

**OPTIMASI DESAIN INJEKSI *MISCIBLE* CO₂ DENGAN CAMPURAN
SENYAWA ORGANIK UNTUK MENGHASILKAN PEROLEHAN MAKSIMAL**

TUGAS AKHIR

Oleh:

ATIKA NURUL HIDAYAH

NIM 12213082

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar

SARJANA TEKNIK

pada Program Studi Teknik Perminyakan

Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan

Institut Teknologi Bandung



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK PERTAMBANGAN DAN PERMINYAKAN
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG**

2017

**OPTIMASI DESAIN INJEKSI *MISCIBLE* CO₂ DENGAN CAMPURAN SENYAWA
ORGANIK UNTUK MENGHASILKAN PEROLEHAN MAKSIMAL**

TUGAS AKHIR

Oleh:

ATIKA NURUL HIDAYAH

NIM 12213082

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar

SARJANA TEKNIK

pada Program Studi Teknik Perminyakan

Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan

Institut Teknologi Bandung

Disetujui oleh:

Dosen Pembimbing Tugas Akhir,

Tanggal 8 Juni 2017

Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc., Ph.D.

NIP 196311121990011001

OPTIMASI DESAIN INJEKSI *MISCIBLE* CO₂ DENGAN CAMPURAN SENYAWA ORGANIK UNTUK MENGHASILKAN PEROLEHAN MAKSIMAL

Atika Nurul Hidayah* dan Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc., Ph.D.**

Hak Cipta 2017, Institut Teknologi Bandung

Tugas akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan mendapatkan gelar sarjana teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung. Tugas akhir ini ditulis menggunakan standar penulisan publikasi makalah Jurnal Teknik Perminyakan tahun 2017.

Sari

Injeksi CO₂ merupakan salah satu metode peningkatan perolehan minyak atau biasa disebut *enhanced oil recovery (EOR)* yang bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak dengan cara menurunkan viskositas minyak dan tekanan antarmuka sehingga lebih mudah untuk dialirkan. Kelebihan dari injeksi CO₂ diantaranya adalah dapat mengembangkan minyak, tercampur atau *miscible* dengan minyak karena adanya ekstraksi, vaporisasi, pemindahan kromatografik, dapat berlaku sebagai *gas-drive*, dapat membentuk *miscible front*, larut didalam air, dan CO₂ juga bukan merupakan bahan berbahaya serta tidak mudah meledak. Teknik yang digunakan disini adalah injeksi CO₂ dengan teknik injeksi “huff and puff” atau dengan menggunakan satu sumur injeksi yang berperan juga sebagai sumur produksi. Teknik injeksi ini disebut juga sebagai *cyclic method*, pada studi kali ini akan disimulasikan juga penggunaan satu siklus maupun dua siklus, kasus mana dari keduanya yang akan menghasilkan perolehan minyak paling optimum.

Teknik ini sudah dilakukan di Lapangan Meruap dengan komposisi CO₂ 99.9% atau bisa disimpulkan dengan pure CO₂ injection. Studi ini akan membahas lebih lanjut mengenai desain injeksi CO₂ dengan menggunakan campuran antara *organic compound* dengan CO₂ itu sendiri, dan campuran yang digunakan dipilih yang dapat memungkinkan untuk dilakukan injeksi CO₂ tercampur. Campuran yang digunakan adalah yang menghasilkan MMP (Minimum Miscibility Pressure) dibawah 1300. Selain itu, dilakukan juga sensitifitas terhadap persen jumlah aditif yang digunakan, lama waktu injeksi, maupun lama waktu *soaking*, dengan pertimbangan rate injeksi tetap yaitu sebesar 2 MMSCFD. Semakin lama waktu injeksi akan berarti semakin banyak volume fluida yang diinjeksikan sehingga akan menghasilkan perolehan minyak yang lebih besar, namun hal ini berkebalikan dengan lamanya periode *soaking*.

Kata kunci: EOR, injeksi CO₂ tercampur, waktu injeksi, jumlah aditif, waktu *soaking*, faktor perolehan

Abstract

CO₂ is the one of the abundant method to enhance oil recovery or people called it EOR, with the purpose to reduce oil viscosity and interfacial tension, so oil will be flowed easily. Advantage of CO₂ injection are it can expand oil, miscible with oil because of extraction, vaporization, chromatographic displacement, act as solution gas-drive, could form miscible front, CO₂ is also soluble in water, will be miscible with oil, and harmless yet not easy to explode. This study using huff and puff technique or only use one well to act as injection and production well. Huff and puff technique also known as cyclic method, and this study will be simulated single and two cycle, which one is the best case to produce oil that will generate optimum oil production.

This technique has been used in Meruap Field with injection composition of CO₂ is 99.9% or assumed as pure CO₂ injection. This study also will discuss more about CO₂ injection design mixing the CO₂ itself with another organic compound, and the mixture will be used is the one which allow miscible CO₂ injection. The mixture is the one that has MMP (Minimum Miscibility Pressure) lower than 1300. In addition, there is also sensitivity to the percent amount of additive used, the duration of the injection, as well as the duration of the soaking, with the consideration of fixed injection rate of 2 MMSCFD. The longer the injection time means the greater the volume of the injected then will result in greater oil recovery, but this is in contrast to the length of the soaking period.

Keywords: EOR, *miscible* CO₂ injection, injection period, additive volume, soaking period, recovery factor

* Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung

** Dosen Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Di Indonesia, lapangan yang masih memproduksi hingga saat ini kebanyakan adalah lapangan tua masih mengandalkan teknik konvensional yaitu hanya bergantung pada besarnya tekanan yang dimiliki oleh reservoir pada lapangan tersebut sehingga masih dapat memproduksi hingga saat ini. Karena dinilai minyak yang diperoleh tidak cukup dari metode produksi konvensional tersebut, disarankan dilakukan proses peningkatan perolehan minyak sehingga dapat meningkatkan jumlah perolehan minyak pada lapangan tersebut salah satunya dengan menggunakan metode injeksi CO_2 . Metode ini akan meningkatkan tekanan reservoir dengan melakukan injeksi fluida atau dalam studi ini CO_2 .

Injeksi CO_2 dilakukan dengan metode “huff and puff” atau hanya memiliki satu sumur yang berperan sebagai sumur produksi maupun sumur injeksi. Di Indonesia, nilai tekanan fracture suatu reservoir sangat dekat dengan nilai MMP CO_2 , sehingga dengan menambahkan aditif pada campuran yang akan diinjeksikan nantinya diharapkan dapat menurunkan MMP sehingga lebih rendah dibandingkan dengan tekanan fracture-nya. Dengan aditif yang digunakan merupakan bahan organik seperti amine, alkohol, ether, aldehyde, dan ketone. Bahan-bahan tersebut dapat menurunkan MMP hingga 40% dibandingkan dengan injeksi CO_2 100%, namun ada juga yang meningkatkan nilai MMP.

Seperti sudah diketahui sebelumnya, bahwa injeksi CO_2 ini memiliki beberapa keuntungan diantaranya adalah dapat mengembangkan minyak sehingga lebih mudah dialirkan (viskositas berkurang), tercampur atau miscible dengan minyak karena adanya ekstraksi, vaporisasi, pemindahan kromatografi, dapat berlaku sebagai solution gas-drive sekalipun fluida tidak tercampur sempurna, dapat membentuk miscible front dan jika rusak akan memperbaiki diri, larut didalam air, dan CO_2 juga bukan merupakan bahan berbahaya serta tidak mudah meledak. Selain memiliki kelebihan, injeksi CO_2 ini juga memiliki kekurangan diantaranya karena CO_2 larut dalam air, sehingga diperlukan volume CO_2 lebih untuk mencapai miscibility dengan minyak, cenderung mengalami breakthrough cepat sehingga mengurangi efisiensi penyapuan, setelah fluida miscible terbentuk, viskositas minyak akan turun dibandingkan dengan viskositas awal dan dapat menyebabkan fingering maupun early breakthrough, akan membutuhkan slug water untuk mengurangi efek fingering, adanya reaksi antara CO_2 dan air akan menghasilkan asam karbon yang sangat korosif, injeksi CO_2 dan air secara bergantian membutuhkan sistem injeksi ganda yang akan menambah biaya dan kesukaran pada sistem, memerlukan jumlah CO_2 yang cukup banyak (sekitar 5-10 MSCF untuk memproduksi 1 STB minyak), dan secara umum sumber CO_2 di Indonesia jauh dari sumur injeksi sehingga membutuhkan pipa yang panjang atau peralatan tambahan untuk melakukan transportasi.

1.2 Tujuan

Tujuan dari studi ini adalah:

1. Menentukan jenis aditif yang digunakan agar dapat dilakukan injeksi CO_2 miscible
2. Menentukan pengaruh waktu injeksi, waktu soaking, dan volume dari aditif dalam melakukan injeksi CO_2 miscible
3. Menentukan perolehan maksimum yang dihasilkan dari injeksi CO_2 miscible dengan penggunaan aditif dan juga dua siklus

II. TEORI DASAR

2.1 Miscibility

Miscibility didefinisikan sebagai kemampuan dari dua atau lebih zat untuk membentuk satu fasa homogen ketika dicampurkan pada semua proporsi (L. W. Holm). Sedangkan *miscibility* pada bidang perminyakan didefinisikan sebagai kondisi fisik antara dua atau lebih fluida yang dapat tercampur pada semua proporsi tanpa adanya batas antarmuka. Jika dua fasa fluida dihasilkan setelah pencampuran satu jenis fluida pada proporsi tertentu ke fluida lainnya, maka fluida tersebut dikatakan *immiscible*. Tekanan antarmuka akan terbentuk diantara fasa ketika mereka *immiscible* seperti dapat dilihat pada Gambar 1. Jika nilai tekanan antarmuka pada kedua fasa pada media berpori cukup besar (lebih dari 0.1 dyne/cm), maka tekanan kapiler akan mencegah pendesakan secara utuh salah satu fasa oleh fasa yang lainnya.

2.2 Pendesakan Tercampur

Pendesakan tercampur atau miscible displacement didefinisikan sebagai proses dimana efektivitas dari hasil pendesakan terutama karena *miscibility* yang terjadi antara minyak dengan fluida injeksi (Don W. Green & G.

Paul Willhite). *Near miscible displacement* secara umum merupakan proses pendesakan tercampur yang terjadi pada tekanan yang sedikit lebih rendah dari MMP (J. J. Shyen Young), namun selang perbedaan nilai MMP dengan tekanan operasi tidak didefinisikan secara jelas. Ada dua jenis pendesakan tercampur, yaitu first contact dan multicontact. Pada istilah first contact berarti pada jumlah pelarut berapapun yang diinjeksikan akan menghasilkan satu fasa dengan minyak di reservoir.

Hidrokarbon dengan berat molekul yang rendah seperti propane, butane, atau campuran dari *Liquifiable Petroleum Gas* (LPG), hidrokarbon yang lebih berat, seperti gasoline, digunakan sebagai pelarut untuk *first-contact miscible (FCM) flooding*. Namun pada kenyataannya, FCM biasanya terlalu mahal untuk dilakukan injeksi yang kontinyu. Sehingga injeksi yang dilakukan biasanya terbatas akan volum pelarut, atau slug, yang dapat juga digantikan dengan fluida yang lebih murah seperti metana, nitrogen, atau gas buangan. Fluida injeksi ini tidak tercampur dengan air sehingga meninggalkan saturasi residu.

Multicontact atau pendesakan tercampur dinamik terdiri dari dua tipe mekanisme yaitu vaporizing-gas drive dan condensing-gas drive. Pada vaporizing-gas drive proses, lean gas seperti metana, nitrogen, atau gas buangan diinjeksikan, dan mengalir melewati reservoir, metana diuapkan dari komponen LPG dari reservoir minyak. Ketika bagian muka dari gas injeksi sudah menguapkan cukup banyak hidrokarbon, maka akan terjadi miscible proses antara minyak dengan gas injeksi. Hal ini terjadi pula ketika dilakukan injeksi CO₂ sebagai fluida atau fluida kritis. Namun, ekstrak CO₂ yang sangat terkompresi akan mengekstrak hidrokarbon yang lebih berat dari minyak pada reservoir, sehingga dapat berlaku miscible dengan tekanan yang lebih rendah dibandingkan yang dibutuhkan ketika digunakan pada lean gas. Sedangkan pada condensing-gas drive, dynamic miscibility menghasilkan perubahan dari intermediet hidrokarbon, didominasi oleh etana melalui butana, dari fluida injeksi ke reservoir. Minyak yang sudah dimodifikasi ini akan miscible dengan fluida injeksi. Sehingga fluida injeksi harus mengandung lebih banyak komponen intermediet dibandingkan dengan komponen ringannya.

2.3 Injeksi Huff and Puff CO₂ Tercampur

Injeksi CO₂ huff 'n puff adalah teknik stimulasi yang dapat digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak yang biasa diketahui sebagai injeksi CO₂ bersiklus. Injeksi jenis ini pada awalnya diusulkan sebagai alternatif dari injeksi uap bersiklus, dan diketahui bahwa injeksi CO₂ memiliki aplikasi yang lebih luas pada reservoir minyak ringan (G. A. Thomas & T. G. Monger). Pada teknik ini, setelah CO₂ diinjeksikan kedalam reservoir, sumur akan dimatikan pada kurun waktu tertentu atau biasa disebut soaking period, yang bergantung pada kondisi reservoirnya (L. Mohammed Singh, A. Singhal, & S. Sim). Produksi minyak diinisialisasi dengan mengubah sumur injeksi menjadi sumur produksi. CO₂ yang diinjeksikan dapat mengubah dan memodifikasi batuan dan fluida reservoir, dan pada akhirnya meningkatkan faktor perolehan minyak (B. Miller, B. F. Towler, & Y. A. Wagle). Mekanisme yang berkontribusi dalam kenaikan perolehan minyak pada proses huff 'n puff adalah penurunan viskositas minyak, pengembangan minyak akibat disolusi dari gas dalam minyak mentah, mekanisme pendorong dari larutan gas dibantu oleh akibat adanya gravitasi pada reservoir tebal, penguapan pada komponen ringan dari minyak, pengurangan tekanan antarmuka, dan efek dari permeabilitas relatif (P. Corlay & S. Rudyk).

Salah satu faktor yang dapat meningkatkan perolehan minyak adalah penurunan viskositas dan *oil swelling*. Cara mengetahui penurunan viskositas adalah dengan persamaan berikut:

$$\Delta\mu = \frac{\mu_i - \mu_f}{\mu_i} \dots\dots\dots (1)$$

Sedangkan swelling factor dari minyak adalah akibat dari disolusi CO₂ pada spesifik kondisi operasi yang ditentukan dari rasio volume minyak awal dan akhir, karena yang diinginkan adalah akibat dari injeksi, maka kondisi yang ditinjau adalah awal dan akhir ketika injeksi berlangsung (Ali Abedini & Farshid Torabi).

$$SF = \frac{V_{o,f}}{V_{o,i}} \dots\dots\dots (2)$$

Persamaan diatas akan digunakan pada saat analisis dari kenaikan perolehan minyak setelah diinjeksikan dengan berbagai campuran CO₂ dengan senyawa lainnya.

Prosedur umum EOR yang mendeskripsikan injeksi CO₂ miscible, terutama berfokus pada aktivitas reservoir sehubungan dengan pembuatan keputusan saat dilakukannya proses injeksi CO₂ miscible. Proses evaluasi dan pengembangannya terdiri dari tahapan berikut (P. Gao & B. Towler):

1. Pemilihan reservoir yang sesuai
2. Detail desain laboratorium
3. Pemodelan reservoir untuk memperkirakan kinerja proses
4. Evaluasi ekonomi dan penilaian risiko
5. Desain pilot dan uji lapangan
6. Hasil analisis dan estimasi ulang aplikasi
7. Ekonomis atau tidak

Simulasi dari injeksi CO₂ miscible membutuhkan model dari miscibility, swelling, penurunan nilai viskositas, dsb. Beberapa faktor harus dipertimbangkan ketika akan melakukan injeksi CO₂ dan dalam pemilihan reservoirnya. Ada lima hal penting yang menjadi kriteria pemilihan reservoir yang menguntungkan yaitu kedalaman, API, tekanan reservoir, suhu, dan komposisi minyak (Gao, et al, 2010). Berdasarkan dari pengalaman industri, kriteria untuk sukses dalam melakukan injeksi CO₂ miscible adalah (P. Gao dan B. Towler):

1. Reservoir minyak yang telah menunjukkan respon yang baik terhadap waterflood adalah pilihan terbaik untuk dilakukan injeksi CO₂,
2. Sebelum menerapkan injeksi CO₂ miscible, faktor perolehan minyak dari waterflood harus lebih tinggi dari 20% dari OOIP namun tidak lebih dari 50% OOIP,
3. Kedalaman reservoir harus lebih dari 2500 ft untuk mencapai MMP, yang merupakan fungsi dari temperatur bawah sumur dan komposisi minyak itu sendiri,
4. API minyak harus lebih tinggi dari 27 dengan viskositas kurang dari 10 cp pada kondisi reservoir,
5. Porositas formasi harus lebih tinggi dari 12% dengan permeabilitas efektif minyak lebih dari 10 mD merupakan hal yang ideal.

2.4 Penurunan Nilai MMP

Pendesakan dengan menggunakan CO₂ miscible adalah tipe dari multi-contact pendesakan tercampur dimana ketika CO₂ diinjeksikan kedalam reservoir akan bereaksi dengan komponen minyak ringan terlebih dahulu yang memiliki 2 sampai 6 atom karbon untuk membentuk larutan satu fasa. Kemudian larutan akan bereaksi dengan komponen minyak yang lebih berat. Siklus ini berlanjut hingga larutan ini cukup cair untuk dipompakan keluar (Y. Wu, et al). Supaya CO₂ dapat menjadi miscible dengan minyak, akan membutuhkan nilai tekanan antarmuka sama dengan nol antara CO₂ dengan minyak. Cara agar tekanan antarmuka menjadi sama dengan nol, MMP harus tercapai dahulu. MMP merupakan fungsi dari temperatur, komposisi minyak, dan impurities dari CO₂ (T. Ahmed).

Minyak dan CO₂ merupakan senyawa non polar maka miscible dengan rantai hidrokarbon dari alkohol (Q. Li). Salah satu terobosan baru adalah aplikasi dari campuran alkohol dengan CO₂ untuk menurunkan nilai MMP antara CO₂ dengan minyak. Selain alkohol, akan dicoba juga senyawa lain seperti amine, ether, aldehyde, dan ketone.

III. MODEL SIMULASI

Studi untuk mengetahui mekanisme injeksi CO₂ dilakukan dengan menggunakan simulator CMG-GEM™. Simulator ini memiliki beberapa persamaan EOS dan memungkinkan untuk memasukkan jenis fluida injeksi berupa solvent. Dengan menggunakan model *radial single-well*, model ini dibuat dengan radius pengurasan 995 ft, terdiri dari 21 grid pada arah i, 4 grid pada arah θ , dan 5 grid pada arah k. Kondisi awal dari reservoir ini adalah dengan memiliki tekanan reservoir 1088 psi, temperatur reservoir sebesar 160 °F, top dari layer pertama berada pada kedalaman 2154 ft dengan masing-masing layer memiliki ketebalan 2.6 ft, kontak minyak-air berada pada kedalaman 3000 ft, dengan menggunakan model single porosity sebesar 0.13, permeabilitas i dan k sebesar 20 mD, model simulasi dapat dilihat pada Gambar 2. Dengan menggunakan data diatas akan dilakukan sensitivitas terhadap perolehan minyak terhadap jenis campuran injeksi, jumlah campuran injeksi, waktu injeksi, dan periode soaking. Konfigurasi yang digunakan bertujuan untuk dilakukan *miscible CO₂ injection* dengan tekanan injeksi tidak lebih dari 1300 psi.

3.1 Properti Fluida

Properti dari fluida yang terkandung pada reservoir ini dapat dilihat pada Tabel 1 dibawah. Fluida ini memiliki tekanan awal sebesar 1088 psi pada kedalaman 2154 ft, dan temperature sebesar 160 °F. Dengan menggunakan PVTP, dapat diketahui bahwa critical pressure 752.1 psig, dan critical temperature sebesar 470.4 °F seperti bisa dilihat pada Gambar 3. Nilai viskositas yang dimiliki dari fluida ini adalah 0.512 cp, nilai-nilai diatas sudah merupakan hasil history matching terhadap produksi dari Lapangan Meruap hingga tahun 2015.

3.2 Properti Batuan

Kurva relative permeability untuk Gas/Oil untuk layer AB2c dapat dilihat pada Gambar 4.

3.3 Kondisi Awal

Kondisi awal dari reservoir ini adalah pada tekanan 1088 psi dan temperature konstan sebesar 160 °F. Setelah dilakukan simulasi sebagai inisialisasi, didapatkan Original Oil in Place sebesar 645.6 MSTB. Berdasarkan data produksi, sumur M-14 layer AB2c sudah berproduksi sejak Juli 2012. Hingga akhir 2016, sudah memproduksi sebesar 55249.9 STB dengan tekanan reservoir sebesar 495.5 psi.

IV. HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN

Pada studi ini akan dilakukan beberapa sensitivitas campuran CO₂ dengan bahan organic lainnya. Tujuannya adalah untuk menurunkan nilai MMP (*Minimum Miscibility Pressure*) sehingga dapat dilakukan injeksi CO₂ tercampur (*miscible*) dengan tekanan injeksi kurang dari 1300 psi.

Dengan menggunakan konstrain yang tetap yaitu waktu injeksi selama 45 hari, waktu soaking selama 50 hari, tekanan injeksi maximum sebesar 1300 psi, dan rate injeksi 2 MMSCFD. Properti bahan yang digunakan untuk campuran CO₂ dapat dilihat pada Tabel 2, yang sebelumnya akan digitung nilai MMPnya dengan menggunakan Winprop dan dapat dilihat hasilnya pada Gambar 5. Hasil dari simulasi dengan konstrain diatas dapat dilihat pada Tabel 3 dan Gambar 6 yang menunjukkan nilai tekanan reservoir dan perolehan minyak untuk setiap jenis aditif. Dari tabel tersebut dapat diketahui bahwa mixture yang memungkinkan digunakan untuk dilakukan miscible CO₂ injection adalah campuran antara CO₂ dengan ethylamine, methylamine, dan diethyl ether. Ketiga campuran diatas menghasilkan MMP kurang dari 1200 psi. Perhitungan MMP dilakukan dengan menggunakan Winprop dengan multiple mixing-cell method.

Sedangkan untuk immiscible CO₂ injection yang menghasilkan recovery factor paling baik adalah campuran antara CO₂ dengan methanamide dan ethanamide, namun nilai MMP yang dihasilkan dari kedua campuran tersebut lebih besar dari ketika dilakukan injeksi pure CO₂ yaitu sebesar 1759.7 psi untuk CO₂ dan sekitar 1800 untuk kedua campuran diatas. Bila dilihat dari pengaruh penurunan viskositas dan juga swelling factor dari senyawa methanamide dan ethanamide lebih besar dibandingkan dengan senyawa lain seperti bisa dilihat pada Gambar 7 dan 8, sehingga menghasilkan perolehan minyak lebih besar pula dibandingkan dengan yang lainnya (Ali Abedini & Farshid Torabi).

4.1 Case 1: Campuran Ethylamine

Pada case ini akan dilakukan sensitivitas mengenai jumlah aditif pada campuran yang digunakan, periode injeksi, periode soaking. Ada total 20 scenario berbeda yang masing-masing ada lima variasi untuk masing-masing jenis sensitivitas seperti dapat dilihat pada Tabel 6.

Dengan menggunakan variasi antara jumlah aditif yang digunakan, didapatkan case dengan jumlah aditif sebesar 10% yang menghasilkan perolehan minyak paling optimum seperti terlihat pada Gambar 18, hal ini juga menunjukkan nilai MMP yang paling rendah dari variasi yang lain yaitu sebesar 1018.4 psi. Apabila digunakan aditif sebesar 5% dari total volume injeksi, MMP yang dihasilkan sebesar 1165.3 psi dan lebih besar jika dibandingkan dengan campuran 10%, begitupula pada campuran 15% yang menghasilkan MMP sebesar 1247.8 psi, dan pada campuran 20% dan 30% yang menghasilkan nilai MMP yang sama yaitu sebesar 1147 psi. Pada campuran ethylamine sebesar 10% menghasilkan oil production sebesar 72.1 MSTB, tekanan reservoir sebesar 239.06 psi hingga akhir 2018.

Setelah mendapatkan jumlah aditif optimum untuk diinjeksikan bersama dengan CO₂, maka digunakan jumlah tersebut untuk dilakukan sensitivitas terhadap injection time. Terlihat variasi injection period pada Gambar, didapatkan nilai waktu injeksi yang paling optimum yaitu selama 60 hari dengan jumlah perolehan minyak sebesar 74 MSTB seperti terlihat pada Gambar 19 dan tekanan reservoir sebesar 239.01 psi pada akhir 2018.

Lama waktu injeksi berbanding lurus dengan jumlah perolehan minyak, hal ini dikarenakan jumlah fluida yang diinjeksikan juga semakin besar sehingga memungkinkan untuk berinteraksi dengan fluida reservoir pada jumlah yang semakin besar juga.

Sensitivitas ketiga dilakukan dengan memvariasikan soaking period dengan konstrain yang sudah dipilih dari sensitivitas sebelumnya yaitu jumlah aditif sebesar 10% dan waktu injeksi selama 60 hari. Dari variasi waktu soaking selama 20 hari, 30 hari, 40 hari, 50 hari, dan 60 hari seperti yang tertera pada Tabel 6. Dari tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu soaking yang paling optimum atau menghasilkan perolehan minyak paling besar adalah ketika dilakukan soaking selama 20 hari yaitu menghasilkan produksi minyak sebesar 74.18 MSTB seperti terlihat pada Gambar 20 dengan tekanan reservoir sebesar 236.17 psi pada akhir 2018.

Tidak hanya dilakukan satu cycle dari injeksi huff 'n puff ini dengan hasil simulasi bisa dilihat pada Gambar 21, namun juga dianalisis apabila dilakukan dua kali injeksi (two-cycle) dengan total periode injeksi sebesar 60 hari dan periode soaking selama 20 hari sesuai dengan hasil sensitivitas yang optimum. Setelah dicoba dengan menggunakan 2 siklus yaitu injeksi selama 45 hari kemudian soaking selama 20 hari dilanjutkan produksi hingga tekanan turun menjadi 600 psi atau selama 26 hari, kemudian dilanjutkan dengan injeksi 15 hari, soaking 20 hari dan di produksi hingga 2018, tekanan reservoir pada kondisi akhir atau pada akhir 2018 lebih tinggi dibandingkan jika diinjeksikan sekaligus selama 60 hari, namun hasil dari perolehan minyak berkurang cukup drastis lebih dari 1000 STB, hal ini dimungkinkan karena waktu soaking total yang lebih lama dibandingkan jika diinjeksikan dalam 1 siklus.

Sensitivitas berikutnya adalah dengan merubah nilai rate injeksi sehingga akan menghasilkan mekanisme yang berbeda pula. Rate injeksi yang digunakan adalah 0.5, 1, dan 2 MMSCFD dengan tekanan injeksi maksimum masing-masing 800, 1000, dan 1300 psi. Jika dibandingkan dengan nilai MMPnya yaitu 1018.4 psi, maka sesuai dengan yang sudah didefinisikan sebelumnya, dengan tekanan injeksi 800 psi mekanisme yang terjadi adalah *immiscible*, untuk tekanan injeksi 1000 psi merupakan *near-miscible*, dan untuk 1300 psi merupakan *miscible injection*. Perbedaan dari hasil perolehan minyak tidak terlalu jauh berbeda namun terlihat dengan jelas perbedaannya, jika ditinjau dari penurunan nilai viskositasnya dapat dilihat pada Gambar 9, 10, dan 11. Pada mekanisme *miscible displacement*, semakin banyak minyak yang berinteraksi secara jelas akibat injeksi ini seperti dilihat pada Gambar 9, sedangkan pada *near-miscible* dan *immiscible* akan semakin dikit jumlah minyak ataupun jangkauan interaksinya. Semakin tinggi rate injeksi yang berarti mekanisme yang terjadi adalah *miscible*, maka semakin tinggi pula faktor perolehannya seperti dilihat pada Gambar 22.

4.2 Case 2: Campuran Diethyl Ether

Sama seperti case 1, ada 15 skenario yang digunakan untuk sensitivitas dengan masing-masing ada 5 variasi skenario untuk jumlah aditif pada campuran, periode injeksi, dan periode soaking seperti terlihat pada Tabel 7.

Dengan menggunakan variasi antara jumlah aditif yang digunakan, didapatkan case dengan jumlah aditif sebesar 10% yang menghasilkan perolehan minyak paling optimum seperti yang dapat dilihat pada Gambar 18, hal ini juga menunjukkan nilai MMP yang cukup rendah dari variasi yang lain yaitu sebesar 1165.3 psi. Variasi ini tidak menghasilkan nilai MMP yang paling rendah, namun perolehan minyak yang didapatkan dibandingkan dengan campuran yang menghasilkan MMP paling rendah yaitu 5% Diethyl Ether sebesar 1018.4 psi. Perbedaan antara keduanya hampir 1000 STB sehingga akan lebih baik jika digunakan campuran 10% Diethyl Ether. Untuk variasi 15%, 20%, dan 30% dari Diethyl Ether menghasilkan nilai MMP yang sama yaitu sebesar 1293.9 psi dan nilai perolehan minyaknya berangsur-angsur turun seiring naiknya jumlah aditif yang diinjeksikan seperti pada Gambar 18. Perolehan minyak untuk variasi 10% Diethyl Ether adalah sebesar 72.1 MSTB dengan tekanan reservoir sebesar 239.06 psi pada akhir 2018.

Setelah mendapatkan jumlah aditif optimum untuk diinjeksikan bersama dengan CO₂ yaitu 10% Diethyl Ether, maka digunakan jumlah tersebut untuk dilakukan sensitivitas terhadap waktu injeksi. Terlihat variasi injection period pada Tabel 7, didapatkan nilai waktu injeksi yang paling optimum yaitu selama 60 hari dengan jumlah perolehan minyak sebesar 73.5 MSTB dan tekanan reservoir sebesar 240.02 psi pada akhir 2018. Lama waktu injeksi pada case ini juga berbanding lurus dengan jumlah perolehan minyak seperti pada Gambar 19, hal ini dikarenakan jumlah fluida yang diinjeksikan juga semakin besar sehingga memungkinkan untuk berinteraksi dengan fluida reservoir pada jumlah yang semakin besar juga.

Sensitivitas ketiga dilakukan dengan memvariasikan soaking period dengan konstrain yang sudah dipilih dari sensitivitas sebelumnya yaitu jumlah aditif sebesar 10% dan waktu injeksi selama 60 hari. Dari variasi waktu soaking selama 20 hari, 30 hari, 40 hari, 50 hari, dan 60 hari seperti yang tertera pada Tabel 7. Dari tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu soaking yang paling optimum atau menghasilkan perolehan minyak paling besar adalah ketika dilakukan soaking selama 20 hari seperti pada Gambar 20 yaitu menghasilkan produksi minyak sebesar 73.6 MSTB dengan tekanan reservoir sebesar 237.27 psi pada akhir 2018. Nilai

perolehan minyak tersebut tidak jauh berbeda dengan waktu soaking selama 40 hari, namun akan lebih efektif jika waktu soaking yang digunakan yang lebih kecil.

Sensitivitas diatas dilakukan dengan 1 siklus injeksi, namun pada kali ini akan dilakukan simulasi lanjutan jika dilakukan 2 kali siklus injeksi. Two-cycle injection ini akan dilakukan dengan total periode injeksi sebesar 60 hari dan periode soaking selama masing-masing 20 hari sesuai dengan hasil sensitivitas yang optimum. Setelah dicoba dengan menggunakan 2 siklus yaitu injeksi selama 45 hari kemudian soaking selama 20 hari dilanjutkan produksi hingga tekanan turun menjadi 600 psi atau selama 50 hari, kemudian dilanjutkan dengan injeksi 15 hari, dengan soaking 20 hari dan di produksi hingga 2018, tekanan reservoir pada kondisi akhir atau pada akhir 2018 lebih tinggi dibandingkan jika diinjeksikan sekaligus selama 60 hari, namun hasil dari perolehan minyak berkurang hingga 1000 STB seperti pada Gambar 21, hal ini berlaku yang sama pada two-cycle injection dengan waktu injeksi masing-masing 30 hari. Namun jika akan dilakukan two-cycle injection maka akan dipilih yang memiliki variasi 45 dan 15 hari karena menghasilkan perolehan minyak dan tekanan reservoir akhir yang lebih besar.

Sensitivitas yang dilakukan berikutnya adalah dengan merubah nilai rate injeksi sehingga akan menghasilkan mekanisme yang berbeda pula. Rate injeksi yang digunakan adalah 0.5, 1, dan 2 MMSCFD dengan tekanan injeksi maksimum masing-masing 800, 1000, dan 1300 psi. Jika dibandingkan dengan nilai MMPnya yaitu 1165.3 psi, maka sesuai dengan yang sudah didefinisikan sebelumnya, dengan tekanan injeksi 800 psi mekanisme yang terjadi adalah *immiscible*, untuk tekanan injeksi 1000 psi merupakan *near-miscible*, dan untuk 1300 psi merupakan *miscible injection* sama seperti injeksi campuran CO₂ dengan aditif lainnya. Perbedaan dari hasil perolehan minyak tidak terlalu jauh berbeda namun terlihat dengan jelas perbedaannya, jika ditinjau dari penurunan nilai viskositasnya dapat dilihat pada Gambar 12, 13, dan 14. Pada mekanisme *miscible displacement*, semakin banyak minyak yang berinteraksi secara jelas akibat injeksi ini seperti dilihat pada Gambar 12, sedangkan pada *near-miscible* dan *immiscible* akan semakin dikit jumlah minyak ataupun jangkauan interaksinya. Semakin tinggi rate injeksi atau semakin besar volume injeksi, maka semakin tinggi pula faktor perolehannya seperti dilihat pada Gambar 22.

4.3 Case 3: Campuran Methylamine

Pada case ini masih sama dengan case sebelumnya yaitu akan membahas mengenai sensitivitas dari variasi jumlah aditif, waktu injeksi, dan waktu soaking. Aditif ini sedikit mirip dengan diethyl ether dari nilai MMP pada jumlah 10% baik multi-cell maupun single-cell.

Studi ini akan menggunakan variasi antara jumlah aditif yang digunakan, didapatkan case dengan jumlah aditif sebesar 10% yang menghasilkan perolehan minyak paling optimum, jika dilihat dari jumlah total perolehan minyak, pada kondisi campuran 15% methylamine lebih besar 22 STB dibandingkan dengan 10% methylamine seperti terlihat pada Gambar 18, namun tetap dipilih komposisi 10% methylamine karena faktor efektifitas. MMP paling rendah dihasilkan dari 30% methylamine yaitu sebesar 1091.8 psi, namun penggunaan 30% aditif terhitung sangat banyak, dan juga total perolehan minyak yang dihasilkan tidak cukup banyak bahkan paling sedikit dibandingkan yang lain. Pada campuran 20% dan 30% yang menghasilkan nilai MMP yang sama dengan 10% dan 15% yaitu sebesar 1165.3 psi. Pada campuran methylamine sebesar 10% menghasilkan oil production sebesar 72 MSTB, tekanan reservoir sebesar 236.52 psi hingga akhir 2018.

Setelah mendapatkan jumlah aditif optimum untuk diinjeksikan bersama dengan CO₂, maka digunakan jumlah tersebut untuk dilakukan sensitivitas terhadap injection time. Terlihat variasi injection period pada tabel 8, didapatkan nilai waktu injeksi yang paling optimum yaitu selama 60 hari dengan jumlah perolehan minyak sebesar 73.95 MSTB dan tekanan reservoir sebesar 239.78 psi pada akhir 2018. Lama waktu injeksi berbanding lurus dengan jumlah perolehan minyak seperti dapat dilihat pada Gambar 19, hal ini dikarenakan jumlah fluida yang diinjeksikan juga semakin besar sehingga memungkinkan untuk berinteraksi dengan fluida reservoir pada jumlah yang semakin besar juga. Perubahan yang paling mencolok adalah kenaikan produksi jika waktu injeksi sebesar 50 hari menjadi 60 hari yaitu sebesar 1350 STB.

Sensitivitas ketiga akan dilakukan dengan beberapa variasi soaking period dengan konstrain yang sama dengan sebelumnya yaitu waktu injeksi selama 60 hari dan jumlah aditif sebesar 10%. Dari variasi waktu soaking selama 20 hari, 30 hari, 40 hari, 50 hari, dan 60 hari seperti yang tertera pada tabel X. Dari tabel tersebut dapat diketahui bahwa waktu soaking yang paling optimum atau menghasilkan perolehan minyak paling besar adalah ketika dilakukan soaking selama 20 hari yaitu menghasilkan produksi minyak sebesar 74.13 MSTB dengan tekanan reservoir sebesar 237.67 psi pada akhir 2018. Pada aditif ini, semakin lama periode soakingnya, maka akan semakin kecil nilai total perolehan minyaknya walaupun perbedaannya tidak terlalu mencolok seperti terlihat pada Gambar 20. Namun jika dilihat dari tekanan reservoirnya, semakin lama periode soakingnya maka akan semakin besar nilai tekanan reservoirnya.

Selain dilakukan satu siklus injeksi huff 'n puff, dilakukan juga simulasi untuk dua siklus injeksi dengan total volume CO₂ sama seperti desain optimum atau 60 hari, dan waktu soaking masing-masing siklus 20 hari. Hasil yang didapatkan, nilai perolehan minyak untuk satu siklus akan lebih besar dibandingkan dengan dua siklus injeksi seperti terlihat pada Gambar 21. Walaupun tekanan pada dua siklus injeksi relatif lebih tinggi dibandingkan dengan satu siklus, penurunan tekanan yang terjadi cukup tajam sehingga minyak yang diproduksi juga tidak berbeda jauh. Secara optimasi hasil, yang paling baik untuk dilakukan adalah satu siklus dengan jumlah aditif 10%, waktu injeksi 60 hari, dan waktu soaking 20 hari.

Sensitifitas lainnya yang adalah dengan merubah nilai rate injeksi sehingga akan menghasilkan mekanisme yang berbeda pula. Rate injeksi yang digunakan adalah 0.5, 1, dan 2 MMSCFD dengan tekanan injeksi maksimum masing-masing 800, 1000, dan 1300 psi. Jika dibandingkan dengan nilai MMPnya yaitu 1165.3 psi, maka sesuai dengan yang sudah didefinisikan sebelumnya, dengan tekanan injeksi 800 psi mekanisme yang terjadi adalah *immiscible*, untuk tekanan injeksi 1000 psi merupakan *near-miscible*, dan untuk 1300 psi merupakan *miscible injection* sama seperti injeksi campuran CO₂ dengan aditif lainnya. Perbedaan dari hasil perolehan minyak tidak terlalu jauh berbeda namun terlihat dengan jelas perbedaannya, jika ditinjau dari penurunan nilai viskositasnya dapat dilihat pada Gambar 15, 16, dan 17. Pada mekanisme *miscible displacement*, semakin banyak minyak yang berinteraksi secara jelas akibat injeksi ini seperti dilihat pada Gambar 16, sedangkan pada *near-miscible* dan *immiscible* akan semakin dikit jumlah minyak ataupun jangkauan interaksinya. Semakin tinggi rate injeksi maka semakin besar volume injeksi, oleh karena itu didapatkan nilai perolehan minyak yang semakin besar seperti dilihat pada Gambar 22.

V. KESIMPULAN

Dari studi yang dilakukan, didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari data yang diperoleh pada Tabel 3 dan Gambar 5, aditif yang dapat digunakan untuk injeksi CO₂ miscible dengan tekanan injeksi maksimum 1300 psi dan rate injeksi sebesar 2 MMSCFD adalah methylamine, ethylamine, dan diethyl ether.
2. Secara umum, semakin besar persen volum aditif yang digunakan, akan semakin kecil nilai perolehan minyaknya. Pada waktu injeksi pengaruhnya adalah semakin lama waktu injeksinya maka akan semakin besar perolehan minyaknya hal ini dikarenakan semakin besar pula volume fluida yang diinjeksikan dan semakin besar juga volume minyak yang berinteraksi dengan fluida injeksi.
3. Perolehan maksimum yang dihasilkan dari desain waktu injeksi, waktu soaking, jenis aditif maupun jumlah aditifnya, dan jumlah siklus yang dilakukan bisa dilihat pada Gambar 18-21. Dapat disimpulkan bahwa waktu injeksi optimum sebesar 60 hari dan waktu soaking optimum selama 20 hari untuk setiap aditif yang memungkinkan dilakukan injeksi CO₂ miscible yaitu methylethane, ethylethane, dan diethyl ether. Dari ketika aditif tersebut yang menghasilkan perolehan minyak paling besar adalah ethylamine 10%. Hal tersebut merupakan satu siklus injeksi menggunakan campuran CO₂ dengan ethylamine 10%, jika dilakukan dengan dua siklus, hasilnya cukup signifikan bedanya yakni lebih dari 1000 STB seperti bisa dilihat pada gambar 20.

VI. UCAPAN TERIMA KASIH

Rasa syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Tidak lupa juga rasa terimakasih kepada:

1. Kedua orang tua penulis atas dukungan, semangat, dan doa selama ini.
2. Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang selalu sabar dan bersedia meluangkan waktunya untuk memberi arahan, masukan, dan semangatnya kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir ini secara tepat waktu.
3. Dr. Ing. Bonar Tua Halomoan Marbun, selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung yang dengan sabar memberikan pelajaran bagi penulis selama melaksanakan studinya di Teknik Perminyakan ITB.
4. Óleo Spartatro, Teknik Perminyakan 2013, yang dengan sabar membantu penulis dalam menyelesaikan studinya selama tiga (3) tahun di Teknik Perminyakan ini.

VII. DAFTAR SIMBOL

$\Delta\mu$ = penurunan viskositas, fraksi

μ_i = viskositas awal sebelum injeksi, cp

μ_f = viskositas akhir setelah injeksi, cp

SF = faktor *swelling*, fraksi

$V_{o,i}$ = volume awal minyak sebelum injeksi, fraksi

$V_{o,f}$ = volume akhir minyak setelah injeksi, fraksi

VIII. DAFTAR PUSTAKA

1. Model simulasi reservoir yang digunakan adalah model yang sudah dilakukan *history matching* oleh Fikri Aulia Akbar, 2017.
2. Holm, L.W. 1986. *Miscibility and Miscible Displacement*. Journal of Petroleum Technology.
3. Green, Don W. and Willhite, G. Paul. 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Texas: Society of Petroleum Engineers Journal.
4. Wu, Y., et al., *A Study of Branched Alcohol Propoxylate Sulfate Surfactants for Improved Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.
5. Abedini, Ali. and Torabi, Farshid. *Oil Recovery Performance of Immiscible and Miscible CO₂ Huff-and-Puff Processes*. 2014. Canada: Energy Fuels.
6. Voon, C. L. and Awang, M. *Reduction of MMP Using Oleophilic Chemicals*. 2014. International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials, and Metallurgical Engineering Vol: 8.
7. Ahmed, T., *Minimum Miscibility Pressure from EOS*. Petroleum Society of Canada.
8. Li, Q., et al., *Solubility of solid solutes in supercritical carbon dioxide with and without cosolvents*. Fluid Phase Equilibria, 2003. 207(1–2): p. 183-192.
9. Shyeh-Yung, J-G. J. *Mechanism of Miscible Oil Recovery: Effects of Pressure on Miscible and Near-Miscible Displacement of Oil by Carbon Dioxide*. 1991. Society of Petroleum Engineers Journal.
10. Gao, P. and Towler, B. *Strategies for Evaluation of the CO₂ Miscible Flooding Process*. 2010. Society of Petroleum Engineers Journal.
11. Merritt, M.B. and Groce, J. F. *A Case History of the Hanford San Andreas Miscible CO₂ Project*. 1992. JPT.

LAMPIRAN

Tabel 1. Komposisi Minyak

Komposisi	% Mol	MW (g/gmol)
CO ₂	0.29	44.01
N ₂	0.01	28.013
C ₁	19.66	16.043
C ₂	3.07	30.07
C ₃	3.33	44.097
IC ₄	1.32	58.124
NC ₄	2.02	58.124
IC ₅	1.56	72.151
NC ₅	1.15	72.151
FC ₆	1.63	86
C ₇₊	65.96	171.024

Tabel 2. Properti Senyawa Organik

Compound	Critical Pressure (atm)	Critical Temperature (K)	MW (g/gmole)
Methoxyethane	51.359	459.900	60.10
Diethyl Ether	46.705	434.572	31.06
Formic Acid	67.276	616.425	46.03
Formaldehyde	86.170	433.999	30.03
Ethanol	39.006	547.248	46.07
Ethan amide	40.627	757.941	59.07
Diethyl Ether	40.927	487.361	74.12
Acetone	43.836	522.837	58.08
Acetic Acid	55.125	628.917	60.05
Acetaldehyde	55.441	482.185	44.05
Dimethyl Ether	70.225	422.456	46.07
Methanol	42.452	533.119	32.04
Methane amide	41.763	742.865	45.04

Tabel 3. Hasil Simulasi Campuran CO₂ dengan Senyawa Organik

No	Additives	Quantity	Maks Pwf inj (psi)	Rate Injeksi (MMSCFD)	Np	Preservoir	MMP (psi)	Keterangan
					MSTB	psi		
1	Ethylamine	10%	1300	2	72.47	246.53	1018.4	Miscible
2	Methoxyethane	10%	1300	2	72.00	236.52	1165.3	Miscible
3	Diethyl Ether	10%	1300	2	72.10	239.06	1165.3	Miscible
4	Acetaldehyde	10%	1300	2	71.95	239.70	1309.2	Near Miscible
5	Acetone	10%	1300	2	72.50	240.36	1470.5	Immiscible
6	Methanol	10%	1300	2	73.08	238.79	1482.6	Immiscible
7	Ethanol	10%	1300	2	74.93	243.54	1494	Immiscible
8	Formic Acid	10%	1300	2	75.16	244.79	1756.5	Immiscible
9	Dimethyl Ether	10%	1300	2	71.21	242.30	1323.1	Near Miscible
10	Acetic Acid	10%	1300	2	76.61	243.75	1779	Immiscible
11	Formaldehyde	10%	1300	2	71.36	243.58	1552.1	Immiscible
12	Methanamide	10%	1300	2	79.78	240.73	2085.2	Immiscible
13	Ethanamide	10%	1300	2	80.24	243.80	2272.5	Immiscible
14	CO ₂	100%	1300	2	71.46	235.89	1759.7	Immiscible

Tabel 4. Hasil Swelling Factor akibat Injeksi

No	Aditif	Sebelum Injeksi	Sesudah Injeksi	Swelling Factor
1	Ethylamine	0.7054	0.7466	1.0584
2	Methoxyethane	0.7050	0.7447	1.0564
3	Diethyl Ether	0.7050	0.7467	1.0592
4	Acetaldehyde	0.7046	0.7437	1.0554
5	Acetone	0.7051	0.7462	1.0583
6	Methanol	0.7058	0.7472	1.0587
7	Ethanol	0.7068	0.7492	1.0601
8	Formic Acid	0.7056	0.7437	1.0539
9	Dimethyl Ether	0.7037	0.7416	1.0538
10	Acetic Acid	0.7065	0.7460	1.0559
11	Formaldehyde	0.7034	0.7407	1.0530
12	Methanamide	0.7081	0.7509	1.0604
13	Ethanamide	0.7082	0.7514	1.0610
14	CO ₂ 100%	0.7030	0.7395	1.0518

Tabel 5. Hasil Penurunan Nilai Viskositas akibat Injeksi

No	Aditif	Sebelum Injeksi	Setelah Injeksi	Viscosity Reduction
1	Ethylamine	0.4232	0.2947	30.36%
2	Methoxyethane	0.4242	0.2990	29.53%
3	Diethyl Ether	0.4249	0.2965	30.21%
4	Acetaldehyde	0.4253	0.3015	29.11%
5	Acetone	0.4254	0.2989	29.73%
6	Methanol	0.4233	0.2966	29.93%
7	Ethanol	0.4207	0.2921	30.55%
8	Formic Acid	0.4230	0.2946	30.35%
9	Dimethyl Ether	0.4293	0.3061	28.69%
10	Acetic Acid	0.4205	0.2927	30.40%
11	Formaldehyde	0.4303	0.3070	28.64%
12	Methanamide	0.4165	0.2843	31.74%
13	Ethanamide	0.4164	0.2837	31.87%
14	CO ₂ 100%	0.4293	0.2916	32.07%

Tabel 6. Hasil Sensitivitas Injeksi Campuran CO₂ dan Ethylamine

ETHYLAMINE									
No	Percent Mixture	MMP (psi)	Operating Pwf Inj (psi)	Maks Rate Injeksi (MMSCFD)	Waktu (hari)		Produksi Minyak (MSTB)	Shut-in Reservoir Pressure (psi)	Keterangan
					Injeksi	Soak			
1	5%	1165.3	1300	2	45	50	72.27	245.01	
2	10%	1018.4	1300	2	45	50	72.47	246.53	
3	15%	1247.8	1300	2	45	50	71.38	234.04	
4	20%	1147	1300	2	45	50	70.25	230.07	
5	30%	1147	1300	2	45	50	68.41	228.80	
6	10%	1018.4	1300	2	20	50	71.22	235.83	
7	10%	1018.4	1300	2	30	50	71.84	237.34	
8	10%	1018.4	1300	2	45	50	72.47	246.53	
9	10%	1018.4	1300	2	50	50	72.64	237.43	
10	10%	1018.4	1300	2	60	50	74.05	239.01	
11	10%	1018.4	1300	2	60	20	74.18	236.17	
12	10%	1018.4	1300	2	60	30	74.09	238.95	
13	10%	1018.4	1300	2	60	40	74.10	239.82	
14	10%	1018.4	1300	2	60	60	74.05	240.12	
15	10%	1018.4	1300	2	60	50	74.05	239.01	
16	10%	1018.4	1300	2	45	20	72.79	251.90	Injeksi kedua: 17 Mei 17
					15	20			
17	10%	1018.4	1300	2	30	20	72.97	247.21	Injeksi kedua: 27 Maret 17
					30	20			

18	10%	1018.4	1300	2	60	20	74.18	236.17	
19	10%	1018.4	1000	1	60	20	72.86	238.07	
20	10%	1018.4	800	0.5	60	20	70.88	230.12	

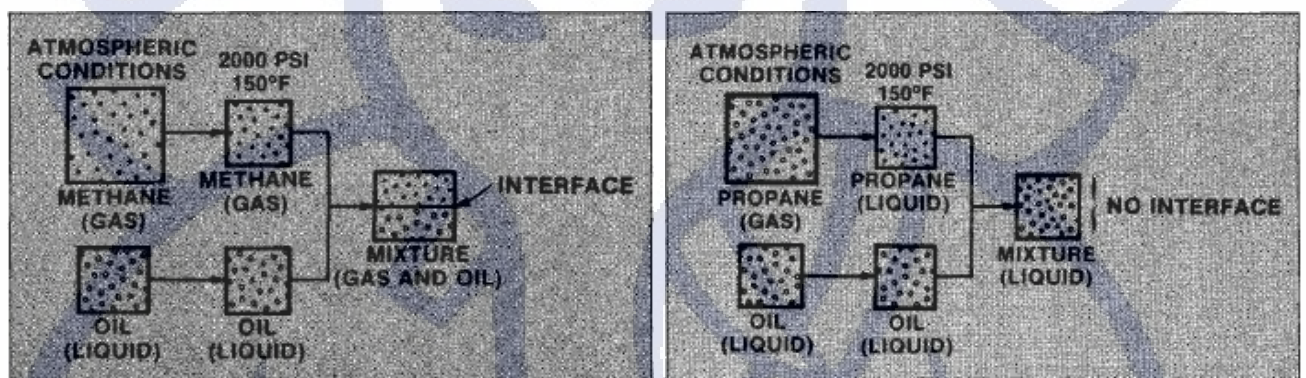
Tabel 7. Hasil Sensitivitas Injeksi Campuran CO₂ dan Diethyl Ether

DIETHYL ETHER									
No	Percent Mixture	MMP (psi)	Maksimum Pwf Injeksi (psi)	Maks Rate Injeksi (MMSCFD)	Time (hari)		Produksi Minyak (MSTB)	Shut-in Reservoir Pressure (psi)	Keterangan
					Injeksi	Soak			
1	5%	1018.4	1300	2	45	50	71.11	236.38	
2	10%	1165.3	1300	2	45	50	72.10	239.06	
3	15%	1293.9	1300	2	45	50	71.67	237.55	
4	20%	1293.9	1300	2	45	50	70.44	233.35	
5	30%	1293.9	1300	2	45	50	68.61	228.52	
6	10%	1165.3	1300	2	20	50	71.02	230.92	
7	10%	1165.3	1300	2	35	50	71.51	237.47	
8	10%	1165.3	1300	2	45	50	72.10	239.06	
9	10%	1165.3	1300	2	50	50	72.49	247.83	
10	10%	1165.3	1300	2	60	50	73.48	240.02	
11	10%	1165.3	1300	2	60	20	73.60	237.27	
12	10%	1165.3	1300	2	60	30	73.57	238.18	
13	10%	1165.3	1300	2	60	40	73.60	237.93	
14	10%	1165.3	1300	2	60	50	73.48	240.02	
15	10%	1165.3	1300	2	60	60	73.45	242.09	
16	10%	1165.3	1300	2	30	20	72.44	244.72	Injeksi kedua: 26 Maret 17
					30	20			
17	10%	1165.3	1300	2	45	20	72.81	246.15	Injeksi kedua: 26 April 17
					15	20			
18	10%	1165.3	1300	2	60	20	73.60	237.27	
19	10%	1165.3	1000	1	60	20	72.30	236.25	
20	10%	1165.3	800	0.5	60	20	69.51	248.81	

Tabel 8. Hasil Sensitivitas Injeksi Campuran CO₂ dan Methoxyethane

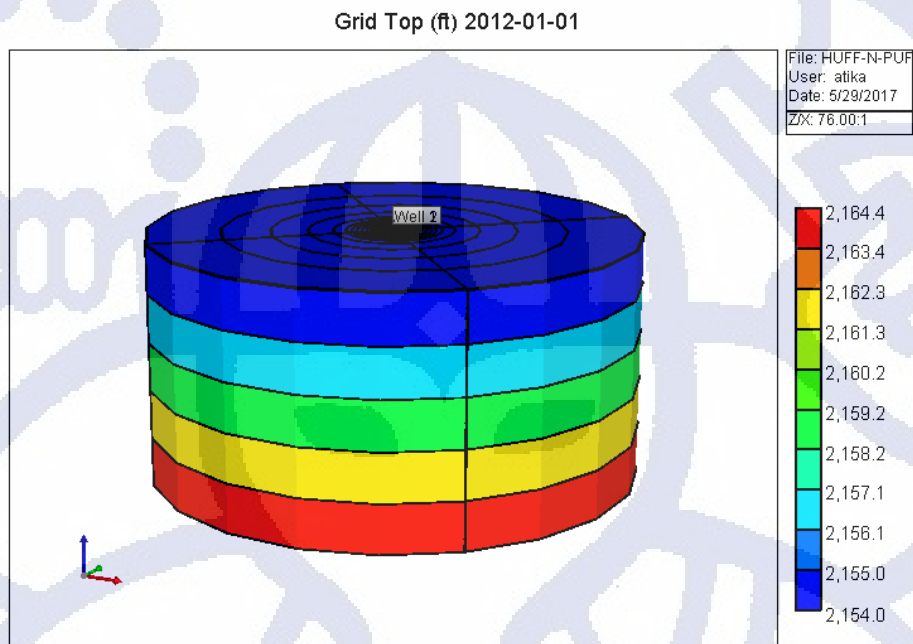
METHOXYETHANE									
No	Percent Mixture	MMP (psi)	Maksimum Pwf Injeksi (psi)	Maks Rate Injeksi (MMSCFD)	Time (hari)		Produksi Minyak (MSTB)	Shut-in Reservoir Pressure (psi)	Keterangan
					Injeksi	Soak			
1	5%	1147	1300	2	45	50	71.97	236.11	
2	10%	1165.3	1300	2	45	50	72.00	236.52	
3	15%	1165.3	1300	2	45	50	72.02	245.05	
4	20%	1165.3	1300	2	45	50	70.63	231.89	
5	30%	1091.8	1300	2	45	50	68.52	228.20	
6	10%	1165.3	1300	2	20	50	71.06	230.83	
7	10%	1165.3	1300	2	30	50	71.30	234.33	
8	10%	1165.3	1300	2	45	50	72.00	236.52	
9	10%	1165.3	1300	2	50	50	72.61	236.78	
10	10%	1165.3	1300	2	60	50	73.95	239.78	
11	10%	1165.3	1300	2	60	20	74.13	237.67	
12	10%	1165.3	1300	2	60	30	74.09	237.70	

13	10%	1165.3	1300	2	60	40	73.98	238.51	
14	10%	1165.3	1300	2	60	50	73.95	239.78	
15	10%	1165.3	1300	2	60	60	73.95	241.64	
16	10%	1165.3	1300	2	45	20	72.33	242.71	Injeksi kedua: 26 April 17
17	10%	1165.3	1300	2	15	20	72.86	247.44	Injeksi kedua: 27 Maret 17
18	10%	1165.3	1300	2	30	20	74.13	237.67	
19	10%	1165.3	1000	1	60	20	72.30	232.86	
20	10%	1165.3	800	0.5	60	20	70.81	229.69	

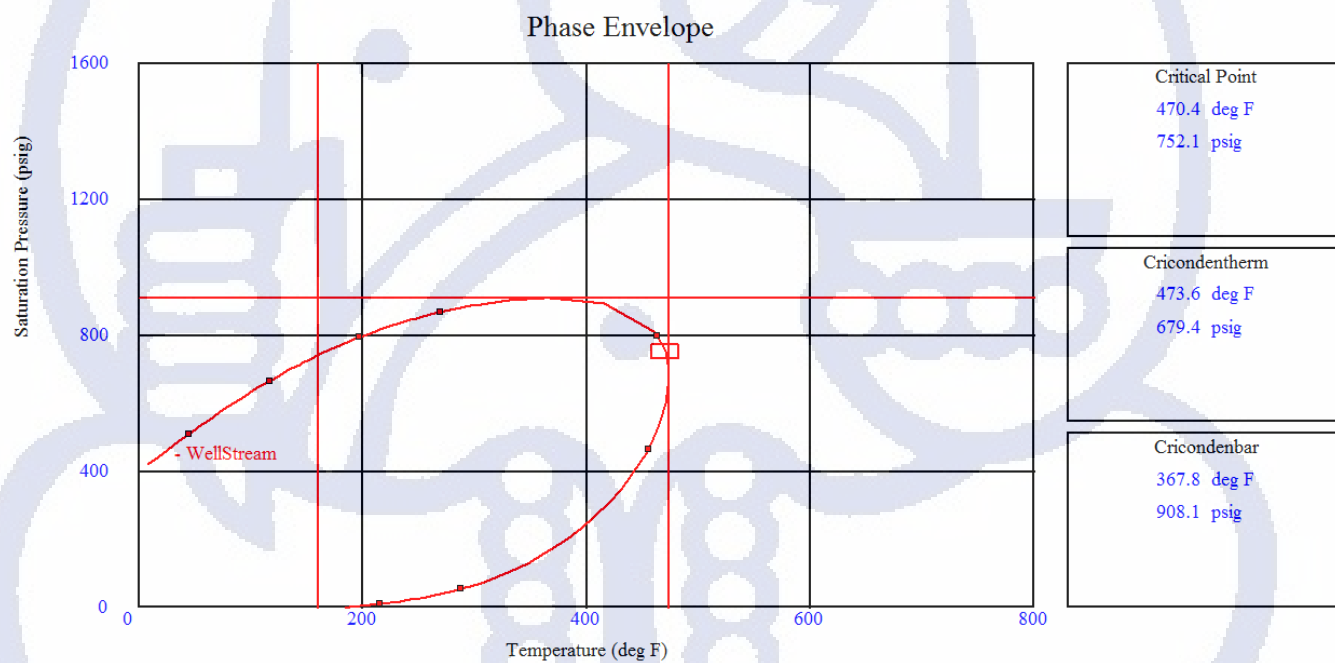


Sumber: Miscibility and Miscible Displacement, SPE15794PA

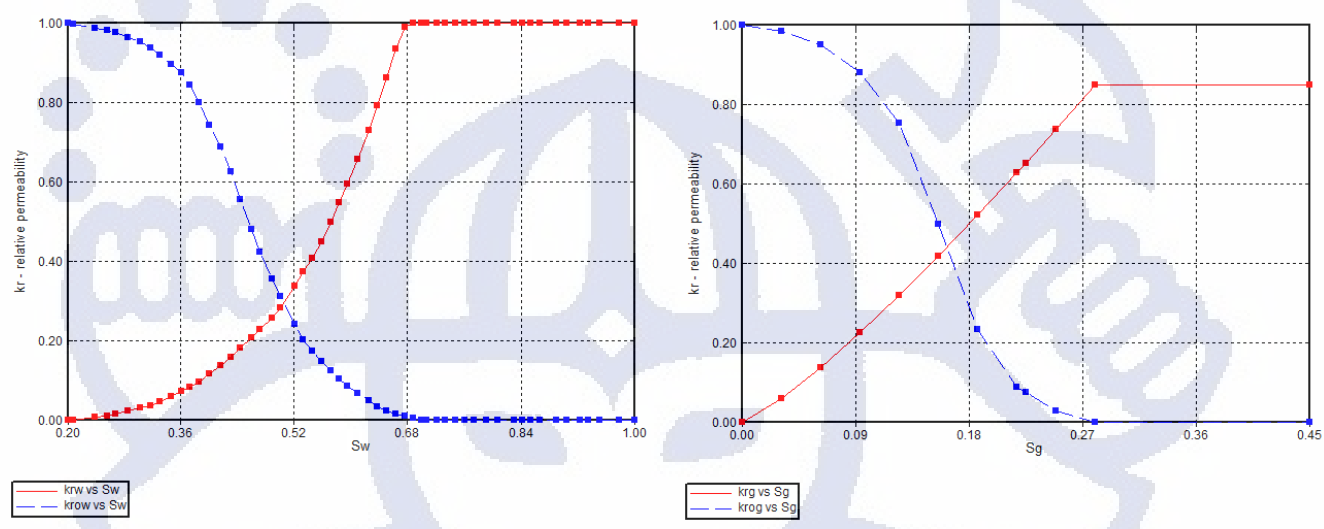
Gambar 1. Immiscibility dan Miscibility dari Gas dengan Minyak



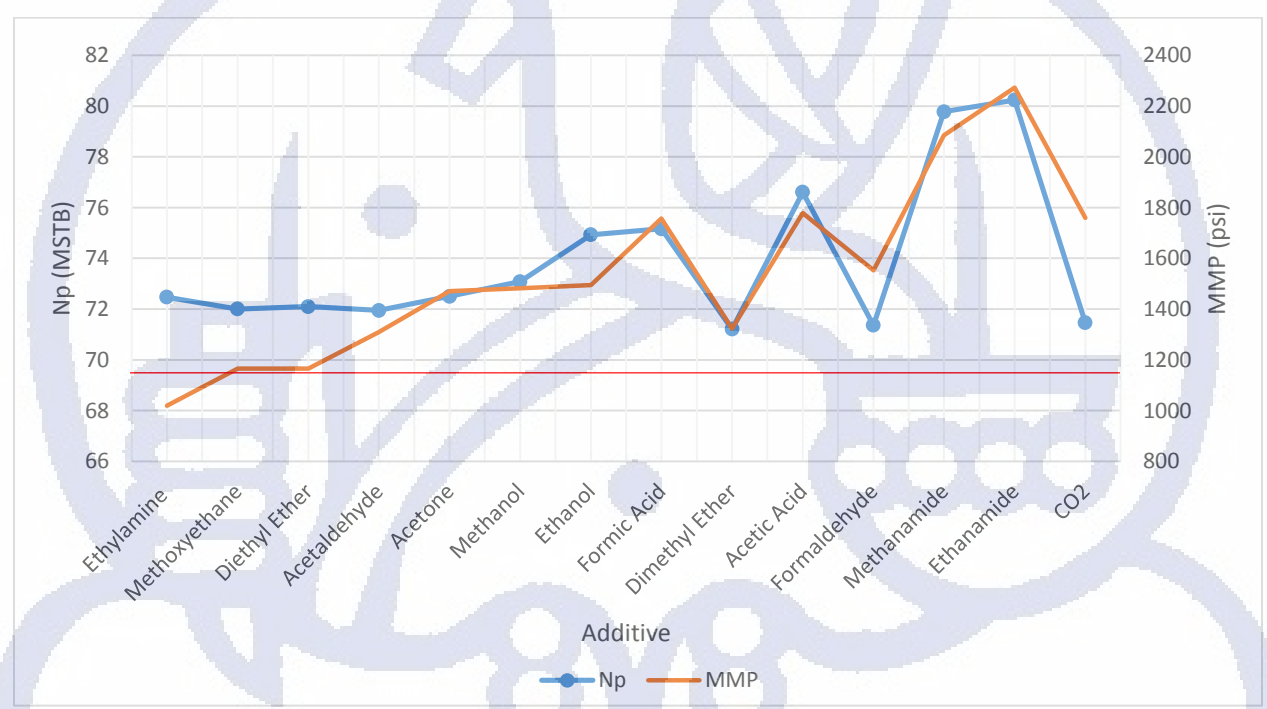
Gambar 2. Model Simulasi Reservoir



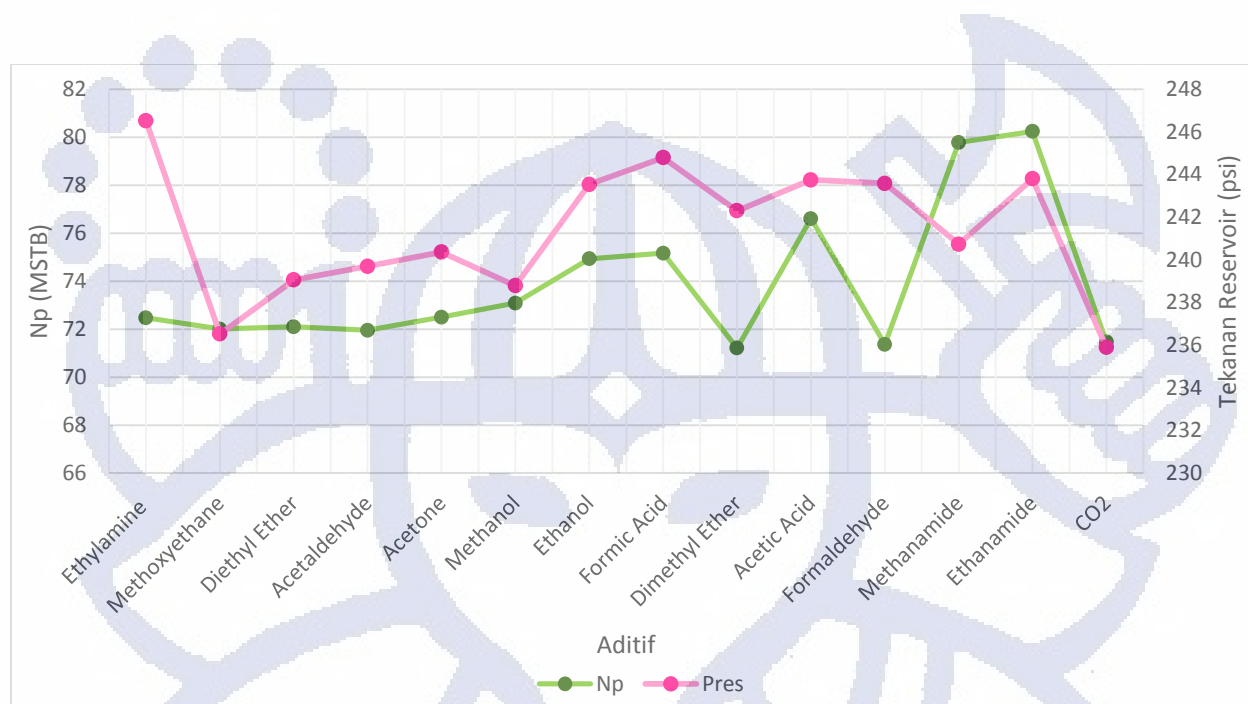
Gambar 3. Diagram Fasa dari Komposisi Reservoir



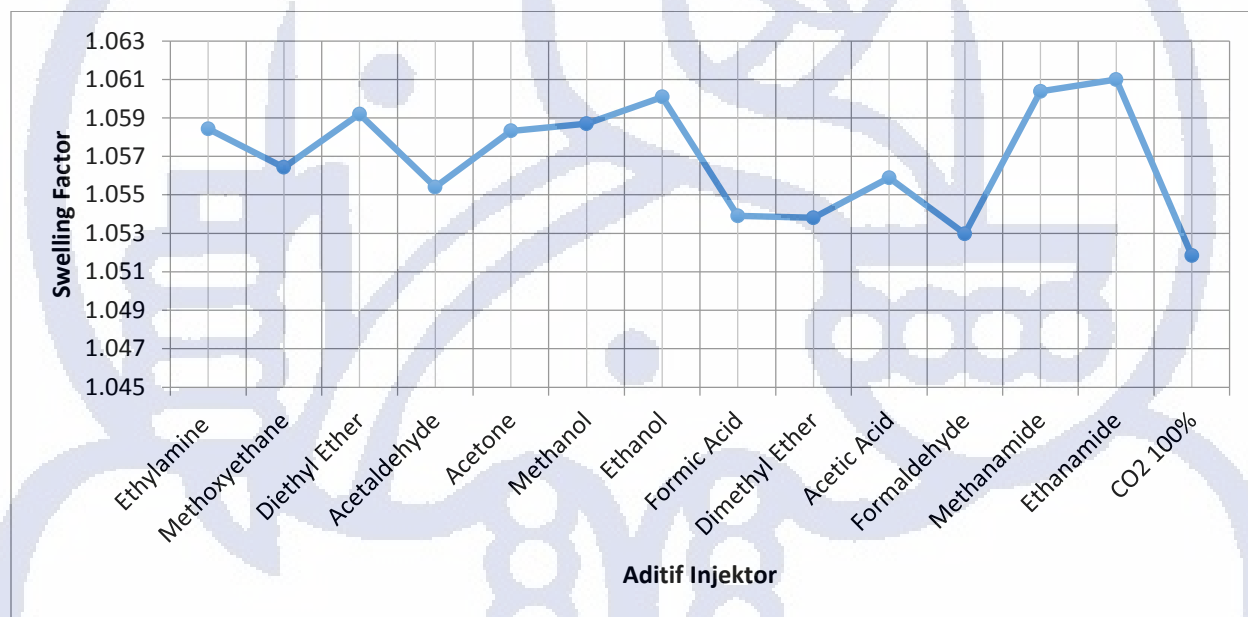
Gambar 4. Kurva Relatif Permeabilitas



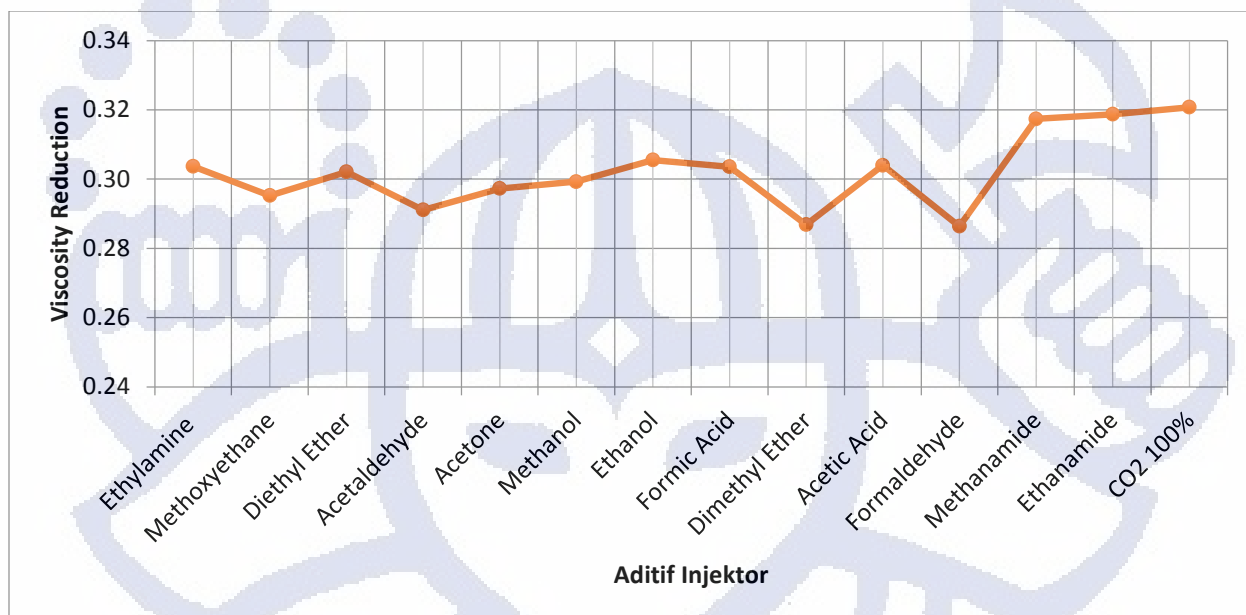
Gambar 5. Grafik Nilai MMP dan Kumulatif Produksi terhadap Jenis Aditif Injeksi



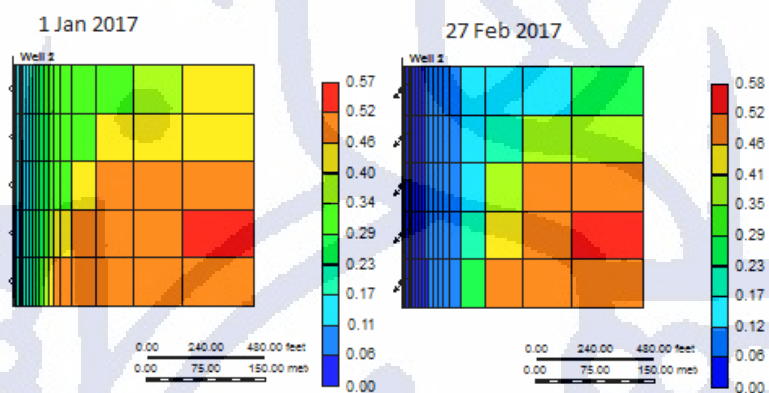
Gambar 6. Grafik Nilai Tekanan Reservoir dan Kumulatif Produksi terhadap Jenis Aditif Injeksi



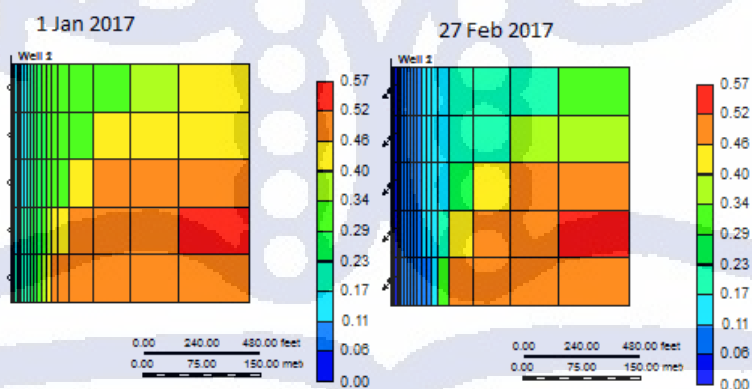
Gambar 7. Kurva Nilai Swelling Factor akibat Injeksi Campuran CO₂ dengan Aditif



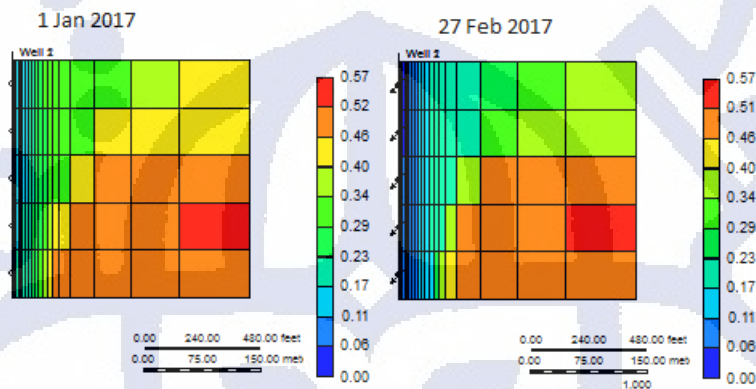
Gambar 8. Kurva Nilai Penurunan Nilai Viskositas akibat Injeksi Campuran CO₂ dengan Aditif



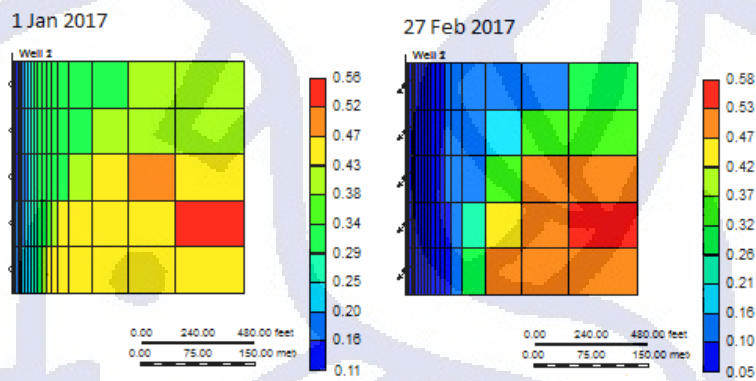
Gambar 9. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Ethylamine 2 MMSCFD



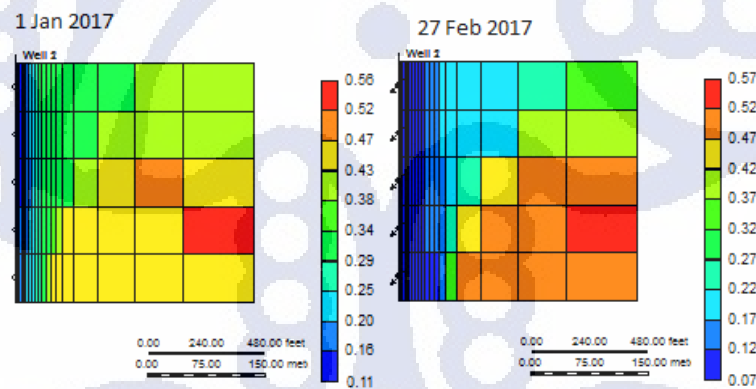
Gambar 10. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Ethylamine 1 MMSCFD



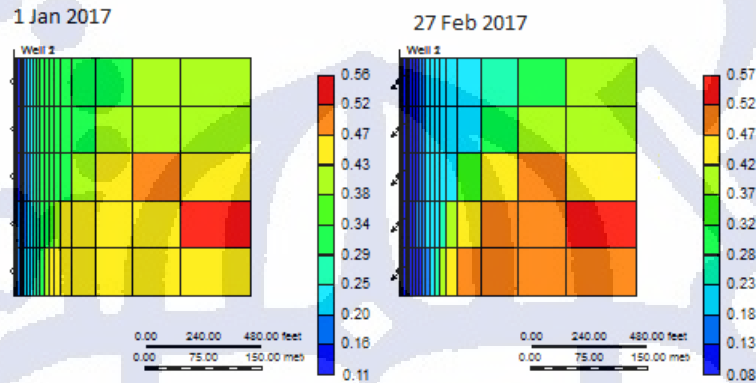
Gambar 11. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Ethylamine 0.5 MMSCFD



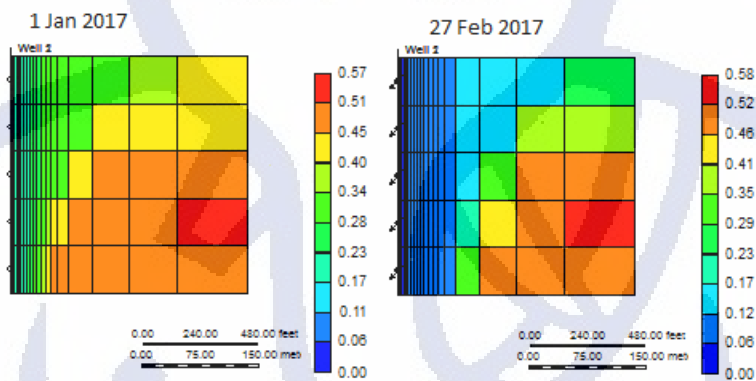
Gambar 12. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Diethyl Ether 2 MMSCFD



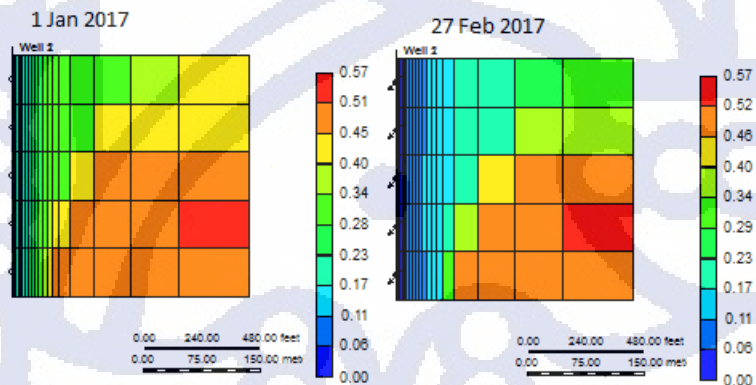
Gambar 13. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Diethyl Ether 1 MMSCFD



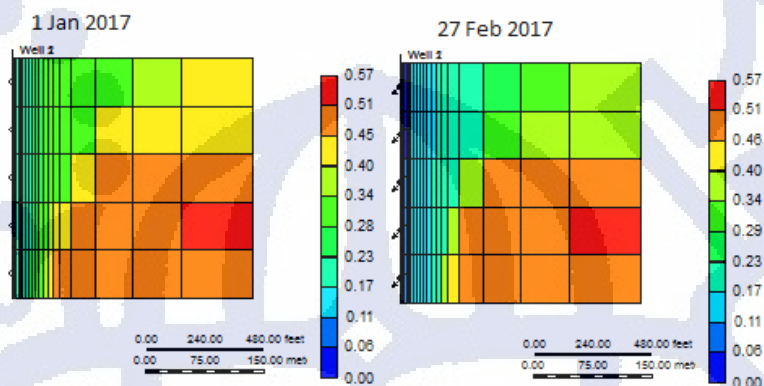
Gambar 14. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Diethyl Ether 0.5 MMSCFD



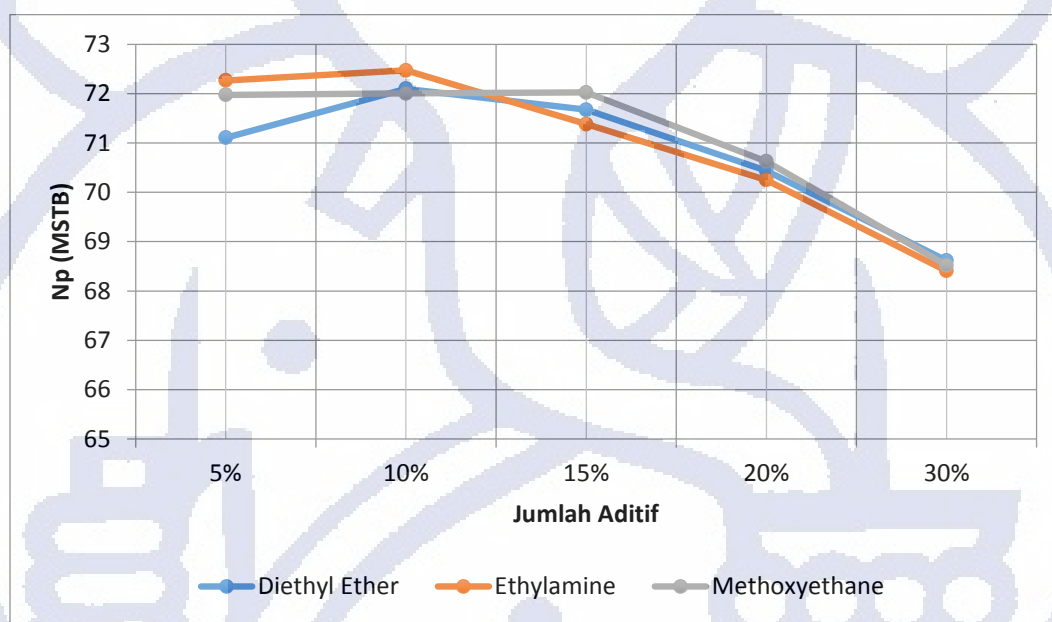
Gambar 15. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Methoxyethane 2 MMSCFD



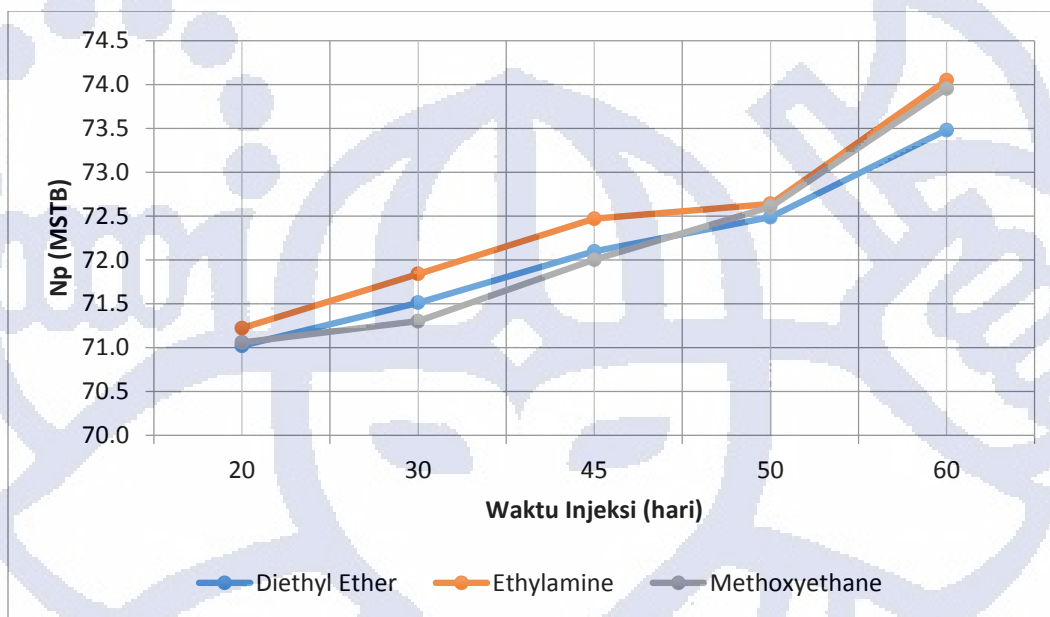
Gambar 16. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Methoxyethane 1 MMSCFD



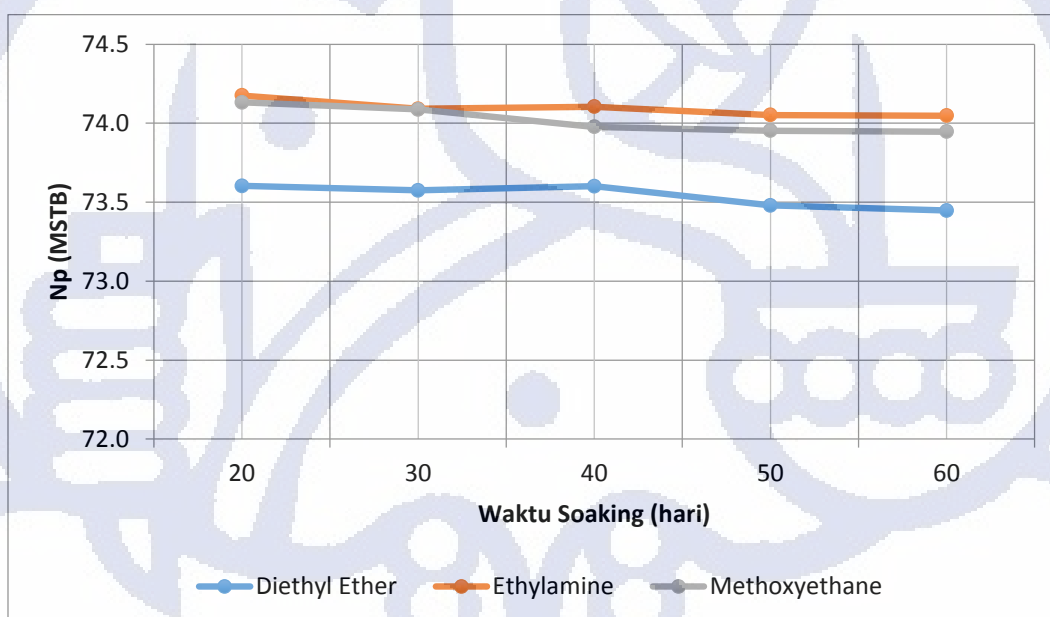
Gambar 17. Perubahan Viskositas akibat Injeksi CO₂ dengan Methoxyethane 0.5 MMSCFD



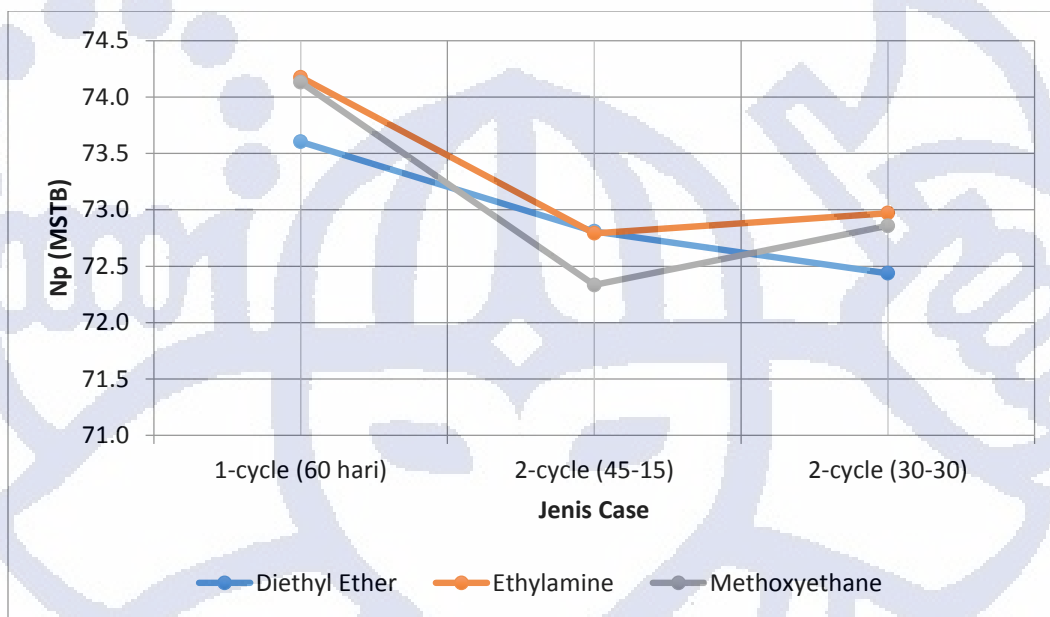
Gambar 18. Hubungan Kumulatif Produksi dengan Jumlah Aditif



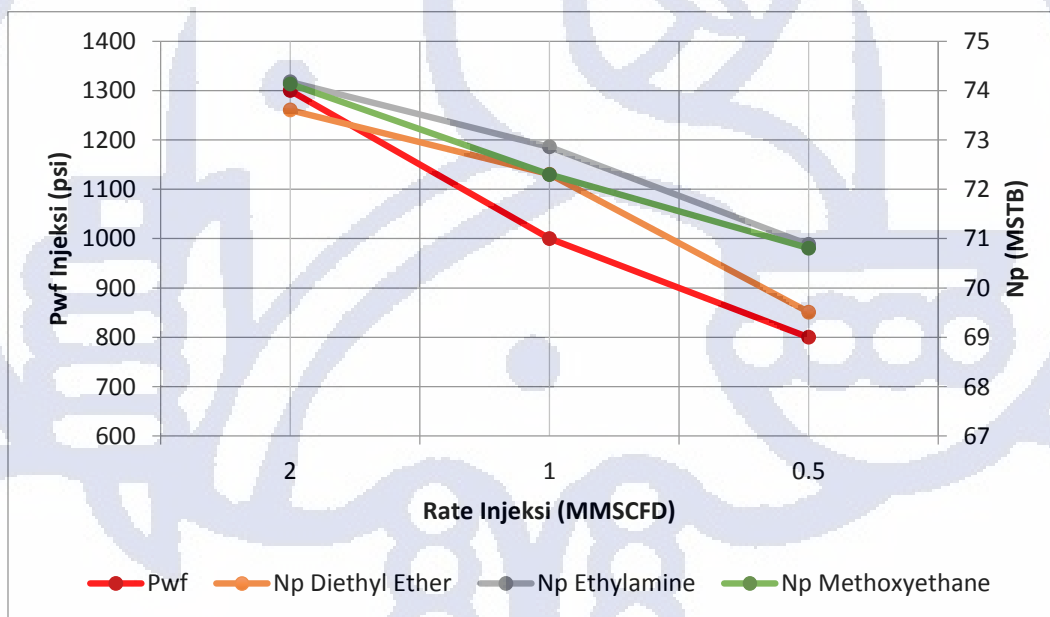
Gambar 19. Hubungan Waktu Injeksi dengan Kumulatif Produksi Campuran CO₂ dengan Aditif



Gambar 20. Hubungan Waktu Soaking dengan Kumulatif Produksi Campuran CO₂ dengan Aditif



Gambar 21. Hubungan Jumlah Cycle dan Variasi Waktu Injeksi dengan Kumulatif Produksi Campuran CO₂ dengan Aditif



Gambar 22. Hubungan Rate Injeksi dengan Kumulatif Produksi dan Tekanan Injeksi Campuran CO₂ dengan Aditif