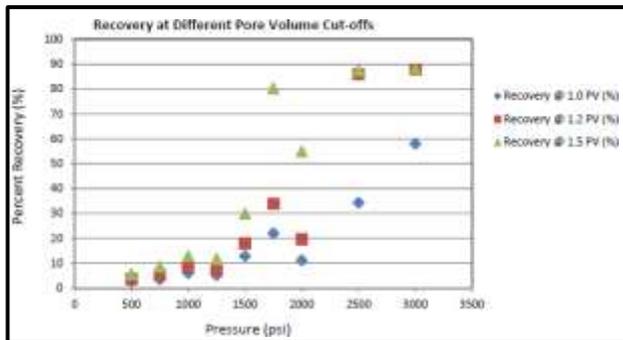
Sebagai contoh diperoleh kurva yang menggambarkan hubungan antara volume CO₂ yang diinjeksi dengan perolehan minyak reservoir. Pada gambar tersebut terlihat perubahan warna yang dapat dilihat pada slight glass selama percobaan.



Gambar 3.3. Contoh Pendesakan untuk Slimtube (Amao, A. M. et al., “A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements”. 2012.)

Hasil percobaan menunjukkan bahwa pada 1,2 PV untuk CO₂ yang diinjeksikan sudah dapat menjamin terjadinya pencampuran antara CO₂ dengan minyak. Pencampuran yang terjadi ditandai oleh perubahan warna fluida yang keluar secara berangsur-angsur dari warna gelap menjadi warna terang sejalan dengan penambahan tekanan pendesakan lebih lanjut. Pencampuran secara sempurna terjadi apabila warna sudah tidak berubah lagi dan menjadi kuning terang.

Di dalam percobaan ini dilakukan untuk suatu temperatur dengan variasi tekanan. Kemudian dari grafik yang dibuat untuk masing-masing harga tekanan dan temperatur tersebut, dapat dicari besarnya perolehan minyak untuk CO₂ 1,2 PV yang diinjeksi, seperti yang terlihat pada Gambar 3.4. Dari gambar ini dapat ditarik kesimpulan bahwa TTM CO₂ adalah saat terjadi perubahan kemiringan. Harga TTM yang diperoleh dapat dilihat pada Tabel 3.1.



Gambar 3.4. Perolehan pada 1, 1.2, dan 1.5 Pore Volume CO₂ vs Tekanan (Amao, A. M. et al., "A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements". 2012.)

Tabel 3.1. Harga TTM Hasil Percobaan
(Amao, A. M. et al., “A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements”. 2012.)

Recovery	Percent Recovery (%)	CO ₂ TTM (psi)
1 PV (%)	20	2250
1.2 PV (%)	87	2200
1.5 PV (%)	92	2610

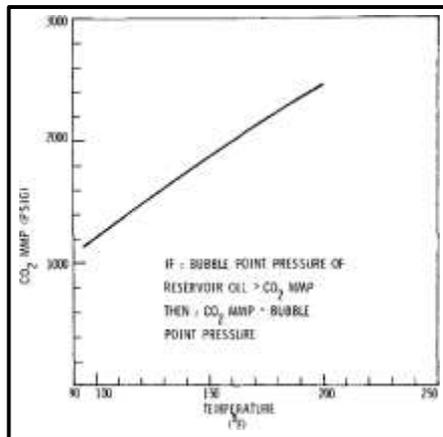
1. Rising Bubble Apparatus

Merupakan sebuah alat laboratorium yang digunakan untuk mengindikasikan *miscibility* antara minyak reservoir dan gas injeksi. Sebuah gas bubble diinjeksikan kedalam sebuah *oil-filled visual cell* pada kondisi tekanan temperature tertentu. Perubahan bentuk pada rising bubble mengindikasikan terjadinya pencampuran dengan minyak pada kondisi tekanan dan temperature tertentu tadi. Diatas tekanan tercampur minimum, gelembung gas akan berubah bentuk seiring dengan kenaikan tekanan; dimungkinkan gelembung gas ini akan menyatu dengan minyak. Pengetesan menggunakan berbagai tekanan membantu dalam penentuan TTM antara gas dan minyak.

Tes ini merepresentasikan kontak antara minyak dan gas secara langsung dan kurang akurat jika digunakan pada kontak secara multiple.

2. Korelasi Data TTM

Dalam uraian ini diberikan beberapa korelasi untuk memperkiraan besarnya harga TTM yang diperlukan untuk proses injeksi CO₂ dalam reservoir. Yellig dan Metcalfe telah membuat suatu korelasi TTM dari hasil percobaan, menunjukkan adanya hubungan yang kuat antara temperatur dan TTM seperti terlihat pada di bawah ini.



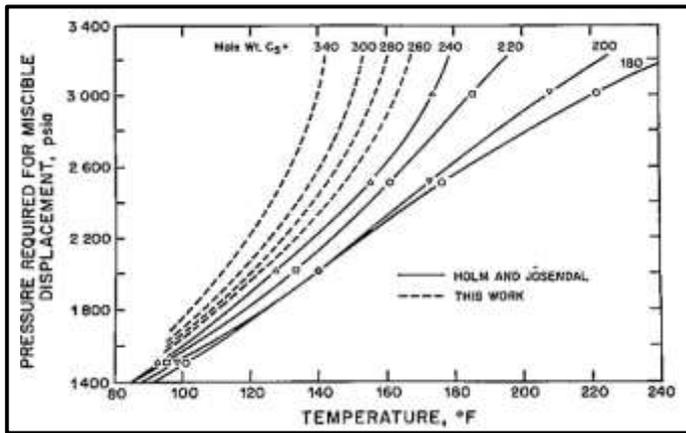
Gambar 3.5. Korelasi TTM dari Yellig dan Metcalfe (Yellig, W.F. and Metcalfe, R.S., “Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressure”. 1980.)

Kemudian dengan berdasarkan pada tekanan saturasi mengusulkan bahwa apabila harga TTM yang didapat lebih kecil daripada tekanan saturasi, maka TTM adalah sama dengan harga tekanan saturasinya. Harga TTM ini sangat dipengaruhi oleh temperatur.

Pengaruh tekanan terhadap TTM disebabkan karena semakin meningkatnya temperatur reservoir densitas CO₂ mengecil sehingga tekanan yang dibutuhkan untuk mencapai fasa supercritical untuk CO₂ semakin tinggi, dapat diamati pada Gambar IV.9. Fasa tersebut adalah ketika CO₂ pada fasa antara gas dan liquid, untuk mencapai pencampuran diperlukan penginjeksian pada fasa tersebut.

Dari hasil percobaan keempat contoh minyak dapat ditarik kesimpulan bahwa kenaikan TTM karena besarnya temperatur mendekati 15 psi/°F untuk range temperatur 95°F sampai 192°F. sedangkan pengaruh komposisi terhadap TTM menurutnya kurang berarti.

Holm dan Josendal juga membuat suatu korelasi untuk memperkirakan harga TTM yang didasarkan pada BM C_5^+ dengan metode yang sama seperti yang dipakai oleh Yellig dan Metcalfe.



Gambar 3.6. Korelasi Data TTM dari Holm dan Josendal (Mungan, N., “Carbon Dioxide Flooding-Fundamentals”. 1981.)

Dari gambar tersebut ternyata semakin besar komponen C_5^+ yang terkandung dalam suatu fluida reservoir, semakin tinggi pula TTM yang diperlukan. Berat molekul berbanding terbalik dengan mol. C_5^+ memiliki titik kritis diatas titik kritis CO_2 akan menaikkan kemampuan untuk larut/bercampur. Hal ini menunjukkan bahwa komposisi minyak akan mempengaruhi pula terhadap besarnya harga TTM CO_2 .

Didasarkan pada gambar tersebut, Holm dan Josendal tidak setuju dengan pendapat Yellig dan Metcalfe yang menyatakan bahwa pengaruh komposisi terhadap TTM kurang berarti. Selain itu, Holm dan Josendal menyatakan bahwa korelasi Yellig dan Metcalfe hanya dapat digunakan untuk minyak yang mempunyai BM C_5^+ kurang dari 180. Untuk minyak dengan BM C_5^+ lebih dari 200 korelasi Yellig dan Metcalfe tidak dapat digunakan.

Stalkup juga memaparkan suatu metode memperoleh harga TTM CO_2 yang disalin dari laporan *National Petroleum Council* (NPC), dimana metode ini didasarkan pada dua parameter yaitu $^\circ API$ dan temperatur reservoir seperti ditunjukkan pada Tabel IV-5 di bawah ini.

Tabel 3.2. Korelasi TTM Stalkup
(Yellig, W.F. and Metcalfe, R.S., "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressure". 1980.)

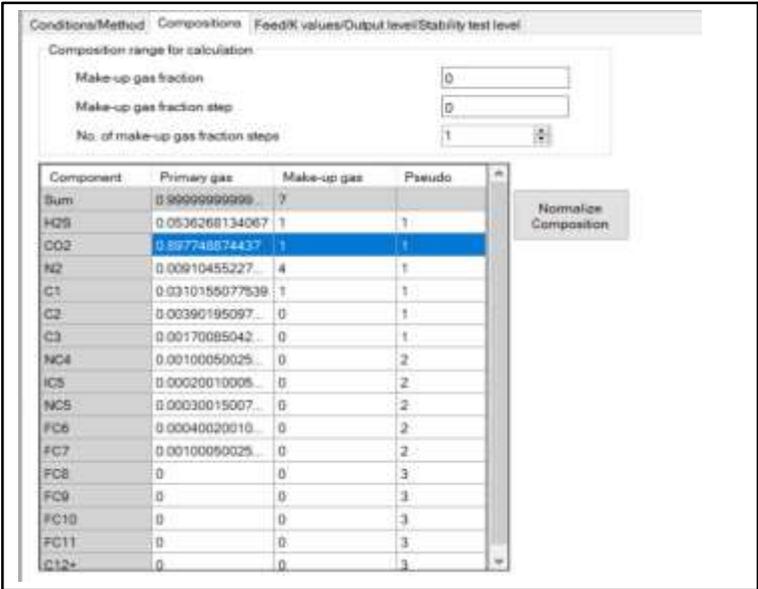
<i>Miscibility Pressure Versus Gravity</i>	
<i>Gravity (°API)</i>	<i>Miscibility Pressure (psi)</i>
< 27°	4,000
27°-30°	3,000
> 30°	1,200
<i>Correction For Reservoir Temperature</i>	
<i>Temperatur (°F)</i>	<i>Additional Pressure Required</i>
120°	-
120°-150°	+200
150°-200°	+350
200°-250°	+500

°API semakin tinggi berarti jumlah kandungan fraksi ringan C1 semakin besar, karena C1 memiliki temperatur kritis dibawah CO₂ maka hal ini akan melemahkan kemampuan CO₂ untuk larut/tercampur, sehingga akan menaikkan TTM. °API berbanding terbalik dengan SGoil, sehingga apabila SGoil besar akan menurunkan TTM.

Komponen Intermediet C₂ – C₄ juga berpengaruh pada TTM, karena memiliki temperatur kritis diatas CO₂, maka akan menguatkan kemampuan pelarutan/campuran dari CO₂, sehingga TTM akan turun.

3. Penentuan TTM dari Simulator

Pada simulator Winprop (CMG), simulator dapat menentukan TTM yang mana istilahnya adalah *Multiple Contact Miscibility* (MCM) dalam simulator, MMP dapat berubah harga melalui pengaruh perubahan komposisi komponen gas CO₂ yang diinjeksikan tergantung dari parameter *primary gas*, *make-up gas* dan *pseudo component*.



Component	Primary gas	Make-up gas	Pseudo
Sum	0.9999999999	?	
H2S	0.0536268134067	1	1
CO2	0.8977948074437	1	1
N2	0.00910455227	4	1
C1	0.0310155077939	1	1
C2	0.00390195097	0	1
C3	0.00170085042	0	1
NC4	0.00100050025	0	2
IC5	0.00020010005	0	2
NC5	0.00030015007	0	2
FC6	0.00040020010	0	2
FC7	0.00100050025	0	2
FC8	0	0	3
FC9	0	0	3
FC10	0	0	3
FC11	0	0	3
C12+	0	0	3

Gambar 3.7. Kalkulasi Multiple Contact Miscibility MCM pada Injeksi CO₂ (Winprop 2012)

4. Termodinamika Proses Pendekatan Tercampur

Miscibility dapat didefinisikan sebagai derajat kelarutan suatu fluida kedalam fluida yang lain. Setiap gas akan tercampur satu sama lain, tetapi kelarutan gas dalam cairan tergantung dari kesamaan sifat – sifat kimia fluida tersebut secara tidak langsung menyatakan bahwa gas – gas hidrokarbon akan larut dengan mudah dalam cairan hidrokarbon (minyak). Menurut hukum Henry, tekanan mempengaruhi kelarutan dimana gas – gas akan larut lebih mudah ke dalam minyak saat tekanan dalam sistem bertambah. Sebaliknya penambahan temperatur akan mengurangi kelarutan gas dalam minyak.

Dalam kasus sistem cairan – cairan, derajat *miscibility* hanya tergantung pada kesamaan sifat kimia dan temperatur. Pada saat dua cairan bertemu satu sama lain, derajat *miscibility* biasanya diklasifikasikan sebagai berikut:

- *Immiscible* atau tidak bercampur satu sama lain
- *Partially miscible* atau tercampur sebagian
- *Completely miscible* atau tercampur seluruhnya

3.5. Jenis-Jenis Pendesakan Tercampur

Dalam pendesakan tercampur terdapat berbagai macam tipe dari pencampurannya, yaitu *first-contact miscibility* dan *dynamic/multiple-contact miscibility*. Dimana pada *dynamic contact miscibility* ini dapat dibagi menjadi dua yaitu *condensing gas drive* dan *vaporizing gas drive*. *First Contact Miscibility Gas Drive*.

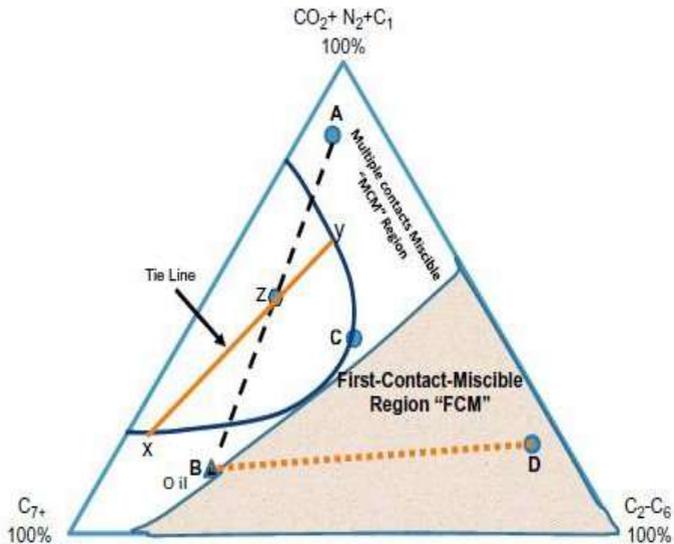
1. *First Contact Gas Drive*

Metode langsung dan yang paling sederhana untuk pencapaian pendesakan tercampur adalah untuk menginjeksi suatu *solvent* yang bercampur dengan seluruhnya, dalam seluruh proporsi sedemikian sehingga semua campuran-campuran dalam fase tunggal. Hidrokarbon berat molekul tunggal seperti propane, butane atau campuran-campuran LPG adalah *solvent-solvent* yang dalam waktu yang lalu sering digunakan untuk injeksi tercampur *first-contact*.

Syarat perilaku fase untuk pencampuran *first-contact*. Solvent LPG pada diagram Terner dipersembahkan oleh komponen C₂-C₆. Semua campuran-campuran LPG dan minyak dalam diagram ini terletak pada daerah satu fase.

Komposisi A adalah LPG yang diencerkan dengan methane, dimana dibawah garis batas minyak dan A adalah daerah 1 fasa. Daerah “a, b, c dan d” menandakan komposisi *slug*, dimana daerah komposisi *slug* semakin lama akan mencapai pada daerah 2 fasa untuk kondisi tekanan dan temperatur tertentu. Kondisi yang harus dipenuhi agar dapat tercapai pencampuran *first contact* antara solvent dengan minyak reservoir adalah tekanannya harus berada diatas *Cricondenbar*. Biasanya untuk gas CO₂ kondisi *first contact miscibility* ini tidak dapat tercapai karena *cricondenbar* yang tinggi, pencampuran dapat tercapai dengan proses dinamik pada kondisi tekanan yang cukup rendah.

Percampuran antara minyak reservoir dan injeksi gas dalam proses pendorongan condensing gas dicapai oleh adanya transfer massa in-situ pada berat molekul-molekul hidrokarbon menengah seperti ethane, propane, dan butane dari material injeksi yang mengandung material ini dalam reservoir (berat molekul hidrokarbon menengah akan mengalami pengembunan di dalam minyak reservoir).



Gambar 3.8. First Contact Miscibility Solvent Slug (Ahmed, T., “Advanced Reservoir Management and Engineering”. 2012)

2. Condensing Gas Drive

Dalam hal ini penginjeksikan gas yang mempunyai konsentrasi relatif tinggi pada berat molekul hidrokarbon menengah disebut rich gas atau gas yang diperkaya. Pada gas dengan komposisi A dan B masih dapat bercampur dengan minyak reservoir walaupun secara *first contact*.

Dalam hal ini, dianggap bahwa gas pada komposisi B diinjeksikan mendesak minyak, komposisi gas B didefinisikan oleh perpanjangan garis *tie line* melalui plait point P sampai memotong daerah sebelah kanan dari segitiga. Minyak dan gas B pada mulanya tidak tercampur, karena sebagian besar campuran terletak dalam daerah dua fasa. Dimana campuran M₁ dalam daerah dua fasa hasil sesudah *first contact* dengan reservoir minyak oleh gas B berdasarkan *tie line* yang melewati M₁, Liquid L₁, dan gas G₁ pada kondisi kesetimbangan dalam reservoir. Berikutnya penambahan penginjeksian gas B akan mendorong pergerakan kesetimbangan gas G₁ pada bagian muka dalam reservoir meninggalkan liquid L₁ selama gas G₁ terjadi kontak. Gas G₁ dan liquid L₁ akan bercampur dan membentuk campuran baru yaitu M₂ yang selanjutnya akan menghasilkan kesetimbangan gas G₂ dan liquid L₂ berada dekat *plait point* dari pada liquid L₁ hasil setelah *first contact*.

Penginjeksian gas B secara kontinyu akan menyebabkan berubahnya komposisi liquid secara bertahap dengan cara yang sama sepanjang kurva *bubble point* mencapai komposisi *plait point*, dimana fluida *plait point* akan langsung bercampur dengan bertambahnya penginjeksian gas selanjutnya.

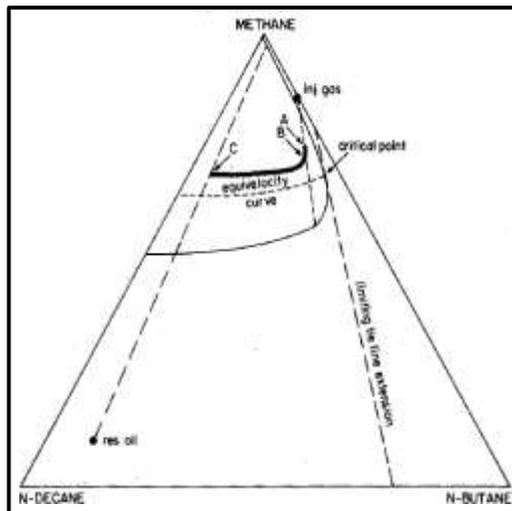
Mekanisme *Multiple contact* ini akan menciptakan suatu *zone* transisi hingga mendekati komposisi liquid minyak reservoir menuju komposisi L1, L2, L3 dan P pada kurva *bubble point* selama penginjeksian gas.

Jika gas yang diinjeksikan berisi sedikit komponen hidrokarbon menengah dari yang ditentukan oleh bagian atas *tie line* di sebelah kanan diagram fasa, maka minyak tidak dapat bercampur dengan gas. Dalam hal ini hubungan kesetimbangan *tie line* gas G1 dan Liquid L1 harus diperpanjang menuju komposisi gas C. Jika gas C diinjeksikan mendesak minyak reservoir, maka akan terjadi pergeseran minyak untuk komposisi L1 dan kontak selanjutnya pergeseran akan berhenti sampai kesetimbangan gas G1 dan liquid L1 menghasilkan pendesakan tak tercampur. Jadi agar percampuran dinamik ini tercapai pada *condensing gas drive* dengan minyak yang komposisinya terletak disebelah kiri

batas *tie line* diagram fasa, maka komposisi gas yang diperkaya harus terletak disebelah kanan batas *tie line*.

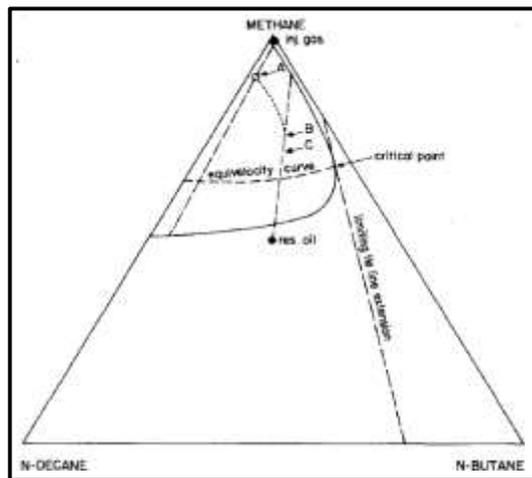
3. Vaporization Gas Drive

Mekanisme lain untuk mencapai pendesakan tercampur dinamik tergantung pada penguapan *in-situ* berat molekul hidrokarbon menengah dari minyak reservoir dengan injeksi gas untuk menciptakan sebuah zone transisi percampuran. Metode ini selama tercapainya *miscibility* disebut proses gas tekanan tinggi atau *vaporizing* gas process. Kondisi tercampur



Gambar 3.9. Pencampuran Pada Kondensing Gas (Dumore, J. M. et al., “An Analytical Model for One-Dimensional, Three Component Condensing and Vaporizing Gas Drives”, 1984.)

dapat dicapai dengan metode ini biasanya gas alam, *flue* gas atau nitrogen dengan mekanisme seperti penginjeksian gas-gas lainnya. Sedangkan gas CO₂ dapat mencapai kondisi percampuran dinamik oleh sebuah mekanisme *multiple contact* yang dapat memisahkan hidrokarbon dari minyak reservoir, dimana CO₂ akan mengekstraksi sebagian molekul hidrokarbon terutama C₂-C₅ bila dibandingkan dengan gas alam, *flue* gas atau nitrogen.



Gambar 3.10. Pencampuran Vaporizing Gas Drive (Dumore, J. M. et al., “An Analytical Model for One-Dimensional, Three Component Condensing and Vaporizing Gas Drives”, 1984.)

Mekanisme pencampuran *vaporizing gas drive* dicapai oleh gas injeksi, dimana methane atau gas alam dianggap sebagai fluida injeksi, reservoir A berisi berat molekul hidrokarbon menengah dengan prosentase yang tinggi dan komposisinya terletak pada batas *tie line* yang melalui *plait point*.

Penginjeksian gas pada awalnya tidak *miscible* dengan minyak reservoir dan meninggalkan beberapa minyak yang tidak terdesak disamping *front gas* sesudah *first contact* (M1) sesuai dengan *tie line* melalui M1, liquid L1 dan gas G1 dalam kondisi kesetimbangan didalan reservoir. Sebagai hasil pada kontak kedua terbentuk suatu komposisi baru M2 yang diperkaya dengan hubungan kesetimbangan gas G1 dan liquid L2. Penginjeksian selanjutnya akan menyebabkan gas G2 kontak dengan minyak reservoir, dan seterusnya. Dalam cara ini komposisi gas pada *front* pendesakan berubah sepanjang kurva dew point hingga mencapai komposisi plait point dan fluida melalui plait point akan tercampur dengan minyak reservoir.

Percampuran dengan mekanisme vaporizing gas drive ini akan dapat dicapai oleh gas alam yang mempunyai komposisi disebelah kiri batas *tie line* dan minyak reservoir yang harus mempunyai komposisi disebelah kanan batas *tie line*. Jika komposisi minyak terletak disebelah kiri batas *tie line*, maka kesetimbangan gas injeksi akan terjadi pada perpanjangan *tie line* melalui komposisi minyak. Sebagai contoh, jika reservoir minyak B terdesak maka batas kesetimbangan gas injeksi akan terjadi sampai komposisi gas G2, meskipun gas G2 selanjutnya berada dalam kontak dengan minyak reservoir dan campuran yang dihasilkan tetap terletak pada *tie line* melalui G2. Komposisi minyak harus terletak disebelah kanan batas *tie line* berarti bahwa hanya minyak yang kurang tersaturasi methane dapat *miscible* dengan methane atau gas alam.

Apabila konsentrasi berat molekul hidrokarbon menengah dalam minyak reservoir berkurang, maka komposisi minyak akan terletak disebelah kiri dari *tie line* pada diagram fasa. Sehingga untuk mengembangkan terjadinya pencampuran pada hidrokarbon tersebut, maka proses penginjeksian gas harus dilakukan pada tekanan tinggi.

Karena dengan adanya penambahan tekanan maka akan menurunkan (mengecilkan) ukuran daerah dua fasa dan

mengubah kemiringan (*slope*) *tie line*, selain itu juga batas *tie line* akan bergerak ke arah kiri pada diagram fasa sehingga komposisi minyak mulai terletak disebelah kanan batas *tie line*.

BAB IV PROSES PENDESAKAN MINYAK

4.1. Proses Pendesakannya Minyak – CO₂ Tak Tercampur

Pendesakan tak tercampur (*Immiscible displacement*) adalah menginjeksikan fluida yang mempunyai sifat tidak mencampur (*immiscible*) ke dalam reservoir. Apabila fluida pendesak bersifat tidak membasahi, maka akan terbentuk suatu bidang antar permukaan, antara fluida yang membasahi dan fluida yang bersifat tidak membasahi. Fluida injeksi harus melalui bidang antar muka tersebut supaya dapat masuk ke reservoir, untuk itu diperlukan suatu gradien tekanan pendesakan (*displacement pressure*). Pada lubang pori-pori yang kecil saja gradien tekanan yang diperlukan sangat besar, terutama pada lubang bor. Dengan demikian, pada umumnya injeksi fluida yang bersifat tidak membasahi akan lebih efisiensi jika digunakan pada daerah yang mempunyai lubang pori-pori yang besar.

Contohnya adalah pendesakan air pada reservoir minyak yang bersifat *oil wet*. Dalam hal pendesakan ini, air yang bersifat tidak membasahi akan berusaha menempati pori-pori yang besar yang semula diisi oleh minyak.

Air formasi akan berusaha menerobos minyak ke arah sumur produksi. Jadi dalam pendesakan ini tidak terdapat

suatu *front* yang jelas antara fluida pendesak dengan fluida yang didesak, meskipun terdapat gradien saturasi antara sumur injeksi dengan sumur produksi, tetapi pendesakan ini mempunyai efisiensi pendesakan yang relatif kecil sehingga masih banyak meninggalkan volume minyak residu.

Apabila fluida pendesak bersifat membasahi, maka gradien tekanan pendesakan tidak mutlak diperlukan. Proses pendesakan akan terus berlangsung selama fluida yang didesak masih terus mengalir hingga dicapai suatu keadaan dimana fluida yang didesak akan merupakan fasa tidak kontinyu dan mempunyai harga permeabilitas efektif mendekati harga nol yang sudah tidak dapat mengalir lagi.

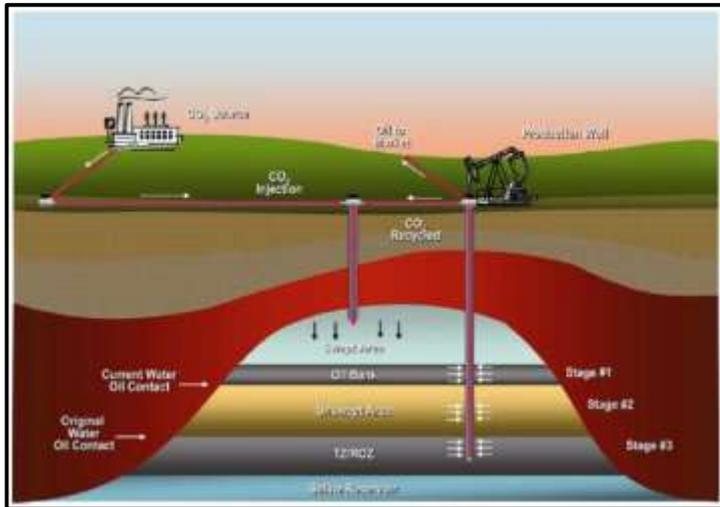
Apabila air yang merupakan fluida pendesak kurang viscous jika dibandingkan dengan fluida yang didesak (misalnya minyak yang sangat berat) atau terdapat suatu perbedaan porositas yang besar pada reservoir tersebut, maka zona transisinya akan semakin besar dan bidang *front* fluida pendesak dengan fluida yang didesak tidak tampak dengan jelas.

Disamping itu suatu penerobosan dan fluida pendesak lebih mungkin terjadi, sehingga akan meninggalkan residu fluida yang didesak oleh minyak.

Asumsi-asumsi yang digunakan dalam persamaan fraksi aliran adalah:

- Aliran mantap (*steady state*)
- Sistem pendesakan dari fluida yang tidak larut satu sama lain
(*immiscible*)
- Fluida tidak dapat dimampatkan
- Aliran terjadi pada media berpori yang homogen

Untuk pendesakan tak tercampur terkadang CO₂ diinjeksikan kedalam gas cap suatu reservoir guna mendorong minyak dari atas menuju ke bawah (lubang perforasi), oleh karena itu sifat fisik fluida injeksi terkadang hampir sama dengan gas cap suatu reservoir tersebut. Untuk penginjeksian CO₂ kedalam suatu gas cap. yang mana fluida injeksi dimasukkan kedalam gas cap reservoir tersebut.

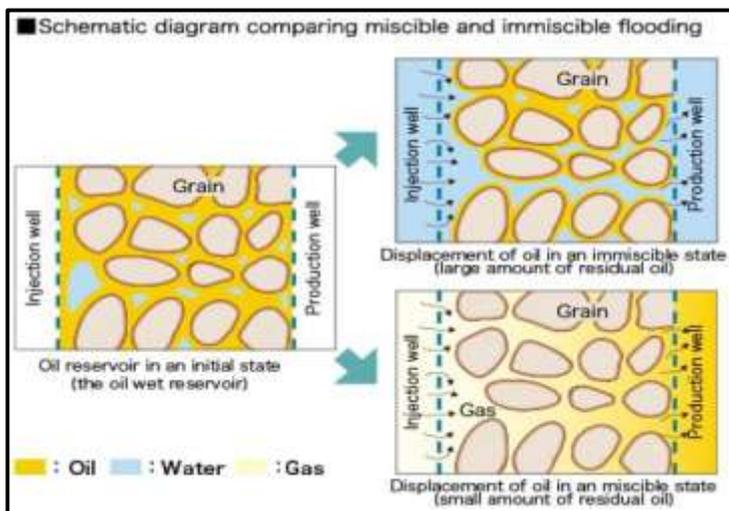


Gambar 4.1. Ilustrasi Skema Penginjeksian CO₂ Secara Immiscible (Global CCS Institute, “CO₂ storage capacity in basins with CO₂-EOR potential”, 2019.)

4.2. Proses Pendesakan Minyak – CO₂ Tercampur

CO₂ bukanlah merupakan first – contact *miscible* dengan minyak – minyak reservoir pada tekanan – tekanan reservoir yang dicapai. Bagaimanapun juga tes – tes pendesakan dalam *core* dan dalam slimtube mengindikasikan bahwa pendesakan tercampur dinamik dapat dicapai di atas suatu tekanan tercampur minimum (TTM).

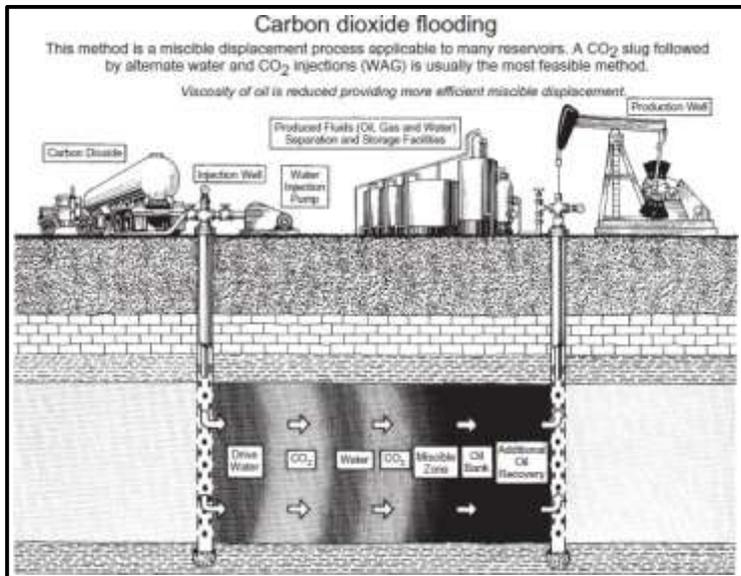
Biasanya TTM tersebut pada dasarnya lebih rendah daripada tekanan pencampuran untuk dry gas, flue gas, atau nitrogen terkecuali pada temperatur tinggi. Hal ini akan menguntungkan proses CO₂ tercampur, karena dynamic *miscible* dapat dicapai pada tekanan dalam reservoir cukup luas.



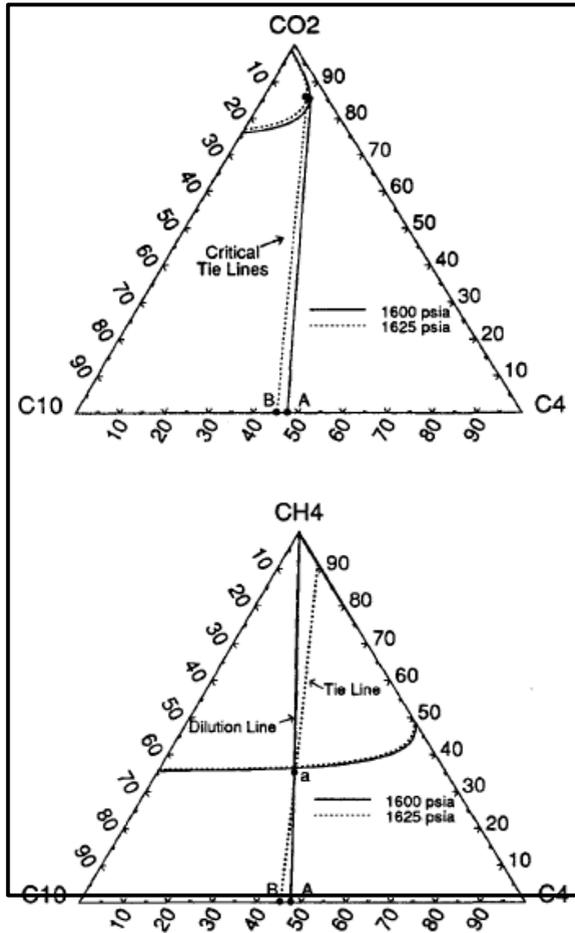
Gambar 4.2. Perbedaan Skema Penginjeksian CO₂(Abu Dhabi Oil Co. Ltd., “Maximizing the Oil Recovery”, 2019.)

Gambar 42. menunjukkan mengapa pencampuran dinamik dengan CO₂ dapat tercapai pada tekanan rendah daripada dry gas. Contoh ini adalah untuk sistem tiga komponen dan sangat sederhana sekali untuk fluida – fluida reservoir. Gambar IV.18. juga menunjukkan perilaku fasa diagram terner secara konseptual untuk CO₂ dan metana dengan campuran suatu hidrokarbon berat dan hidrokarbon dengan berat molekul ringan sampai berat. Hidrokarbon (minyak berat) mempunyai berat yang cukup besar sehingga tidak menjadi first - contact *miscible* dengan CO₂ pada tekanan – tekanan reservoir yang dihasilkan. Diagram terner tersebut digambar untuk suatu temperatur yang cukup tinggi dimana fasa uap dan cairannya tidak ada. Tekanannya adalah sama untuk setiap diagram.

Gambar IV.18. mengilustrasikan konsep penting bahwa CO₂ mencapai pencampuran dynamic pada tekanan – tekanan yang lebih rendah daripada yang mungkin dengan metana oleh pengekstraksian minyak hidrokarbon dengan berat molekul lebih tinggi dari hidrokarbon – hidrokarbon C₂ sampai C₅ yang lebih dominan sehingga metana menguap untuk mencapai vaporizing – gas drive *miscible*.



Gambar 4.3. Ilustrasi Skema Penginjeksian CO₂ Secara Miscible (Sheng, J., “Enhanced Oil Recovery Field Case Studies”, 2013.)



Gambar 4.4. Perilaku Fasa Konseptual untuk CO₂ dan Metana dengan Hidrokarbon pada Tekanan Konstan (Orr, Jr. F. et al, “Development of Miscibility in Four-Component CO₂ Floods”, 1993.)

4.3. Pengaruh CO₂ terhadap Sifat – Sifat Minyak

Pengaruh injeksi dari CO₂ terhadap perubahan sifat minyak ini merupakan mekanisme CO₂ dalam perolehan minyak. Apabila CO₂ diinjeksikan ke dalam reservoir, maka minyak akan mengalami perubahan kimia fisika sebagai berikut:

- Pengembangan volume
- Penurunan viskositas
- Kenaikan densitas
- Ekstraksi sebagian komponennya

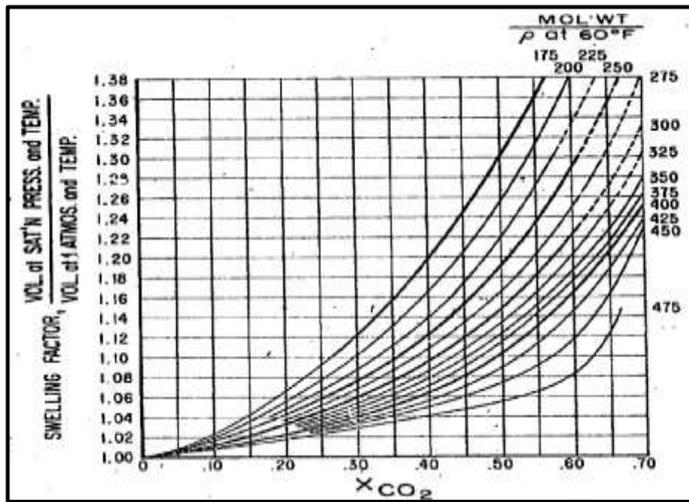
4.4. Pengembangan Volume (*Swelling*)

Adanya CO₂ yang terlarut dalam minyak akan mengakibatkan pengembangan volume (*swelling*) minyak. Pengembangan volume minyak dinyatakan oleh *swelling* faktor yang dapat didefinisikan sebagai perbandingan volume minyak yang telah dijenuhi CO₂ dengan volume minyak awal sebelum dijenuhi CO₂. Jika harga *swelling* faktor lebih besar dari 1 (satu) menunjukkan terjadinya *swelling*.

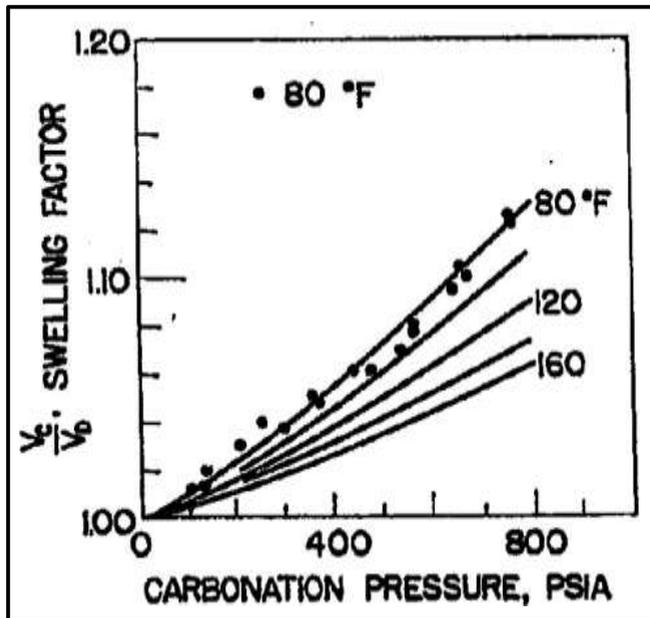
Simon dan Graue menyatakan bahwa *swelling* faktor dipengaruhi oleh fraksi mol CO₂ yang terlarut dalam minyak (XCO₂) dan ukuran molekul minyak yang dinyatakan sebagai

perbandingan berat molekul dengan densitasnya (M/ρ). Hal ini dapat dijelaskan pada Gambar 4.5.

Di samping itu, hasil penelitian Welker dan Dunlop menunjukkan bahwa *swelling* faktor dipengaruhi pula oleh tekanan dan temperatur, terlihat dalam Gambar 4.6. Holm dan Josendal juga menyatakan bahwa pengembangan volume minyak dipengaruhi oleh adanya metana. Adanya metana dalam minyak akan menghambat pengembangan volume oleh CO_2 .



Gambar 4.5. Swlling Factor terhadap Mol Fraksi CO_2 (Simon R. and Graue D.J., “Generalized Correlation for Predicting Solubility, Swelling, and Viscosity Behavior of CO_2 -Crude Oil Systems”, 1965.)

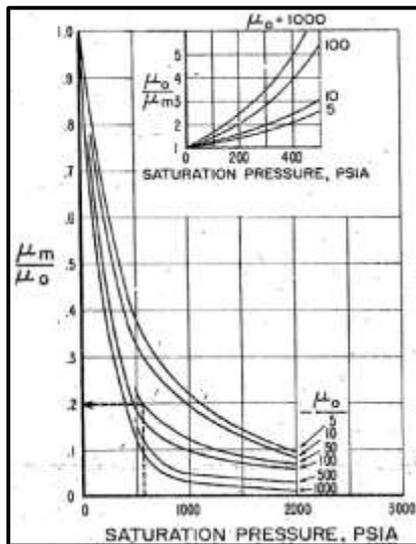


Gambar 4.6. Pengaruh Temperatur terhadap Pengembangan Minyak (Welker, J. R. and Dunlop, D. D., "Physical Properties of Carbonated Oils", 1963.)

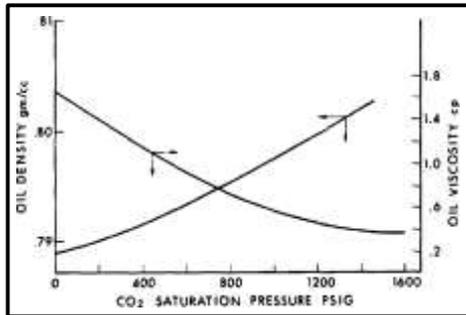
4.5. Penurunan Viskositas

Pengembangan volume minyak (*swelling*) oleh karena terlarutnya CO_2 dalam minyak akan menyebabkan penurunan viskositas. Simon dan Graue menyatakan bahwa besarnya penurunan viskositas tersebut dipengaruhi oleh tekanan dan viskositas minyak awal (sebelum dijenuhi CO_2).

Dari gambar tersebut, harga μ_m / μ_o (perbandingan viskositas campuran CO₂- minyak dengan viskositas awal) akan lebih kecil untuk viskositas awal yang lebih besar, pada tekanan saturasi tertentu. Artinya pengaruh CO₂ terhadap penurunan viskositas minyak akan lebih besar untuk minyak kental (viscous). Untuk satu jenis minyak kenaikan tekanan saturasi akan menyebabkan penurunan viskositas minyak, lihat pada Gambar 4.8. di bawah ini.



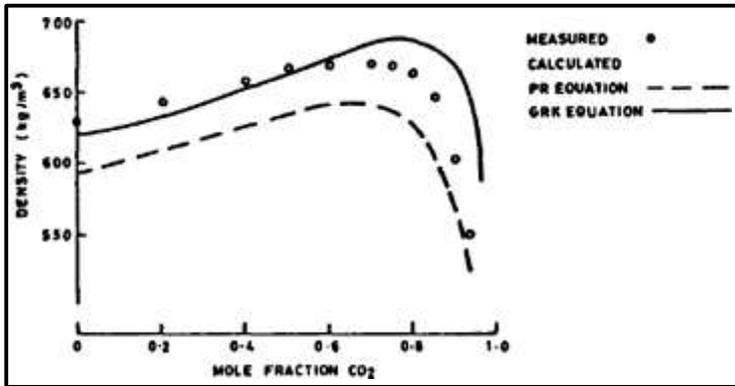
Gambar 4.7. Viskositas Campuran CO₂-Crude Oil pada Temperatur 120oF (Simon R. and Graue D.J., “Generalized Correlation for Predicting Solubility, Swelling, and Viscosity Behavior of CO₂-Crude Oil Systems”, 1965.)



Gambar 4.8. Densitas dan Viskositas Minyak sebagai Fungsi dari Saturasi Tekanan CO₂ (Holm L. W. and Josendal V., “Mechanism of Displacement by Carbon Dioxide”. 1974.)

4.6. Kenaikan Densitas

Terlarutnya CO₂ dalam minyak akan menyebabkan kenaikan densitas. Hal ini telah diamati dari penelitian yang dilakukan oleh Holm dan Josendal, dimana besarnya kenaikan densitas dipengaruhi oleh tekanan saturasinya, walaupun demikian apabila fraksi mol CO₂ terlarut telah mencapai suatu harga tertentu, kenaikan fraksi mol lebih lanjut akan mengakibatkan turunnya densitas. sehingga minyak akan terproduksi, nantinya minyak akan mempunyai SG yang cukup rendah. Dengan menurunnya densitas minyak akan mengurangi pemisahan akibat gaya gravitasi pada pencampuran antara CO₂ dengan minyak sehingga efisiensi injeksi akan meningkat.



Gambar 4.9. Pengaruh Fraksi Mol CO₂ terhadap Perubahan Densitas Minyak (Fayers, F.J., “Enhanced Oil Recovery”, 1981.)

4.7. Ekstraksi Sebagian Komponennya

Karakteristik CO₂ yang paling penting adalah kemampuannya untuk mengekstraksikan sebagian komponen minyak. Holm dan Josendal melakukan penelitian tentang kemampuan CO₂ dalam mengekstraksi komponen hidrokarbon dalam minyak yang terjadi pada tekanan pencampuran, yaitu minyak yang mempunyai °API yang rendah maka membutuhkan tekanan pendesakan yang besar agar terjadi ekstraksi dari minyak.

Gambaran terjadinya proses ekstraksi menunjukkan bahwa ketika CO₂ diinjeksikan maka komponen C₁-C₄ akan diuapkan dari minyak sampai tercapainya suatu kondisi keseimbangan sedangkan penginjeksian CO₂ lebih lanjut akan mengekstraksikan komponen C₅-C₁₀ yang akan membentuk daerah transisi antara CO₂ dengan minyak mula - mula. Selanjutnya jika minyak dan CO₂ sudah sepenuhnya tercampur maka proses ekstraksi tidak akan terjadi lagi dalam arti bahwa komposisi hidrokarbon didaerah transisi akan sama dengan minyak mula - mula. Dari komposisi hidrokarbon yang terekstraksi selama proses pendesakan CO₂, menunjukkan fraksi menengah (C₇-C₃₀) hampir semua terekstraksi. Sedangkan pada fraksi ringan (C₂-C₆) dan fraksi berat (C₄₃) harga ekstraksi sedikit.

4.8. Pengaruh CO₂ terhadap Air Formasi

Pada saat penginjeksian CO₂ ke dalam reservoir minyak berlangsung, sebagian dari CO₂ yang diinjeksikan akan mengalami kontak dengan air. Adanya interaksi antara molekul-molekul CO₂ dengan molekul-molekul air sehingga pada air akan terjadi pengembangan volume air formasi sebesar 2 sampai 7%.

Adanya molekul-molekul CO₂ dalam air akan menyebabkan kerapatan molekul air berkurang sehingga *specific gravity* air menjadi turun atau dapat dikatakan bahwa adanya kelarutan CO₂ dalam air akan mengakibatkan densitas air berkurang. Gas CO₂ dengan air akan bereaksi membentuk asam karbonat, sehingga terjadi penurunan pH air dan air akan bersifat lebih asam. Asam karbonat yang terbentuk larut dalam air, akibatnya tegangan antar permukaan air-CO₂ menjadi berkurang.



Hasil penelitian yang telah dilakukan oleh Harold didapatkan kesimpulan bahwa adanya kelarutan CO₂ ke dalam air akan mengakibatkan penurunan tegangan antara permukaan air-CO₂ sekitar 30% sampai 40%.

Arrhenius mengemukakan teori yang menyatakan bahwa bila asam/basa/garam dilarutkan dalam air, maka sebagian molekul-molekulnya akan terurai menjadi ion bermuatan negatif. Berdasarkan teori tersebut, asam karbonat yang terbentuk dan larut dalam air akan mengalami peruraian melalui persamaan reaksi sebagai berikut:



Ion bikarbonat (HCO_3) yang terbentuk mempunyai sifat mudah larut dalam air. Hal ini menyebabkan viskositas air naik, dan akan memperbaiki efisiensi pendesakan air terhadap minyak. Dari hasil penelitian Tumasyan dkk menyatakan bahwa adanya kelarutan CO_2 ke dalam air formasi pada temperatur 20 °C berakibat viskositas air meningkat sebesar 18.9% pada tekanan 1422 psia dan 27.3% pada tekanan 2130 psia.

Besarnya kelarutan CO_2 dalam air formasi akan dipengaruhi oleh salinitas, temperatur dan tekanan. Berdasarkan teori ionisasi dari Arrhenius, NaCl yang larut dalam air akan mengalami peruraian sebagai berikut:



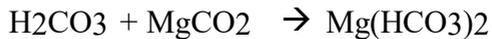
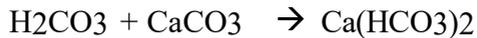
Dari asumsi tersebut terbentuk ion Na sebagai ion positif dan ion Cl sebagai ion negatif. Air yang terdiri dari molekul-molekul polar maka pada kutub positif dari molekul air akan berinteraksi dengan ion Cl sedangkan kutub negatifnya akan bereaksi dengan ion Na . Akibatnya ketika CO_2 kontak dengan air, interaksi yang terjadi antara molekul-molekul

CO₂ dengan molekul-molekul air menjadi berkurang. Semakin tinggi konsentrasi NaCl dalam air, maka akan semakin rendah interaksi yang terjadi antara molekul-molekul CO₂ dengan molekul-molekul air. Dengan demikian meningkatnya salinitas akan mengurangi interaksi antara molekul-molekul CO₂ dengan molekul-molekul air, sehingga hal tersebut mengakibatkan kelarutan CO₂ dalam air menjadi berkurang.

Kenaikkan tekanan pada temperatur tetap atau penurunan temperatur pada tekanan tetap akan mengakibatkan bertambahnya kerapatan molekul CO₂. Kenaikkan kerapatan CO₂ tersebut akan menyebabkan meningkatnya interaksi antara molekul-molekul CO₂ dengan molekul-molekul air, sehingga CO₂ mudah larut dalam air. Dengan demikian naiknya tekanan pada temperatur tetap atau penurunan temperatur pada tekanan tetap akan mengakibatkan kelarutan CO₂ dalam air meningkat.

4.9. Pengaruh CO₂ terhadap Batuan Reservoir

Pengaruh utama dari CO₂ terhadap batuan reservoir adalah karena aksi dari asam karbonat yang terbentuk dalam larutan air. Pengaruh terhadap batuan shally disebabkan karena terjadinya penurunan pH air. Hal ini akan mengakibatkan pengembangan dari shally terhenti. Pengaruh terhadap batuan karbonat didasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut:



Bikarboant (HCO₃) yang terbentuk bersifat mudah larut dalam air. Pengaruh ini memungkinkan adanya perbaikan permeabilitas dari batuan karbonat tersebut.

4.10. Jenis – Jenis Injeksi CO₂

Terdapat beberapa jenis injeksi CO₂ yang dapat dipilih untuk diterapkan di lapangan yaitu:

1. Injeksi secara kontinyu

Dengan menginjeksikan terus menerus gas CO₂ ke dalam *reservoir* maka diharapkan gas CO₂ ini akan dapat melarut dalam minyak dan mengurangi

viskositasnya, dan juga dapat menaikkan densitas (sampai tahap tertentu, yang kemudian diikuti dengan penurunan densitas), di samping itu dapat mengembangkan volume minyak dan merefraksi sebagian minyak, sehingga minyak akan lebih banyak terdesak keluar dari media berpori.

2. Injeksi *Carbonate Water* (Injeksi *slug* CO₂ diikuti air)

Dengan menginjeksikan *carbonat water* ke dalam *reservoir*. Sebenarnya *carbonat water* adalah campuran antara air dengan gas CO₂ (reaksi CO₂ + H₂O) sehingga membentuk air karbonat yang digunakan sebagai injeksi dalam proyek CO₂ *Flooding*. Tujuan utama adalah untuk terjadi pencampuran yang lebih baik terhadap minyak sehingga akan mengurangi viskositas dari minyak serta mengembangkan sebagian volume minyak sehingga penyapuan akan lebih baik.

3. Injeksi CO₂ diikuti gas

Proses ini diawali dengan menginjeksikan CO₂ sampai suatu volume tertentu, kemudian gas yang lebih murah digunakan sebagai fluida penggerak.

4. Injeksi simultan dan *alternating* CO₂-air

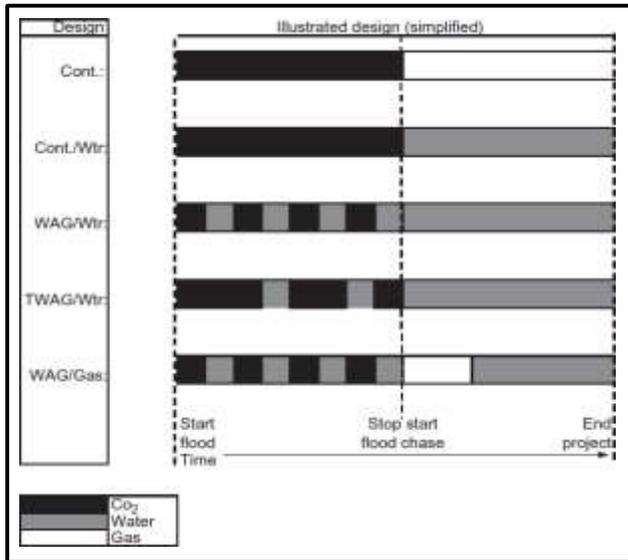
Injeksi dimulai dengan suatu *slug* CO₂ yang diikuti juga oleh injeksi simultan atau *alternating* CO₂-air sampai volume CO₂ yang telah ditentukan ke dalam *reservoir*. Dengan membentuk *slug* penghalang dari CO₂ yang kemudian diikuti air sebagai fluida pendorong. Pembentukan *slug* ini berfungsi untuk mencampur gas CO₂ kedalam minyak, kemudian karena adanya air yang berfungsi sebagai pendorong maka diharapkan efisiensi pendesakan akan lebih baik. Dari studi yang dilakukan menunjukkan bahwa injeksi CO₂ dan air secara simultan terbukti merupakan mekanisme pendesakan yang terbaik diantara keempat metode tersebut (*oil recovery* sekitar 50 %). Disusul kemudian injeksi *slug* CO₂ dan air bergantian. Injeksi langsung CO₂ dan injeksi *slug* CO₂ diikuti air sama buruknya dengan kemampuan mengambil minyak hanya sekitar 25 %. Dalam semua kasus, pemisahan gaya berat antara CO₂ dan air terjadi sebelum setengah dari batuan batuan *recovery* tersapu oleh campuran dari dua fluida tersebut.

5. Injeksi CO₂ dan air secara simultan

Setelah diinjeksi dengan CO₂ yang diinginkan dilakukan, air digunakan untuk mendesak CO₂ melalui *reservoir*. Proses pendesakan CO₂ biasanya akan lebih baik bila digabungkan bersama fluida injeksi yang lain baik secara simultan maupun secara alternating. Pemilihan atas jenis – jenis injeksi tersebut tergantung pada faktor – faktor yang mendukungnya.

Untuk suatu *reservoir* yang pendesaknya horizontal, proses injeksi CO₂ akan lebih baik bila dilakukan secara alternating, dimana air berusaha mengontrol mobilitas fluida yang dalam injeksi vertikal variasi fluidanya akan diinjeksi secara bertahap.

Sebagai contoh dalam pendesakan vertikal ke bawah, CO₂ yang diikuti gas yang lebih ringan akan memperbesar keuntungan yang disebabkan oleh adanya efek *gravity segregation*. dan memperkecil kerugian yang disebabkan oleh efek *viscous* dan *gravity fingering*. Sedangkan dalam pendesakan vertikal ke atas, CO₂ yang diikuti air juga akan memperoleh keuntungan dari *gravity segregation*.



Gambar 4.10. Berbagai Skema Injeksi CO₂ (Sheng, J., “Enhanced Oil Recovery Field Case Studies”, 2013.)

4.11. Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Efisiensi Pendesakan CO₂

Keberhasilan penggunaan CO₂ sebagai fluida injeksi/pendesak dalam usaha perolehan minyak dengan cara pendesakan tercampur ternyata memberikan perolehan yang lebih besar bila dibandingkan dengan pendesakan tak tercampur. Meskipun demikian keberhasilan ini akan dipengaruhi pula oleh beberapa faktor antara lain Tekanan

dan Temperatur, Mobilitas Rasio, Gravity Segregation, Komposisi Fluida, Heterogenitas Reservoir serta Pola Sumur Injeksi-Produksi.

1. Tekanan dan Temperatur

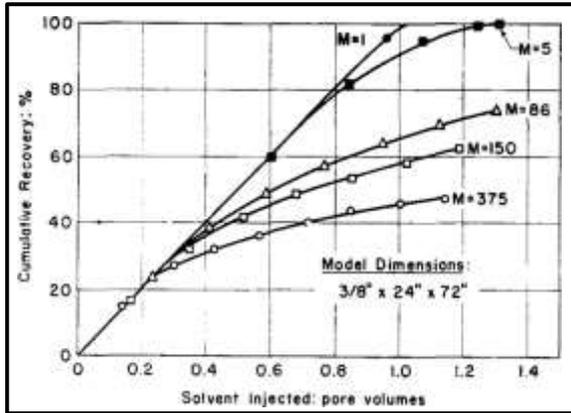
Pengaruh tekanan dan temperatur terhadap pengaruh minyak pada pendesakan tercampur cukup besar karena *miscibility* yang terjadi akan dikontrol oleh kedua parameter ini. Temperatur dapat berpengaruh terhadap beberapa faktor yaitu *swelling*, viskositas CO₂ dan harga TTM CO₂. Holm dan Josendal serta Stalkup mengemukakan bahwa pada suatu tekanan tertentu maka pengembangan minyak (*swelling* faktor) cenderung menurun sejalan dengan naiknya temperatur dan viskositas CO₂ juga menurun dengan bertambahnya tekanan, sedangkan makin tinggi temperatur akan mengakibatkan harga TTM CO₂ menjadi semakin bertambah besar.

Temperatur reservoir yang rendah merupakan faktor yang menguntungkan atau dengan kata lain bahwa temperatur rendah memerlukan tekanan injeksi yang relatif rendah. Pada umumnya semakin besar tekanan maka perolehan yang didapat akan semakin besar pula.

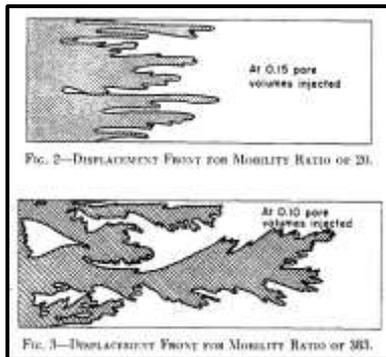
2. *Mobilitas Rasio*

Mobilitas rasio didefinisikan sebagai perbandingan dari molekul fluida pendesak (K_w/μ_w) dengan fluida yang didesak karena pendesakan yang terjadi adalah pendesakan tercampur maka akan terdapat fluida satu fase sehingga permeabilitas efektif dari fluida pendesak akan sama dengan fluida didesak.

Adanya kelarutan CO_2 ke dalam minyak akan menurunkan μ_o , sehingga hal ini akan memperkecil mobilitas rasio, sehingga efisiensi pengurasan akan menjadi lebih tinggi. Pengaruh M terhadap perolehan kumulatif, dimana semakin kecil M akan semakin besar perolehan yang didapat pada saat harga volume fluida injeksi yang sama. Kemudian Blackwell, memperlihatkan pula pengaruh *front*. Bahwa pada $M < 1$ maka tidak akan terjadi *Fingering* dan daerah yang dicapai oleh fluida pandorong sangat luas serta efisiensi penyapuan cukup tinggi, sedangkan untuk harga $M > 1$ maka akan terjadi *fingering* dan makin besar M maka bentuk *front* pendesakan akan makin tidak teratur serta luas daerah yang dicapai oleh fluida pendorong semakin kecil sehingga efisiensi penyapuannya akan menjadi rendah.



Gambar 4.11. Pengaruh M terhadap Perolehan Kumulatif (Blackwell, J. R. et al., “Factors Influencing the Efficiency of Miscible Displacement”, 1959.)



Gambar 4.12. Pengaruh M terhadap *Front* Pendesakan (Blackwell, J. R. et al., “Factors Influencing the Efficiency of Miscible Displacement”, 1959.)

3. Gravity Segregation

Pengaruh *gravity segregation* terhadap efisiensi pendesakan telah diselidiki. *Gravity segregation* pada aliran vertikal akan meningkatkan laju aliran dan mengakibatkan *fingering* sehingga efisiensi pendesakan menurun dan akibatnya perolehan minyak juga akan menurun. Laju aliran pada kondisi vertikal dimana semakin sempit penampang akan menyebabkan *fingering* yang akan menurunkan perolehan minyak, sedangkan pada penampang yang lebar maka laju alirannya akan bertambah sehingga recovery minyak akan meningkat. *Viscous fingering* sangat berpengaruh terhadap efisiensi pendesakan dimana pada mobilitas yang kurang atau sama dengan satu maka minyak didesak secara efisien di depan solvent sebagai pendesak dan tidak menerobos minyak sehingga akan meningkatkan efisiensi pendesakan dan minyak yang didesak akan semakin besar.

4. Komposisi Minyak dan Gas

Komposisi minyak mempunyai pengaruh yang cukup penting terhadap efisiensi pengurusan, karena tekanan yang diperlukan untuk terjadinya *miscibility* antara fluida

pendesak dengan fluida yang didesak akan dipengaruhi oleh parameter ini. Holm dan Josendal berdasarkan penelitian yang telah dilakukan berpendapat bahwa adanya C_1 dalam minyak akan mempengaruhi terhadap proses pendesakan dengan CO_2 . Hadirnya C_1 akan memperkecil kelarutan CO_2 dalam minyak.

Flood Number	Oil in Place	Flood Conditions		Injected Fluid	Oil Recovered (percent of oil in place)		Transition Zone Size at 50,000 GOR (percent PV)	Extracted HC's in Transition Zone (percent of oil in place)	Oil Recovered by Stripping (percent of oil in place)
		Temperature (°F)	Pressure (psig)		At CO ₂ Breakthrough	Ultimate			
1	Mead-Strawes STO	135	1,400	100% CO ₂	47.4	56.5	—	0.4	3.1
2	Mead-Strawes STO	135	1,800	100% CO ₂	80.6	80.6	.33	3.1	0.2
3	Mead-Strawes STO	135	2,200	100% CO ₂	82.7	84.8	.145	1.7	0.1
4	Mead-Strawes STO	135	2,500	100% CO ₂	83.0	85.8	.155	1.9	< 0.1
5	Gas-oil blend	135	2,500	100% CO ₂	89.0	96.7	—	—	0
6	Mead-Strawes STO	71	1,250	100% CO ₂	82.2	94.0	—	—	< 0.1
7	Mead-Strawes STO	190	2,500	100% CO ₂	79.6	89.7	.32	3.5	0.5
8	Mead-Strawes STO	190	2,900	100% CO ₂	83.6	94.3	.145	1.7	0.3
9	Mead-Strawes reservoir oil BP = 1,800 psi	135	2,900	100% CO ₂	80.1	91.3	—	—	0.1
10	Mead-Strawes reservoir oil BP = 1,800 psi	135	2,200	100% CO ₂	81.7	82.4	—	—	< 0.1
11	Mead-Strawes STO	135	2,200	90% CO ₂ , 10% CH ₄	76.7	88.4	—	—	0.6
12	Mead-Strawes STO	135	2,500	90% CO ₂ , 10% CH ₄	80.8	94.2	—	—	< 0.1
13	Mead-Strawes STO	135	3,500	89% C ₁ , 4% C ₂	85.9	97.0	—	—	0
14	Dominguez STO	150	2,200	100% CO ₂	63.6	82.8	—	—	0.1
15	Dominguez STO	185	2,900	100% CO ₂	80.7	92.0	—	—	0.1

Note: STO = stock-tank oil.

Gambar 4.13. Perolehan Minyak Hasil Injeksi CO₂ (Holm L. W. and Josendal V., “Mechanism of Displacement by Carbon Dioxide”. 1974.)

Adanya 10% methane dalam CO₂ menyebabkan pengurangan dalam efisiensi perolehan. kemudian Holm dan Josendal menyimpulkan pula bahwa ekstraksi hidrokarbon (C₅-C₃₀) dari minyak akan menambah efisiensi perolehan

mendekati 100%. Jadi menurutnya proses pendesakan dengan CO₂ akan lebih baik diterapkan pada reservoir yang minyaknya tidak mengandung gas dan komponen LPG.

5. Heterogenitas Reservoir

Heterogenitas reservoir akan mempengaruhi terhadap efisiensi pendesakan secara tercampur dengan CO₂ yang mana faktor-faktor yang termasuk ke dalam heterogenitas reservoir akan memberi dampak terhadap efisiensi pengurusan reservoir sehingga mempengaruhi oil *recovery factor*.

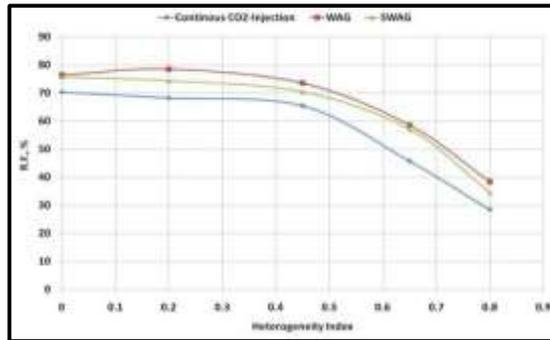
Faktor keseragaman porositas dan permeabilitas akan mempengaruhi terhadap efisiensi pengurusan minyak. Reservoir yang mempunyai tingkat keseragaman tinggi akan memberikan perolehan minyak yang tinggi, sebaliknya untuk reservoir yang keseragamannya rendah, perolehan minyak yang didapat juga akan rendah. Sebagai contoh pada batuan dolomite dimana memiliki porositas yang tidak seragam maka efisiensi recoverynya akan rendah, berbeda dengan batu pasir yang memiliki ukuran butir seragam (porositas seragam) maka recovery minyak akan besar dan juga pada batuan dolomite bila dengan adanya fracture akan

mengakibatkan terjadinya by passing dari gas CO₂ sehingga efisiensi penyapuan minyak akan kecil.

Ahmed M. Shehata et. Al melakukan simulasi dari beberapa studi kasus dimana berbagai macam heterogenitas dalam model reservoir diterapkan. Pada Tabel IV-7 merupakan klasifikasi heterogenitas model reservoir yang digunakan oleh Ahmed, dari tabel tersebut akan dilakukan simulasi mengenai efek dari heterogenitas terhadap metode injeksi CO₂ yang dipakai, yaitu Continuous CO₂, WAG, dan SWAG dengan pengontrolan sumur produksi pada *bottom-hole constrained* diatas 271 bars minimum *miscible pressure*, menggunakan pola sumur injeksi *five spot* dengan jarak antar sumur 120 acre dan rasio perbandingan permeabilitas vertikal dan horizontal, kv/kh, sebesar 0.1. Pada simulasi ini terlihat bahwa *recovery factor* yang diperoleh lebih baik ketika menggunakan metode injeksi WAG dan SWAG, dapat dilihat pada Tabel IV-6. Sementara perbedaan yang signifikan *recovery factor* antara WAG dan Continuous CO₂.

Tabel 4.1. Klasifikasi Berbagai Macam Heterogenitas dalam Model Reservoir (Shehata, Ahmed M. et al., “Guidelines to Optimize CO₂ EOR in Heterogenous Reservoirs”, 2012.)

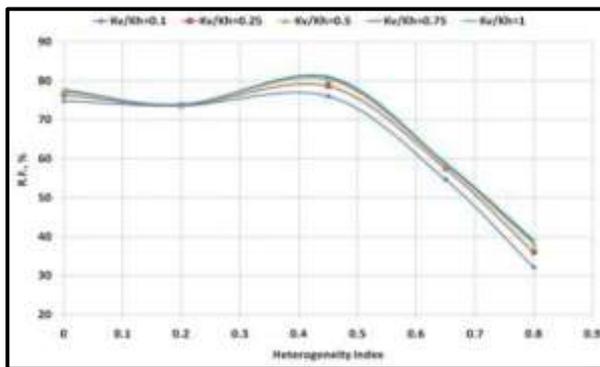
Model	Lorenz Coefficient	Dijkstra Parsons Coefficient	Heterogeneity Type
Model (A)	0	0	Homogeneous
Model (B)	0.1	0.09	Slightly heterogeneous
Model (C)	0.2	0.15	Slightly heterogeneous
Model (D)	0.3	0.28	Heterogeneous
Model (E)	0.45	0.497	Heterogeneous
Model (F)	0.65	0.69	Very-Heterogeneous
Model (G)	0.72	0.75	Very-Heterogeneous
Model (H)	0.8	0.81	Extremely-Heterogeneous



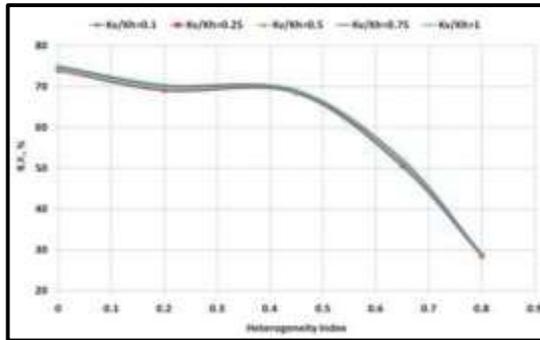
Gambar 4.14. *Recovery factor* Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai Metode Injeksi (Shehata, Ahmed M. et al., “Guidelines to Optimize CO₂ EOR in Heterogenous Reservoirs”, 2012.)

Selain itu Ahmed juga melakukan simulasi uji sensitivitas dari beberapa kasus perbedaan permeabilitas vertikal terhadap horizontal pada *recovery factor* yang diperoleh. Pada simulasi ini rasio permeabilitas vertikal terhadap horizontal yang digunakan mulai dari 0.1 hingga 1. Permeabilitas vertikal diatur sehingga diperoleh 4 kasus dengan rasio 0.25, 0.5, 0.75, dan 1. Uji sensitivitas ini dilakukan untuk mengetahui efek dari k_v/k_h pada *Continuous CO₂ Injection* dan WAG. Model-model ini dijalankan selama 10 tahun dengan pengontrolan sumur produksi pada *bottom-hole pressure constrained* diatas 271 bars *minimum miscible pressure*. Hasil perbandingan antara *Continuous CO₂ Injection* dan WAG pada tiap k_v/k_h yang berbeda dapat dilihat pada Gambar 4.28. dan Gambar 4.29. Pada gambar tersebut terlihat bahwa rasio permeabilitas vertikal terhadap horizontal dari 0.1 hingga 1 akan berpengaruh terhadap perubahan performa reservoir dan *oil recovery factor* dari reservoir homogen ke reservoir heterogen. Terlihat jelas bahwa efek dari k_v/k_h lebih berpengaruh terhadap WAG dibanding *Continuous CO₂ Injection*. Pada WAG, terjadi peningkatan *recovery factor* yang signifikan pada model

heterogen dibandingkan model homogen ketika k_v/k_h mengalami kenaikan dari 0.1 hingga 1. Dapat disimpulkan bahwa semakin kecil permeabilitas vertikal akan menyebabkan *oil recovery* yang kecil dikarenakan rendahnya komunikasi antar layer.



Gambar 4.15. Recovery Factor Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai k_v/k_h dengan WAG (Shehata, Ahmed M. et al., “Guidelines to Optimize CO2 EOR in Heterogenous Reservoirs”, 2012.)



Gambar 4.16. Recovery Factor Sebagai Fungsi dari Indeks Heterogenitas untuk Berbagai k_v/k_h dengan Continuous CO_2 Injection (Shehata, Ahmed M. et al., “Guidelines to Optimize CO_2 EOR in Heterogenous Reservoirs”, 2012.)

6. Pola Sumur Injeksi –Produksi

Salah satu cara untuk meningkatkan perolehan minyak adalah dengan pembuatan pola sumur injeksi-produksi. Tetapi harus tetap memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada harus dapat dipergunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti.

Pertimbangan-pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi tergantung pada:

- Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas kearah lateral maupun kearah vertikal

- Struktur batuan reservoir meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran
- Sumur-sumur yang sudah (lokasi dan penyebaran)
- *Topografi*
- Ekonomi

Pada operasi injeksi CO₂ sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan, misalnya pola tiga titik, lima titik, tujuh titik, dan sebagainya. Pola sumur dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola sumur normal. Sedangkan bila sebaliknya sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut pola inverted.

Masing-masing pola mempunyai jalur arus berbeda-beda sehingga memberikan luas daerah penyapuan yang berbeda-beda. Pola-pola seperti pada Gambar 4.29. yang paling umum digunakan.

- *Direct line drive*: sumur injeksi dan produksi membentuk garis tertentu dan saling berlawanan. Dua hal penting yang perlu dalam system, ini adalah jarak antara sumur-sumur sejenis (a) dan jarak antara sumur- sumur tak sejenis (b).

- *Staggered line drive*: sumur-sumur yang membentuk garis tertentu dimana sumur injeksi dan produksi saling berlawanan dengan jarak yang sama panjang, umumnya adalah $a/2$ yang ditarik secara lateral dengan ukuran tertentu.
- *Four spot*: terdiri dari tiga jenis sumur injeksi yang membentuk segitiga dan sumur produksi terletak ditengah-tengahnya
- *Five spot*: pola yang paling dikenal dalam waterflooding dimana sumur injeksi membentuk segi empat dengan sumur produksi terletak ditengah-tengahnya.
- *Seven spot*: sumur-sumur injeksi ditempatkan pada sumur-sumur dari bentuk hexagonal dan sumur produksinya terletak ditengah-tengahnya.
- *Nine spot*: Pola ini hampir sama dengan *five spot*, tetapi dengan sumur injeksi tambahan yang diletakkan diantara sumur injeksi yang ada pada *five spot*.

dan horizontal sebesar k_v/k_h 0.1. Pada pola injeksi *five spot*, *nine spot*, dan *line drive* terdapat perbedaan *oil recovery factor*- nya, pada pola sumur injeksi *five spot* diperoleh *oil recovery* paling besar sedangkan pada *line drive* paling kecil hal ini dikarenakan jarak antar sumur akan menyebabkan *flood-front* control yang lebih baik dan membantu mempertahankan tekanan reservoir yang lebih tinggi.

Tabel 4.2. Recovery Factor Pada Pola Sumur Injeksi dan Jarak Antar Sumur (Shehata, Ahmed M. et al., “Guidelines to Optimize CO₂ EOR in Heterogenous Reservoirs”, 2012.)

Well Patterns	Area, acre	Oil Recovery Factor, %				
		Model (A)	Model (C)	Model (E)	Model (F)	Model (H)
5-Spot	15	66.35	62.5	60.8	42.4	21.8
	60	69.9	64.4	62.1	45.76	23.4
	120	73.9	68.97	68.37	50.35	28.38
9-Spot	15	64.95	61.38	60.34	41.87	21.8
	60	64.43	61.56	60	44	23.2
	120	67.75	65.66	65.2	47.1	27.27
Line Drive	15	62.53	59.4	58.6	39.9	20.74
	60	60.46	60.7	57.2	40.6	22.17
	120	64	62.6	62.2	45.2	26.85

BAB V SIMULASI RESERVOIR INJEKSI CO₂

5.1. Prediksi *Injeksi CO₂*

Prediksi atau peramalan (*Forecast*) merupakan tahap akhir dalam melakukan simulasi reservoir setelah proses *history matching* selesai. Tahap ini bertujuan untuk memperkirakan perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang berdasarkan kondisi yang ada, sesuai dengan waktu yang ditentukan.

Sebelum melakukan prediksi simulasi reservoir, parameter batasan harus dimasukkan terlebih dahulu kedalam model simulasi. Tujuan memasukkan parameter batasan adalah agar hasil simulasi sesuai dengan kondisi lapangan. Batasan terdiri dari laju produksi minyak, laju produksi gas, *water cut*, WGR (*water gas ratio*), BHP dan WHP. Nilai batasan tersebut dihitung berdasarkan nilai keekonomian suatu sumur atau lapangan.

a. *Basecase*

Pada *basecase*, prediksi dilakukan dengan meneruskan produksi sumur- sumur yang masih berproduksi saat akhir *history matching*.

b. Infill drilling

Infill drilling adalah pemboran sisipan yang termasuk dalam jenis pemboran pengembangan dan merupakan suatu proyek akselerasi atau percepatan. Pemboran ini dilakukan terutama pada lapangan minyak yang telah berproduksi, tetapi masih dibawah laju produksi yang efisien atau produksi lapangan telah menurun. Tujuan dilakukan *infill drilling* adalah untuk mendapatkan dan mengangkat minyak yang mungkin dapat diangkat (*recoverable oil*) dari suatu reservoir dalam waktu yang lebih cepat atau di area reservoir yang tidak terambil oleh sumur-sumur yang sebelumnya telah ada. Jadi penambahan sejumlah sumur hasil *infill drilling* dimaksudkan agar laju produksi meningkat dengan cara memperkecil spasi sumur yang telah ada. Dalam suatu proyek *infill drilling* maka segala sesuatunya diawali dengan suatu perencanaan untuk menghindari tidak tercapainya target pemboran yang diinginkan serta untuk mencapai suatu optimasi dan efisiensi pelaksanaan.

Dalam penentuan titik *infill* perlu memerhatikan peta *oil potential unit* (OPU), Peta OPU merupakan peta dari *overlay* perkalian isoporositas, isopermeabilitas, isosaturasi dan

ketebalan lapisan hingga diperoleh peta yang mempersentasikan potensi minyak yang terkandung. Adapun peta yang diperlukan pada studi simulasi reservoir injeksi CO₂ adalah:

1. Peta Isosaturasi

Perencanaan letak sumur *infill* harus mempertimbangkan dari peta isosaturasi. Peta isosaturasi merupakan peta yang menghubungkan garis-garis kontur yang menunjukkan tempat-tempat dengan harga saturasi yang sama. Letak sumur *infill* yang diharapkan adalah daerah yang memiliki angka saturasi minyak yang tinggi.

2. Peta Isoporositas

Peta isoporositas merupakan peta yang menggambarkan garis-garis kesamaan porositas, dimana pembuatannya mengikuti pola ketebalan lapisan produktifnya. Letak sumur *infill* yang diharapkan adalah daerah yang memiliki angka porositas yang tinggi. Kombinasi peta isosaturasi dengan peta isoporositas dikenal dengan peta distribusi minyak.

3. Peta Isopermeabilitas

Area dengan minyak yang tinggi belum tentu mampu mengalirkan fluida ke lubang sumur dengan baik pula. Oleh karena itu dibutuhkan peta isopermeabilitas. Peta *isopermeability* merupakan peta yang garis-garis konturnya menunjukkan tempat-tempat yang memiliki harga permeabilitas yang sama. Semakin besar angka permeabilitas maka pada daerah yang bersangkutan batuanannya semakin bagus dalam mengalirkan fluida ke sumur produksi. Diharapkan perencanaan letak sumur *infill* pada daerah yang memiliki angka permeabilitas yang tinggi, karena harga permeabilitas berbanding lurus dengan kemampuan suatu reservoir untuk mengalirkan fluida. Semakin besar harga permeabilitas maka semakin baik kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida. Simulasi reservoir didefinisikan sebagai proses pemanfaatan model buatan yang menggambarkan kelakuan reservoir yang sebenarnya, sehingga dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui ataupun memperkirakan kinerja aliran fluida pada sistem reservoir tersebut.

5.2. Mekanisme Injeksi CO₂

Injeksi CO₂ adalah salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang dapat meningkatkan perolehan minyak. Hal ini disebabkan karena injeksi CO₂ mempunyai berbagai keuntungan, antara lain:

- Gas CO₂ dapat diperoleh dari gas buangan atau dari reservoir yang mengandung impurities CO₂
- Gas CO₂ merupakan zat yang tidak berbahaya, gas yang tidak mudah meledak dan tidak menimbulkan problem lingkungan jika hilang ke atmosfer dalam jumlah yang relatif kecil
- Gas CO₂ mudah larut di air menyebabkan air mengembang dan menjadikannya bersifat agak asam

Dalam studi kasus pada bab V mengenai penginjeksian CO₂ secara *immiscible* dan *miscible*, lalu membandingkan hasil keduanya kemudian dicari perolehan *recovery factor* yang terbesar.

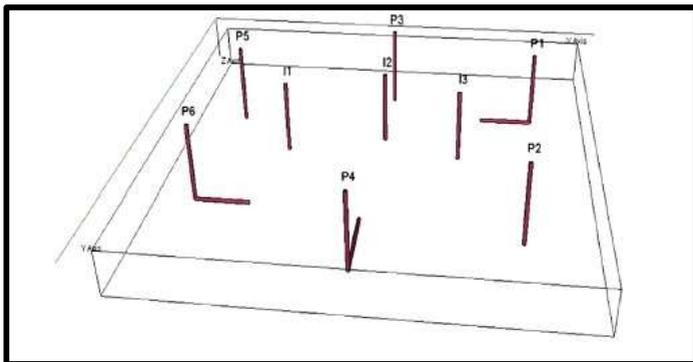
5.3. Skenario Simulasi Reservoir.

Pada bagian studi ini, tujuannya adalah untuk mengevaluasi skenario antara *natural depletion*, injeksi *immiscible* dan *miscible* CO₂ sebagai metode EOR untuk reservoir ini. Untuk mendapatkan evaluasi yang sesuai, semuanya harus dilakukan pada kondisi operasional yang sama, pola kompleksi sumur yang baik, lokasi injeksi lokasi sumur produksi dan batasan ekonomis untuk produksi sumur harus sama untuk semua skenario ini. Berdasarkan data geologis, terdapat rekahan sehingga Model dual *porosity* dipilih untuk simulasi. Sembilan sumur dibor pada model. Enam dari mereka (P1, P2, P3, P4, P5, P6) diklasifikasikan sebagai sumur produksi yang dibagi menjadi dua jenis sumur produksi: sumur horizontal (P1, P4, P6) dan sumur vertikal (P2, P3, P5) juga untuk mengevaluasi skenario injeksi CO₂ pada tiga sumur injeksi vertikal terletak dipusat sumur produksi (I1, I2, I3). Untuk menentukan bahwa lapisan harus diperforasi untuk injeksi dan produksi sumur, permeabilitas lapisan yang berbeda dievaluasi. Setelah melakukan berbagai operasi, sumur produksi horizontal yang diperforasi di lapisan kelima (hampir di tengah minyak) sumur produksi horizontal adalah berlubang di lapisan kelima (hampir di

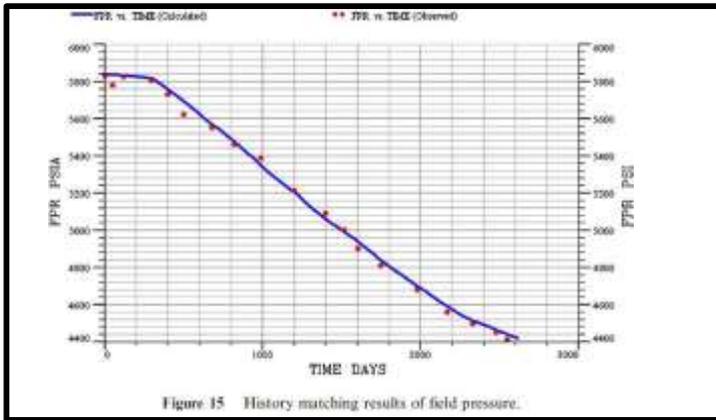
tengah zona minyak) dan sumur produksi vertikal diperforasi di lapisan keempat, kelima dan keenam. Sumur injeksi juga diperforasi di lapisan keenam, ketujuh dan kedelapan. Tampilan peta lokasi dan posisi 6 sumur produksi dan 3 sumur injeksi. Sebelum menjalankan beberapa skenario untuk memiliki perbandingan yang baik, perlu dilakukan *history matching* antara data tekanan atau data laju alir lapangan dan model simulasi. Tujuan *history matching* adalah untuk menemukan model sedemikian rupa sehingga perbedaan antara kinerja model dan sejarah reservoir diminimalkan. *History matching* biasanya dilakukan dengan metode coba-coba (Trial and error). Untuk penyesuaian model dalam proses *history matching*, biasanya parameter yang memiliki pengaruh minimum dan efek maksimum telah diubah. Beberapa parameternya adalah permeabilitas matriks dan rekahan, transfer koefisien antara matriks dan rekahan, parameter akuifer, porositas dan tinggi lapisan. Karena itu di awal perlu dilakukan analisis sensitivitas dari proses *history matching* dilakukan pada parameter kunci. Hasil menunjukkan bahwa porositas dan permeabilitas rekahan dan faktor kompresibilitas adalah parameter yang efektif sesuai dengan kinerja lapangan sebelumnya dan modelnya.

History matching yang baik telah dicapai antara tekanan yang dihitung dalam model dan sejarah tekanan lapangan. Setelah proses *history matching*, model diatur untuk prediksi skenario yang berbeda. Diakhir 2010 tekanan lapangan rata-rata adalah 4410 psia. Diameter lubang sumur adalah 0,7 ft dalam semua kasus dan waktu simulasi dalam semua skenario adalah 20 tahun (2010-2030). Batas ekonomis untuk menutup sumur produksi disemua skenario diberikan di bawah ini:

- *Maximum GOR*: 1800 scf/stb
- *Maximum water-cut*: 45%
- *Minimum oil production rate*: 150 stb/day



Gambar 5.1. Lokasi dan Posisi dari Sumur Vertikal dan Horizontal



Gambar 5.2. Hasil *History matching* dari Tekanan Lapangan

1. Skenario *Natural depletion*

Model yang dipilih memiliki enam sumur produksi (tiga sumur horizontal dan tiga sumur vertikal) dan laju produksi minyak lapangan ditetapkan pada 18.000 stb/ hari dibagi antara enam sumur, yaitu 3000 stb/hari per sumur dan tekanan dasar sumur ditetapkan hingga 1900 psia. Hasil skenario *natural depletion*. Total produksi minyak pada skenario *natural depletion* dari tahun 2010-2030. Hingga tahun 2019, produksi minyak meningkat tetapi setelah itu lapangan mengalami penurunan produksi minyak yang cepat. Oleh Karena itu, agar produksi minyak meningkat perlu diterapkan metode EOR. Rate produksi minyak untuk lapangan. Seperti yang ditunjukkan pada gambar ini, rate produksi minyak lapangan menurun selama 2017–2030 sehingga lapangan ini perlu dilakukan studi metode EOR untuk meningkatkan jumlah produksi minyak. Pada akhir 20 tahun dengan Skenario *natural depletion*, tekanan lapangan rata-rata adalah 1841 psia dan berdasarkan jumlah minyak yang diperkirakan dalam lapangan ini (820,25 MMstb), *ultimate recovery factor* kira-kira sekitar 15,07%. Total *pressure drop* pada akhir skenario *natural depletion* adalah 2500 psia yang mana bisa menjadi efek buruk pada reservoir

dan dalam kondisi ini perlu injeksi gas seperti injeksi CO₂ dapat membantu meningkatkan ultimate *recovery factor* dan mengurangi Penurunan tekanan.

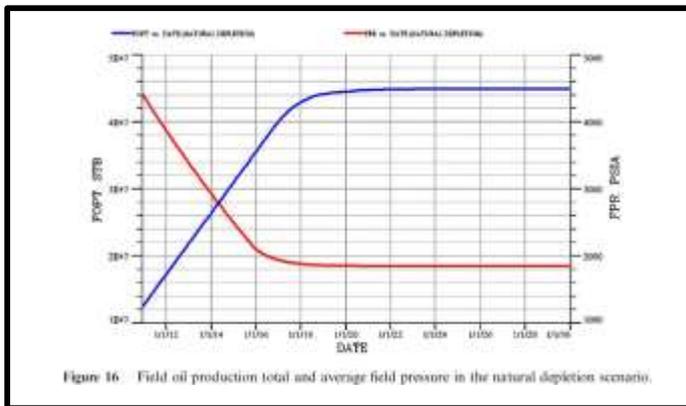


Figure 16. Field oil production total and average field pressure in the natural depletion scenario.

Gambar 5.3. Produksi minyak total dan tekanan rata-rata lapangan pada skenario natural depletion

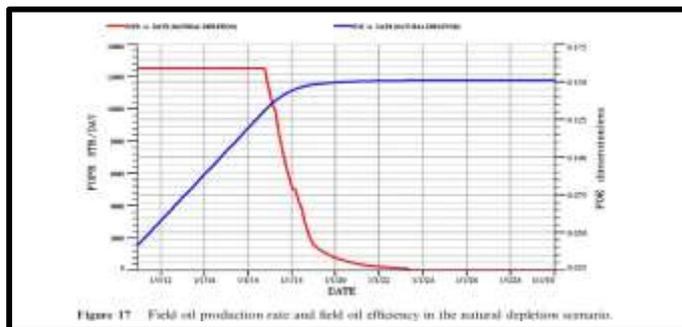


Figure 17. Field oil production rate and field oil efficiency in the natural depletion scenario.

Gambar 5.4. Rate Produksi minyak dan efisiensi minyak lapangan pada skenario natural depletion

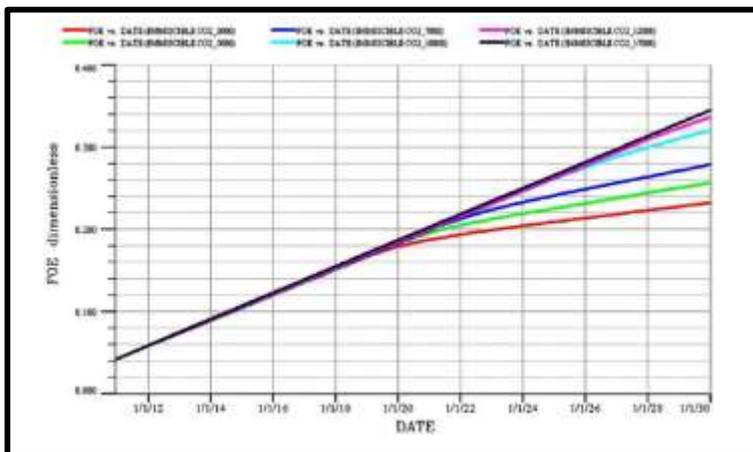
2. Skenario Injeksi CO₂ yang tidak larut

Seperti disebutkan di atas untuk menyelidiki skenario injeksi CO₂, tiga sumur injeksi terletak di tengah sumur produksi. Sejak tekanan lapangan rata-rata sebelum injeksi gas adalah 4410 psia, tekanan injeksi harus lebih tinggi, juga tekanan rekah untuk lapangan ini adalah 6200 psia karena itu tidak dapat menginjeksi lebih dari tekanan ini karena hasilnya merusak reservoir. tekanan injeksi untuk sumur injeksi pada skenario injeksi *immiscible* CO₂ diatur ke 4500 psia. BHP untuk semua sumur produksi adalah 1900 psia. Dan juga total tingkat produksi untuk produksi sumur adalah 18.000 stb / hari, yaitu 3000 stb/hari per sumur. Model simulasi dijalankan pada kondisi spesifik (3 gas sumur injeksi dan 6 sumur produksi minyak) dan Skenario injeksi *immiscible* CO₂ diperkirakan berlangsung selama 20 tahun. Satu-satunya Faktor yang merupakan variabel dalam skenario ini adalah rate injeksi. Dalam skenario injeksi *immiscible* CO₂ beberapa simulasi dijalankan untuk menemukan laju injeksi optimal karena itu CO₂ diinjeksi pada rate yang berbeda 3000, 5000, 7000, 8000 ,10.000, 12.000, 15.000 dan 17.000 Mscf/hari. Rate injeksi yang optimum adalah yang memiliki faktor perolehan minyak

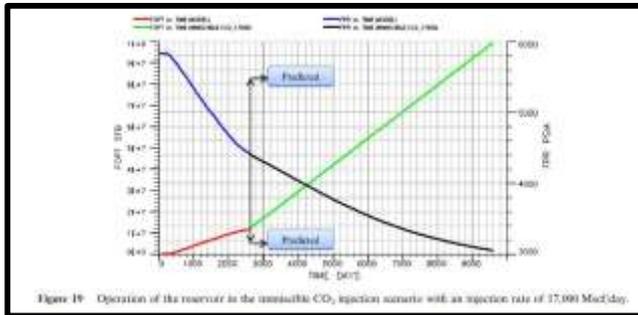
terbaik. Hasil simulasi dari skenario injeksi *immiscible* CO₂ dengan laju injeksi yang berbeda. Menurut hasil simulasi, skenario terbaik adalah injeksi CO₂ bercampur dengan laju injeksi 17.000 Mscf / hari. Pada akhir 20 tahun pada Skenario injeksi *immiscible* CO₂ ditunjukkan pada. dan berdasarkan estimasi jumlah minyak di lapangan ini (820,25 MMstb), Ultimate *recovery factor* untuk rate injeksi 17,000 Mscf / hari sekitar 34,45%. Pengoperasian reservoir ini dengan laju injeksi 17,000 Mscf / hari. Dalam skenario ini, lapangan ini memiliki total produksi minyak, tekanan lapangan rata-rata masing masing adalah $9,94 \times 10^7$ stb dan 3053 psia. Akibatnya penurunan tekanan pada injeksi *immiscible* CO₂ lebih rendah dari skenario *natural depletion* dan juga ultimate *recovery factor* diskenario ini lebih dari skenario *natural depletion*

Tabel 5.1. Hasil Simulasi dari skenario injeksi immiscible CO₂

Scenario	Injection rate (Mscf/day)	FOE (%)	FCHPE (mb)	PPR (psia)	FOFAT (%)
1	3000	23.18	6.82E+7	1805	68.83
2	5000	25.61	7.32E+7	1888	66.79
3	7000	27.83	8.14E+7	1911	64.91
4	9000	30.02	8.79E+7	1936	63.02
5	10,000	31.09	9.34E+7	2046	61.36
6	12,000	33.29	9.81E+7	2400	60.04
7	15,000	34.22	9.92E+7	2789	59.20
8	17,000	34.45	9.84E+7	3053	59.34



Gambar 5.5. Efisiensi lapangan minyak pada variasi rate injeksi di skenario injeksi immiscible CO₂



Gambar 5.6. Perilaku Reservoir pada skenario injeksi *immiscible* CO₂ dengan rate injeksi 17.000 Mscf/day

3. Skenario *Injeksi Miscible* CO₂

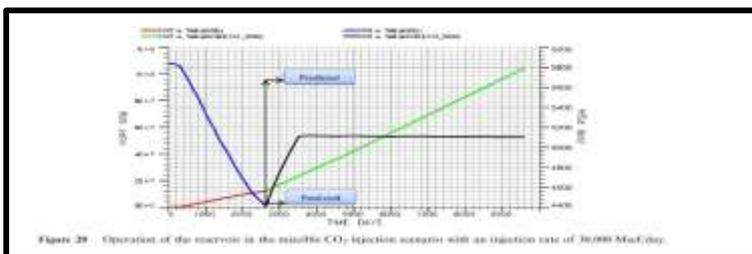
Dalam skenario injeksi *miscible* CO₂, lokasi dan posisi sumur produksi dan sumur injeksi serupa dengan skenario injeksi *immiscible*. Tekanan injeksi untuk injeksi sumur di skenario injeksi *miscible* CO₂ ditetapkan pada 5100 psia. BHP untuk semua sumur produksi adalah 1900 psia juga total rate produksi untuk sumur produksi adalah 18.000 stb/hari, yaitu 3000 stb/hari per sumur. Untuk menemukan laju injeksi optimal CO₂ diinjeksikan pada laju yang berbeda dari 12.000, 16.000, 20.000, 24.000, 27.000, 30.000, 33.000 dan 36.000 Mscf/hari. Hasil simulasi skenario injeksi *miscible* CO₂ dengan laju injeksi yang berbeda. Menurut hasil simulasi, skenario terbaik adalah Injeksi *miscible* CO₂ dengan laju injeksi 30.000 Mscf/hari.

Pengoperasian reservoir ini dengan laju injeksi 30.000 Mscf/hari. Dalam skenario ini, diakhir 20 tahun, total produksi minyak lapangan dan tekanan lapangan rata-rata masing-masing adalah $1,041 \times 10^8$ stb dan 5095 psia. Berdasarkan estimasi jumlah minyak di lapangan ini (820,25 MMstb), Ultimate *recovery factor* akan menjadi sekitar 36,59%. Itu Displacement paling stabil dengan perolehan tertinggi dicapai pada rate injeksi 30.000 Mscf/hari yang merupakan laju injeksi optimal untuk skenario injeksi *miscible* CO₂ adalah 30.000 Mscf/hari.

Tabel 5.2. Hasil Simulasi dari skenario injeksi *miscible* CO₂

Scenarios	Injection rate (Mscf/day)	FDE (%)	FOPT (rb)	FPR, psia	FGAT (%)	FGOR (Mscf/stb)
1	12,000	33,78	9,861E + 7	2780	59,91	0,5677
2	16,000	34,26	9,939E + 7	3554	59,43	0,6943
3	20,000	34,38	9,943E + 7	4013	59,09	0,8240
4	24,000	34,84	9,939E + 7	4650	58,44	0,9681
5	27,000	35,71	1,018E + 8	4926	57,33	1,074
6	30,000	36,29	1,041E + 8	5095	56,94	1,130
7	33,000	35,68	1,015E + 8	5099	57,77	1,233
8	36,000	35,11	9,999E + 7	5101	57,99	1,301

Rate injeksi 24.000 Mscf / hari dan lebih ditetapkan proses *miscible*, karena tekanan lapangan rata-rata dalam skenario ini lebih tinggi dari tekanan tercampur minimum. Ketika CO₂ dengan tingkat injeksi 33.000 Mscf / hari dan lebih banyak diinjeksikan ke dalam model sektor, gas diinjeksikan dengan cepat melalui rekahan dan hampir tanpa kontak dengan minyak dalam blok matriks yang diproduksi di sumur produksi. Kejadian ini dapat dijelaskan sebagai *fingering* di reservoir rekah dan itu menyebabkan peningkatan GOR dalam produksi sumur. Oleh Karena itu beberapa sumur produksi akan ditutup setelah beberapa waktu karena rasio minyak gas dalam sumur produksi ini lebih dari batas ekonomis sehingga menyebabkan penurunan dalam faktor perolehan minyak.



Gambar 5.7. Perilaku Reservoir pada skenario injeksi miscible CO₂ dengan rate injeksi 30.000 Mscf/day

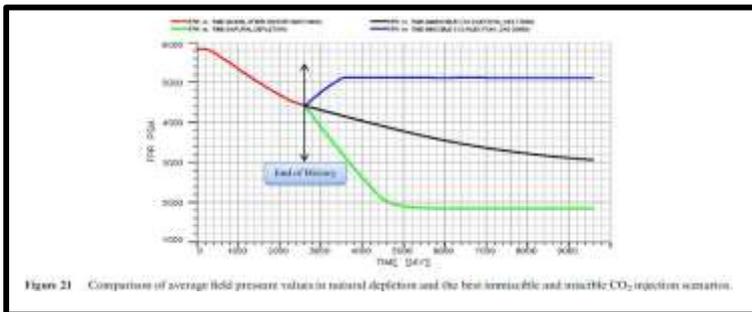
4. Perbandingan Perilaku Reservoir Dalam Berbagai Skenario Rate Injeksi Optimum.

Seperti yang disebutkan sebelumnya laju injeksi optimum untuk skenario injeksi *immiscible* dan *miscible* CO₂ masing-masing adalah 17.000 Mscf/hari dan 30.000 Msc/hari. Jadi skenario ini dipilih dan dibandingkan dengan skenario *natural depletion*. Hasil dari skenario ini *natural depletion*, total produksi minyak adalah $4,48 \cdot 10^7$ stb. Sementara skenario terbaik dari injeksi *immiscible* CO₂ dan *miscible* ini masing-masing 9.94×10^7 stb dan 1.041×10^8 stb. Skenario terbaik untuk reservoir ini adalah injeksi *miscible* CO₂ seperti ditunjukkan pada Gambar 5.21. Pada akhir skenario *natural depletion* rata-rata tekanan lapangan 1841 psia tetapi skenario terbaik dalam *immiscible* dan *miscible* injeksi CO₂ tekanan lapangan rata-rata adalah 3053 psia dan 5095 psia,. injeksi *miscible* CO₂ dipilih sebagai skenario terbaik karena meningkatkan tekanan reservoir dan juga penurunan tekanan di injeksi *immiscible* CO₂ lebih rendah daripada untuk *natural depletion*. Faktor perolehan minyak adalah 15,07% dari OOIP didalam skenario *natural depletion* dan diskenario yang terbaik untuk injeksi *immiscible* dan *miscible* CO₂ masing-masing adalah 34,45%

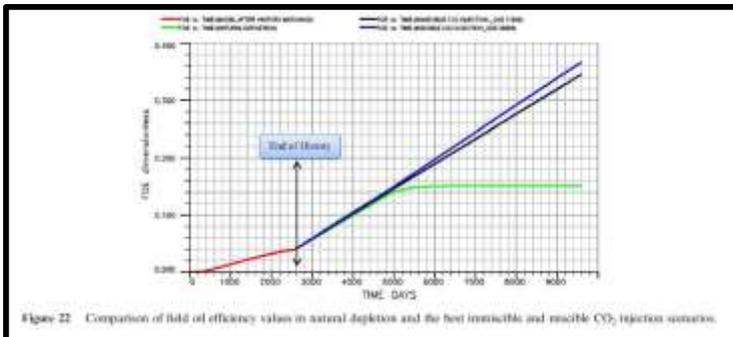
dan 36,59% dari OOIP. Oleh karena itu, skenario terbaik untuk reservoir ini adalah Injeksi *miscible* CO₂. Namun, biaya ekonomis dan endapan asphaltene harus dipelajari lebih dalam skenario ini.

Tabel 5.3. Hasil Simulasi dari Natural Depletion, skenario injeksi terbaik dari Immiscible dan Miscible CO₂

Scenarios	FOE (%)	FOPT (rb)	FPR (psia)	FOSAT (%)
Natural depletion	15.07	4.48E+7	1841	75.65
Immiscible CO ₂ injection(17,000 Mscf/day)	34.45	9.94E+7	3033	99.34
Miscible CO ₂ injection(30,000 Mscf/day)	36.59	1.041E+8	3095	96.94



Gambar 5.8. Perilaku Tekanan Reservoir secara *Natural depletion*, *Immiscible Flooding*, dan *Miscible Flooding*



Gambar 5.9. Perbandingan nilai efisiensi lapangan minyak pada natural depletion, immiscible dan miscible CO₂ terbaik

BAB VI PENUTUP

Injeksi CO₂ sebagai salah satu metode EOR yang menginjeksikan gas CO₂ ke dalam reservoir dimana terbagi menjadi dua yaitu, *immiscible* (tidak tercampur) dan *miscible* (tercampur). Tekanan tercampur minimum (TTM) sebagai parameter yang sangat penting dalam perencanaan injeksi CO₂ karena akan menentukan *miscibilitas* dari minyak sehingga memungkinkan untuk dapat bercampur dengan fluida injeksi. Faktor-faktor dalam penentuan harga MMP CO₂ yang perlu diperhatikan, yaitu tekanan, temperatur, berat molekul C₅⁺ terkandung dalam hidrokarbon, SG minyak, dan kemurnian dari CO₂.

Simulasi reservoir komposisional pada injeksi CO₂ digunakan ketika memperhitungkan komposisi cairan atau gas terhadap perubahan PVT juga digunakan ketika simulasi black oil tidak mampu mensimulasikan perilaku reservoir secara detail seperti perilaku fasa fluida reservoir, *multi contact miscibility*, mekanisme pendesakan secara *immiscible* maupun *miscible* dan efek interfacial tension pada Sor.

PVT matching menjadi tahap yang krusial dalam simulasi reservoir komposisional dengan menyelaraskan *bubble point pressure* antara percobaan dan kalkulasi dengan regresi dan *set weight* pada tiap komposisi fluida. Sedangkan, inialisasi simulasi reservoir pada *black oil* dipengaruhi oleh perubahan NTG, perubahan kurva tekanan kapiler, perubahan kedalaman WOC/GOC, dan perubahan harga porositas, sedangkan pada simulasi reservoir komposisional terdapat tambahan yakni dapat dipengaruhi oleh perubahan komponen hidrokarbon.

Prediksi dilakukan dengan penginjeksian CO₂, yang bertujuan untuk mendapatkan kumulatif produksi minyak yang lebih besar dan *recovery factor* yang besar pula dengan mempertimbangkan parameter-parameter injeksi CO₂, parameter yang berpengaruh pada saat penginjeksian yakni rate injeksi serta tekanan injeksi.

DAFTAR PUSTAKA

- Y. Sumantri, Sunindyo, I. Widiyaningsih, and R. Widiyaningsih, "The effect of well drainage area on original oil in place estimation using material balance equation in mature oil field," in AIP Conference Proceedings, 2020. doi: 10.1063/5.0006967.
- J. Mazloom, M. Tosdevin, D. Frizzell, B. Foley, and M. Sibley, "Capturing complex dynamic behaviour in a material balance model," Int. Pet. Technol. Conf. 2007, IPTC 2007, vol. 2, pp. 1067–1072, 2007, doi: 10.3997/2214-4609-pdb.147.iptc11489.
- M. Hashan, L. N. Jahan, T. Uz Zaman, M. Elhaj, S. Imtiaz, and M. E. Hossain, "Modelling of fluid flow in a petroleum reservoir using an engineering approach," Soc. Pet. Eng. - SPE Trinidad Tobago Sect. Energy Resour. Conf. 2018, 2018, doi: 10.2118/191153-ms.
- A. Thapliyal et al., "High-speed robust simulation delivers fast, detailed results for a complex offshore field," Offshore Technol. Conf. Asia 2018, OTCA 2018, 2018, doi: 10.4043/28442-ms.
- A. G. H. Mansour, T. Gamadi, and H. R. Saoyleh, "A simulation study of the effect of injecting carbon dioxide with nitrogen or lean gas on the minimum miscibility pressure," Soc. Pet. Eng. - SPE Trinidad Tobago Sect. Energy Resour. Conf. 2021, TTCE 2021, 2021, doi: 10.2118/200984-MS.
- S. M. Seyedsar, S. A. Farzaneh, and M. Sohrabi, "Enhanced heavy oil recovery by intermittent CO₂ injection," Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib., vol. 2015-January, pp. 6177–6193, 2015, doi: 10.2118/175140-ms.
- F. Rotelli, J. M. Blunt, M. De Simoni, L. Dovera, M. Rotondi, and A. Lamberti, "CO₂ injection in carbonate reservoirs: Combining EOR and CO₂ storage," Offshore Mediterr. Conf. Exhib. 2017, OMC 2017, pp. 1–16, 2017.
- J. J. Taber, F. D. Martin, and R. S. Seright, "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects," SPE Reserv. Eng. (Society Pet. Eng., vol. 12, no. 3, pp. 189–197, 1997, doi: 10.2118/35385-pa.

ISBN 978-623-389-326-8



9

786233

893268