

**APLIKASI PENGGUNAAN *SOLVENT* PADA INJEKSI CO₂
UNTUK MENGURANGI TEKANAN TERCAMPUR MINIMUM
(TTM)**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

PUJI ARTI ASTUTI

NPM 143210673



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Puji Arti Astuti
NPM : 143210673
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Aplikasi Penggunaan *Solvent* Pada Injeksi CO₂
Untuk Mengurangi Tekanan Tercampur Minimum
(TTM).

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. (.....)
Pembimbing II : Tomi Erfando, S.T., M.T. (.....)
Penguji : Dr. Eng. Muslim, M.T. (.....)
Penguji : Novia Rita, S.T., M.T. (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan oleh:

**DEKAN
FAKULTAS TEKNIK**

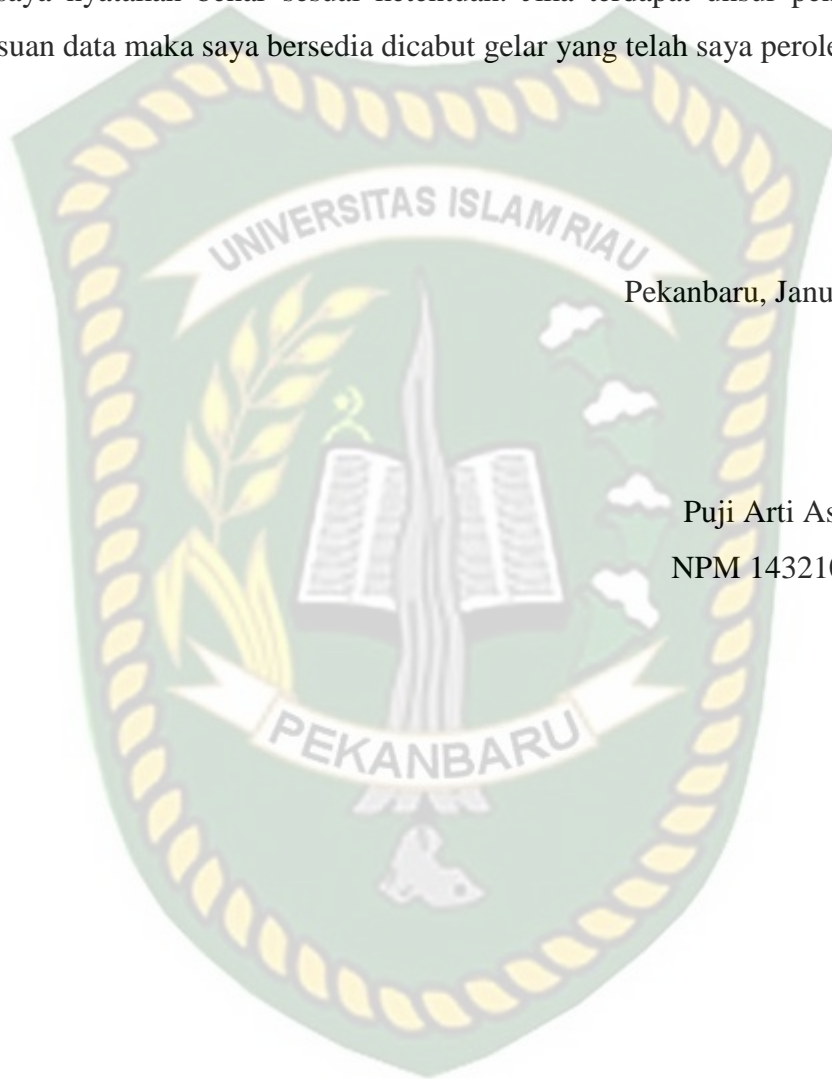
**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Ir. H. Abdul Kudus Zaini, M.T., M.S.Tr

Dr. Eng. Muslim, M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, Januari 2020

Puji Arti Astuti
NPM 143210673

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Fiki Hidayat, S.T.,M.Eng selaku dosen pembimbing 1 dan Bapak Tomi Erfando, S.T.,M.T selaku dosen pembimbing 2 dan Ibu Fitrianti, S.T.,M.T selaku pembimbing akademik saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Kedua orang tua tercinta, Ayah Keri Warisman dan Ibu Zaimah serta Abang dan Kakak Santi Monaliza, Wahyu, A.md, Andi Azis Komara, S.T, Tri Wahyu Winarti, S.Pd.,Sd, Rudi Hermawan, S.P dan Febriani Safitri, S.T yang telah memberikan dukungan penuh berupa moril maupun materil dan doa tiada batasnya yang hingga saat ini mampu memberikan semangat untuk setiap langkah yang saya ambil.
4. Teman seperjuangan Leovaldo Pangaribuan, S.T, Riska Putri Ramadhani, S.T, Meri Efendi dan sepupu Olivia Inayati dan Arie Rafiani yang telah banyak membantu.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Januari 2020

Puji Arti Astuti

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	7
3.1 Lokasi Penelitian	7
3.2 Jenis Penelitian	7
3.3 Waktu Penelitian	7
3.4 Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	8
3.5 Fluida Reservoir	9
3.6 Simulasi CMG-Winprop.....	10
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	12
4.1 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan <i>Solvent</i> .	13
4.1.1 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran CO ₂ dan CH ₄	13
4.1.2 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₂ H ₆	14
4.1.3 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan N ₂	14
4.1.4 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₃ H ₈	15

4.1.5 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₄	15
4.1.6 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO ₂ dan H ₂ S.....	16
4.2 Pengaruh Solvent Terhadap Tekanan Tercampur Minimum (TTM)	17
4.2.1 Pengaruh CH ₄ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum.....	17
4.2.2 Pengaruh C ₂ H ₆ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum.....	18
4.2.3 Pengaruh N ₂ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum.....	19
4.2.4 Pengaruh C ₃ H ₈ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum.....	20
4.2.5 Pengaruh C ₄ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum.....	21
4.2.6 Pengaruh H ₂ S Terhadap Tekanan Tercampur Minimum	22
4.2.7 Pengaruh Keenam Jenis Solvent Terhadap Tekanan Tercampur Minimum	22
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	25
5.1 Kesimpulan	25
5.2 Saran	25
DAFTAR PUSTAKA	26
LAMPIRAN	29

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Diagram alir penelitian	8
Gambar 3.2 Persamaan keadaan Peng – Robinson (1978).....	10
Gambar 4.1 Pengaruh persen mol CH_4 terhadap tekanan tercampur minimum..	17
Gambar 4.2 Pengaruh persen mol C_2H_6 terhadap tekanan tercampur minimum	18
Gambar 4.3 Pengaruh persen mol N_2 terhadap tekanan tercampur minimum	20
Gambar 4.4 Pengaruh persen mol C_3H_8 terhadap tekanan tercampur minimum	21
Gambar 4.5 Pengaruh persen mol C_4 terhadap tekanan tercampur minimum.....	21
Gambar 4.6 Pengaruh persen mol H_2S terhadap tekanan tercampur minimum ..	22
Gambar 4.7 Pengaruh persen mol dari keenam jenis <i>solvent</i> terhadap tekanan tercampur minimum.....	23

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Waktu Penelitian	7
Tabel 3.2 Komponen fluida.....	9
Tabel 3.3 Persen Pencampuran Gas CO ₂ dan Keenam Jenis <i>Solvent</i>	11
Tabel 4.1 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan CH ₄	13
Tabel 4.2 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₂ H ₆	14
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan N ₂	14
Tabel 4.4 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₃ H ₈	15
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan C ₄	16
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO ₂ dan H ₂ S	16

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Persamaan Peng Robinson Equation of State (Ramdharee, et al, 2013)	29
Lampiran 2. Hasil perhitungan TTM	29



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EOS	<i>Equation of State</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
IFT	<i>Interfacial Tension</i>
Mpa	Mega pascal
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
Psi	<i>Pounds per Square Inch</i>
RBA	<i>Rising Bubble Apparatus</i>
TTM	Tekanan Tercampur Minimum
VIT	<i>Vanishing Interfacial Tension</i>

DAFTAR SIMBOL

CH_4	Metana
C_2H_6	Etana
C_3H_8	Propana
CO_2	Karbon dioksida
H_2S	Hidrogen Sulfida
M_w	Berat molekul, gr/mol
N_2	Nitrogen
$n\text{C}_4$	Butana
SG	<i>Specific Gravity</i>
ρ	Densitas, Kg/m^3
μ	Viskositas,, cp
%	Persen
°	Derajat

APLIKASI PENGGUNAAN *SOLVENT* PADA INJEKSI CO₂ UNTUK MENGURANGI TEKANAN TERCAMPUR MINIMUM (TTM)

PUJI ARTI ASTUTI
143210673

ABSTRAK

Pada tahap awal produksi minyak biasanya hanya mengandalkan tenaga alamiah dari reservoir itu sendiri. Namun seiring berjalannya waktu tenaga alamiah tersebut semakin melemah dan tidak mampu lagi untuk memproduksi minyak yang tersisa ke atas permukaan. Untuk meningkatkan perolehan minyak yang masih tersisa dapat dilakukan dengan cara menginjeksikan gas CO₂ ke dalam reservoir. Pada injeksi CO₂ Tekanan Tercampur Minimum (TTM) sangat penting diketahui untuk menentukan metode injeksi seperti apa yang akan dilakukan. Dimana metode injeksi CO₂ secara *miscible* dapat dilakukan apabila CO₂ yang diinjeksikan memiliki tekanan yang lebih besar dari TTM.

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh *solvent* yang diinjeksikan dengan gas CO₂ terhadap penurunan nilai TTM. Dimana terdapat 6 jenis *solvent* yang digunakan yaitu metana, etana, propana, butana, nitrogen dan hidrogen sulfida. Adapun konsentrasi (persen mol) *solvent* yang diinjeksikan adalah sebesar 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 35%, 40%, 45% dan 50%. Penentuan TTM dilakukan dengan menggunakan simulasi persamaan keadaan yaitu simulasi winprop yang terdapat pada *software* CMG.

Hasil penelitian menunjukkan bahwa jenis *solvent* yang dapat menurunkan TTM adalah butana, propana, hidrogen sulfida dan etana. Dimana campuran butana dengan gas CO₂ memberikan pengaruh penurunan TTM terbesar. Semakin besar persen mol butana yang ditambahkan maka semakin rendah TTM yang dihasilkan. Begitu juga dengan propana dan hidrogen sulfida. Namun untuk etana dibutuhkan konsentrasi yang tinggi agar dapat menurunkan TTM yaitu sebesar 35% mol etana. Sedangkan metana dan nitrogen memiliki pengaruh dapat meningkatkan nilai TTM. Hal itu terbukti dengan semakin besar konsentrasi metana dan nitrogen yang ditambahkan maka semakin tinggi pula TTM yang dihasilkan.

Kata kunci: Tekanan tercampur minimum, CO₂, *miscible*, *solvent*

**APPLICATION OF USING SOLVENT ON CO₂ INJECTION TO REDUCE
MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE (MMP)**

PUJI ARTI ASTUTI
143210673

ABSTRACT

In the early stages of oil production usually only relies on the natural energy of the reservoir itself. But over time the natural energy becomes weaker and no longer able to produce oil to the surface. To increase the acquisition of the remaining oil can be done by injecting CO₂ gas into the reservoir. In CO₂ injection Minimum Miscibility Pressure (MMP) is very important to know to determine what kind of injection method will be done. Where the CO₂ injection method can be miscible done if the CO₂ injected has a pressure greater than MMP.

This research was conducted to determine the effect of solvent injected with CO₂ gas on the reduction in MMP values. There are 6 types of solvents used namely methane, ethane, propane, butane, nitrogen and hydrogen sulfide. As for the concentration (mol percent) of the injected solvent is 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 35%, 40%, 45% and 50%. MMP determination is done by using winprop simulation contained in the CMG software.

The results showed that the types of solvents that can reduce MMP are butane, propane, hydrogen sulfide and ethane. Where the mixture of butane with CO₂ gas has the biggest reduction effect of MMP. The greater the mol percent of butane added, the lower the MMP produced. As well as propane and hydrogen sulfide. But for ethane a high concentration is needed in order to reduce the MMP by 35% mol ethane. While methane and nitrogen have an influence can increase the value of MMP. It was proven by the greater concentration of methane and nitrogen added, the higher the MMP produced.

Keywords: *Minimum Miscibility Pressure, CO₂, miscible, solvent*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Usia lapangan yang sudah tua (*mature field*) merupakan salah satu faktor yang menyebabkan turunnya produksi minyak di Indonesia pada saat ini. Apabila hal ini terus dibiarkan tanpa adanya penanganan yang lebih lanjut maka lapangan tersebut menjadi tidak ekonomis lagi untuk diproduksi. Sementara itu upaya perolehan secara primer dan sekunder telah dilakukan dan masih banyak menyisakan sisa cadangan maka tindakan selanjutnya adalah perlu diterapkan metode peningkatan perolehan minyak agar cadangan yang tersisa dapat diproduksi.

Metode peningkatan perolehan minyak dengan injeksi gas telah menjadi salah satu praktek umum di dunia sejak tahun 1970-an. Salah satu gas yang sering digunakan yaitu gas CO₂ (Amanda & Marhaendrajana, 2013). Pada injeksi CO₂ tekanan tercampur minimum (TTM) sangat penting untuk diketahui, hal itu bertujuan untuk menentukan metode injeksi seperti apa yang akan dilakukan. Metode injeksi tersebut dapat berupa injeksi tercampur (*miscible*) atau injeksi tidak tercampur (*immiscible*) (Martin & Taber, 1992). Dimana injeksi tercampur (*miscible*) dapat terjadi apabila tekanan injeksi CO₂ lebih besar dari tekanan tercampur minimum. Sebaliknya injeksi tidak tercampur dapat terjadi apabila tekanan injeksi CO₂ lebih kecil dari tekanan tercampur minimum. Tekanan tercampur minimum (TTM) dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu temperatur reservoir, komposisi minyak dan kemurnian CO₂ yang menjadi gas injeksi. Tekanan tercampur minimum (TTM) dapat dimodifikasi dengan melakukan beberapa perlakuan diantaranya adalah dengan menginjeksikan air, surfaktan dan gas kedalam reservoir dan dapat pula dengan melakukan pencampuran gas CO₂ sebagai fluida injeksi dengan beberapa jenis *solvent* (Liu, Sun, Li, & Wu, 2019). Metcalfe (1980) menjelaskan bahwa untuk menurunkan tekanan tercampur minimum sesuai dengan yang dibutuhkan dapat dilakukan dengan cara mencampurkan gas CO₂ dengan gas lain.

Studi ini mempelajari upaya menurunkan tekanan tercampur minimum (TTM) dengan menggunakan *solvent* dan pengaruh *solvent* tersebut terhadap nilai TTM pada injeksi CO₂, yaitu bagaimana perubahan nilai TTM bila gas CO₂ dicampur dengan beberapa jenis *solvent* seperti gas CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄, N₂, dan H₂S, dengan perbandingan konsentrasi (persen mol) tertentu. Untuk mengetahui pengaruh *solvent* terhadap TTM dari injeksi CO₂ ini metode yang digunakan adalah *equation of state* (EOS) yang ada pada Winprop CMG.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui pengaruh penggunaan *solvent* terhadap Tekanan Tercampur Minimum (TTM).
2. Mengetahui jenis *solvent* apa yang paling besar pengaruhnya dalam menurunkan Tekanan Tercampur Minimum (TTM).

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dilakukannya penelitian Tugas Akhir ini adalah untuk menganalisa dan sebagai pembuktian ulang teori yang sudah ada mengenai pengaruh pencampuran beberapa jenis *solvent* dengan gas CO₂ sebagai fluida injeksi terhadap penurunan nilai tekanan tercampur minimum (TTM).

1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka didalam penelitian ini dibatasi dengan:

1. Hanya menggunakan gas metana, etana, propana, butana, nitrogen dan hidrogen sulfida sebagai *solvent* yang dicampur dengan gas CO₂.
2. Menggunakan simulator Winprop pada *software* CMG dalam penentuan nilai Tekanan Tercampur Minimum (TTM).
3. Tidak mempertimbangkan sisi ekonomi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Segala puji bagi Allah SWT. yang telah memberikan kesempatan kepada kita untuk menjalani kehidupan di dunia ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeki-Nya yang telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. berfirman pada QS. Al-baqarah (2):29 dan QS. Al'Alaq ayat 1-5. Ayat tersebut menjelaskan bahwa hanya Allah yang menciptakan semua yang ada di bumi untuk kita, seperti sumber daya alam dan lain-lain yang tidak terhitung jumlahnya. Dari ayat tersebut Allah SWT. telah mengisyaratkan agar kita mau belajar menguasai ilmu pengetahuan. Karena dengan ilmu pengetahuan lah kita mampu mengolah dan memanfaatkan sumber daya alam dan segala kenikmatan yang telah diberikan oleh Allah SWT.

Penelitian Tugas Akhir yang dilakukan ini adalah mengenai penggunaan *solvent* pada injeksi CO₂ untuk mengurangi nilai Tekanan Tercampur Minimum (TTM). CO₂-EOR telah dikenal sebagai EOR terbesar kedua di dunia setelah *thermal recovery* yang digunakan pada lapangan minyak berat (Perera et al., 2016). Injeksi gas CO₂ bisa memperpanjang umur produksi dari lapangan minyak dengan jenis minyak *light* atau *medium* 15 hingga 20 tahun dan bisa memperoleh 15% hingga 25% OOIP (Yongmao, Zenggui, Yueming, & Xiangjie, 2004). Gas CO₂ merupakan fluida pendesak yang sangat ideal untuk beberapa jenis minyak, karena gas tersebut dapat bercampur dengan minyak pada zona transisi untuk mencapai pendesakan atau efisiensi penyapuan yang sempurna (Briolletty & Siregar, 2005).

Injeksi CO₂ tercampur memberikan perolehan minyak yang tinggi jika dibandingkan dengan injeksi CO₂ tidak tercampur (Verma, 2015). Parameter penting yang perlu diketahui pada proses injeksi gas tercampur (*miscible*) adalah tekanan tercampur minimum (TTM). Tekanan ini spesifik untuk setiap reservoir. Pendesakan gas tercampur hanya terjadi, bila CO₂ yang diinjeksikan ke reservoir berada pada tekanan diatas TTM. Secara umum, tekanan injeksi CO₂ harus sekitar 200 psi lebih tinggi dari TTM untuk memastikan *miscibility* dapat tercapai (Abedini, 2014). Mekanisme utama yang bekerja pada injeksi gas tercampur adalah pengurangan viskositas minyak yang secara teoritis menurut persamaan

Darcy akan memperbesar laju alir minyak, *oil swelling*, penurunan IFT, dan menguapnya komponen ringan minyak. Terdapat beberapa karakteristik reservoir untuk TTM rendah yaitu ketika temperatur 97°F, °API 37, viskositas minyak 0,7 cp (Jasek, Frank, Mathis, & Smith, 1998).

Penentuan TTM pada proses injeksi CO₂ sangat penting karena pada tekanan tercampur minimum ini gas injeksi dan minyak bercampur melalui suatu kontak ganda (*multiple-contact miscibility*) dan proses pendesakan menjadi sangat efisien (Carcoana, 1992). Harga TTM dipengaruhi oleh:

1. Temperatur reservoir, Yellig dan Metcalfe (1980) melakukan penelitian terhadap pengaruh temperatur pada harga TTM yang dapat disimpulkan bahwa semakin tinggi temperatur reservoir semakin besar TTM, sebaliknya semakin rendah temperatur reservoir semakin rendah TTM.
2. Komposisi minyak, (Holm & Josendal, 1982) melakukan pengamatan terhadap pengaruh komposisi minyak terhadap perubahan harga TTM. Semakin besar temperatur reservoir semakin besar fraksi mol dari komponen C5-C10 makin besar harga TTM. Sebaliknya semakin besar fraksi mol dari komponen C1-C4 makin kecil harga TTM.
3. *Impurities* yang terkandung dalam CO₂, Banyaknya *impurities* yang terkandung dalam CO₂ akan mempengaruhi harga TTM.

Muslim dan Permadi (2015) mengatakan bahwa berbagai metode yang dapat digunakan untuk menentukan TTM telah dikembangkan. Metode yang telah sering digunakan antara lain *slim tube test* (Yellig & Metcalfe, 1980), korelasi (Johnson & Pollin, 1981), *rising bubble apparatus* (Christiansen & Kim Haines, 1987), *vanishing interfacial tension test* (Rao & Lee, 2000) dan simulasi *numeric* (Tarek Ahmed, 2007). Penentuan TTM yang ekonomis, mudah dan nilainya mendekati nilai yang akurat ialah dengan korelasi dan simulasi misalnya dengan *software computer modeling group* (CMG). Dalam penentuan TTM terdapat beberapa faktor yang mempengaruhinya, yaitu temperatur, komposisi minyak, injeksi gas *pure*, dan *impure* (Yellig & Metcalfe, 1980).

Solvent yang digunakan pada penelitian ini merupakan benda gas yang digunakan untuk menurunkan nilai Tekanan Tercampur Minimum (TTM). Adapun jenis *solvent* yang digunakan pada penelitian ini adalah termasuk

kedalam kategori gas alam yaitu gas metana, etana, propana, butana, nitrogen dan hidrogen sulfida. Dimana keenam jenis gas tersebut merupakan jenis gas yang ikut terproduksi bersama minyak. Gas yang ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak dapat digunakan sebagai gas injeksi untuk meningkatkan perolehan minyak. Adapun metode yang digunakan dalam penentuan TTM pada penelitian ini adalah dengan menggunakan metode persamaan keadaan atau *Equation of State* (EOS) yang terdapat di simulator Winprop pada *software* CMG.

Penelitian terdahulu telah dilakukan oleh Sayegh, Huang, & Zhang (2007) yang melakukan penelitian terhadap efek dari penambahan H₂S pada injeksi CO₂ di sumur Zama Keg River F dan sumur Zama Keg River G2G, Kanada. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode Rising Bubble Apparatus (RBA). Terdapat tiga injeksi yang dilakukan yaitu *pure* CO₂, 20% mol H₂S dan 40% mol H₂S yang ditambahkan pada CO₂. Injeksi *pure* CO₂ menghasilkan nilai TTM sebesar 19,9 Mpa untuk sumur Zama Keg River F dan 21,3 Mpa untuk sumur Zama Keg River G2G. Penambahan 20% mol H₂S pada CO₂ memberikan efek pengurangan terhadap nilai TTM yaitu sebesar 16,6 Mpa untuk sumur Zama Keg River F dan 19,0 Mpa untuk sumur Zama Keg River G2G. Kemudian penambahan 40% mol H₂S pada CO₂ memberikan efek pengurangan yang lebih besar terhadap nilai TTM yaitu sebesar 13,4 Mpa untuk sumur Zama Keg River F dan 16,9 Mpa untuk sumur Zama Keg River G2G.

Penelitian lain dilakukan oleh Rasya & Rini (2015) yang melakukan evaluasi terhadap penambahan H₂S, CH₄, dan N₂ pada injeksi CO₂ dengan menggunakan dua metode yang berbeda yaitu simulasi *slimtube* menggunakan *software* CMG dan korelasi Ellisa M. El-M Shokkir (2007). Adapun variasi fluida yang diinjeksikan adalah 100% CO₂, 25% H₂S + 75% CO₂, 25% CH₄ + 75% CO₂ dan 25% N₂ + 75% CO₂. Hasil perhitungan dari metode simulasi *slimtube* didapatkan nilai TTM untuk konsentrasi 100% CO₂ sebesar 4159 psi, konsentrasi 25% CH₄ + 75% CO₂ nilai TTM meningkat menjadi 4694 psi, konsentrasi 25% H₂S + 75% CO₂ nilai TTM menurun menjadi 3600 psi, sedangkan konsentrasi 25% N₂ + 75% CO₂ nilai TTM meningkat menjadi 5250 psi. Kemudian untuk korelasi M. El-M Shokkir didapat hasil TTM untuk konsentrasi 100% CO₂ sebesar 3959 psi, konsentrasi 25% CH₄ + 75% CO₂ sebesar 5525 psi, konsentrasi

25% H₂S + 75% CO₂ sebesar 3702 psi dan konsentrasi 25% N₂ + 75% CO₂ sebesar 4500 psi. Kedua metode menghasilkan hasil pengaruh yang sama dengan angka yang berbeda.

Penelitian selanjutnya dilakukan oleh Muslim & Permadi (2016) dengan melakukan penelitian terhadap pencampuran gas CO₂ dengan *flared gas*, metana, etana, propana, butana dan nitrogen untuk menurunkan nilai TTM pada dua lapisan Formasi Air Benekhat (FAB) yaitu lapisan AB-4 dan AB-5. Adapun metode yang digunakan untuk menghitung TTM dari 100% CO₂ adalah dengan metode *slimtube* sedangkan untuk pencampuran gas lainnya digunakan metode persamaan keadaan dalam Winprop Simulasi CMG Simulator Ver. 2013 dengan menggunakan tiga skenario konsentrasi (persen mol) dalam campuran gas CO₂ dengan gas lainnya yaitu 60%, 50% dan 40% gas CO₂. Hasil penelitian didapatkan bahwa nilai TTM dapat diturunkan apabila gas CO₂ dicampur dengan salah satu gas etana, propana atau butana. Sedangkan apabila gas CO₂ dicampur dengan salah satu gas metana, nitrogen dan *flare gas* maka nilai TTM akan mengalami kenaikan.

Kemudian penelitian lain juga dilakukan oleh Choubineh et al., (2018) yang melakukan penelitian tentang pengaruh nitrogen, metana, etana, dan propana yang dicampurkan dengan gas CO₂ terhadap nilai TTM. Penelitian dilakukan dengan menggunakan metode simulasi *slimtube* (E300). Dan hasil penelitian didapat bahwa pencampuran salah satu gas nitrogen dan metana dengan gas CO₂ dapat meningkatkan nilai TTM. Sedangkan pencampuran salah satu gas etana dan propana dengan gas CO₂ akan menurunkan nilai TTM.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang berlokasi di jalan Kaharuddin Nasution, Marpoyan, Pekanbaru.

3.2 Jenis Penelitian

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah *simulation research* dengan menggunakan data dari suatu lapangan. Data yang diperoleh kemudian diinputkan kedalam simulator winprop yang kemudian hasilnya akan dianalisis. Sedangkan, teknik pengumpulan data yaitu data sekunder yang didapat dari hasil penelitian, buku referensi, jurnal dan makalah yang sesuai dengan topik penelitian.

3.3 Waktu Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada bulan Desember 2018 hingga November 2019, dengan rincian seperti yang tertera pada tabel 3.1 dibawah ini.

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan											
	2018	2019										
	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Studi Literatur												
Penginputan Fluida												
Analisis Hasil												

3.5 Fluida Reservoir

Data pada tabel 3.2 merupakan data komponen fluida dengan persentase komponen terbesar adalah heptana *plus*, sebesar 69,65% dan diikuti dengan persentase komponen metana sebesar 18,50%. Adapun sifat fisik dari fluida tergolong dalam *light oil* dengan temperatur 156 °F *oil gravity* 41,38 °API, viskositas 0,21 cp. Tekanan inisial 1.134 psi dan *bubble point* 1.116 psi.

Tabel 3.2 Komponen fluida

Komponen	Simbol	Persen Mol	Persen Berat
Hidrogen Sulfida	H ₂ S	0,00	0,00
Karbon Dioksida	CO ₂	0,12	0,05
Nitrogen	N ₂	0,65	0,17
Metana	C ₁	18,50	2,71
Etana	C ₂	1,79	0,59
Propana	C ₃	1,87	0,75
Iso – Butana	i-C ₄	0,84	0,45
n – Butana	n-C ₄	1,37	0,73
Iso – Pentana	i-C ₅	1,64	1,08
n – Pentana	n-C ₅	0,99	0,65
Heksana	C ₆	2,58	2,03
Heptana Plus	C ₇ ⁺	69,65	90,89
Total		100,00	100,00
Karakteristik Heptana Plus			
Specific Gravity @60/60 F		0,8308	
Berat Molekul		142,73	

Sumber: (Muslim & Permadi, 2015)

3.6 Simulasi CMG-Winprop

Simulasi CMG-Winprop digunakan untuk membangun model fluida berdasarkan karakteristik minyak dan fluida reservoir. Dengan menggunakan simulator winprop yang terdapat pada *software* CMG dapat menganalisa kelakuan fasa fluida reservoir pada sistem gas dan juga minyak. Pada simulator winprop terdapat empat jenis persamaan keadaan (EOS) *tool*. Persamaan keadaan yang digunakan adalah persamaan Peng – Robinson (1978). Hal itu dilakukan karena persamaan Peng – Robinson (1978) merupakan persamaan yang banyak digunakan oleh industri dan memiliki keunggulan dibandingkan ketiga persamaan keadaan lainnya (Ramdharee, Muzenda, & Belaid, 2013). Selain itu karena beberapa koefisien pada persamaan ini telah dimodifikasi dari persamaan dasar sebelumnya yaitu Redlich-Kwong (Ahmed, 2000). Ahmed (2000) dalam papernya mengatakan beberapa peneliti yang telah melakukan modifikasi pada Redlich Kwong EOS menyimpulkan bahwa EOS ini mampu memprediksi *complex phase equilibrium* yang ditemukan di sistem CO₂ *hydrocarbon*.



Gambar 3.2 Persamaan keadaan Peng – Robinson (1978)

Komposisi minyak sebagai komponen primer dan gas CO₂ sebagai komponen sekunder. Metode EOS yang digunakan merupakan tool yang ada dalam CMG software yaitu Winprop versi 2015. Beberapa tahapan pengerjaan yang dilakukan adalah: input data komposisi minyak berdasarkan tekanan dan temperatur reservoir yang sesuai dengan data lapangan, dan komposisi gas injeksi yang digunakan sesuai dengan kemurnian masing-masing yang telah ditentukan. *Set pressure step* 100 psia dengan jumlah *pressure step* adalah 50 dan maksimum pressure sebesar 5500 psia. *Output software* adalah besarnya tekanan tercampur

minimum yang terjadi berdasarkan komposisi *crude oil* dan gas injeksi yang ditentukan. Adapun persen pencampuran antara gas CO₂ dengan keenam jenis *solvent* dapat dilihat pada Tabel 3.3 berikut.

Tabel 3.3 Persen Pencampuran Gas CO₂ dan Keenam Jenis *Solvent*

No	Jenis Pencampuran	%
1	CO ₂ + CH ₄	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50
2	CO ₂ + C ₂ H ₆	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50
3	CO ₂ + N ₂	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50
4	CO ₂ + C ₃ H ₈	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50
5	CO ₂ + nC ₄	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50
6	CO ₂ + H ₂ S	95:5, 90:10, 85:15, 80:20, 75:25, 70:30, 65:35, 60:40, 55:45, 50:50

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Tujuan utama dari penelitian ini adalah untuk mengkaji kemungkinan cara menurunkan nilai tekanan tercampur minimum dari injeksi campuran gas CO₂ dengan beberapa jenis *solvent* serta mengetahui bagaimana pengaruh *solvent* tersebut terhadap nilai tekanan tercampur minimum. Tekanan tercampur minimum merupakan parameter yang sangat penting diketahui untuk menentukan keadaan injeksi CO₂ yang akan dilakukan. Dimana tercampurnya CO₂ dengan minyak pada kondisi reservoir (*miscible*) akan memberikan tingkat perolehan yang maksimal (Jarrell, et al., 2002). Pendesakan gas tercampur (*miscible*) hanya dapat terjadi apabila CO₂ yang diinjeksikan ke reservoir berada pada tekanan diatas tekanan tercampur minimum. oleh sebab itu upaya penurunan nilai tekanan tercampur minimum dengan menggunakan campuran beberapa *solvent* perlu dilakukan.

Terdapat perbedaan persen jumlah gas CO₂ yang diinjeksikan. Bila gas CO₂ yang diinjeksikan 100% disebut *pure-CO₂* sedangkan bila gas CO₂ yang diinjeksikan tidak murni 100% yang berarti bercampur dengan gas lain (*diluted*) disebut dengan *impure-CO₂* (Emera, 2006). Sebagai perbandingan dan acuan, pada penelitian ini dilakukan penentuan terlebih dahulu tekanan tercampur minimum dengan jumlah gas CO₂ yang diinjeksikan 100% (*pure-CO₂*) guna mengetahui nilai tekanan tercampur minimum yang murni tanpa pengaruh *solvent*.

Dalam penelitian ini terdapat beberapa *solvent* yang digunakan untuk dicampur dengan gas CO₂ yaitu metana (CH₄), etana (C₂H₆), nitrogen (N₂), propana (C₃H₈), butana (C₄) dan hidrogen sulfida (H₂S). Untuk mengetahui seberapa besar pengaruh pencampuran *solvent* tersebut terhadap nilai tekanan tercampur minimum maka telah ditentukan persen pencampuran gas CO₂ dengan keenam jenis *solvent* tersebut.

Umumnya dalam menentukan nilai tekanan tercampur minimum terdapat beberapa metode yang mana terdapat perbedaan dalam tahap pengerjaannya. Diantara metodenya yaitu eksperimen laboratorium, pengerjaan menggunakan perhitungan persamaan keadaan dan korelasi. Metode yang peneliti gunakan

adalah metode perhitungan persamaan keadaan atau *Equation of State* (EOS) dengan simulator Winprop versi 2015 dari CMG. Persamaan keadaan yang digunakan adalah Peng-Robinson EOS (PREOS) (1978) yang tersedia pada menu simulasi CMG.

Penentuan tekanan tercampur minimum untuk gas yang diinjeksikan berupa gas CO₂ murni (konsentrasi 100%) didapatkan nilai *frist contact miscibility* sebesar 1875 psi serta tekanan tercampur minimum yang diperoleh dari hasil simulasi adalah sebesar 1850 psi.

4.1 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan Solvent

4.1.1 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran CO₂ dan CH₄

Penentuan tekanan tercampur minimum dilakukan dengan metode persamaan keadaan atau EOS. Persamaan yang digunakan adalah persamaan Peng-Robinson (1978). Minyak diperlakukan sebagai komponen primer dan gas CO₂ sebagai komponen sekunder. Metode EOS yang digunakan merupakan *tool* yang tersedia dalam *software* CMG yaitu Winprop 2015. Persamaan Peng-Robinson (1978) dapat dilihat pada lampiran. Tabel 4.1 menunjukkan hasil Simulasi Winprop antara pencampuran gas CO₂ dan CH₄.

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan CH₄

% CO ₂	% CH ₄	TTM, Psi
95	5	2000
90	10	2150
85	15	2325
80	20	2500
75	25	2675
70	30	2850
65	35	3050
60	40	3250
55	45	3525
50	50	3750

4.1.2 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₂H₆

Sama halnya seperti melakukan simulasi winprop antara gas CO₂ dan CH₄, tata cara melakukan simulasi antara pencampuran gas CO₂ dan C₂H₆ juga demikian. Keluaran hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₂H₆

% CO ₂	% C ₂ H ₆	TTM, Psi
95	5	1875
90	10	1900
85	15	1900
80	20	1900
75	25	1875
70	30	1875
65	35	1850
60	40	1825
55	45	1800
50	50	1775

4.1.3 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan N₂

Sama halnya seperti pencampuran gas sebelumnya, pencampuran gas CO₂ dan N₂ juga dilakukan dengan langkah pengerjaan yang sama. Hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.3 berikut.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan N₂

% CO ₂	% N ₂	TTM, Psi
95	5	2075
90	10	2350
85	15	2625
80	20	2925

Lanjutan Tabel 4.3

% CO ₂	% N ₂	TTM, Psi
75	25	3300
70	30	3675
65	35	4125
60	40	4650
55	45	5200
50	50	5850

4.1.4 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₃H₈

Begitu juga dengan penentuan tekanan tercampur minimum dari gas CO₂ dengan C₃H₈, langkah pengerjaannya sama seperti pengerjaan campuran gas CO₂ dengan gas sebelumnya. Hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₃H₈

% CO ₂	% C ₃ H ₈	TTM, Psi
95	5	1800
90	10	1725
85	15	1625
80	20	1550
75	25	1450
70	30	1350
65	35	1250
60	40	1150
55	45	1000
50	50	925

4.1.5 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₄

Sama halnya dengan pencampuran gas sebelumnya, langkah kerja pencampuran gas CO₂ dan C₄ juga memiliki langkah kerja yang sama. Hasil simulasi dapat dilihat pada Tabel 4.5 berikut.

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan C₄

% CO ₂	% C ₄	TTM, Psi
95	5	1700
90	10	1550
85	15	1375
80	20	1200
75	25	1175
70	30	1150
65	35	1000
60	40	925
55	45	825
50	50	750

4.1.6 Hasil Penentuan TTM Dari Pencampuran Gas CO₂ dan H₂S

Begitu juga dengan pencampuran gas CO₂ dan H₂S, langkah pengerjaannya juga memiliki langkah kerja yang sama dengan pencampuran gas sebelumnya. Adapun hasil simulasi dapat dilihat pada tabel 4.6 berikut.

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan TTM dari Pencampuran Gas CO₂ dan H₂S

%CO ₂	%H ₂ S	TTM, Psi
95	5	1850
90	10	1825
85	15	1800
80	20	1775
75	25	1750
70	30	1700
65	35	1675
60	40	1625
55	45	1575

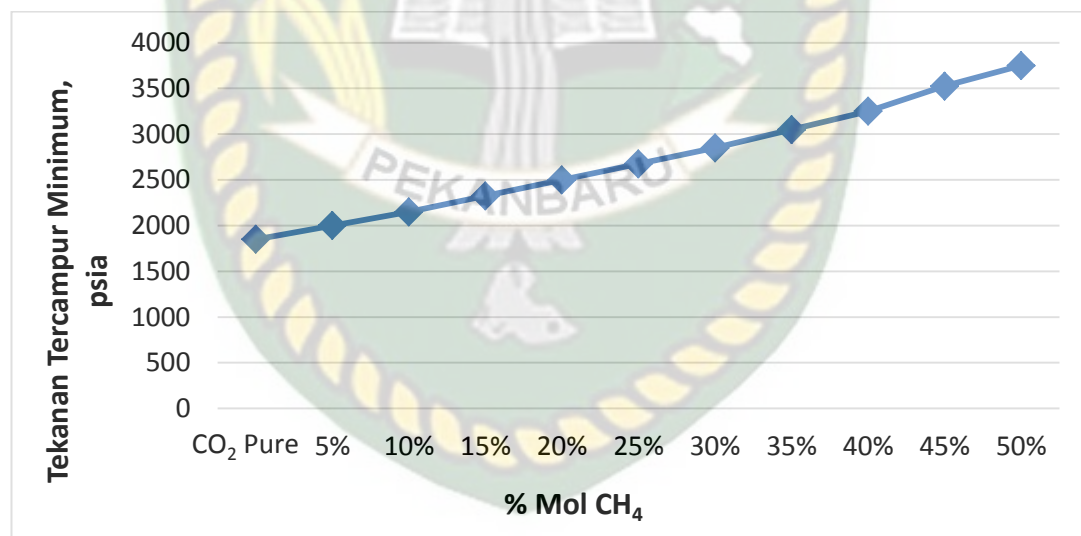
Lanjutan Tabel 4.6

%CO ₂	%H ₂ S	TTM, Psi
50	50	1525

4.2 Pengaruh *Solvent* Terhadap Tekanan Tercampur Minimum (TTM)

4.2.1 Pengaruh CH₄ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

Pada perhitungan nilai Tekanan Tercampur Minimum (TTM) dengan *pure* 100% CO₂ diperoleh hasil TTM sebesar 1850 psi. Sedangkan nilai TTM untuk pencampuran CO₂ dan CH₄ dengan perbandingan 95%:5%, 90%:10%, 85%:15%, 80%:20%, 75%:25%, 70%:30%, 65%:35%, 60%:40%, 55%:45%, dan 50%:50% diperoleh hasil TTM sebesar 2000 psi, 2150 psi, 2325 psi, 2500 psi, 2675 psi, 2850 psi, 3050 psi, 3250 psi, 3525 psi dan 3750 psi. Pengaruh persen mol CH₄ terhadap nilai TTM dapat dilihat pada gambar 4.1 berikut.



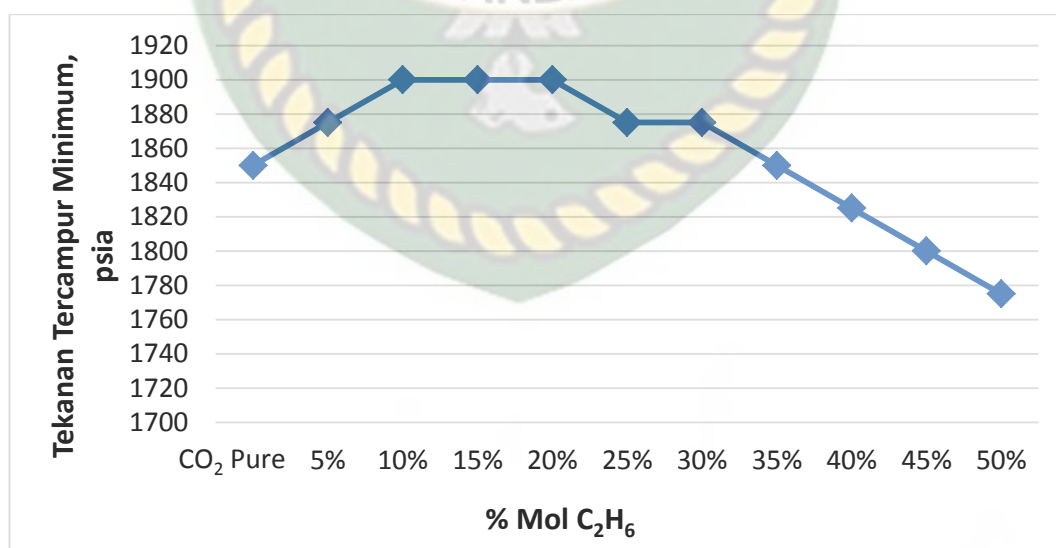
Gambar 4.1 Pengaruh persen mol CH₄ terhadap tekanan tercampur minimum

Dari gambar 4.1 diatas dapat dilihat bahwa semakin besar jumlah persen mol CH₄ yang ditambahkan maka nilai TTM yang dihasilkan juga akan semakin besar. Setiap kenaikan 5% mol CH₄ maka nilai TTM akan meningkat sebesar 8% yaitu sebesar 150 psi. Begitu seterusnya nilai TTM akan semakin meningkat seiring bertambahnya persen CH₄ yang diinjeksikan. Hal tersebut sesuai dengan teori (Alston, et al., 1985) yang menyebutkan bahwa adanya kandungan CH₄

didalam fluida injeksi akan meningkatkan nilai TTM. Alston meneliti nilai TTM dengan korelasi yang ia buat, berdasarkan modifikasi dari korelasi Johnson and Pollin, dalam range temperature 90°F hingga 243°F dengan rasio *volatile/intermediate* sebesar 0.14 hingga 13,61 hasil nya terdapat peningkatan nilai TTM selain itu ia juga membandingkan dengan hasil dari eksperimen *slim tube*. Kemudian hal ini juga telah dibuktikan oleh penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh (Maklavani, et al., 2010) dalam papernya meneliti nilai TTM untuk konsentrasi CH₄ sebesar 6% hingga 55% yang mana hasilnya nilai TTM semakin meningkat seiring peningkatan jumlah CH₄ yang ditambahkan.

4.2.2 Pengaruh C₂H₆ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

Pencampuran gas CO₂ dan C₂H₆ dengan perbandingan konsentrasi (persen mol) sebesar 95%:5%, 90%:10%, 85%:15%, 80%:20%, 75%:25%, 70%:30%, 65%:35%, 60%:40%, 65%:45% dan 50%:50% menghasilkan nilai TTM sebesar 1875 psi, 1900 psi, 1900 psi, 1900 psi, 1875 psi, 1875 psi, 1850 psi, 1825 psi, 1800 psi, dan 1775 psi. Pengaruh persen mol CO₂ dan C₂H₆ dapat dilihat pada gambar 4.2 berikut.



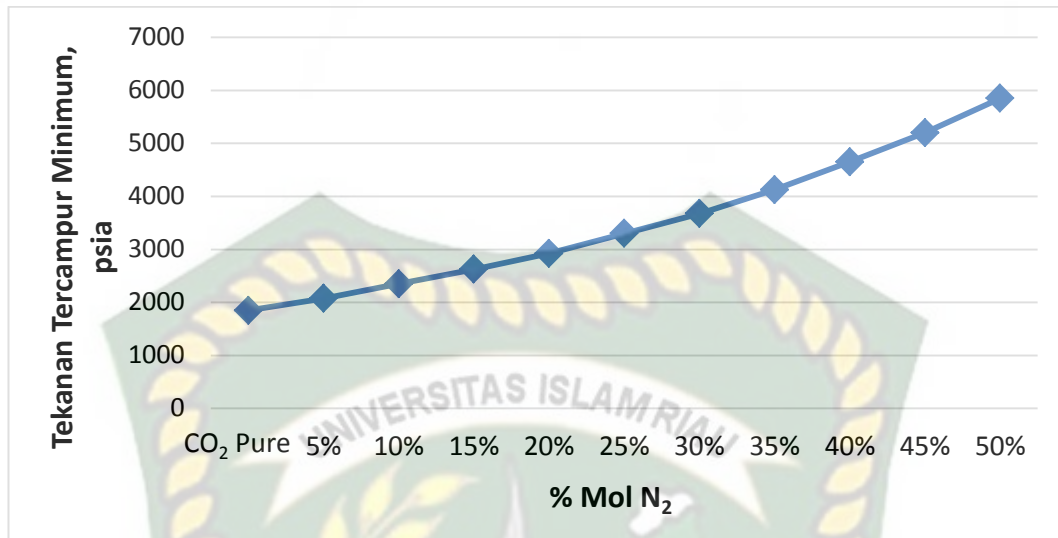
Gambar 4.2 Pengaruh persen mol C₂H₆ terhadap tekanan tercampur minimum

Pada gambar 4.2 diatas dapat dilihat bahwa pada saat persen mol C₂H₆ dicampurkan sebanyak 5% dengan CO₂ sebesar 90% nilai TTM mengalami

kenaikan sebanyak 25 psi. Begitu persen mol C_2H_6 ditambahkan lagi sebanyak 10% nilai TTM juga mengalami kenaikan sebesar 25 psi. Namun pada saat konsentrasi (persen mol) C_2H_6 ditambahkan sebanyak 15% dan 20% nilai TTM pun bernilai konstan dengan nilai yang sama yaitu 1900 psi dan pada saat konsentrasi C_2H_6 ditambahkan sebesar 25% nilai TTM menurun sebanyak 25 psi. Dan pada saat konsentrasi C_2H_6 yg ditambahkan sebesar 30% nilai TTM juga bernilai konstan yaitu sebesar 1875 psi. Kemudian nilai TTM terus mengalami penurunan pada saat konsentrasi C_2H_6 yang dicampurkan sebesar 35%, 40% 45% dan 50%. Hal itu menunjukkan bahwa C_2H_6 yang dicampurkan dengan CO_2 dengan konsentrasi (persen mol) dalam jumlah yang besar (35%-50%) dapat menurunkan nilai TTM. Hal itu juga telah dibuktikan oleh Choubineh et al., (2018) dalam papernya yang melakukan penelitian dengan mencampurkan persen mol C_2H_6 sebesar 5%, 10%, 15%, 20% , 30%, 35% dan 40% didapatkan hasil bahwa C_2H_6 memiliki pengaruh untuk menurunkan nilai TTM setelah persen mol C_2H_6 dicampurkan sebesar 40% walaupun tidak signifikan.

4.2.3 Pengaruh N_2 Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

Kehadiran nitrogen didalam gas yang diinjeksikan mempengaruhi kelakuan fasa dengan begitu tekanan *miscibility* yang diperlukan akan meningkat (Rathmell, 1971). Pada pencampuran CO_2 dengan N_2 dengan perbandingan persen mol sebesar 95%:5%, 90%:10%, 85%:15%, 80%:20%, 75%:25%, 70%:30%, 65%:35%, 60%:40%, 65%:45% dan 50%:50% didapatkan hasil TTM sebesar 2075 psi, 2350 psi, 2625 psi, 2925 psi, 3300 psi, 3675 psi, 4125 psi, 4650 psi, 5200 psi dan 5850 psi. Dari hasil TTM tersebut dapat dilihat bahwa semakin besar konsentrasi (persen mol) N_2 yang dicampurkan dengan CO_2 maka semakin besar juga nilai tekanan tercampur minimum yang dihasilkan. Hal ini juga telah dibuktikan oleh penelitian yang dilakukan oleh Vahidi dan Zargar (2007). Mereka meneliti tentang pengaruh N_2 pada injeksi CO_2 dengan jenis minyak *light oil* didapatkan hasil bahwa TTM mengalami kenaikan seiring bertambahnya konsentrasi N_2 yang ditambahkan. Pengaruh jumlah persen mol N_2 yang dicampurkan dengan CO_2 terhadap tekanan tercampur minimum dapat dilihat pada gambar 4.3 berikut.

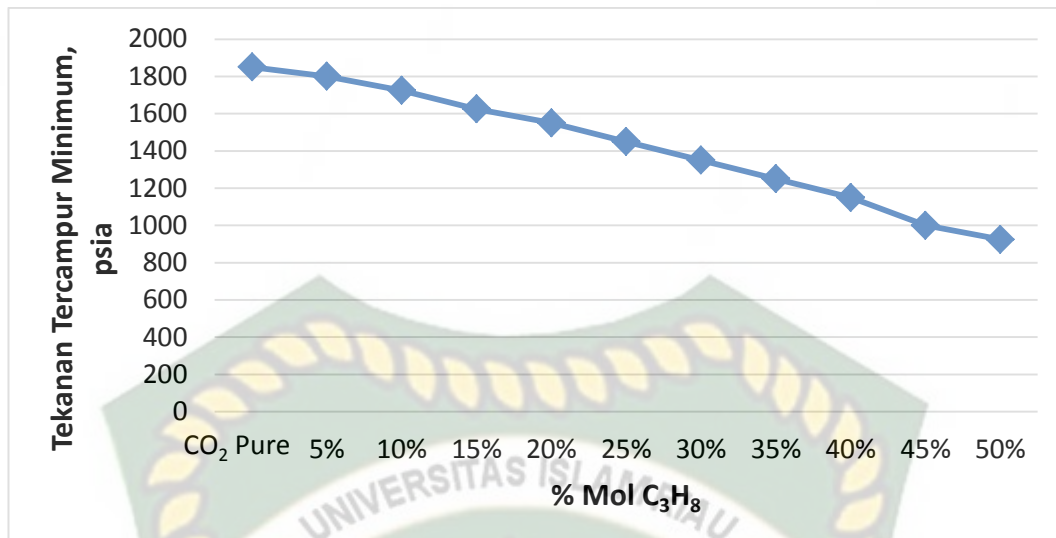


Gambar 4.3 Pengaruh persen mol N₂ terhadap tekanan tercampur minimum

Setiap penambahan 5% mol N₂ maka nilai TTM akan bertambah sebesar 12,1% yaitu 225 psi. Begitu seterusnya nilai TTM akan semakin meningkat seiring bertambahnya konsentrasi mol N₂ yang diberikan. Hal yang sama juga diperoleh oleh Sebastian dan lainnya (1992) dalam penelitiannya. Dalam papernya TTM yang diperoleh dengan menggunakan *Levelland Oil* didapat nilai sebesar 2815 psi pada pencampuran gas CO₂;N₂ sebesar 81;19. Terdapat kenaikan tekanan sebesar 1125 psi pada pencampuran sebelumnya sebesar 90;10.

4.2.4 Pengaruh C₃H₈ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

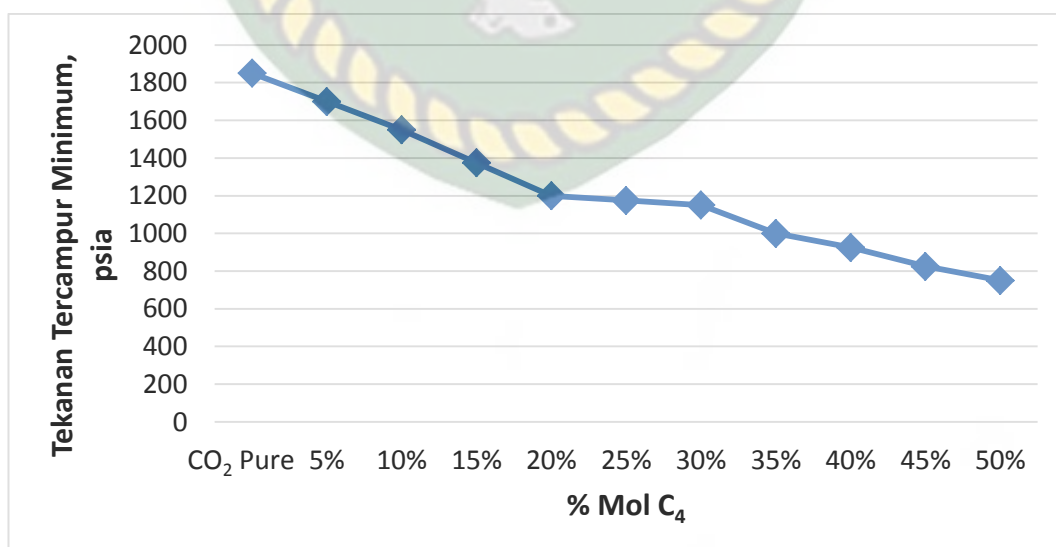
Pada pencampuran C₃H₈ dengan CO₂ dengan konsentrasi (persen mol) yang sama dengan gas sebelumnya didapatkan hasil tekanan tercampur minimum yang mengalami penurunan. Dimana semakin besar konsentrasi C₃H₈ yang dicampurkan dengan CO₂ maka nilai tekanan tercampur minimum akan semakin menurun. Hal itu juga telah dibuktikan oleh penelitian yang dilakukan oleh Choubineh dan lainnya (2018) dengan mencampurkan jumlah mol C₃H₈ sebesar 5%, 10%, 15%, 20%, 25% dan 30% diperoleh nilai TTM yang semakin menurun pada setiap konsentrasi (jumlah mol) C₃H₈ yang ditambahkan. Pengaruh konsentrasi (jumlah mol) C₃H₈ pada tekanan tercampur minimum dapat dilihat pada gambar 3.4 berikut.



Gambar 4.4 Pengaruh persen mol C₃H₈ terhadap tekanan tercampur minimum

4.2.5 Pengaruh C₄ Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

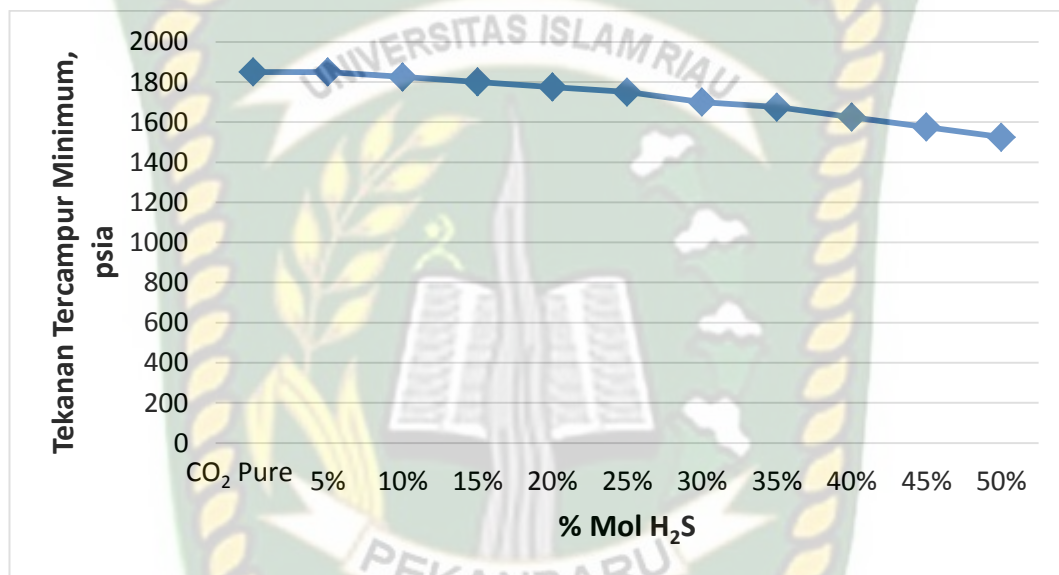
Sama halnya dengan pencampuran sebelumnya konsentrasi C₄ yang dicampurkan dengan CO₂ juga memiliki perbandingan yang sama. Dan hasil TTM yang didapatkan adalah disetiap konsentrasi C₄ ditambahkan maka nilai TTM yang dihasilkan akan semakin menurun. Hal ini juga telah diterangkan oleh Muslim dan Permadi (2015) bahwa C₄ dapat menurunkan nilai TTM. Pengaruh persen mol C₄ terhadap tekanan tercampur minimum dapat dilihat pada gambar 4.5 berikut.



Gambar 4.5 Pengaruh persen mol C₄ terhadap tekanan tercampur minimum

4.2.6 Pengaruh H₂S Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

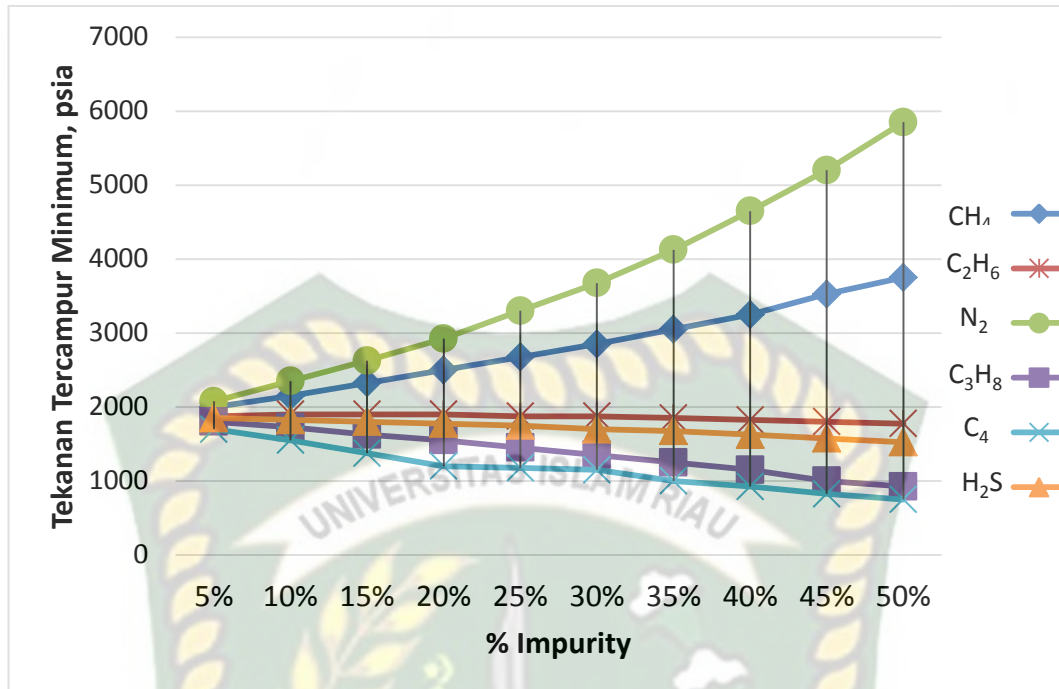
Dengan skenario konsentrasi (persen mol) gas CO₂ dalam campuran yang sama. Campuran gas CO₂ dengan H₂S menghasilkan nilai TTM yang menurun disetiap persen mol H₂S yang ditambahkan. Hal itu juga telah dibuktikan oleh penelitian yang dilakukan oleh Sayegh et al., (2007) tentang efek dari H₂S pada injeksi CO₂ dapat menurunkan nilai TTM. Pengaruh persen mol H₂S terhadap nilai TTM dapat dilihat pada gambar 4.6 berikut.



Gambar 4.6 Pengaruh persen mol H₂S terhadap tekanan tercampur minimum

4.2.7 Pengaruh Keenam Jenis *Solvent* Terhadap Tekanan Tercampur Minimum

Untuk melihat secara keseluruhan pengaruh persen mol keenam jenis *solvent* yang telah dicampurkan dengan gas CO₂ dapat dilihat pada gambar 4.7 berikut.



Gambar 4.7 Pengaruh persen mol dari keenam jenis *solvent* terhadap tekanan tercampur minimum

Dari gambar 4.7 diatas dapat dilihat bahwa jenis *solvent* yang dapat menurunkan nilai TTC adalah C₄, C₃H₈, H₂S dan C₂H₆. Seperti yang telah ditunjukkan oleh Metcalfe (1980) bahwa pencampuran gas C₂-C₆ terhadap CO₂ dapat menurunkan TTC secara signifikan. Dan untuk gas pencampur yang berupa C₃H₈ dan C₂H₆ diperlukan konsentrasi atau persen mol gas pencampur yang lebih besar agar TTC dapat diturunkan menjadi harga yang mendekati harga TTC yang dihasilkan dari gas pencampur C₄. Sebagai contoh untuk menurunkan TTC menjadi harga sekitar 1700 psi, gas pencampur C₄ memerlukan konsentrasi 5% mol sedangkan gas pencampur C₃H₈ memerlukan konsentrasi sebesar 10% dan gas pencampur C₂H₆ memerlukan konsentrasi sekitar 50%. Sedangkan untuk jenis *solvent* CH₄ dan N₂ yang ditambahkan akan membuat nilai TTC semakin meningkat. Alston dan lainnya (1985) mengatakan bahwa pencampuran gas CO₂ dengan N₂ atau CH₄ dapat meningkatkan nilai TTC, dan pencampuran gas CO₂ dengan H₂S, C₂H₆ atau *intermediate hydrocarbons* seperti C₃ dan C₄ dapat menurunkan nilai TTC.

Wilson (1960) menyatakan bahwa temperatur pseudokritis dari gas yang diinjeksikan mempengaruhi TTC. Keberadaan komponen H₂S, C₂H₆, C₃H₈ dan

C₄ dengan temperatur kritis lebih tinggi dari CO₂ (31 °C) menyebabkan peningkatan kelarutan gas yang diinjeksikan di minyak reservoir, sehingga meningkatkan temperatur pseudokritik gas yang diinjeksikan dan menurunkan nilai TTM, disisi lain keberadaan komponen N₂ dan CH₄ dengan temperatur kritis yang lebih rendah menyebabkan pengurangan kelarutan gas yang diinjeksikan dalam minyak reservoir (Zhang, Huang, & Sayegh, 2004). Seperti yang dikatakan Zhang dan lainnya, H₂S, C₂H₆, C₃H₈ dan C₄ memiliki temperatur kritis yang lebih tinggi dibandingkan dengan gas CO₂ yaitu sebesar 100,5 °C, 32,4 °C, 96,8 °C dan 152,1 °C, sedangkan gas N₂ dan CH₄ memiliki temperatur kritis yang lebih rendah dari gas CO₂ yaitu sebesar -146,8 °C dan -82,41 °C (GPSA, 1998). Maka dari itu semakin tinggi temperatur kritis dari gas yang dicampurkan kedalam gas CO₂ maka akan semakin kecil nilai TTM yang didapatkan sebaliknya semakin rendah temperatur kritis dari gas yang dicampurkan kedalam CO₂ maka akan semakin tinggi pula nilai TTM yang didapatkan. Dari gambar 4.7 diatas dapat dilihat bahwa dari pencampuran keenam jenis *solvent* tersebut C₄ menghasilkan nilai TTM terendah dan N₂ menghasilkan TTM tertinggi, hal itu dikarenakan temperatur kritis tertinggi dimiliki oleh C₄ yaitu sebesar 152,1 °C dan temperatur kritis terendah dimiliki oleh N₂ yaitu sebesar -146,8 °C.

Selain temperatur pseudokritis, nilai densitas dari masing-masing gas yang diinjeksikan juga dapat mempengaruhi tingkat kelarutan dari gas tersebut didalam reservoir (Teletzke et al, 2005). Dari keenam gas yang dicampurkan kedalam gas CO₂ gas metana dan nitrogem memiliki nilai densitas yang kecil yaitu sebesar 0,668 Kg/m³ dan 1, 165 Kg/m³, kemudian keempat gas lainnya seperti etana, propana, butana dan hidrogen sulfida memiliki densitas yang lebih besar dari gas metana dan nitrogen yaitu sebesar 1, 264 Kg/m³, 1, 882 Kg/m³, 2, 489 Kg/m³ dan 1,434 Kg/m³ (GPSA, 1998). Dari nilai densitas dari keenam gas tersebut dapat dilihat bahwa semakin kecil nilai densitas yang dimiliki oleh suatu gas maka akan membutuhkan tekanan yang tinggi agar gas tersebut dapat bercampur dengan minyak. Begitu juga sebaliknya semakin tinggi nilai densitas yang dimiliki oleh suatu gas maka tekanan yang dibutuhkan untuk gas tersebut dapat bercampur dengan minyak akan semakin kecil.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan TTM dari pencampuran gas CO₂ dengan keenam jenis *solvent* menggunakan simulasi winprop, maka didapat kesimpulan bahwa:

1. Semakin tinggi kandungan CH₄ dan N₂ pada pencampuran gas CO₂ akan meningkatkan nilai TTM. Hal ini dapat dilihat pada peningkatan 5% konsentrasi CH₄ memberikan kenaikan tekanan sebesar 150 psi dan pada peningkatan 5% konsentrasi N₂ memberikan kenaikan tekanan sebesar 225 psi. Sedangkan semakin tinggi kandungan C₄, C₃H₈, H₂S dan C₂H₆ pada pencampuran gas CO₂ akan menurunkan nilai TTM. Hal ini dapat dilihat pada peningkatan 5% konsentrasi C₄ memberikan penurunan tekanan sebesar 150 psi, peningkatan 5% konsentrasi C₃H₈ memberikan penurunan tekanan sebesar 50 psi, peningkatan 10% konsentrasi H₂S memberikan penurunan tekanan sebesar 25 psi dan untuk C₂H₆ dibutuhkan konsentrasi yang tinggi agar dapat menurunkan nilai TTM yaitu sebesar 40% konsentrasi C₂H₆ memberikan penurunan tekanan sebesar 25 psi.
2. Jenis *solvent* yang memberikan pengaruh penurunan TTM terbesar adalah C₄. Hal ini dibuktikan dengan peningkatan 50% konsentrasi C₄ akan memberikan penurunan TTM sebesar 1100 psi.

5.2 Saran

Untuk peneliti selanjutnya disarankan untuk melakukan penelitian mengenai pengaruh *solvent* terhadap penurunan nilai TTM dengan cara mengkombinasikan beberapa jenis *solvent* pada setiap persen pencampurannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Abedini, A. (2014). *Mechanisms Of Oil Recovery During Cyclic CO₂ Injection Process: Impact Of Fluid Interactions, Operating Parameters, and Porous Medium*. University of Regina. Retrieved from http://ourspace.uregina.ca/bitstream/handle/10294/5503/Abedini_Ali_20029_9172_phD_PSE_Fall2014.pdf
- Ahmed, T. (2000). *Minimum Miscibility Pressure from EOS*. This paper is to be presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference 2000, Calgary, Alberta, Canada, June 4-8, 2000.
- Ahmed, T. (2007). *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling*. Gulf Publishing Co., Houston, TX.
- Alston, R. B., Kokolis, G. P., & James, C. F. (1985). *CO₂ Minimum Miscibility Pressure : A Correlation for Impure CO₂ Streams and Live Oil Systems*. *SPEJ*, pp. 268-274.
- Amanda, D., & Marhaendrajana, T. (2013). Studi Teknik Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Metode Injeksi CO₂ Menggunakan Uji Laboratorium Dan Simulasi Reservoir. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi IATMI*, 4.
- Brioletty, L., & Siregar, S. (2005). Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Injeksi Gas CO₂ Dan Surfaktan Secara Serempak. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi IATMI*.
- Carcoana, A. (1992). *Applied Enhanced Oil Recovery*. New Jersey: Prentice-Hall, Inc.
- Choubineh, A., Helalizadeh, A., & Wood, D. A. (2018). The Impacts of Gas Impurities on The Minimum Miscibility Pressure of Injected CO₂-rich gas-Crude Oil Systems And Enhanced Oil Recovery Potential. *Petroleum Science*, 8. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0256-8>
- Christiansen, R. L., & Kim Haines, H. (1987). Rapid Measurement of Minimum Miscibility Pressure With the Rising-Bubble Apparatus. *SPE 13114*.
- Emera, Mohammed K., & Sarma, Hemanta K., (2006). *A Reliable Correlation To Predict the Change in Minimum Miscibility Pressure When CO₂ Is Diluted With Other Gases*. Paper (SPE 93478) Presented at the 2005 SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain 12 -15 March, and Revised for publication. Revised manuscript received 18 January 2006.
- GPSA (1998). *Engineering Data Book*, FPS Version, Volume I & II, Eleventh Edition, Gas Processors Association, Tulsa, Oklahoma.
- Holm, L. W., & Josendal, V. A. (1982). Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide. *Society of Petroleum Engineers Journal*.

- Rathmell, J.J., Stalkup, F.I., & Hassinger, R.C., (1971). *A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide*, paper SPE 3483 presented at the 46th Annual meeting held in New Orleans, La, Oct, 3-6, 1971.
- Jarrel, P.M., Fox, C.E., Stein, M.H., Webb, S.L., (2002). Practical Aspect of CO₂ Flooding. *SPE Monograph, H. L Doherty Series, Vol. 22*, pp .13–35.
- Jasek, D. E., Frank, J. R., Mathis, L. S., & Smith, D. J. (1998). Goldsmith San Andres Unit CO₂ Pilot -- Design, Implementation and Early Performance. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998. Retrieved from <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00048945>
- Johnson, J. P., & Pollin, J. S. (1981). *Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures*. Paper SPE 9790 presented at the SPE Symposium on EOR, Tulsa, OK, April 5-8.
- Liu, J., Sun, L., Li, Z., & Wu, X. (2019). *Experimental Study on Reducing CO₂ – Oil Minimum Miscibility Pressure with Hydrocarbon Agents*. *Energies*. Received at 8 April 2019 Accepted at 21 May 2019 Published 23 May 2019. Retrieved from <http://www.mdpi.com/journal/energies>.
- Maklavani, A.M., Vatani, A., Moradi, B., Tangsirifard, J. (2010). New Minimum Miscibility Pressure (MMP) Correlation for Hydrocarbon Miscible Injections. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, Vol. 4, pp. 10–18.
- Martin, D. F., & Taber, J. J. (1992). *Carbon Dioxide Flooding*. *Journal of Petroleum Technology*, 44, 04.
- Metcalf, R. S., (1980). Effects of Impurities on MMP and MME Levels for CO₂ and Rich Gas Displacements. Paper SPE 9230 presented at the SPE ATCE, Dallas, TX, Sept. 21-24.
- Muslim, & Permadi, A. K. (2015). Penentuan Tekanan Tercampur Minimum Pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan (Studi Laboratorium, Simulasi, Equation of State dan Korelasi). *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi IATMI*, (Jakarta).
- Muslim, & Permadi, A. K. (2016). Pencampuran Gas CO₂ untuk Menurunkan Tekanan Tercampur Minimum: Studi Kasus pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan CO₂. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi (JTMGB)*. Vol. 10, No. 1.
- Perera, M. S. A., Gamage, R. P., Rathnaweera, T. D., Ranathunga, A. S., Koay, A., & Choi, X. (2016). A Review of CO₂-Enhanced oil recovery with a simulated sensitivity analysis. *Energies*. Retrieved from <https://doi.org/10.3390/en9070481>
- Ramdharee, S., Muzenda, E., & Belaid, M. (2013). *A Review of the Equations of State and their Applicability in Phase Equilibrium Modeling*. International

Conference on Chemical and Environmental Engineering (ICCEE2013) April 15-16, 2013 Johannesburg (South Africa).

- Rao, D. N., and Lee, J. I. (2000). *Evaluation of Minimum Miscibility Pressure and Composition for Terra Nova Offshore Project Using the New Vanishing Interfacial Tension Technique*. Paper SPE. presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
- Rasya & Setiati, R. (2015). *Evaluasi Pengaruh Variasi Komposisi CO₂ Dalam Perolehan Nilai Tekanan Tercampur Minimum*. Jurnal Ilmiah Petro, Edisi 2, Nomor 2, Agustus 2015.
- Sayegh, S., Huang, S., Zhang, Y. P., & Lavoie, R. (2007). *Effect of H₂S and Pressure Depletion on the CO₂ MMP of Zama Oils*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Sebastian, H.M., Wenger, R.S., and Renner, T.A. (1985). Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams, JPT, pp. 2076-81, Nov. 1985.
- Shokir, E. (2007). *CO₂-Oil Minimum Miscibility Pressure Model for Impure and Pure CO₂ Streams*. Journal of SPE 58 173-185, Saudi Arabia.
- Teletzke, G.F., Patel, P.D., and Chen, A.L. (2005). *Methodology for Miscible Gas Injection EOR Screening*. Paper SPE 97650 presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, 5-6 December.
- Vahidi, A., & Zargar, G. (2007). *Sensitivity Analysis of Important Parameters Affecting Minimum Miscibility Pressure (MMP) of Nitrogen Injection into Conventional Oil Reservoirs*. SPE 111411. presented at the 2007 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference held in Abu Dhabi, U.A.E, 28-31 October 2007.
- Verma, M. K. (2015). *Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO₂-EOR Associated with Carbon Sequestration*. U.S. Geological Survey Open-File Report.
- Wilson, J. F. (1960). Miscible Displacement-Flow Behavior and Phase Relationships for a Partially Depleted Reservoir. *Trans., AIME* 219: 223-228.
- Yellig, W. F., & Metcalfe, R., S. (1980). *Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures*. SPE Journal of Petroleum Technology, 32, 1.
- Yongmao, H., Zenggui, W., Yueming, J., & Xiangjie, L. (2004). Laboratory Investigation of CO₂ Flooding. Paper SPE 88883 Presented at the 28th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, August 2-4, 2004.

Zhang, P. Y., Huang, S., Sayegh, S., and Zhou, X. L. (2004). Effect of CO₂ Impurities on Gas-Injection EOR Processes. *Paper SPE 89477 Presented at the SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa.*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau