

**ANALISIS PENGARUH SENSITIVITAS
KONSENTRASI DAN VOLUME INJEKSI UNTUK
SURFAKTAN-POLIMER *FLOODING* PADA BATUAN
KARBONAT MENGGUNAKAN SIMULASI
RESERVOIR**

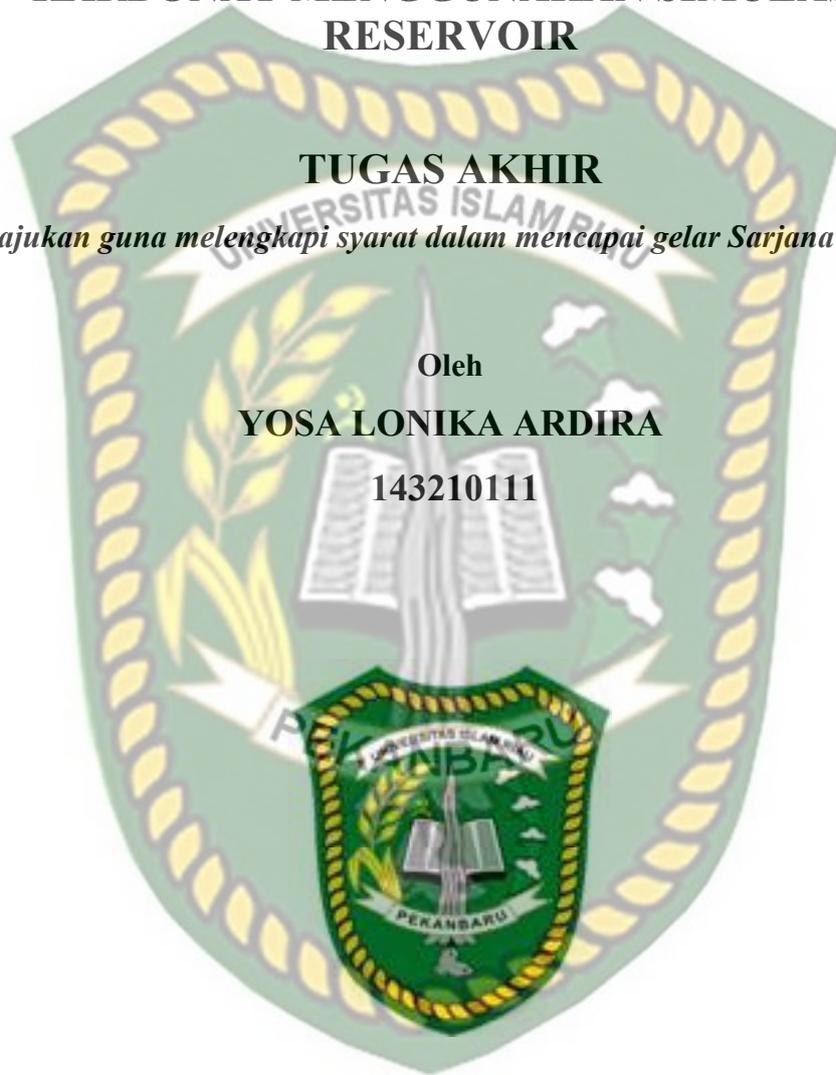
TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

YOSA LONIKA ARDIRA

143210111



Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Yosa Lonika Ardira

NPM : 143210111

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Pengaruh Sensitivitas Konsentrasi Dan Volume Injeksi Surfaktan-Polimer *Flooding* Pada Batuan Karbonat Menggunakan Simulasi Reservoir

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 : Tomi Erfando, ST., MT (.....)

Pembimbing II : Fiki Hidayat, ST., M.Eng (.....)

Penguji I : Dr Eng. Muslim, MT (.....)

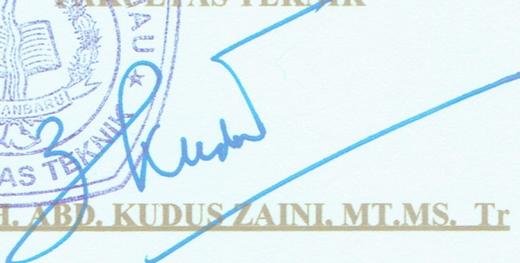
Penguji II : Novia Rita, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 27 November 2019

Disahkan Oleh:

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK


Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT.MS. Tr

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


Dr. ENG. MUSLIM, MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot Gelar dan Ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain.

Pekanbaru, 27 November 2019



Yosa Lonika Ardira
NPM 143210111



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna 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. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Tomi Erfando, ST.,MT selaku dosen pembimbing 1 dan Fiki Hidayat, ST., M.eng selaku dosen pembimbing 2 sekaligus dosen pembimbing akademik yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Dr. Eng. Muslim, MT. selaku Ketua Prodi dan Sekretaris Prodi Ibu Novrianti, ST., MT serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Kepala Laboratorium Instruktur, dan Laboran Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
4. Kedua orang tua dan adik-adik atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian tugas akhir ini.
5. Teman- teman kelas petro 14A yang telah memberi segala bentuk dukungan selama perkuliahan.

Pekanbaru, 27 November 2019

Penulis



YOSA LONIKA ARDIRA

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
ABSTRAK	x
<i>ABSTRACT</i>	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Faktor yang Mempengaruhi Kinerja Surfaktan-Polimer.....	5
2.2 <i>Screening Criteria</i> Injeksi Surfaktan-Polimer	7
2.3 Injeksi Surfaktan-Polimer Menggunakan Simulasi Reservoir.....	8
BAB III PERMODELAN RESERVOIR.....	10
3.1 Permodelan Simulasi.....	10
3.1.1 <i>Reservoir Properties</i>	10
3.1.2 <i>Gridding</i>	12
3.2 Inisialisasi.....	14
3.3 Skenario.....	15
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	16

4.1	Skenario Volume Injeksi.....	16
4.1.1	Volume Injeksi Surfaktan.....	16
4.1.2	Konsentrasi Surfaktan.....	17
4.2	Skenario Injeksi Polimer.....	19
4.2.1	Volume Injeksi Polimer.....	20
4.2.2	Konsentrasi Polimer.....	21
4.3	Skenario Injeksi Surfaktan-Polimer.....	23
BAB V	PENUTUP.....	29
5.1	Kesimpulan.....	29
5.2	Saran.....	29
DAFTAR PUSTAKA.....		30



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 kurva hubungan K_r vs S_w	12
Gambar 3.2 Model konseptual 2D.....	13
Gambar 3.3 Model konseptual 3D.....	13
Gambar 3.4 <i>Oil Recovery Factor</i> pada <i>base case</i>	14
Gambar 4. 1 <i>Recovery factor</i> dengan variasi volume injeksi surfaktan.....	16
Gambar 4. 2 <i>Recovery factor</i> dengan variasi konsentrasi surfaktan.....	18
Gambar 4. 3 <i>Recovery factor</i> dengan variasi volume injeksi polimer.....	20
Gambar 4. 4 <i>Recovery factor</i> dengan variasi konsentrasi polimer.....	21
Gambar 4. 5 Konsentrasi Vs Viskositas Air.....	22
Gambar 4. 6 <i>Recovery factor</i> dengan variasi konsentrasi surfaktan-polimer.....	24
Gambar 4. 7 <i>Oil saturation initial condition</i>	25
Gambar 4. 8 <i>Oil saturation</i> setelah injeksi surfaktan	26
Gambar 4. 9 <i>Oil saturation</i> setelah injeksi polimer.....	27
Gambar 4. 10 <i>Oil saturation</i> setelah injeksi surfaktan-polimer.....	27
Gambar 4. 11 SOR final dari berbagai skenario injeksi.....	28

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Screening Criteria</i> Injeksi Surfaktan-Polimer.....	8
Tabel 3.1 Data <i>Reservoir Properties</i>	10
Tabel 3.2 Data <i>Fluid Properties</i>	11
Tabel 3.3 Karakteristik Surfaktan dan Polimer	11
Tabel 3.4 Hasil inialisasi simulasi	14
Tabel 3.5 Skenario Injeksi Surfaktan-Polimer	15
Tabel 4.1 Perbandingan <i>Recovery Factor</i> pada variasi volume injeksi surfaktan	17
Tabel 4.2 Perbandingan <i>Incremental Recovery</i> pada variasi konsentrasi injeksi surfaktan	19
Tabel 4.3 Perbandingan <i>Recovery Factor</i> pada variasi volume injeksi polimer .	21
Tabel 4.4 Perbandingan <i>Incremental Recovery</i> pada variasi konsentrasi polimer	23

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
bbbl	<i>Barrel</i>
Ppm	<i>Pound per million</i>
Cp	<i>Centi Poise</i>
CMC	<i>Critical Micelles Cocentration</i>
RF	<i>Oil recovery factor</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>



**ANALISIS PENGARUH SENSITIVITAS KONSENTRASI DAN VOLUME
INJEKSI UNTUK SURFAKTAN-POLIMER *FLOODING* PADA
RESERVOIR KARBONAT MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR**

YOSA LONIKA ARDIRA
143210111

ABSTRAK

Sekitar 60% cadangan minyak yang tersisa di dunia ditemukan pada reservoir karbonat. Batuan karbonat umumnya bersifat *oil wet* yang mengakibatkan minyak lebih sulit mengalir karena minyak lebih membasahi pori-pori batuan. Hal tersebut akan menyebabkan rendahnya *oil recovery factor*. Seiring permintaan energi dunia yang melonjak, maka perlu diterapkan teknologi *enhanced oil recovery* (EOR) pada reservoir karbonat. Surfaktan-polimer *flooding* adalah salah satu metode untuk meningkatkan *oil recovery factor* pada reservoir karbonat. Kelebihan dari Surfaktan-Polimer *flooding* adalah dengan penggunaan surfaktan yang dapat mengubah *wettability* dari batuan dan polimer yang dapat meningkatkan *sweep efficiency* sehingga dapat meningkatkan *oil recovery factor*.

Analisis pengaruh sensitivitas pada penelitian ini dilakukan dengan *simulation research* menggunakan *software* CMG-STARs dengan pola injeksi *quartered five spot*. Simulasi dilakukan pada model reservoir yang homogen untuk mengetahui pengaruh sensitivitas dari volume injeksi 0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV dan 1,2PV serta konsentrasi surfaktan 0,01%, 0,05%, 0,1% dan 0,15% dan konsentrasi polimer 0,0001%, 0,0003%, 0,0007%, dan 0,001% terhadap *oil recovery factor*.

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan, diperoleh nilai *recovery factor* yang secara langsung dapat menentukan pengaruh dari surfaktan-polimer *flooding* yang telah diterapkan di lapangan Y. pada kondisi *base case* dengan injeksi air, nilai *recovery factor* sebesar 39,18% sedangkan pada kondisi injeksi surfaktan-polimer *recovery factor* mencapai 47,85%. Dan pada hasil analisa sensitivitas terlihat bahwa parameter konsentrasi dan volume injeksi dapat mempengaruhi *recovery factor*. Pada injeksi surfaktan *recovery factor* paling optimum adalah pada konsentrasi 0,1% dan volume injeksi 1PV yaitu sebesar 47,48%. Pada injeksi polimer *recovery factor* paling tinggi adalah pada konsentrasi 0,0005% dan volume injeksi 1PV yaitu sebesar 46,77%. Sementara pada injeksi surfaktan-polimer *recovery factor* paling tinggi pada konsentrasi surfaktan 0,1% + polimer 0,0001% dan volume injeksi 1PV sebesar 47,85%.

Kata kunci: EOR, surfaktan-polimer, *recovery factor*

**ANALYSIS OF THE EFFECT SENSITIVITY CONCENTRATION AND
VOLUME INJECTION FOR SURFACTANT-POLYMER FLOODING ON
CARBONATE RESERVOIR USING SIMULATION RESERVOIR**

YOSA LONIKA ARDIRA
143210111

ABSTRACT

Around 60% of the world remaining oil reserves are found in carbonate reservoir. Carbonate rocks are generally oil wet resulting in oil flows more difficult because more oil soaks the pores of rocks. This will cause low oil recovery factor. As world energy demand increases, then it needs to be applied the technology of enhanced oil recovery (EOR) in carbonate reservoir. Surfactant-polymer flooding is one of the methods to improve oil recovery factor in carbonate reservoir. An excess of Surfactant-polymer flooding is the use of surfactants that can change the wettability of the rock and the polymer that can increase the sweep efficiency so as to improve the oil recovery factor.

Analysis of the influence of the sensitivity on the research done by simulation research using software CMG-STAR5 with quartered five spot pattern. Simulations carried out on homogeneous reservoir models to figure out the influence sensitivitas of volume injection 0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV dan 1,2PV and surfactant concentration 0,01%, 0,05%, 0,1% dan 0,15% and polymer concentration 0,0001%, 0,0003%, 0,0007%, dan 0,001% and volume of sensitivitas injection against the oil recovery factor.

Based on the simulations have been performed, the obtained value recovery factors can directly determine the influence of surfactant-polymer flooding which has been applied in Y field conditions. Base case waterflooding, value recovery factor 39,18% whereas conditions with surfactant-polymer flooding recovery factor reached 47.85%. And on the results of the sensitivity analysis to see that the parameters of the injection volume and concentration can affect the recovery factor. Surfactant flooding recovery factor is the highest on the concentration of surfactants 0,1% and the volume of injection of 1PV that is 47,48%. Polymer flooding recovery factor on most high is on the concentration 0,0007% and volume of injection 1PV that is 46,77%. While at the polymer-surfactant flooding recovery factor is the highest on the concentration of surfactants 0,1% + and polymer 0,0001% and injection volume 1PV that is 47,85%.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sekitar 60% cadangan minyak yang tersisa di dunia ditemukan pada reservoir karbonat (Akbar, 2000). Seiring permintaan energi dunia yang melonjak, maka semakin penting untuk melakukan pemulihan terhadap reservoir karbonat. Batuan karbonat umumnya memiliki rekahan yang terbentuk secara alami yang menyebabkan permeabilitasnya bagus akan tetapi cenderung bersifat *oil-wet* (Al-Yousef, Lichaa, Al-Kaab, & Alpustun, 1995), sehingga menyebabkan minyak lebih sulit mengalir karena minyak lebih membasahi pori-pori batuan. Hal tersebut akan menyebabkan rendahnya produksi minyak disuatu lapangan.

EOR merupakan metode yang digunakan untuk menguras minyak yang tersisa dari reservoir yang masih bisa diproduksi secara optimal. EOR memiliki empat metode yaitu, *miscible flooding*, *chemical flooding*, *thermal flooding*, dan *microbial flooding*. Pada metode *chemical flooding* terdapat tiga jenis injeksi yaitu, injeksi surfaktan, injeksi polimer dan injeksi alkalin (Terry, 2001).

Surfaktan-polimer *flooding* adalah salah satu metode untuk meningkatkan *oil recovery*. Kelebihan kombinasi Surfaktan-Polimer *flooding* adalah dengan penggunaan polimer yang meningkatkan *sweep efficiency* dan penurunan tegangan antarmuka oleh surfaktan yang memungkinkan untuk meningkatkan *oil recovery*. Pada surfaktan-polimer *flooding*, larutan surfaktan dan polimer diinjeksikan secara berurutan ke dalam reservoir. Injeksi surfaktan akan mengubah *wettability* dari batuan, sedangkan polimer mengontrol mobilitas air (Ahmed, Awotunde, Sultan, & Yousef, 2017)

Analisis sensitivitas merupakan metode untuk mengetahui seberapa pentingnya pengaruh parameter terhadap parameter lain. Hubungan antara beberapa parameter tergantung perubahan dan modifikasi parameter tersebut (Mollaei, Lake, & Delshad, 2011).

Langkah penting untuk mendapatkan hasil yang optimal pada surfaktan-polimer *flooding* yaitu perlu dilakukan uji sensitivitas dari variabel desain seperti volume injeksi dan konsentrasi bahan kimia yang akan diinjeksikan untuk meningkatkan *oil recovery* (Carrero, Queipo, Pintos, & Zerpa, 2006). Sehingga perlu dilakukan uji sensitivitas terhadap volume injeksi dan konsentrasi injeksi surfaktan-polimer agar dapat meningkatkan *oil recovery factor*.

Pada penelitian tugas akhir ini, penulis akan melakukan uji sensitivitas terhadap parameter konsentrasi dan volume injeksi surfaktan-polimer untuk menganalisis bagaimana pengaruh parameter tersebut terhadap *recovery factor* dengan menggunakan CMG STARS.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui pengaruh sensitivitas konsentrasi dan volume injeksi dari surfaktan *flooding* pada reservoir karbonat terhadap *recovery factor*.
2. Mengetahui pengaruh sensitivitas konsentrasi dan volume injeksi dari polimer *flooding* pada reservoir karbonat terhadap *recovery factor*.
3. Mengetahui pengaruh sensitivitas konsentrasi dan volume injeksi dari surfaktan-polimer *flooding* pada reservoir karbonat terhadap *recovery factor*.

1.3 Batasan Masalah

Agar penulisan ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka tulisan ini hanya membahas pada pengaruh sensitivitas konsentrasi dan volume injeksi dari surfaktan-polimer *flooding* pada batuan karbonat terhadap *recovery factor*. Model ini adalah model reservoir homogen, *quartered five spot*, hanya digunakan untuk analisis sensitivitas konsentrasi dan volume injeksi, tidak mempertimbangkan faktor ekonomi dan sejarah produksi.

1.4 Metodologi Penelitian

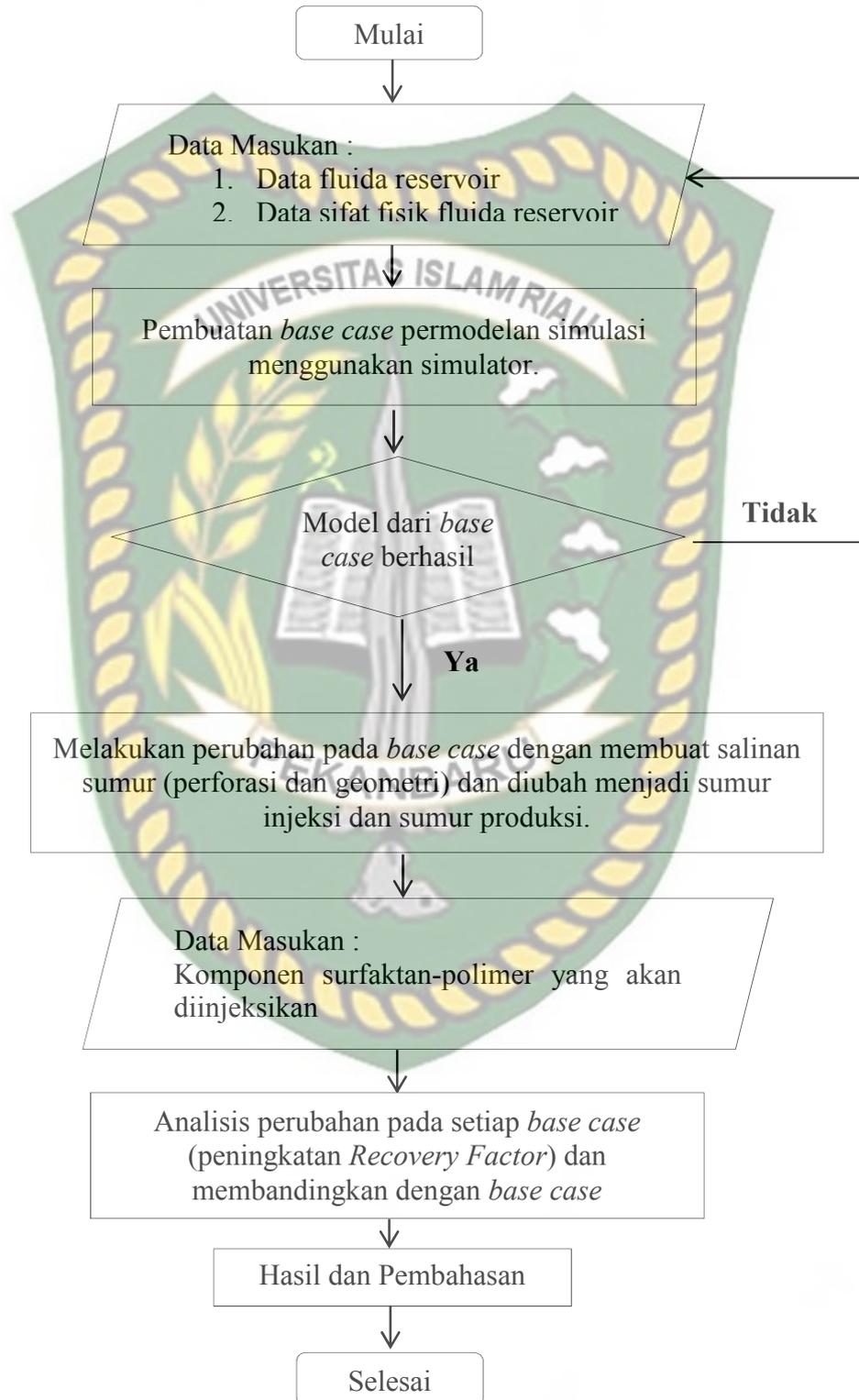
Dalam penyusunan Tugas Akhir ini, penulis melakukan penelitian di Universitas Islam Riau. Adapun metode penelitian ini yaitu *field research* atau

penelitian ini menggunakan data dari suatu lapangan minyak serta melakukan pemodelan dengan simulator. Sedangkan, teknik pengumpulan data yaitu data sekunder. Data sekunder berupa sifat fisik fluida dan batuan dari Lapangan Y, gambaran lapangan dan tinjauan pustaka dari buku referensi, jurnal, dan makalah yang sesuai dengan topik penelitian.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

FLOW CHART TUGAS AKHIR



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi merupakan salah satu sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui. Minyak bumi akan habis apabila di eksploitasi terus-menerus. Sumber daya alam yang ada di bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia, manusia yang menjadi khalifah untuk mengurus dan memanfaatkannya tanpa merusak tatanan yang telah ada (Al-Qur'an surat Al- anam (6):165, 1994). Perlakuan yang adil terhadap alam, sebagaimana diketahui alam diciptakan Allah bukan untuk disia-siakan dan diperuntukkan bagi kesejahteraan manusia secara adil. Oleh karena itu pemanfaatan minyak bumi harus bijaksana. Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya.

2.1 Faktor yang Mempengaruhi Kinerja Surfaktan-Polimer

a. Konsentrasi

Konsentrasi surfaktan berpengaruh besar terhadap terjadinya adsorpsi pada batuan reservoir. Semakin pekat konsentrasi surfaktan maka semakin pekat adsorpsi yang terjadi. Penggunaan surfaktan dengan konsentrasi tinggi dapat meningkatkan perolehan minyak lebih cepat dibandingkan dengan konsentrasi rendah. Injeksi surfaktan umumnya untuk meningkatkan perolehan minyak. Jumlah minyak yang terproduksi akan meningkat seiring bertambahnya konsentrasi penggunaan surfaktan (Kristanto & Bintarto, 2008).

Konsentrasi polimer yang terlalu tinggi dapat menyebabkan *blocking* pada permeabilitas reservoir, hal ini dikarenakan polimer yang semakin kental seiring dengan penambahan konsentrasi polimer (Erfando, Rita, & Ramadhan, 2019).

b. Volume Injeksi

Dengan menambahkan volume fluida injeksi ke dalam reservoir akan mengakibatkan secara langsung penambahan perolehan minyak, karena secara bersamaan menambah jumlah surfaktan yang berperan menurunkan

tegangan antar muka antara fasa minyak dan air, sehingga akan meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap dan polimer dapat menaikkan viskositas fluida pendesak dan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan volumetrik. (Tobing, 2018)

c. Laju Injeksi

Tingginya laju injeksi akan meningkatkan persentase dari perolehan minyak. Laju injeksi yang besar akan mempengaruhi biaya produksi karena pompa membutuhkan lebih banyak surfaktan yang akan diinjeksikan. Disamping itu, jika laju injeksi tinggi akan menyebabkan penurunan perolehan minyak cepat terjadi, karena laju alir yang tinggi akan memaksa terjadinya efek tegangan pada molekul surfaktan sehingga efisiensi penyapuan menjadi menurun (Keshtkar, Sabeti, & Mohammadi, 2016).

d. *Molecular Weight*

Efektivitas injeksi polimer dipengaruhi secara signifikan oleh *molecular weight* (Mw). Polimer dengan *molecular weight* yang lebih tinggi memberikan viskositas yang lebih besar dan dapat mengurangi volume polimer yang digunakan namun tetap dapat melalui pori pada reservoir batuan secara efektif. Untuk beberapa keadaan, polimer dengan *molecular weight* yang tinggi juga meningkatkan *oil recovery* (Abadli, 2012).

e. Viskositas

Viskositas larutan polimer adalah parameter kunci untuk meningkatkan *mobility ratio* antara minyak dan air. Karena viskositas injeksi meningkat, keefektifan dari injeksi polimer juga meningkat. Viskositas dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor. Pertama, untuk satu kondisi tertentu, viskositas larutan meningkat dengan peningkatan *molecular weight* polimer. Kedua, peningkatan konsentrasi polimer mengarah ke viskositas yang lebih tinggi, dan peningkatan efisiensi penyapuan. Ketiga, ketika suhu meningkat, viskositas larutan menurun. Degradasi polimer juga dapat

menurunkan viskositas. Keempat, peningkatan salinitas juga menurunkan viskositas (Abadli, 2012). Polimer atau gel dapat membantu meningkatkan viskositas cairan yang diinjeksikan untuk meningkatkan *recovery factor* minyak. Polimer ditambahkan untuk meningkatkan viskositas, sehingga mengurangi rasio mobilitas, dan menghasilkan peningkatan *recovery factor* minyak (Cenk, Putra, Anggraini, & Raul, 2017).

2.2 **Screening Criteria Injeksi Surfaktan-Polimer**

Screening Criteria (kriteria seleksi) merupakan faktor yang sangat penting sekali akan keberhasilan pelaksanaan injeksi kimia. *Screening criteria* pada dasarnya terdiri dari tinjauan formasi, karakteristik reservoir dan komposisi fluida reservoir. Tiap-tiap injeksi kimia memiliki *screening criteria* masing-masing dengan maksud perolehan minyak tahap lanjut dapat meningkat. Dalam hal ini yang akan dibahas lebih lanjut yaitu mengenai injeksi surfaktan-polimer.

Formasi pada injeksi surfaktan-polimer umumnya dilakukan pada formasi *sandstone*, beberapanya diaplikasikan pada *carbonate stone*, karena pada injeksi surfaktan-polimer, surfaktan dapat mengubah *wettability* dari batuan karbonat yang umumnya bersifat *oil wet*.

Temperatur reservoir pada injeksi surfaktan-polimer yaitu 65°F-200°F untuk proyek injeksi surfaktan-polimer. Kedalaman reservoir berkisar antara 475ft-7500ft. meskipun ada injeksi surfaktan-polimer yang dilakukan hingga kedalaman reservoir hingga 9000ft.

Permeabilitas formasi sangat penting dalam injeksi surfaktan-polimer untuk keberhasilan dari injeksi tersebut. Permeabilitas berkisar antara 6md-500md. Porositas berkisar antara 11%-34%.

API *gravity* minyak pada injeksi surfaktan-polimer berkisar antara 17°API-45°API. Untuk viskositas berdasarkan survei rata-rata berkisar antara 0.32cp-50cp. Berikut merupakan *screening criteria* pada injeksi surfaktan-polimer :

Tabel 2. 1 *Screening Criteria* Injeksi Surfaktan-Polimer

Parameter	Nilai	Satuan
API	15-45	%
Permeabilitas	6-500	Md
Viskositas	0,32-50	cP
Kedalaman	475-7500	Ft
Temperatur	65-200	°F
Porositas	11-34	%

Sumber: (Chauhan, 2014)

2.3 Injeksi Surfaktan-Polimer Menggunakan Simulasi Reservoir

Permodelan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) merupakan hal yang sangat penting dalam pengembangan lapangan yang bertujuan untuk meningkatkan *oil recovery factor*. Perencanaan yang matang serta analisis yang mendalam diperlukan untuk mendapatkan model yang tepat dari rencana pengembangan lapangan menggunakan EOR. Untuk hasil yang lebih akurat digunakan simulasi reservoir untuk meramalkan kinerja reservoir di masa yang akan datang.

Di dunia, telah banyak dilakukan penelitian-penelitian mengenai injeksi surfaktan-polimer menggunakan simulasi reservoir untuk mendapatkan desain injeksi surfaktan-polimer yang optimum sehingga dapat meningkatkan *recovery factor*.

Merancang injeksi surfaktan-polimer dibawah kondisi isothermal, multikomponen dan multi fasa dalam media berpori. Mempelajari efek dari viskositas polimer, surfaktan dan adsorpsi polimer. lalu memvalidasi hasil terhadap data eksperimen (Camilleri, Engelsen, & Lake, 1987). Kinerja dari injeksi surfaktan-polimer pada *fracture* reservoir karbonat dapat berpengaruh positif atau negatif, desain dari injeksi surfaktan-polimer harus mempertimbangan parameter *fracture* dari reservoir (SayedAkram, 2011). Penelitian tentang analisis sensitivitas dan optimasi injeksi surfaktan-polimer dalam ketidakpastian dan memperkenalkan sebuah model ekonomi untuk menggambarkan desain yang optimal berdasarkan *software* RSM (Douarche, Veiga, Feraille, & Enché, 2014).

Karena menurunnya produksi minyak dan tingginya nilai *water cut*, maka termotivasi untuk melakukan uji coba injeksi polimer dan injeksi surfaktan-polimer. lebih dari 60 uji coba dilapangan menggunakan injeksi polimer dan injeksi surfaktan-polimer telah dilakukan dan diperoleh hasil yang sangat positif. Sebagian besar proyek injeksi surfaktan-polimer meningkatkan produksi minyak dan menurunkan nilai *water cut* serta meningkatkan *oil recovery factor* (Gao, Shi , & Zhao, 2014). Pada penelitian Rita (2016) tentang desain injeksi surfaktan-polimer pada reservoir berlapis. Injeksi surfaktan-polimer dapat bekerja dengan baik pada permeabilitas yang rendah dan tinggi. Sehingga ROS dan SORW berkurang dari sebelum injeksi dilakukan. Pada penelitian Zhuo, Huo, Ren, & Yu (2017) desain ekonomis dari injeksi surfaktan-polimer dengan harga minyak yang rendah, lebih fokus pada keekonomisan dengan melakukan desain optimum pada injeksi surfaktan-polimer yang akan dilakukan menggunakan simulasi reservoir.

Pada penelitian Zhu, Hou, Jian, MA, & Zhe (2013) dalam merancang proses injeksi surfaktan polimer harus dicapai tiga tujuan utama yaitu: penyebaran bahan kimia yang aktif, jumlah bahan kimia injeksi yang cukup dan tercapai penyapuan dari daerah yang menjadi sasaran. Tercapainya tujuan tersebut dipengaruhi oleh pemilihan bahan kimia, konsentrasi larutan surfaktan polimer dan volume injeksi.

BAB III

PERMODELAN RESERVOIR

3.1 Permodelan Simulasi

Thermal & Advance Processes Reservoir Simulator (STARS) merupakan paketan dalam CMG yang secara luas digunakan dalam industri perminyakan saat ini. Keunggulan dari simulator ini adalah dapat mendefinisikan komponen *chemical* yang tidak terdaftar dalam simulator.

3.1.1 Reservoir Properties

Sumur Y berada pada kedalaman 7300 ft. Reservoir Y memiliki jenis batuan reservoir karbonat dengan ketebalan reservoir 50 ft. Pembuatan komponen dari hidrokarbon pada studi ini menggunakan korelasi *Black Oil PVT* akan mempermudah dalam pengelompokan fluida berdasarkan fasanya. Data yang dibutuhkan untuk mendefinisikan komponen fluidanya adalah data *reservoir properties*, dan *fluid properties*. Berikut ini merupakan data *reservoir properties* pada sumur Y

Tabel 3. 1 Data *Reservoir Properties*

<i>Reservoir Properties</i>	<i>Value</i>	<i>Units</i>
<i>Formation type</i>	<i>Carbonate</i>	-
Kedalaman reservoir	7300	Ft
Tekanan reservoir	3850	Psia
Temperatur reservoir	173	°F
Porositas	0,20	<i>Fraction</i>
Permeabilitas	20	Md
<i>Oil gravity</i>	28	°API

Sumber : (Al-Murayri, Al-Kharji, Kamal, & Al-Ajmi, 2018)

Berdasarkan *screening criteria* injeksi surfaktan-polimer menurut Chauhan (2014), data karakteristik reservoir diatas memenuhi *screening* untuk dilakukan injeksi surfaktan-polimer

Tabel 3. 2 Data *Fluid Properties*

Parameter	Air	Minyak
Densitas (lb/ft ³)	62,36	52
Mol. Weight	18	100
Kompessibilitas <i>liquid</i> (1/psi)	3.00E-06	1.00E-05
Viskositas (cp)	0,6	3,2

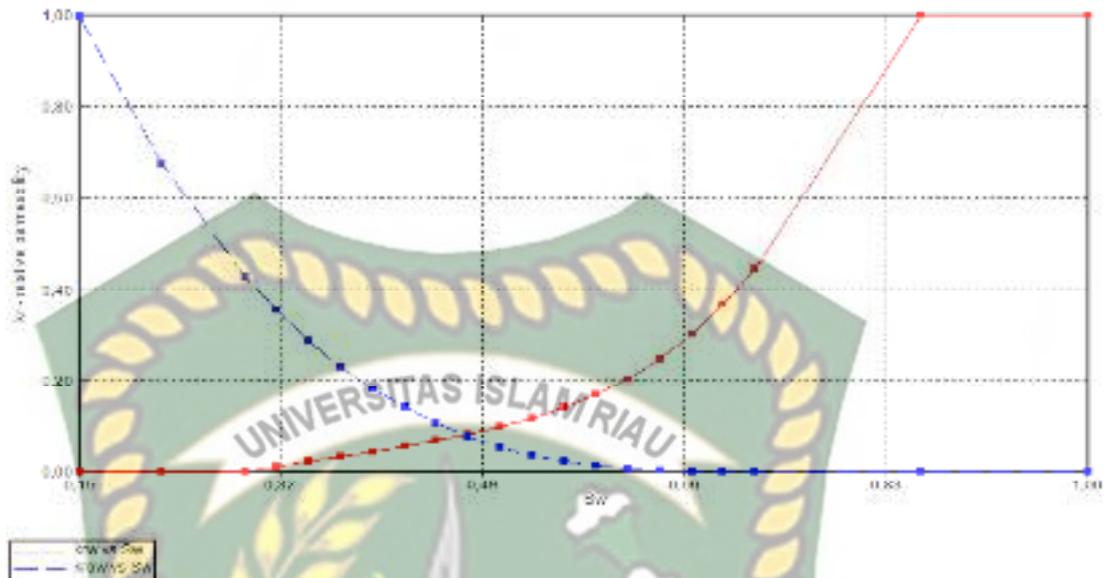
Sumber : (SayedAkram, 2011)

Surfaktan dan Polimer merupakan komponen yang ditambahkan sendiri kedalam simulator. Agar surfaktan dan polimer dapat bekerja pada simulator dibutuhkan data *molecular weight*, temperatur dan tekanan. Berikut karakteristik dari surfaktan dan polimer :

Tabel 3. 3 Karakteristik Surfaktan dan Polimer

Parameter	Surfaktan	Polimer
Densitas (lb/ft ³)	62,37	62,36
Mol. Weight	548	100000
Kompessibilitas <i>liquid</i> (1/psi)	3.00E-06	3.00E-06
Viskositas (cp)	0,6	70

Sumber : (SayedAkram, 2011)

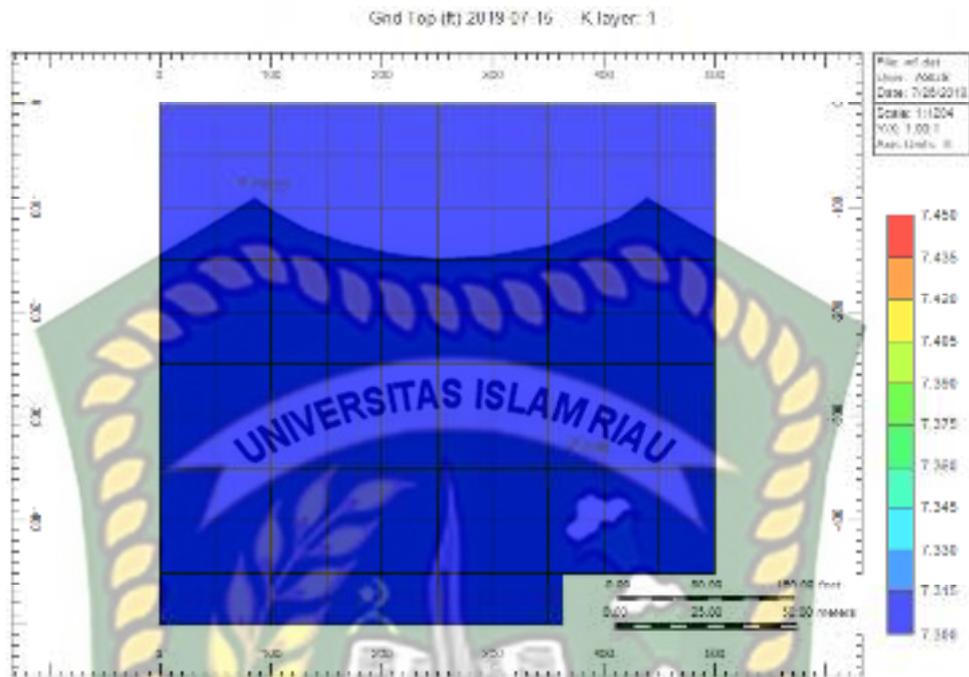


Gambar 3. 1 kurva hubungan K_r vs S_w

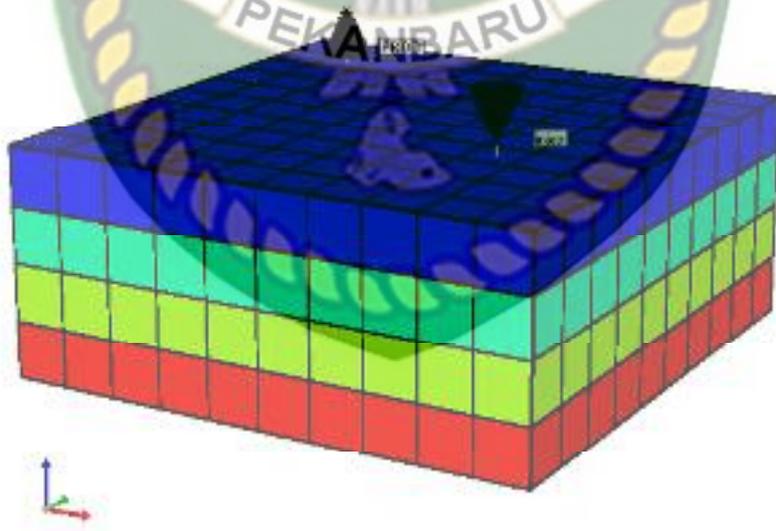
Dari gambar 3.1 Perpotongan kurva permeabilitas relatif minyak terhadap saturasi air menunjukkan bahwa reservoir ini bersifat *oil wet* karena nilai perpotongan kurvanya berada pada nilai 0,48. Hal ini didukung oleh pernyataan Chilingar & Yen (1983) yang mengatakan bahwa 80-90% reservoir karbonat bersifat *oil wet*. *Oil wet* merupakan sifat batuan dimana minyak cenderung menempel pada dinding batuan.

3.1.2 Gridding

Sebuah model simulasi 3 dimensi dengan menggunakan CMG STARS dan diolah dari data sekunder yang telah ada. Dalam memberikan gambaran reservoir dipilihlah model *grid* kartesian yang terdiri dari matriks *grid blocks* pada 10 *grid* pada *i direction*, 10 *grid* pada *j direction*, 4 *grid* pada *k direction*, total *grid block* sebanyak 400 *grid blocks*. Model konseptual *grid* kartesian 2D akan ditunjukkan pada gambar 3.2, sedangkan model konseptual *grid* kartesian 3D ditunjukkan pada gambar 3.3.



Gambar 3. 2 Model konseptual 2D



Gambar 3. 3 Model konseptual 3D

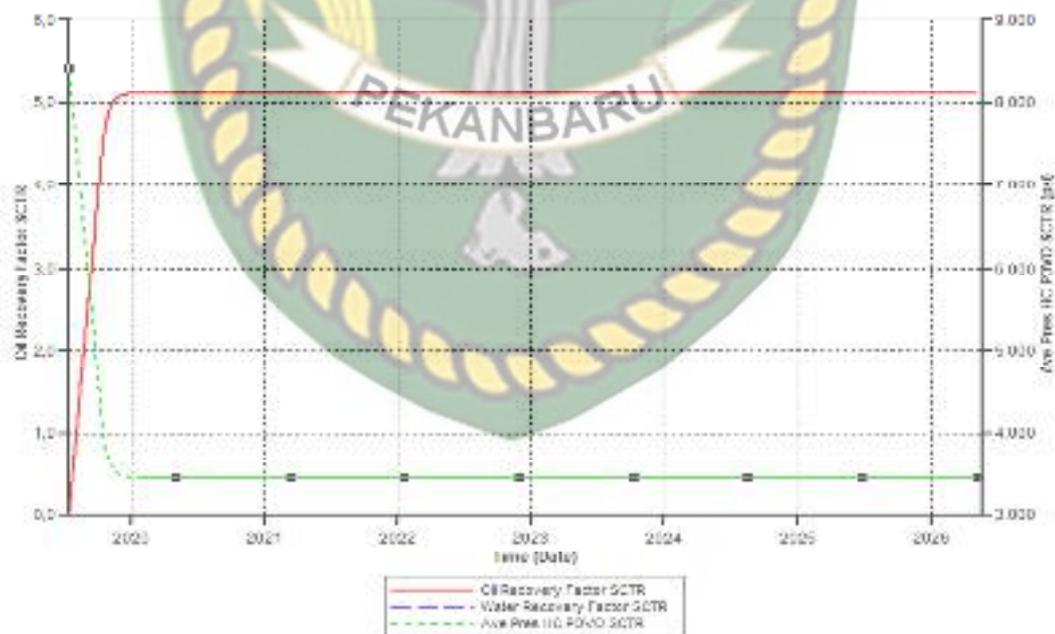
3.2 Inisialisasi

Pada kondisi *base case* reservoir ini memiliki satu sumur produksi pada 4 lapisan produktif. Setelah melakukan *run* simulasi, berikut hasil inisialisasi model dari lapangan Y yang tertera pada tabel 3.4

Tabel 3. 4 Hasil inisialisasi simulasi

Item	Nilai	Satuan
Gross formation volume	8.905.380	bbl
Formation pore volume	1.781.076	bbl
Aqueous phase volume	2.671.614	bbl
Oil phase volume	1.513.915	bbl

Perencanaan yang akan dilakukan pada reservoir ini adalah dengan melihat kenaikan *recovery factor* minyak yang dapat diproduksi. Pada kondisi *base case* atau *primary recovery* nilai *recovery factor* minyak sebesar 5,2%.



Gambar 3. 4 Oil Recovery Factor pada *base case*

Berdasarkan hasil run simulasi pada gambar 3.4 menunjukkan nilai *recovery factor* adalah 5,2%. Ini merupakan nilai yang normal pada *primary recovery* menggunakan *solution gas drive* sebagai mekanisme pendorongnya, dimana nilai *recovery factor* untuk *solution gas drive* berkisar antara 5-30%. Pada *solution gas drive* tekanan reservoir turun dengan cepat dan produksi air yang kecil seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.4.

3.3 Skenario

Untuk menganalisis peningkatan *recovery factor* dilakukan beberapa skenario. Skenario yang dilakukan diantaranya injeksi surfaktan, injeksi polimer dan injeksi surfaktan-polimer serta dilakukan *sensitivity analysis* konsentrasi dan volume injeksi pada masing-masing skenario.

Tabel 3. 5 Skenario Injeksi Surfaktan-Polimer

Skenario Injeksi	Volume Injeksi	Konsentrasi
Injeksi Surfaktan	0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV, dan 1,2PV	0,01%, 0,05%, 0,1% dan 0,15%
Injeksi Polimer	0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV, dan 1,2PV	0,0001%, 0,0003%, 0,0007%, dan 0,001%

Untuk skenario injeksi surfaktan-polimer digunakan volume injeksi yang optimum dari injeksi surfaktan serta melakukan variasi konsentrasi pada larutan polimer.

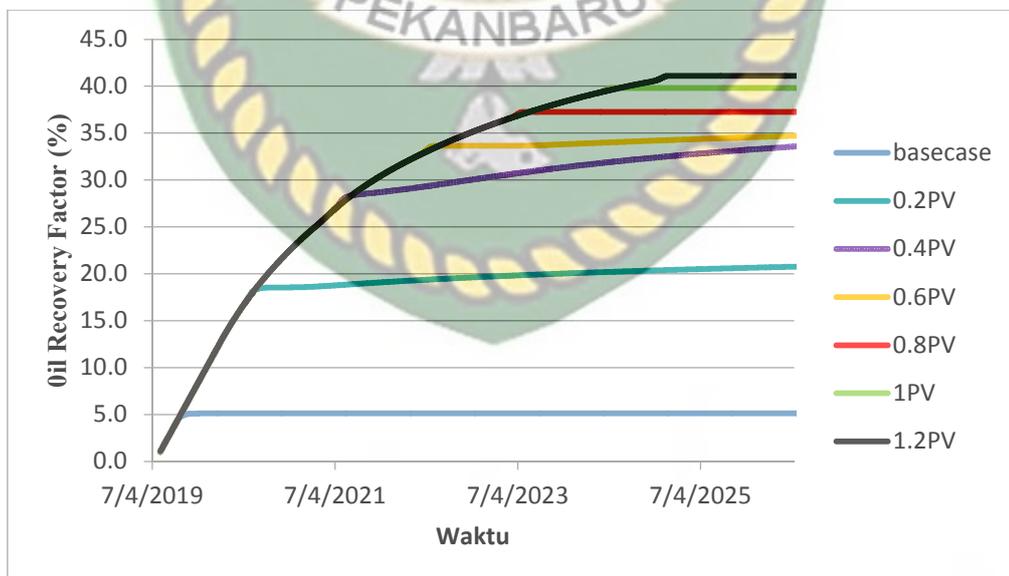
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Skenario Volume Injeksi

Injeksi surfaktan merupakan salah satu cara untuk meningkatkan *recovery factor* yang paling efektif. Pada penelitian ini akan dilakukan uji pengaruh sensitivitas dari volume injeksi dan konsentrasi injeksi surfaktan terhadap peningkatan *recovery factor* minyak.

4.1.1 Volume Injeksi Surfaktan

Dalam melakukan simulasi pada volume injeksi surfaktan, digunakan surfaktan dengan konsentrasi 0,01% dan laju injeksi sebesar 1000 bbl/day. Serta variasi volume injeksi sebesar 0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV dan 1,2 PV. Jenis surfaktan yang digunakan adalah surfaktan *cationic* karena surfaktan *cationic* memiliki penyerapan yang tinggi pada reservoir *sandstone*, untuk itu pada reservoir karbonat digunakan surfaktan berjenis *cationic* untuk merubah kebasahan (*wettability*) dari *oil wet* menjadi *water wet* (Sheng, 2011)



Gambar 4. 1 *Recovery factor* dengan variasi volume injeksi surfaktan

Pada gambar 4.1 terlihat bahwa semakin besar volume surfaktan yang diinjeksikan kedalam reservoir maka semakin besar nilai *recovery factor* minyak.

Hal ini dikarenakan *oil recovery factor* sangat bergantung pada jumlah volume surfaktan yang diinjeksikan kedalam reservoir. Parameter utama yang mengendalikan *recovery factor* minyak pada injeksi kimia adalah jumlah volume yang diinjeksikan dari bahan kimia tersebut (Ghadami, Das, Tunio, & Sabzabadi, 2015).

Peningkatan *recovery factor* minyak optimum pada injeksi surfaktan terjadi pada volume injeksi 1PV yaitu sebesar 39,81%. Pada volume injeksi 1,2PV *recovery factor* masih mengalami kenaikan, akan tetapi kenaikannya sudah tidak terlalu besar. Untuk membandingkan nilai *recovery factor* minyak dari variasi volume injeksi surfaktan dapat dilihat pada Tabel 4.1

Tabel 4. 1 Perbandingan *Recovery Factor* pada variasi volume injeksi surfaktan

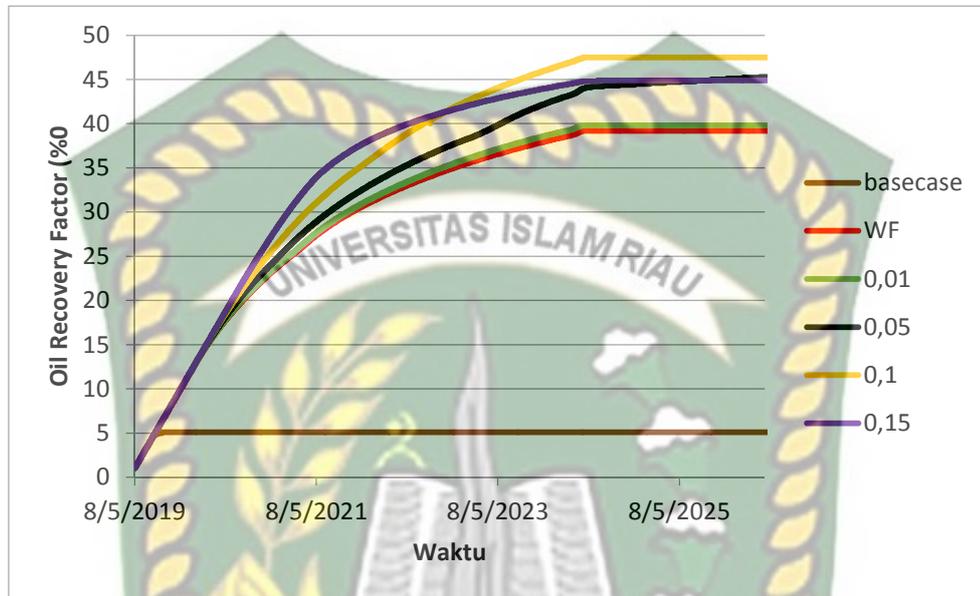
Volume injeksi	<i>Recovery Factor</i>
Basecase	5,2%
0,2PV	20,97%
0,4PV	34,15%
0,6PV	35,02%
0,8PV	37,25%
1PV	39,81%
1,2PV	41,09%

Pada tabel 4.1 dapat dilihat bahwa peningkatan *recovery factor* minyak sejalan dengan semakin besar volume surfaktan yang diinjeksikan kedalam reservoir. Seperti yang dikatakan Ghadami, Das, Tunio, & Sabzabadi (2015) dengan menambahkan volume fluida injeksi maka akan meningkatkan *recovery factor* minyak.

4.1.2 Konsentrasi Surfaktan

Hasil simulasi menunjukkan bahwa hubungan antara RF (*Recovery Factor*/Faktor Perolehan) sebanding dengan konsentrasi. Sensitivitas yang dilakukan pada berbagai konsentrasi menunjukkan bahwa dengan menambah konsentrasi surfaktan yang diinjeksikan akan meningkatkan *recovery factor*.

Sensitivitas yang digunakan pada simulasi ini adalah surfaktan dengan konsentrasi 0,01%, 0,05%, 0,1%, dan 0,15% serta volume injeksi 1PV dan laju injeksi 1000 bbl/day.



Gambar 4. 2 *Recovery factor* dengan variasi konsentrasi surfaktan

Pada gambar 4.2 menunjukkan bahwa dengan melakukan penambahan konsentrasi maka akan meningkatkan *recovery factor*. Kenaikan *recovery factor* optimum terjadi pada surfaktan dengan konsentrasi 0,1% yaitu sebesar 47,48%. Pada penambahan konsentrasi 0,15% *recovery factor* mengalami penurunan menjadi 44,86%. Karena pada konsentrasi 0,15% surfaktan sudah tidak dapat bekerja dengan baik.

Hal ini dikarenakan larutan surfaktan yang diinjeksikan sudah mencapai kondisi yang disebut dengan CMC (*Critical Micelle Concentration*). CMC adalah kondisi batas jenuh dari larutan surfaktan dimana jika konsentrasi surfaktan dinaikkan maka tidak akan meningkatkan kinerja dari surfaktan. Setelah mencapai konsentrasi tertentu, tegangan permukaan akan konstan walaupun konsentrasi ditingkatkan. bila surfaktan ditambah melebihi konsentrasi ini maka surfaktan mengagresi membentuk misel. Konsentrasi terbentuknya misel disebut *Critical Micelle Concentration* (CMC). Tegangan permukaan akan menurun hingga terbentuk CMC. Dimana surfaktan pada konsentrasi yang telah mencapai nilai

CMC mempunyai harga IFT terendah dan menyebabkan kinerja surfaktan tidak efektif (Bera, Mandal, & Guha, 2014).

Tabel 4. 2 Perbandingan *Incremental Recovery* pada variasi konsentrasi injeksi surfaktan

Konsentrasi	<i>Recovery Factor</i>	<i>Incremental Recovery</i>
Basecase	5,2%	-
WF	39,18%	-
0,01%	39,81%	0,6%
0,05%	45,78%	6,6%
0,1%	47,50%	8,3%
0,15%	44,86%	5,7%

Jika dilihat pada gambar 4.2 dan tabel 4.2 peningkatan *recovery factor* pada injeksi surfaktan dengan konsentrasi optimum 0,1% mencapai 47,48%, jika dibandingkan dengan kondisi *base case* dengan injeksi air, *recovery factor* mengalami kenaikan sebesar 8,3%. Hal ini dikarenakan reservoir karbonat memiliki *wettability* yang bersifat *oil wet* dimana minyak lebih cenderung menempel di batuan reservoir, sehingga menyebabkan minyak sulit terproduksi. Oleh karena itu dilakukan injeksi surfaktan untuk mengubah *wettability* batuan yang awalnya bersifat *oil wet* menjadi *water wet* agar minyak tidak menempel pada batuan reservoir dan minyak dapat terproduksi sehingga nilai *oil recovery factor* meningkat dan mengurangi nilai saturasi minyak. Seperti yang dikatakan Akbar (2000) Injeksi surfaktan memiliki potensi besar untuk memperbaiki perolehan minyak di reservoir karbonat karena surfaktan dapat secara efektif menurunkan tegangan antarmuka minyak/air ke nilai yang sangat rendah dan mengubah *wettability* menjadi *water-wet*.

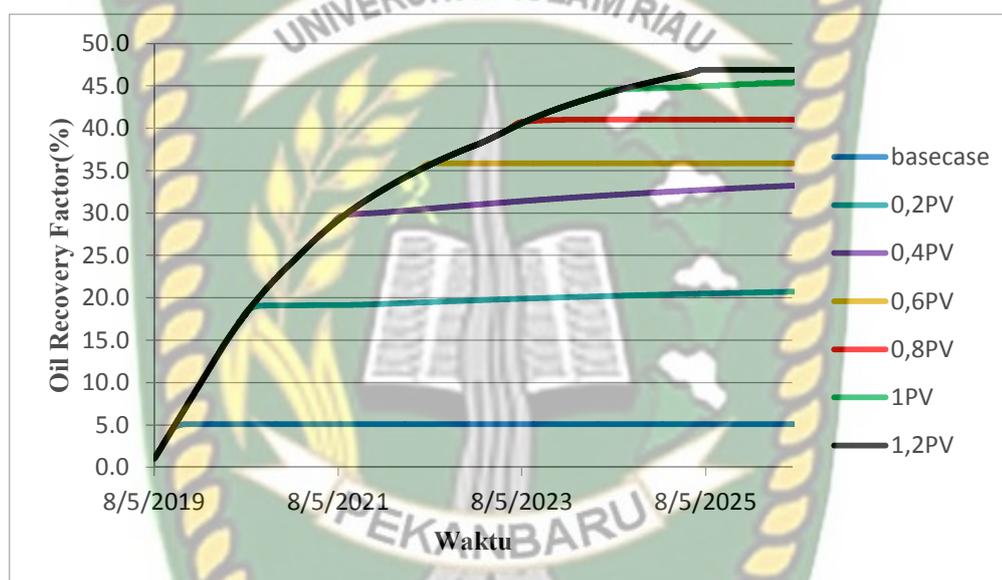
4.2 Skenario Injeksi Polimer

Injeksi polimer merupakan injeksi yang dapat meningkatkan kualitas air injeksi, yang nantinya akan menyebabkan efisiensi penyapuan akan bertambah dan *oil recovery factor* akan meningkat. Salah satu cara untuk meningkatkan

kualitas air injeksi adalah dengan cara menambahkan polimer, sehingga mobilitas air akan menurun. Pada injeksi polimer ini akan dilakukan uji pengaruh sensitivitas dari volume injeksi dan konsentrasi polimer.

4.2.1 Volume Injeksi Polimer

Dalam melakukan simulasi pada volume injeksi polimer, digunakan polimer dengan konsentrasi 0.0003% dan laju injeksi sebesar 1000 bbl/day. Variasi volume injeksi sebesar 0,2PV, 0,4PV, 0,6PV, 0,8PV, 1PV dan 1,2 PV.



Gambar 4.3 Recovery factor dengan variasi volume injeksi polimer

Dari gambar 4.3 diatas menunjukkan hasil yang sama seperti injeksi surfaktan, bahwa pada injeksi polimer semakin besar volume injeksi yang diinjeksikan kedalam reservoir maka semakin besar juga *recovery factor* yang diperoleh. *Recovery factor* optimum diperoleh pada volume injeksi 1PV yaitu sebesar 45,88%. Pada volume injeksi 1,2 PV *recovery factor* masih mengalami kenaikan, tetapi sudah tidak terlalu besar jika dibandingkan dengan kenaikan pada volume injeksi 1PV.

Dengan menambahkan volume fluida injeksi polimer ke dalam reservoir akan mengakibatkan secara langsung penambahan perolehan minyak, Karena volume polimer dapat menaikkan viskositas fluida pendesak dan menurunkan

perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Dengan demikian akan memperbaiki efisiensi penyapuan volumetrik (Tobing, 2018).

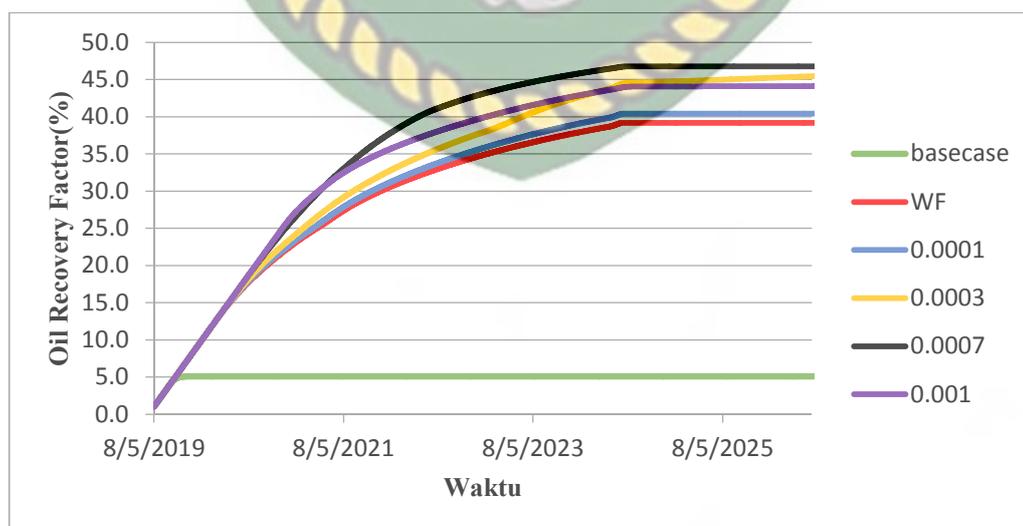
Tabel 4. 3 Perbandingan *Recovery Factor* pada variasi volume injeksi polimer

Volume injeksi	<i>Recovery Factor</i>
Basecase	5,2%
0,2PV	20,92%
0,4PV	33,67%
0,6PV	35,87%
0,8PV	41,03%
1PV	45,88%
1,2PV	47,05%

4.2.2 Konsentrasi Polimer

Sama seperti injeksi surfaktan, hasil simulasi menunjukkan bahwa semakin besar konsentrasi polimer yang diinjeksikan maka akan meningkatkan *recovery factor* minyak.

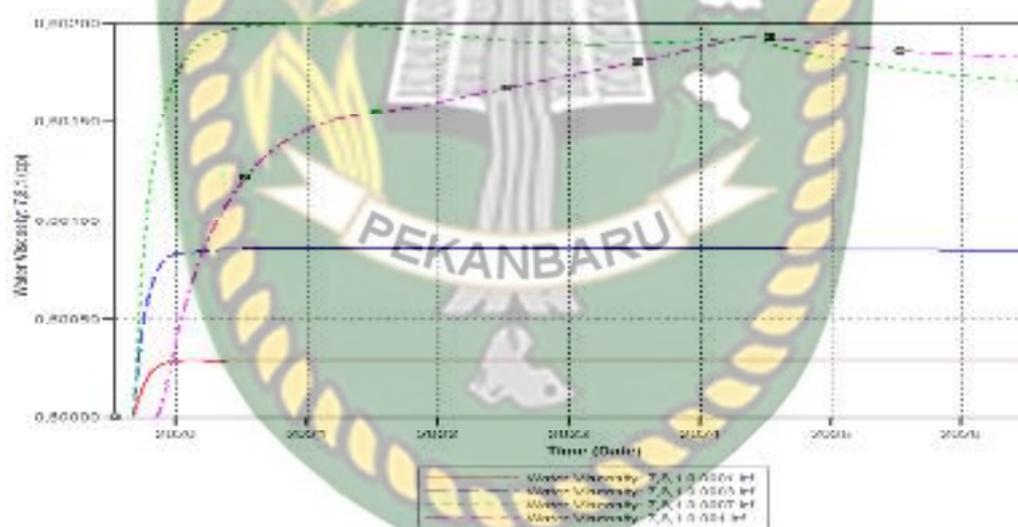
Sensitivitas yang digunakan adalah latutan polimer dengan konsentrasi 0,0003%, 0,0005%, 0,0007% dan 0,001% serta volume injeksi sebesar 1PV dan laju injeksi 1000 bbl/day.



Gambar 4. 4 *Recovery factor* dengan variasi konsentrasi polimer

Pada gambar 4.4 dapat dilihat bahwa semakin tinggi konsentrasi polimer maka nilai *recovery factor* juga semakin besar. Tetapi pada konsentrasi 0,001% *recovery factor* mengalami penurunan, karena larutan polimer sudah tidak bekerja dengan baik. Hal ini disebabkan karena larutan polimer semakin kental dan minyak sulit untuk melewati pori-pori batuan. Ini menunjukkan bahwa injeksi polimer akan optimum pada konsentrasi 0,0007% yaitu dengan nilai *recovery factor* 46,77%.

Seperti yang dikatakan Abadli (2012) Semakin tinggi konsentrasi polimer yang diinjeksikan dapat mempersingkat waktu injeksi dan meningkatkan *recovery factor* sehingga menurunkan saturasi minyak sisa. Meskipun demikian, pada nilai tertentu, konsentrasi polimer yang diinjeksikan tidak memberikan efek yang signifikan terhadap efisiensi injeksi polimer.



Gambar 4. 5 Konsentrasi Vs Viskositas Air

Dari gambar 4.5 terlihat bahwa semakin tinggi konsentrasi polimer yang diinjeksikan maka viskositas air akan meningkat. Pada konsentrasi polimer 0,001% viskositas polimer meningkat dari 0,6 cp mencapai 0,619 cp. Hal ini sesuai dengan pernyataan Ahmed, Awotunde, Sultan, & Yousef (2017) bahwa injeksi polimer dapat memperbaiki penyapuan minyak dengan menambah viskositas fluida pendorong yaitu air.

Tabel 4. 4 Perbandingan *Incremental Recovery* pada variasi konsentrasi polimer

Konsentrasi	<i>Recovery Factor</i>	<i>Incremental Recovery</i>
Basecase	5,2%	-
WF	39,18%	-
0,0001%	40,40%	1,2%
0,0003%	45,80%	6,6%
0,0007%	46,77%	7,6%
0,001%	44,18%	5,0%

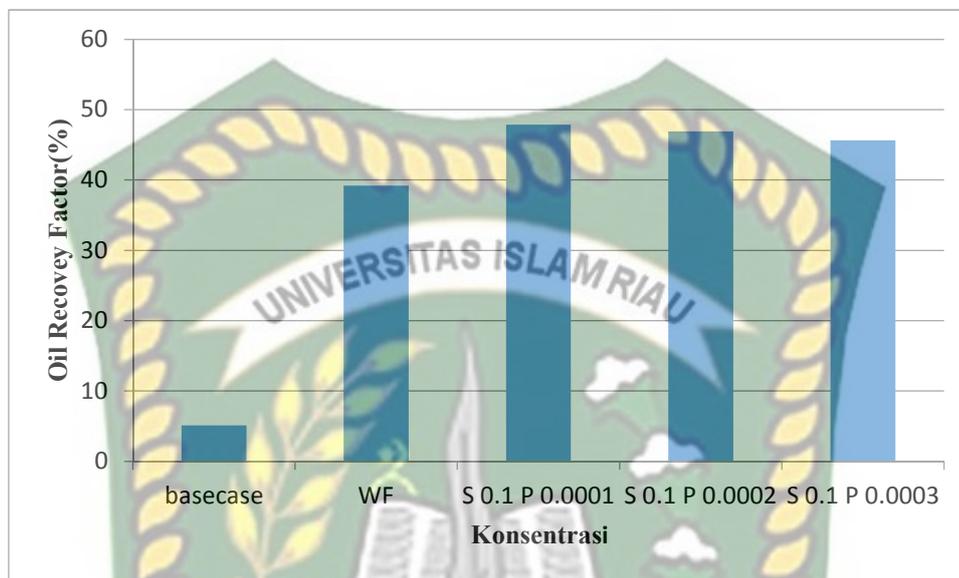
Jika dilihat pada gambar 4.4 peningkatan *recovery factor* pada injeksi polimer dengan konsentrasi optimum 0,0007% mencapai 46,77%, jika dibandingkan dengan kondisi *base case* dengan injeksi air, *recovery factor* mengalami kenaikan sebesar 7,6%. Hal ini disebabkan karena injeksi polimer meningkatkan *sweep efficiency* dengan cara menaikkan viskositas fluida pendesak yaitu air yang berperan dalam mendorong minyak agar lebih optimal. Sehingga aliran air tidak mendahului aliran minyak. Seperti yang dikatakan Abadli (2012) viskositas larutan polimer adalah parameter kunci untuk meningkatkan *mobility ratio* antara minyak dan air. Karena viskositas injeksi meningkat, keefektifan dari injeksi polimer juga meningkat.

4.3 Skenario Injeksi Surfaktan-Polimer

Pada skenario kasus ini dilakukan injeksi surfaktan kemudian diikuti oleh injeksi polimer dalam kondisi laju injeksi yang tetap yaitu 1000 bbl/day. Namun pada kasus ini injeksi surfaktan sensitivitas konsentrasinya tetap yaitu 0,1%, karena dari skenario awal injeksi surfaktan pada konsentrasi 0,1% sudah menunjukkan *recovery factor* yang optimum. Pada injeksi polimer dilakukan sensitivitas konsentrasi yang berbeda-beda.

Pada kombinasi keduanya digunakan sensitivitas konsentrasi surfaktan 0,1% dan polimer 0,0001%, 0,0002% , dan 0,0003% serta volume injeksi 1PV

karena pada skenario injeksi surfaktan dan injeksi polimer volume injeksi 1PV menunjukkan *recovery factor* yang besar.



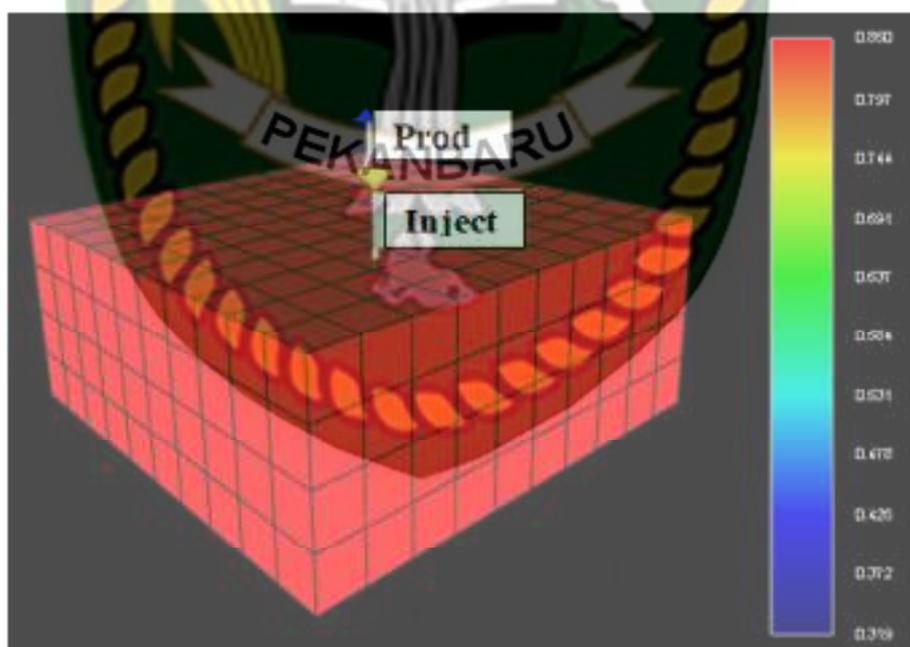
Gambar 4. 6 *Recovery factor* dengan variasi konsentrasi surfaktan-polimer

Pada gambar 4.5 dapat dilihat pada kombinasi keduanya yaitu injeksi surfaktan-polimer menunjukkan bahwa polimer dengan konsentrasi 0,0001% memiliki *recovery factor* yang paling besar yaitu 47,85%. Sedangkan pada konsentrasi 0,0002% dan 0,0003% nilai *recovery factor* mengalami penurunan, yaitu sebesar 46,90% dan 45,63%. Hal ini dikarenakan viskositas dari polimer sudah semakin kental dan tidak dapat bekerja secara efisien. Seperti yang dikatakan (Han, Fuseni, Zahrani, & Jinxun (2014) dengan konsentrasi polimer yang semakin rendah, maka ukuran molekul polimer akan semakin kecil sehingga penyumbatan pada lubang pori-pori batuan dapat dihindari, dan dengan demikian maka akan memperbaiki efisiensi penyapuan secara volumetrik.

Pada kombinasi kombinasi surfaktan dengan konsentrasi 0,1% dan polimer 0,0001% adalah yang paling baik untuk digunakan karena menghasilkan *recovery factor* yang paling optimum yaitu 47,85%. Jika dibandingkan dengan injeksi surfaktan atau injeksi polimer saja, penggabungan antara keduanya yaitu injeksi surfaktan-polimer menghasilkan nilai *recovery factor* yang lebih besar. Oleh karena itu injeksi surfaktan-polimer adalah injeksi yang cocok untuk

reservoir karbonat. Karena selain menurunkan tegangan antarmuka larutan surfaktan dapat mengubah *wettability* dari batuan karbonat yang awalnya bersifat *oil wet* yang menyebabkan minyak sulit untuk mengalir menjadi *water wet*. Kemudian larutan polimer sebagai *co-injectans* yang membantu untuk meningkatkan *sweep efficiency* dengan menambah viskositas fluida pendorong. Hal ini sesuai seperti yang dikatakan Sheng (2013) injeksi surfaktan sejauh ini terbukti menurunkan tegangan antarmuka yang paling efektif dan injeksi polimer untuk memperbaiki penyapuan dengan menambah viskositas fluida pendorong. Dan injeksi surfaktan akan mengubah *wettability* dari batuan, sedangkan polimer mengontrol mobilitas air (Ahmed, Awotunde, Sultan, & Yousef, 2017).

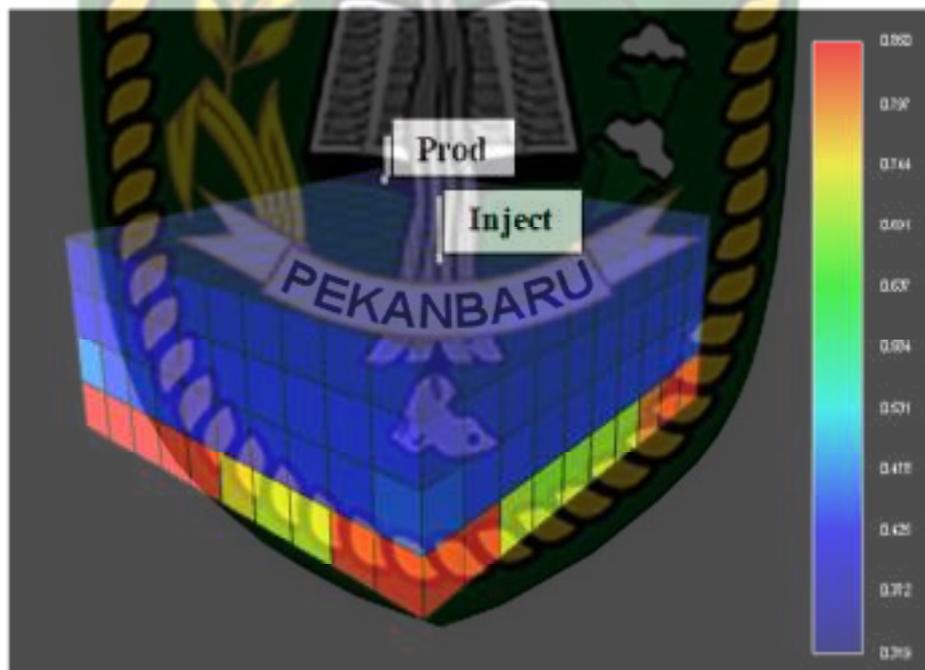
Pada gambar 4.6 menunjukkan kondisi *intial* dari penyebaran saturasi minyak yang bernilai besar dan seragam. Kondisi initial adalah kondisi dimana minyak belum diproduksi. Pada kondisi *initial*, saturasi minyak bernilai 0,80.



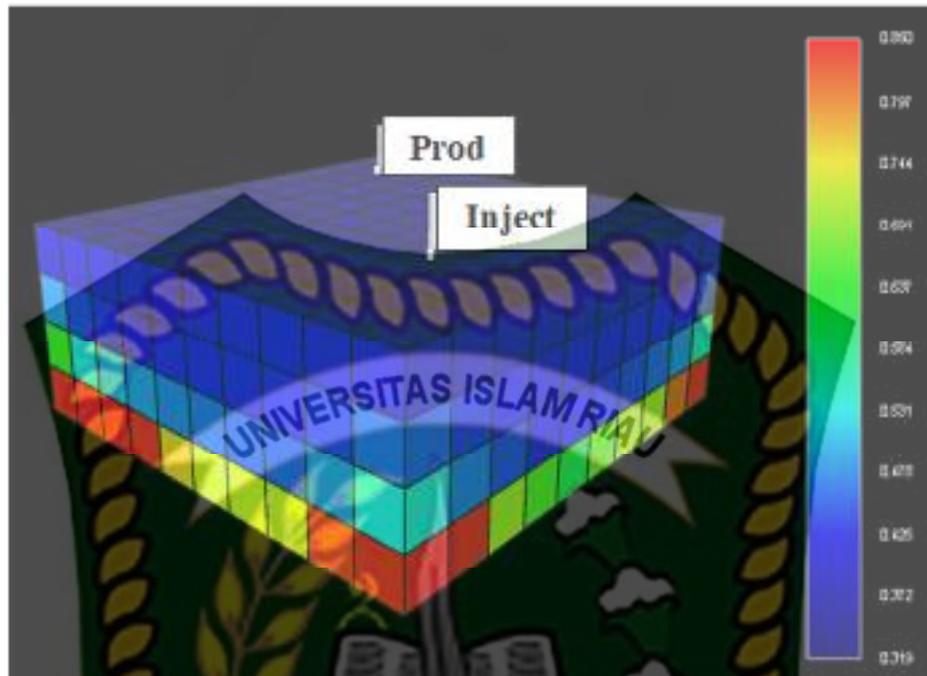
Gambar 4. 7 *Oil saturation initial condition*

Nilai saturasi minyak akan berkurang sesuai dengan minyak yang terproduksi, seperti yang dapat dilihat pada gambar 4.7-4.9 menunjukkan penurunan saturasi minyak setelah dilakukan injeksi surfaktan, injeksi polimer

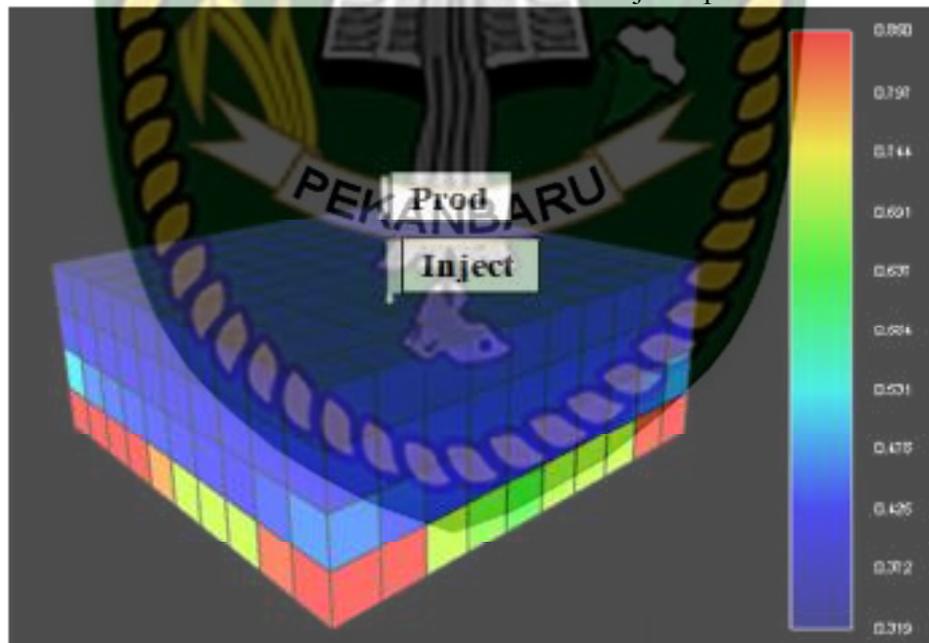
dan injeksi surfaktan-polimer. Seperti yang dikatakan Erfando, Rita, & Ramadhan (2019) saturasi minyak pada reservoir seragam sampai diproduksi, setelah diproduksi saturasi akan mengalami penurunan. Penentuan saturasi minyak merupakan hal yang sangat penting dalam industri minyak dan gas bumi. Penentuan nilai saturasi minyak akan berhubungan dengan penentuan nilai saturasi air yang dapat digunakan untuk penentuan cadangan yang tersisa dari suatu lapangan. Untuk itu perlu diketahui nilai saturasi minyak yang tersisa (SOR) dari lapangan minyak ini untuk menentukan berapa cadangan minyak yang tersisa. Penurunan saturasi minyak pada injeksi surfaktan, injeksi polimer dan injeksi surfaktan polimer dapat dilihat pada gambar 4.7-4.9, degradasi warna pada model 3D akan terjadi sesuai dengan pengangkatan minyak.



Gambar 4. 8 *Oil saturation* setelah injeksi surfaktan



Gambar 4. 9 Oil saturation setelah injeksi polimer

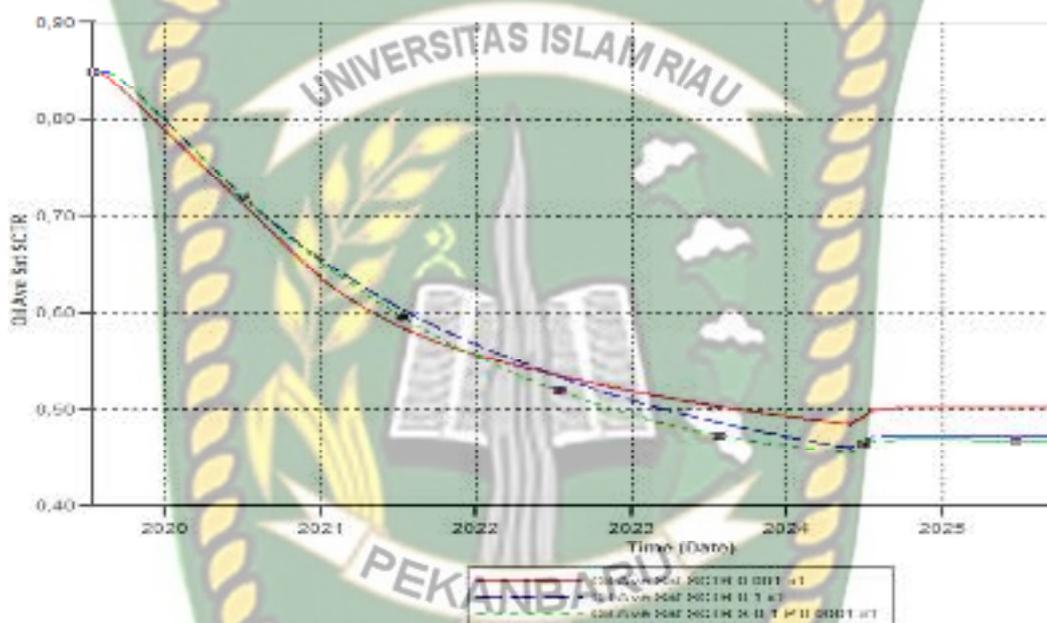


Gambar 4. 10 Oil saturation setelah injeksi surfaktan-polimer

Berdasarkan gambar 4.10 nilai saturasi pada reservoir ini setelah diproduksi dengan berbagai skenario dapat disimpulkan dengan tabel 4.5 berikut ini:

Tabel 4. 5 Perbedaan SOR *initial* dan *final*

Skenario	SOR <i>initial</i>	SOR <i>final</i>
Injeksi surfaktan	0,85	0,47
Injeksi polimer	0,85	0,51
Injeksi surfaktan-polimer	0,85	0,45



Gambar 4. 11 SOR final dari berbagai skenario injeksi

Berdasarkan tabel 4.6 dan gambar 4.10 dapat dilihat bahwa saturasi minyak yang paling rendah adalah pada injeksi surfaktan-polimer dibandingkan dengan injeksi surfaktan atau injeksi polimer saja yaitu sebesar 0.45. hal ini disebabkan karena pada injeksi surfaktan-polimer dengan penambahan polimer akan menambah viskositas dan akan meningkatkan *sweep eficiency* dan akan mengurangi saturasi minyak sisa di reservoir. Seperti yang dikatakan Auhesti, Kasmungin, & Harton (2018) viskositas dari cairan polimer akan menambah daya dorong untuk menyapu minyak yang tersisa dalam reservoir dan dapat mengurangi saturasi minyak. Sehingga untuk meningkatkan *recovery* minyak yang optimum dilakukan injeksi surfaktan-polimer.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari hasil yang diperoleh dari permodelan injeksi surfaktan dan polimer maupun penggabungan antara keduanya menggunakan simulator CMG-STARS maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Injeksi surfaktan, dengan volume injeksi semakin besar maka *recovery factor* yang diperoleh semakin tinggi. Dan semakin besar konsentrasi maka semakin tinggi *recovery factor*, namun apabila sudah mencapai konsentrasi optimum, *recovery factor* mengalami penurunan. *Recovery factor* optimum pada volume injeksi 1PV dan konsentrasi 0,1% yaitu 47,45%.
2. Injeksi polimer, volume injeksi semakin besar maka *recovery factor* yang diperoleh semakin tinggi. Dan semakin besar konsentrasi maka semakin tinggi *recovery factor*. Namun pada kondisi optimum konsentrasi polimer sudah tidak efisien untuk meningkatkan *recovery factor*. *Recovery factor* optimum pada volume injeksi 1PV dan konsentrasi 0,0007% yaitu 46,77%.
3. Penggabungan antara surfaktan-polimer, dengan volume injeksi 1PV dan konsentrasi surfaktan 0,1% dan konsentrasi polimer 0,0001% menunjukkan nilai *recovery factor* optimum yaitu 47,85%.

5.2 Saran

Pada penelitian ini hanya melakukan sensitivitas pada volume injeksi dan konsentrasi pada injeksi surfaktan-polimer. Saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya adalah dapat dilanjutkan dengan menganalisis dari aspek teknis lainnya seperti pola injeksi serta menghitung keekonomian dari injeksi surfaktan-polimer.

DAFTAR PUSTAKA

- Abadli, F. (2012). Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-Segment. *MASTER THESIS. Norwegian University of Science and Technology*.
- Ahmed, H., Awotunde, A., Sultan, A., & Yousef, A. (2017). Stochastic Optimization Approach To Surfactant-Polymer Flooding. *SPE International*.
- Akbar, M. (2000). A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation. *Oilfield Review*.
- Al-Murayri, M., Al-Kharji, A., Kamal, D., & Al-Ajmi, R. (2018). Successful Implementation of a On-Spot Alkaline-Surfactant-Polymer ASP Pilot in a Giant Carbonate Reservoir. *SPE-190374-MS*.
- Al-Yousef, H., Lichaa, P., Al-Kaab, A., & Alpustun, H. (1995). Wettability Evaluation of a Carbonate Reservoir Rock from Core to Pore Level. *SPE* 29885.
- Auhesti, Kasmungin, S., & Harton, K. F. (2018). Uji Laboratorium Untuk Meningkatkan Perolehan Minyak Menggunakan Injeksi Surfaktan Konsentrasi Rendah. *Jurnal Petro Universitas Trisakti Vol VI No 2*.
- Bera, A., Mandal, A., & Guha, B. (2014). Synergistic Effect of Surfactant and Salt Mixture on Interfacial Tension Reduction between Crude Oil and Water in Enhanced Oil Recovery. *J. Chem Eng. Data* 59:89-96.
- Camilleri, D., Engelsen, S., & Lake, L. (1987). Description of the improved Compositional Micellar/Polymer Simulator. *SPE Reservoir Engineering*, 427-432.
- Carrero, E., Queipo, N. V., Pintos, S., & Zerpa, L. E. (2006). Global sensitivity analysis of Alkali-Surfactant-Polymerenhanced oil recovery processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- Cenk, T., Putra, D., Anggraini, H., & Raul, M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymer. *SPE/IATMI Asia Pasific Conference and Exhibition. SPE-186414-MS*.

- Chauhan, P. D. (2014). Data analysis and summary for surfactant-polymer flooding based on oil field projects and laboratory data. *Master theses. Missouri University of Science and Technology.*
- Chilingar, V. G., & Yen, T. (1983). Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks. *Energy Sources, Vol.7, No.1.*
- Douarache, F., Veiga, S. D., Feraille, M., & Enché, G. (2014). Sensitivity Analysis and Optimization of Surfactant-Polymer Flooding under Uncertainties. *Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies nouvelles.*
- Erfando, T., Rita, N., & Ramadhan, R. (2019). The Key Parameter Effect Analysis of The Polymer Flooding on Oil Recovery Using Reservoir Simulation. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology. Vol. 04 No.01.*
- Fathaddin, M., Buang, P., & Elraies, K. (2010). Performance of Surfactant Flooding in Heterogeneous Two-Layered Porous Media. *International Journal of Engineering Research in Africa Vol. 1, 11-16.*
- Gao, C., Shi, J., & Zhao, F. (2014). Successful polymer flooding and surfactant-polymer flooding projects at Shengli Oilfield from 1992 to 2012. *J Petrol Explor Prod Technol.*
- Ghadami, N., Das, K. A., Tunio, H. K., & Sabzabadi, A. (2015). Sensitivity Analysis and optimization of alkaline-surfactant flooding in a thin clastic reservoir. *IPTC-18257-MS.*
- Han, M., Fuseni, A., Zahrani, B., & Jinxun. (2014). Laboratory Study on Polymers for Chemical Flooding in Carbonate Reservoirs. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman. SPE-169724-MS.*
- Keshtkar, S., Sabeti, M., & Mohammadi, A. H. (2016). Numerical approach for enhanced oil recovery with surfactant. *Petroleum Elsevier.*
- Kristanto, D., & Bintarto, B. (2008). Perencanaan Peningkatan Perolehan Minyak Menggunakan Metode Soaking Surfactant. *Ikatan Ahli Teknik*

Perminyakan Indonesia Simposium Nasional dan Kongres X, Jakarta, 12 - 14 Nopember.

- Mollaei, A., Lake, L. W., & Delshad, M. (2011). Application and Variance Based Sensitivity of Surfactant-Polymer Flood. *SPE 141754*.
- RI, D. A. (1994). *Al-Qur'an surat Al- anam (6):165* . Jakarta: PT. Kumudasmoro Grafindo Semarang.
- Rita, N. (2016). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal of Eart, Energy, Engineering ISSN: 2301 – 8097*.
- SayedAkram, N. I. (2011). Simulation Study on Surfactant-Polymer Flood Performed in Fractured Carbonate Reservoir. *SPE International*, 4.
- Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery : Theory and Practice, Elsevier. *SPE International*.
- Sheng, J. J. (2013). A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting. SPE 165358..*
- Terry, R. E. (2001). Enhanced Oil Recovery. *Encyclopedia of Physical Science and Technology 3rd Edition, vol.18, 503-518*.
- Tobing, E. M. (2018). Uji Sensitivitas Konsentrasi Surfaktan Polimer Dan Terhadap Perolehan Minyak Melalui Model Simulasi Pola Sumue Injeksi Produksi EOR . *PUSAT PENELITIAN DAN PENGEMBANGAN TEKNOLOGI MINYAK DAN GAS BUMI*.
- Zhu, Y., Hou, Q., Jian, G., MA, D., & Zhe, W. (2013). Current development and application of chemical combination flooding technique. *J. Petrol Explor and Develop 40:96-103*.
- Zhuo, K., Huo, J., Ren, X., & Yu, B. (2017). Economic Design of Surfactant-Polymer Flooding Under Low Oil Price. *SPE International*.