

**OPTIMASI SLUG SURFACTANT-POLYMER, INJECTION
RATE & PENENTUAN PATTERN SIZE DENGAN
MENGUNAKAN SIMULATOR CMG PADA SUMUR MJ**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

MELDA JUWITA PANGGABEAN

NPM 133210569



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Melda Juwita Panggabean

NPM : 133210569

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : *Optimasi Slug Surfaktan – Polymer, Injection Rate & Penentuan Pattern Size Dengan Menggunakan Simulator CMG Pada Sumur MJ*

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

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

Penguji I : Richa Melysa ST., MT (.....)

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

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh:

**DEKAN
FAKULTAS TEKNIK**

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Dr. Eng. Muslim., MT

Novia Rita ST.,MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, Juli 2020

Melda Juwita Panggabean

NPM 133210569



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa 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. Dr. Eng. Muslim, MT selaku dosen pembimbing 1 dan Novia Rita, ST., MT selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Novia Rita, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. M. Syafwan, ST selaku pembimbing lapangan yang telah memberikan saran dan masukan dalam pembuatan Tugas Akhir ini.
4. Ketua Prodi Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T dan Sekretaris Prodi Ibu Novrianti, M.T serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
5. Kedua orang tua saya Imran Putra Panggabean dan Nurasih Pakpahan, adik saya serta tidak lupa keluarga besar saya atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Juli 2020

Melda Juwita Panggabean

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACK	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	3
1.3 MANFAAT PENELITIAN	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 <i>SCREENING CRITERIA</i>	6
2.2 <i>SURFAKTAN-POLIMER FLOODING</i>	9
2.2.1 <i>Surfaktan Flooding</i>	9
2.2.2 <i>Polimer Flooding</i>	12
2.3 SLUG SIZE	15
2.3.1 Sistem Percampuran Slug Surfaktan	16
2.4 LAJU INJEKSI.....	19
2.5 POLA SUMUR INJEKSI.....	19
2.6 STATE OF THE ART	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	24
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	24
3.2 FLOWCHART PENELITIAN	24
3.3 JENIS PENELITIAN	25

3.4 RESERVOIR PROPERTIES	25
3.5 PEMODELAN BASECASE	31
3.5.1. Skenario Injeksi.....	35
3.5.2. Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer.....	36
3.6 JADWAL PENELITIAN	40
3.7 TEMPAT PENELITIAN	41
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	42
4.1. PEMILIHAN SKENARIO TERBAIK.....	42
4.2. PENGARUH BESAR SLUG, LAJU INJEKSI DAN POLA SUMUR TERHADAP <i>OIL RATE</i>	46
4.3. PENGARUH BESAR SLUG, INJECTION RATE DAN PATTERN SIZE TERHADAP PEROLEHAN CUMULATIVE OIL	47
4.4. PENGARUH BESAR SLUG, INJECTION RATE, DAN PATTERN SIZE TERHADAP OIL RECOVERY FACTOR	49
4.5. PENGARUH BESAR SLUG, INJECTION RATE, DAN PATTERN SIZE TERHADAP PARAMETER RESERVOIR LAINNYA.....	50
4.5.1 Water Viscosity.....	50
4.5.2 Surfactant Adsorption	52
4.5.3 Polymer Adsorption	54
BAB V PENUTUP	54
5.1 KESIMPULAN	55
5.2 SARAN.....	55
DAFTAR PUSTAKA	56
LAMPIRAN.....	61

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Skematik Mekanisme Injeksi Surfaktan	9
Gambar 2.2	Surfaktan <i>Molecule</i>	10
Gambar 2.3	Prinsip Surfaktan	11
Gambar 2.4	Ilustrasi Skematik dari <i>Polymer Flooding</i>	15
Gambar 2.5	Diagram Sistem Pencampuran Slug Surfaktan.....	17
Gambar 2.6	Diagram Sistem dari <i>Chemical Flood</i> pada Reservoir	18
Gambar 2.7	Pola Sumur Injeksi-Produksi	21
Gambar 2.8	Roadmap Penelitian.....	22
Gambar 3.1	Kurva hubungan K_r vs S_w	26
Gambar 3.2	Hasil Analisa <i>Screening</i> Menggunakan <i>Software EORgui</i>	29
Gambar 3.3	<i>Oil Recovery Factor</i> Pada <i>Basecase</i>	31
Gambar 3.4	Model Konseptual <i>Grid Basecase</i> Kartesian 2 Dimensi	32
Gambar 3.5	Model Konseptual <i>Grid</i> Kartesian 3 Dimensi	32
Gambar 3.6	Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal <i>Five-Spot</i>	33
Gambar 3.7	Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal <i>Seven-Spot</i>	34
Gambar 3.8	Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal <i>Nine-Spot</i>	34
Gambar 3.9	Skenario Simulasi Injeksi Surfaktan-Polimer	36
Gambar 3.10	Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer	39
Gambar 4.1	Hasil Grafik Kumulatif Minyak dari 3 Skenario Yang Terpilih ...	45
Gambar 4.2	Pengaruh Laju Injeksi 3000 bbl/day dan N5-Spot Terhadap <i>Oil Rate</i>	46
Gambar 4.3	Pengaruh Laju Injeksi 3000 bbl/day dan N5-Spot Terhadap <i>Oil Cummulative</i>	48
Gambar 4.4	Grafik <i>Recovery Factor</i>	49
Gambar 4.5	Grafik Viskositas Air Setelah Diinjeksikan Polimer Pada Laju Injeksi 3000 bbl/day dan <i>Pattern 5-Spot</i>	51
Gambar 4.6	Grafik Absorpsi Surfaktan Pada Laju Injeksi 3000 bbl/day dan <i>Pattern 5-Spot</i>	53
Gambar 4.7	Grafik Absorpsi Polimer Pada Laju Injeksi 3000 bbl/day dan <i>Pattern 5-Spot</i>	54

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Ringkasan <i>Screening Criteria</i> dari Metode EOR.....	7
Tabel 2.2	Ringkasan <i>Screening Criteria</i> dari Metode EOR.....	7
Tabel 2.3	Rasio <i>Producer-Injector</i> Untuk <i>Well Pattern</i>	21
Tabel 3.1	Data Reservoir <i>Properties</i>	25
Tabel 3.2	<i>Fluida Properties</i>	26
Tabel 3.3	Hasil Inisialisasi	27
Tabel 3.4	Tabel <i>Screening Criteria</i> dari Metode EOR	27
Tabel 3.5	Detail Hasil Analisa Menggunakan <i>Software EORgui</i>	30
Tabel 3.6	Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer 1600 bbl/day	37
Tabel 3.7	Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer 2300 bbl/day	37
Tabel 3.8	Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer 3000 bbl/day	38
Tabel 4.1	Nilai <i>Oil Rate</i> , <i>Oil Cumulative</i> dan <i>Recovery Factor</i> Pada N5-Spot Dengan <i>Injection Rate</i> 1600 bbl/day,2300 bbl/day dan 3000 bbl/day	42
Tabel 4.2	Nilai <i>Oil Rate</i> , <i>Oil Cumulative</i> dan <i>Recovery Factor</i> Pada N7-Spot Dengan <i>Injection Rate</i> 1600 bbl/day,2300 bbl/day dan 3000 bbl/day	43
Tabel 4.3	Nilai <i>Oil Rate</i> , <i>Oil Cumulative</i> dan <i>Recovery Factor</i> Pada N9-Spot Dengan <i>Injection Rate</i> 1600 bbl/day,2300 bbl/day dan 3000 bbl/day	43
Tabel 4.4	Hasil Adsorpsi Surfaktan Pada Setiap Slug	53
Tabel 4.5	Hasil Adsorpsi Polimer Pada Setiap Slug	54

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Grafik Oil Rate
LAMPIRAN II	Grafik Cummulative Oil
LAMPIRAN III	Recovery Factor
LAMPIRAN IV	Water Viscosity
LAMPIRAN V	Surfactant Adsorption
LAMPIRAN VI	Polymer Adsorption
LAMPIRAN VII	Perbandingan Slug



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>
RF	<i>Recovery Factor</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
Bopd	<i>Barrel Oil per Day</i>
cP	<i>Centi Poise</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
Ft	<i>Feet</i>
Psi	<i>Pound Per Cubic Foot</i>
Psig	<i>Pound Square In Gauge</i>
F	<i>Fahrenheit</i>
SP	<i>Surfaktan-Polimer</i>
ASP	<i>Alkaline Surfactant Polymer</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
MW	<i>Molecular Weight</i>
IR	<i>Injection Rate</i>
ft ³	<i>Cubic Foot</i>
lb/ ft ³	<i>Pound Per Cubic Foot</i>
MMSTB	<i>Million Stock Tank Barrels</i>
IFT	<i>Interfacial Tension</i>
WOR	<i>Water Oil Ratio</i>
HPAM	<i>Hydrolyzed Polycrylamide</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
bbbl/day	<i>Barrel Per Day</i>
m	<i>Meter</i>

DAFTAR SIMBOL

%	<i>Percent</i>
>	Lebih Dari
<	Kurang Dari



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

OPTIMASI SLUG SURFACTANT-POLYMER, INJECTION RATE & PENENTUAN *PATTERN SIZE* DENGAN MENGGUNAKAN SIMULATOR CMG PADA SUMUR MJ

MELDA JUWITA PANGGABEAN
NPM 133210569

ABSTRAK

Sumur MJ merupakan salah satu sumur yang berada di lapangan tertua di daerah Sumatera bagian tengah, pertama kali lapangan ini diproduksi pada tahun 1952 dengan reserve sebesar 4.5 MMSTB dengan alasan itulah mendasari perlunya dilakukan studi EOR sehingga dapat meningkatkan produksi minyak.

Dari screening criteria EOR, sumur MJ dapat dilakukan injeksi surfaktan-polimer. Mekanisme kinerja surfaktan dapat mengurangi IFT dan sebagai displacement, sedangkan polimer dapat mengurangi mobilitas dengan cara menaikkan viskositas air formasi dan sebagai *sweep efficiency*. Sebelum surfaktan-polimer di aplikasikan ke suatu sumur, maka ada baiknya dikaji terlebih dahulu kinerjanya menggunakan simulasi reservoir. Penelitian ini menggunakan simulasi surfaktan-polimer yaitu software CMG. Dalam mendapatkan metode yang optimal untuk diaplikasikan di sumur MJ, dilakukan beberapa simulasi dengan menggunakan sensitivitas seperti slug SP, laju injeksi, dan pattern size. Penginjeksian surfaktan dilakukan setelah mengimplementasikan water flood selama setahun dilanjutkan dengan injeksi surfaktan-polimer dengan beberapa variasi slug yaitu 0,2 PV, 0,3 PV, 0,4 PV, 0,5 PV, dan 0,6 PV dalam variasi laju injeksi 1600 BPD, 2300 BPD dan 3000 BPD serta di beberapa variasi jenis pola sumur yaitu 5-spot pattern, 7-spot pattern dan 9-spot pattern.

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan diperoleh hasil yang optimal pada slug 0,6 PV, laju injeksi sebesar 3000 BPD dan jenis pola sumur 5-Spot dengan jumlah oil cumulative yaitu 2.023.700 bbl dan recovery factor sebesar 81,67 %.

Kata kunci : Surfaktan-Polimer, Laju Injeksi, Slug, Pattern, EOR

**OPTIMIZATION SLUG SURFACTANT-POLYMER, INJECTION RATE &
PATTERN SIZE DETERMINATION USING CMG SIMULATOR
IN MJ WELL**

**MELDA JUWITA PANGGABEAN
NPM 133210569**

ABSTRACT

MJ's field is one of field that located at old field in central Sumatra, this field was producing oil on 1952 with amount reserve 4.6 MMSTB by that reason the EOR study needed in order to increase oil production.

Based on EOR screening analysis, MJ's well fit by surfactant polymer flood. Surfactant was reduced IFT and as displacement, then polymer can reduce the mobility by increase the water formation's viscosity and as sweep efficiency. Before surfactant-polymer injected on well, we need to controlling the sensitivity. using reservoir simulation. On order to get the optimal method to applied on MJ's well, some scenario simulation was used sensitivity such as SP Slug, Injection rate and pattern size. Surfactant-polymer injecting by implementation water flood on a year and next step Injecting surfactant-polymer flood with some slug variation were 0,2 pv, 0,3 pv, 0,4 pv, 0,5 pv and 0,6 pv on some injection rate such as 1600 bpd, 2300 bpd and 3000 bpd and some variation kind of pattern such as 5 spot pattern, 7 spot pattern and 9 spot pattern.

Based on simulation that have done, it got optimal result on 0,6 pv , 3000 bpd and 5 spot pattern with oil cumulative is 2.023.700 bbl and recovery factor is 81,67%.

Key word : surfactant-polymer , Slug size , Injection rate and pattern size

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Minyak bumi merupakan salah satu kebutuhan yang sangat penting bagi manusia. Dalam surah Al-A'raf ayat 10 :

وَلَقَدْ مَكَّنَّاكُمْ فِي الْأَرْضِ وَجَعَلْنَا لَكُمْ فِيهَا مَعَايِشَ قَلِيلًا مَّا تَشْكُرُونَ ﴿١٠﴾

disebutkan bahwa “Sesungguhnya Kami telah menempatkan kamu sekalian dimuka bumi dan Kami adakan bagimu dimuka bumi (sumber) penghidupan. Amat sedikitlah kamu bersyukur.” (TafsirQ, 2015). Sebagai makhluk yang bersyukur tentunya kita harus memanfaatkan sumber daya alam dengan sebaik-baiknya, salah satunya adalah minyak bumi yang dapat membantu kehidupan manusia.

Produksi minyak bumi di Indonesia terus mengalami penurunan dari tahun ke tahun, tercatat pada februari 2018 hanya mencapai 783.695 BOPD (skkmigas, 2018). Seiring dengan pertumbuhan populasi membuat konsumsi minyak di Indonesia naik menjadi 44% di tahun 2019 dan target produksi minyak yang di patok sebanyak 922.000 BOPD (Acquah-andoh, Putra, Ifelebuegu, & Owusu, 2019). Permasalahan tersebut terjadi karena penurunan produksi dari berbagai lapangan minyak di berbagai wilayah di Indonesia. Menurut buku tahunan skkmigas (2018) lapangan yang mengalami penurunan produksi diantara lapangan South Sembakung, lapangan kerendan dan lain-lain dengan penurunan produksi sebesar 3,6% (801 BOPD menjadi 772,3 BOPD). Salah satu penyebab dari penurunan produksi ialah kondisi sumur yang sudah tua (*mature*), yang mempunyai total penurunan produksi minyak rata-rata 5%-20% pertahun. Tekanan reservoir sumur tua juga menurun dibawah tekanan bubble point, mempunyai water cut yang tinggi, dan beberapa sumur dikategorikan sebagai sumur *non-active*.(Bae, Masduki, Permadi, & Abdurrahman, 2017)

Teknik *Enhanced Oil Recovery (EOR)* dapat meningkatkan efisiensi penyapuan dalam pengangkatan saturasi minyak yang tersisa dalam reservoir.

Teknik ini terbukti menaikkan persen perolehan minyak sebesar 60% (Speight, 2015). Seiring dengan perkembangan teknologi ada beberapa teknik dari *EOR* ini yang dikembangkan lagi seperti *Surfaktan-Polymer Flooding (SP Flooding)*, metode ini terbukti dapat mengangkat lebih banyak saturasi minyak yang tertinggal. *SP Flooding* pertama kali di terapkan di China, tepatnya di lapangan *Daqing*,Cina (Gao, Towler, Li, & Zhang, 2010). Peningkatan perolehan minyak yang di dapat dalam menggunakan *SP Flooding* mencapai 7% - 64,4 % (Felix, Ayodele, & Olalekan, 2015).

Sumur MJ terletak di lapangan MNS yang berlokasi di Sumatra Tengah, sudah diproduksi dari 21 abad yang lalu tepatnya pada tahun 1952 dengan jumlah cadangan minyak awal di perkirakan sebesar 9 MMSTB. (Hartono et al., 2017). Banyaknya jumlah minyak yang tersisa, mendasari perlunya studi lanjut untuk meningkatkan perolehan minyak di lapangan MNS dengan perencanaan injeksi kimia dengan menggunakan simulator reservoir.

Pada penelitian ini akan membahas penggunaan *SP Flooding* pada perolehan minyak di sumur MJ dengan menggunakan Simulator *Computer Modeling Group (CMG)* dan sebelum melakukan pembuatan pemodelan simulasi dilakukan terlebih dahulu proses *screening analysis* untuk melihat metode EOR apa yang paling optimal untuk diaplikasikan pada sumur MJ.

Selanjutnya Peneliti melakukan analisis parameter operasi keberhasilan kegiatan *SP flood* seperti *slug size* (ukuran slug) dengan variasi slug yang digunakan 0,2 , 0,3 , 0,4 , 0,5 dan 0,6 PV (Gharbi, Alajmi, & Algharaib, 2012), laju injeksi yang dilakukan untuk optimasi model ini ialah 1600 bbl/day, 2300 bbl/day dan 3000 bbl/day serta penentuan letak sumur (*pattern size*) yang dilakukan yaitu N-5 Spot , N-7 Spot dan N-9 Spot. Berdasarkan masing-masing parameter tersebut akan diambil satu pemodelan terbaik dari seluruh pemodelan yang telah dibuat dengan melihat nilai *recovery factor*, laju alir minyak dan kumulatif dari minyak sehingga dapat mengoptimalkan produksi minyak pada lapangan MJ ini.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Berdasarkan latar belakang masalah yang dijelaskan pada sub bab sebelumnya, adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Pemilihan skenario pemodelan terbaik dengan melihat pengaruh parameter laju injeksi, ukuran slug dan pola sumur.
2. Menganalisis pengaruh parameter laju injeksi, ukuran slug dan pola sumur terhadap kinerja dari surfaktan polimer dalam meningkatkan *oil rate*, *oil cumulative* dan *recovery factor*.
3. Menganalisis pengaruh parameter reservoir lainnya seperti viskositas air dan adsorpsi terhadap laju injeksi, ukuran slug dan pola sumur.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari dilakukannya penelitian dari Tugas Akhir ini ialah;

1. Sebagai bahan informasi bagi industri hulu migas dalam pemodelan konseptual *SP Flooding*.
2. Dapat mengetahui parameter-parameter yang mempengaruhi kinerja *SP Flooding*.
3. Menjadi referensi untuk peneliti yang membahas tentang Surfaktan Polimer Injeksi.

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka pada penelitian ini memiliki batasan masalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini *menggunakan Computer Modeling Group (CMG)* pada suatu kondisi lapangan homogen, grid yang digunakan berjenis *Cartesian*
2. Skenario pemodelan hanya mempertimbangkan parameter operasi seperti *slug surfaktan*, pola sumur serta *injection rate*.

3. Tidak mempertimbangkan sisi keekonomian.
4. Penelitian ini mengenai sensitivitas sehingga tidak mempertimbangkan sejarah produksi.
5. *Grid blocks* terdiri dari 15 grid pada *x direction*, 15 grid pada *y direction* dan 15 grid pada *z direction* sehingga total *grid blocks* sebanyak 1125 *grid blocks*.
masuk dalam batasan masalah ini



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Produksi minyak dengan menggunakan teknik EOR semakin terlihat keberhasilannya yaitu tercatat sekitar 3% dari produksi diseluruh dunia berasal dari EOR (Gao et al., 2010). Angka tersebut semakin naik dan di perkirakan teknik *EOR* adalah teknik yang mayoritas akan digunakan dalam dunia migas di masa yang akan datang. Seiring perkembangan zaman dan teknologi banyak dari jenis *EOR* di kombinasikan sedemikian rupa untuk lebih mengoptimalkan produksi minyak, seperti surfaktan-polimer.

Injeksi surfaktan-polimer (SP) saat ini telah menjadi salah satu peningkatan metode perolehan minyak yang mulai banyak digunakan, Hal ini karena penggunaan SP dapat meningkatkan performa pendesakan kedua zat tersebut sehingga berdampak pada keefektifan penyapuan saturasi minyak (Raffa, Broekhuis, & Picchioni, 2016). Terbukti dengan banyaknya lapangan-lapangan di dunia yang mengaplikasikan injeksi SP sebagai pilihan chemical injeksi. Contohnya *Tanjung Field* (B. M. Aslam, D. Ulitha, B. Swadesi, I. Fauzi, 2017) dan *Minas Field* (Hartono et al., 2017) yang mana kedua lapangan ini berada di Indonesia dan ada juga beberapa lapangan lagi di dunia yang menerapkannya seperti di *Saskatchewan field* (Luo, Wu, & Huang, 2013) dan *White Tiger Field* (Dang, Chen, Nguyen, & Bae, 2011).

Proses yang dilakukan dari injeksi SP adalah dengan dibantu oleh polimer sebagai buffer mobilitas. Tujuan utama dari injeksi SP adalah untuk menurunkan tegangan permukaan diantara fasa minyak dan fasa air. Injeksi SP didesain dengan melihat kelakuan tiga fasa yaitu fasa air, fasa minyak dan fasa mikroemulsi, dengan perubahan keadaan yang dilihat yakni air, minyak, surfaktan, polimer, total anion dan ion kalsium (Rita, 2018)

Menurut Gao Faktor yang mempengaruhi keberhasilan aplikasi injeksi SP di lapangan ialah heterogenitas reservoir, viskositas minyak, saturasi minyak tersisa, kemampuan penyebaran polimer di reservoir, kesesuaian polimer dan Surfaktan, jarak sumur dan laju alir, dan *quality control* dari polimer yang diinjeksikan. Selain hal tersebut ada beberapa hal yang harus di perhatikan dalam

penggabungan injeksi SP yaitu interaksi pada polimer dan surfaktan, adsorpsi batuan, pemisahan kromatografi dari berbagai komponen yang dapat merusak proses injeksi SP (Raffa et al., 2016). Baik injeksi surfaktan dan injeksi polimer maupun injeksi SP memiliki fungsi berbeda, berikut mekanisme dari masing-masing penginjeksian tersebut.

2.1 SCREENING CRITERIA

Dalam memilih jenis EOR yang cocok dengan kondisi reservoir, dibutuhkan proses *screening*. Dalam pembuatan Tugas Akhir ini dilakukan dua metode untuk menentukan jenis EOR tersebut yaitu secara konvensional dengan melihat tabel *screening* dan menggunakan *software EORgui (graphical user interface)*.

1. *Screening* konvensional

Proses *Screening* ini dilakukan dengan cara melihat tabel *screening* dengan mencocokkan data fluida dan batuan. Apabila nilai data masuk kedalam rentang maka dianggap memenuhi kriteria begitu sebaliknya. Hasil yang di dapat berupa tabel dan kode warna dimana sel berwarna biru menunjukkan kriteria yang terpenuhi sedangkan sel berwarna merah menandakan kriteria tidak terpenuhi. Hasil akhir yang didapat selanjutnya dikalkulasikan dengan melihat berapa jumlah data yang memenuhi kriteria untuk dapat dijadikan nilai persentase.

Beberapa pertimbangan umum harus dipelajari sebelum *screening criteria* dilakukan. Pertama, studi geologi biasanya dilakukan karena operator telah menemukan bahwa heterogenitas reservoir yang tak terduga telah menyebabkan kegagalan banyak proyek lapangan EOR. Kedua, ketika operator mempertimbangkan EOR dalam aplikasi tertentu, calon reservoir harus mengandung minyak yang cukup banyak agar proyek tersebut berpotensi menguntungkan, selain itu reservoir yang dalam dapat menyebabkan fasilitas permukaan, peralatan dan perpipaan yang tersedia juga harus dipertimbangkan selama fase *screening* dan pemilihan metode EOR yang paling sesuai untuk suatu lapangan (Abu El Ela, Sayyoub, & Sayed El Tayeb, 2014).

Berikut adalah beberapa contoh tabel *screening* yang sering di gunakan dalam menentukan jenis EOR pada suatu lapangan dapat dilihat dalam tabel 2.1:

Tabel 2. 1 Ringkasan *Screening Criteria* dari Metode EOR (Rai, Johns, Delshad, Lake, & Goudarzi, 2013)

EOR Method	Oil Properties				Reservoir Characteristic			
	Gravity (API)	Reservoir Viscosity mPa-s	Composition	Initial Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (m)	Average Permeability (md)	Depth (m)
Solvent Method								
Nitrogen and Flue Gas	>35	<0.4	Large % of C_1 to C_7	>40	NC	NC	NC	>1800
Hydrocarbon	>23	<3	Large % of C_2 to C_7	>30	NC	NC	NC	>1250
CO_2	>22	<10	Large % of C_5 to C_{12}	>20	NC	NC	NC	>750
Immiscible Gases	>12	<600	NC	>35	NC	NC	NC	>640
Chemical Method								
Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	>20	<35	Light intermediate some organic acids for alkaline floods	>35	Sand Stone Preferred	NC	>10	<2700
Polymer Flooding	>15	10-150	NC	>50	Sand stone Preferred	NC	>10	<2700
Thermal Method								
Combustion	>10	<5.000	Some asphaltic components	>50		>3	>50	<3450
Steam	>8 to 13.5	<200.000	NC	>40		>6	>200	<1350
NC = Not Critical								

Tabel 2. 2 Ringkasan *Screening Criteria* dari Metode EOR (Alvarado et al., 2002)

Parameter	<i>Polymer Flooding</i>	<i>CO₂ Flooding</i>
<i>Oil Gravity (API)</i>	>22	>25
<i>Oil Viscosity (cp)</i>	<100	<15
<i>Crude Oil Composition</i>	NC	High % $C_5 - C_{12}$ fraction
<i>Oil Saturation (%PV)</i>	>50	>25

Lanjutan Tabel 2.2 Ringkasan Screening Criteria Metode EOR

Parameter	<i>Polymer Flooding</i>	<i>CO₂ Flooding</i>
<i>Water Salinity (ppm)</i>	<100000	NC
<i>Water Hardness (ppm)</i>	<5000	NC
<i>Mobility Ratio</i>	2 – 40	NC
<i>Reservoir Temperatur (°F)</i>	<200	
<i>Permeability (mD)</i>	>50	NC
<i>Depth (ft)</i>	<9000	>2500
<i>Net Thickness</i>	NC	<i>Wide Range</i>
<i>Minimum Misibility Pressure</i>	NC	< <i>Original Pressure</i>
<i>Drive Mechanism</i>	<i>No gas cap and no bottom water drive</i>	<i>No Gas Cap</i>

2. Proses *screening* menggunakan *software EORgui*

Software ini dapat digunakan untuk *screening* dengan cepat data karakteristik fluida dan batuan untuk dapat memberikan rekomendasi metode EOR pada suatu lapangan, namun *software* ini tidak dapat digunakan untuk menganalisis keekonomian metode EOR yang dihasilkan.

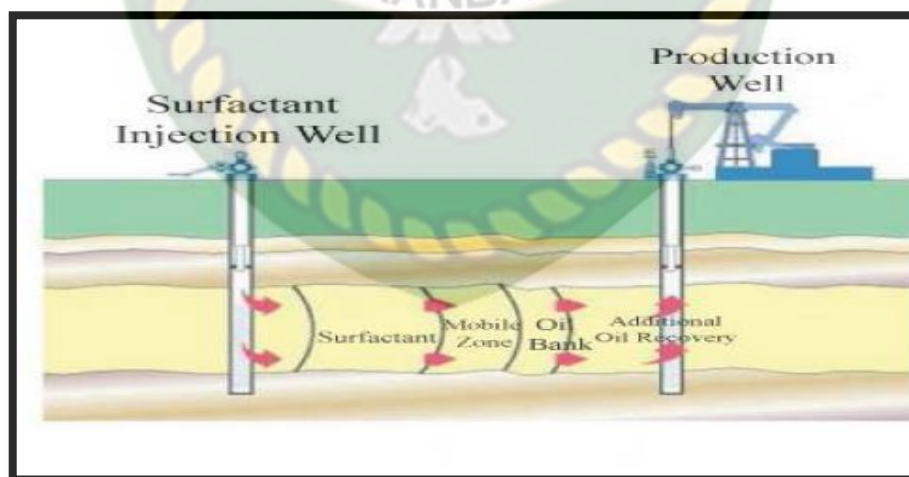
Masukkan semua data yang diperlukan kedalam *software EORgui*, setelah pengguna memasukkan semua data yang diperlukan, tekan tombol hitung untuk menghitung kecocokan kriteria relatif dengan data yang dimasukkan. Hasilnya ditampilkan dalam bagan ringkasan dan tabel hasil berkode warna. Skema pewarnaan hanya didasarkan pada tingkat di mana kriteria terpenuhi atau tidak. Yaitu, jika sel berwarna merah maka kriteria ini tidak terpenuhi, sedangkan jika sel berwarna hijau muda maka kriteria baru saja dipenuhi, dan jika sel berwarna hijau gelap maka kriteria tersebut dipenuhi dengan baik (*Petroleum Solution EORgui Help*).

2.2 SURFAKTAN-POLIMER FLOODING

Surfaktan-Polymer Flooding (SP Flood) adalah salah satu metode yang paling efektif dalam mengekstraksi jumlah minyak awal setelah proses injeksi air karena injeksi SP bisa mengangkat minyak yang terperangkap di pori-pori kecil batuan dengan menurunkan tegangan antar muka antara minyak dan air, meningkatkan mobilitas kontrol sebagai hasil dari injeksi polimer dan menghindari *breakthrough* awal. (Aramideh, Borgohain, Naik, Johnston, & Vlachos, 2018).

2.2.1 Surfaktan Flooding

Surface active agent (surfaktan) termasuk jenis EOR yang baik sejak tahun 1970 (Samanta, Ojha, Sarkar, & Mandal, 2011) karena dapat secara signifikan dapat mengaktifkan permukaan suatu zat lain yang awalnya tidak dapat tercampur, dengan cara menurunkan tegangan permukaan (*surface tension*) suatu medium dan menurunkan tegangan antarmuka (*interfacial tension*) antar dua fase yang berbeda derajat polaritasnya (Felix et al., 2015)(Gong & Rossen, 2018). Pada gambar 2.1 merupakan gambaran skema injeksi surfaktan dengan menggunakan 1 sumur produksi dan 1 sumur injeksi.



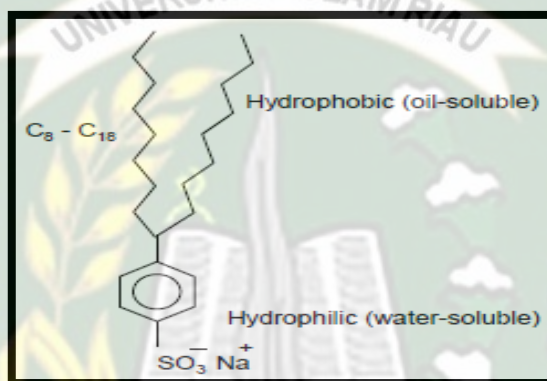
Gambar 2.1 Skematik Mekanisme Injeksi Surfaktan (Emegwalu, 2009)

Menurut Emegwalu dan chinenye clara dari semua jenis teknis injeksi kimia, injeksi surfaktan adalah jenis eor yang efektif untuk memproduksi minyak

yang masih tertinggal setelah proses injeksi air, persentasinya sekitar 60%.

a. Karakteristik dari Surfaktan

Surfaktan merupakan komponen organik yang *amphiphilic*. Rantai hidrokarbon terdiri dari kepala dan ekor (*hydrophilic* merupakan bagian kepala, *hydrophobic* merupakan bagian ekor) (Felix et al., 2015). Oleh karena itu, surfaktan dapat larut pada solvent dan air seperti gambar 2.2 dibawah ini:



Gambar 2. 2 Surfaktan Molecule (Olajire, 2014)

Menurut Salaguer surfaktan di klasifikasikan menjadi empat berdasarkan muatan ion nya yaitu sebagai berikut:

1. Surfaktan Anionik

Jenis Surfaktan yang sering digunakan, mudah terpisah dalam air atau sensitif terhadap mineral. Contoh Surfaktan anionic adalah alkilbenzen sulfonat (detergent), fatty acid (sabun), lauryl sulfate dan lain-lain

2. Surfaktan Nonionik

Tidak terpengaruh oleh air dan perubahan ph.

3. Surfaktan Kationik

Mudah terpisah dalam air menjadi kation amphibilik dan anion.

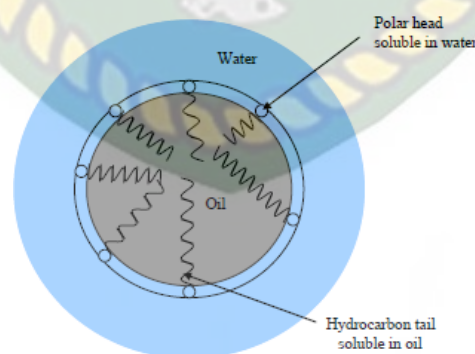
4. Surfaktan Amfoterik

Surfaktan jenis ini sangat di pengaruhi oleh perubahan ph karena apabila ph terlalu rendah akan berubah menjadi kationik sedangkan jika terlalu tinggi akan berubah menjadi anionik.

Menurut (J. J. Sheng, 2013) dalam proses EOR ion yang sering digunakan adalah jenis anionik dan nonionik karena anionik menunjukkan adsorbs yang rendah dalam batuan pasir sedangkan nonionik sebagai *Co-Surfactant* berfungsi dalam meningkatkan system fasa kelakukan dan sangat bagus dalam kondisi reservoir yang memiliki konsentrasi salinitas tinggi. Sementara jenis ion Surfaktan yang lain seperti kationik tidak dapat digunakan dalam reservoir berpasir dan harga kationik lebih mahal daripada anionik.

b. Mekanisme *Surfactant Flooding*

Tujuan dari injeksi surfaktan adalah untuk meningkatkan *oil residual* yang masih terperangkap setelah injeksi air. Dengan injeksi larutan Surfaktan, *oil residual* dapat dimobilisasi melalui pengurangan *interfacial tension* (IFT) antara minyak dan air. Minyak mentah mengandung asam organik dan garam, alkohol dan *surface agent* alami lainnya. Ketika minyak mentah bersentuhan dengan air asin atau air, Surfaktan alami ini berakumulasi pada antarmuka dan membentuk lapisan teradsorpsi yang menurunkan tegangan antar muka antar minyak mentah / air. Tergantung pada jenis minyak mentah, lapisan teradsorpsi pada antarmuka dapat berupa cairan atau sangat viskoelastik dan mampu membentuk kulit. (Olajire, 2014). Gambar 2.3 menunjukkan prinsip kerja surfaktan pada media berpori.



Gambar 2.3 Prinsip dari *Surfaktan* (Olajire, 2014)

Fungsi utama surfaktan adalah untuk mengurangi tegangan antar muka dan perubahan *wettability* (J. J. Sheng, 2015). Mekanisme EOR Surfaktan dibahas secara terpisah sesuai dengan dua fungsi ini

1. Mengurangi tegangan antar muka

Dengan menambahkan Surfaktan, jumlah kapiler dapat meningkat secara praktis lebih dari 1000 kali. Karena IFT rendah, minyak dapat mengalir lebih mudah melalui lubang pori karena berkurangnya *capillary trapping*. Minyak bergerak maju dan menyatu dengan minyak di bawah aliran untuk membentuk *oil bank* (J. J. Sheng, 2015). Banyak parameter dapat mempengaruhi IFT, seperti Surfaktan dan konsentrasinya, pelarut dan konsentrasinya, salinitas dan divalents, komposisi minyak (nomor karbon alkana), *Water Oil Ratio* (WOR), dan parameter sistem (suhu dan tekanan).

Injeksi Surfaktan mengurangi saturasi residual sehingga setiap permeabilitas relatif meningkat. Sheng (2011) menganalisis rasio permeabilitas fase air ke fase *oleic* dari data permeabilitas relatif yang diterbitkan dan menemukan bahwa rasio permeabilitas relatif menurun dalam rentang saturasi fase air tinggi, ketika IFT menjadi lebih rendah. Dengan demikian, efisiensi penyapuan minyak ditingkatkan karena injeksi Surfaktan.

2. *Wettability Alteration*

Mekanisme *wettability alteration* menargetkan lebih banyak pada reservoir karbonat. Karbonat lebih cenderung *oil wet* (Sheng, 2013b & c). Ketika batu menjadi lebih *water wet*, imbibisi air ditingkatkan dan saturasi minyak sisa berkurang. Dalam reservoir karbonat rekahan alami, injeksi Surfaktan mengubah matriks menjadi lebih *water wet*. Kemudian air dapat menyerap dari fraktur ke dalam blok matriks untuk mengalirkan minyak keluar.

2.2.2 *Polimer Flooding*

Injeksi polimer adalah EOR kimia yang paling banyak digunakan di dunia dengan tujuan utama untuk meningkatkan viskositas air (Bordeaux Rego, Botechia, & Schiozer, 2017). Menggunakan polimer juga dapat menurunkan permeabilitas air dan mengurangi produksi air. Sehingga mengurangi rasio mobilitas dan meningkatkan efisiensi penyapuan jika dibandingkan dengan *water flood* konvensional. Meskipun injeksi polimer dapat meningkatkan pemulihan minyak, ini dapat mengurangi saturasi minyak sisa. Selain itu, sifat fisik polimer (misalnya retensi dalam media berpori, efek dan degradasi Non-Newtonian) harus

dipertimbangkan untuk menciptakan skenario yang realistis untuk pemilihan strategi. Masalah yang dilaporkan dengan injeksi polimer dapat berdampak negatif terhadap pengembalian ekonomi.

a. Karakteristik *Polymer*

Efektivitas polimer tergantung pada stabilitasnya dan harus dipertimbangkan dalam proyek pengembangan lapangan. Larutan polimer harus stabil untuk waktu yang lama pada kondisi reservoir. Efek mekanis, kimia, termal, dan mikroba dapat menurunkan polimer (Speight, 2009). Polimer degradasi adalah ketika rantai molekul rusak, menurunkan konsentrasi polimer dan, akibatnya, mengurangi viskositas larutan polimer. ada empat jenis degradasi: kimia (kehadiran elemen divalen atau reaktif lainnya), mekanik (efek tegangan geser dari fluks injeksi dekat dengan sumur bor), biologis (kehadiran mikroorganisme spesifik), dan termal (kerusakan rantai di bawah suhu tinggi) (Bordeaux Rego et al., 2017)

Masalah stabilitas dapat terjadi sebagai akibat dari kontaminasi oksigen dari larutan polimer. Kontaminasi seperti itu dapat menurunkan faktor screen larutan poliakrilamida sebanyak 30%. Dalam operasi lapangan, hilangnya pengurangan mobilitas akibat oksigen mungkin lebih serius karena kontrol komposisi cairan reservoir bisa sulit. Natrium hidrosulfit dalam konsentrasi rendah adalah kolektor oksigen yang efektif untuk larutan poliakrilamida. Namun, natrium hidrosulfit cenderung mengkatalisis kerusakan polimer ketika oksigen bebas dan polimer terurai hadir. Oleh karena itu, penggunaan natrium hidrosulfit yang tepat sangat penting untuk menghindari degradasi polimer yang parah. Selain itu, diperlukan kehati-hatian untuk mencegah oksigen masuk kembali ke sistem setelah natrium hidrosulfit ditambahkan ke dalam air (Speight, 2009).

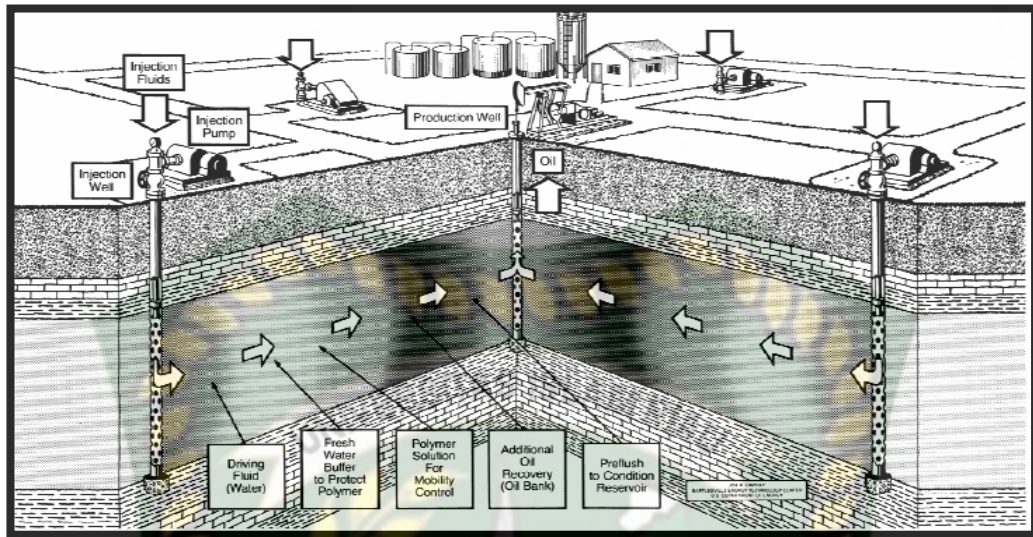
Selain yang dijelaskan diatas pemilihan jenis polimer juga banyak mempertimbangkan faktor yang lain seperti berikut ini (Rai et al., 2013):

1. Ketebalan reservoir. Ini berarti pengurangan mobilitas tinggi per unit biaya.
2. Kelarutan air yang tinggi. Polimer harus memiliki kelarutan air yang baik di bawah berbagai kondisi temperatur, komposisi elektrolit, dan di hadapan stabilisator.

3. Retensi rendah (kurang dari 20 $\mu\text{g} / \text{g}$). Semua polimer mengadsorpsi batuan reservoir ke berbagai derajat. Retensi juga dapat disebabkan oleh plugging, trapping, phase separation, dan mekanisme lainnya.
4. *Shear Stability*. Selama mengalir melalui media permeabel, stres diterapkan pada molekul polimer. Jika ini berlebihan, mereka mungkin secara mekanis pecah atau secara permanen menurun, menghasilkan lebih sedikit viskositas. HPAM sangat rentan terhadap *Shear degradation*.
5. *Chemical stability*. Polimer, seperti molekul lain dapat bereaksi secara kimia, terutama pada suhu tinggi dan di hadapan oksigen. Antioksidan digunakan untuk mencegah hal ini.
6. *Biological stability*. Baik HPAM dan polisakarida dapat terdegradasi oleh bakteri, tetapi yang terakhir lebih rentan. *Biocides* diperlukan untuk mencegah hal ini.
7. Transportasi yang baik dalam media permeabel. Hal ini mencakup pada dasarnya kemampuan untuk menyebarkan polimer melalui batuan reservoir dan tanpa penurunan atau penyumbatan tekanan yang berlebihan. Transportasi yang baik juga berarti injektivitas yang baik dan tidak ada masalah dengan mikrogel, endapan, dan puing-puing lainnya.

b. Mekanisme *Polymer Flooding*

Proses injeksi polimer sama dengan injeksi air kecuali bahwa polimer ditambahkan dalam air sehingga viskositas larutan meningkat yang disebut *thickened waterflooding*. Telah diketahui dengan baik bahwa ketika viskositas larutan polimer meningkat, efisiensi penyapuan ditingkatkan dengan mengurangi *viscosity fingering* (Sheng, 2014). Jika viskositas air μw meningkat dengan menambahkan polimer, *water cut* akan menurun. Akibatnya, lebih banyak minyak dapat di *recovery* pada jumlah air yang diinjeksi sama dibandingkan dengan injeksi air. Ketika polimer diinjeksikan dalam lapisan heterogen secara vertikal, *crossflow* antar lapisan meningkatkan alokasi polimer di lapisan vertikal sehingga efisiensi penyapuan vertikal ditingkatkan. Pada gambar 2.4 dijelaskan skematik penginjeksian polimer flood pada suatu lapangan.



Gambar 2.4 Ilustrasi Skematik dari *Polymer Flooding* (Rai et al., 2013)

2.3 SLUG SIZE

Kuantitas surfaktan adalah penentuan volume surfaktan yang dibutuhkan dalam pendesakan agar *residual oil* yang tertinggal dapat didesak dengan cara menurunkan tegangan permukaan. Slug surfaktan yang digunakan jangan terlalu banyak karena tidak ekonomis dan sebaliknya jangan terlalu sedikit karena mengakibatkan permukaan minyak tak semuanya dilalui. Desain optimal ditentukan dengan menjaga konsentrasi polimer dan surfaktan konstan sambil memvariasikan ukuran slug (Gharbi et al., 2012).

Eksperimen laboratorium adalah pendekatan yang paling mendasar untuk mempelajari karakteristik reservoir karbonat serta kinerja cairan kimia dalam inti karbonat, misalnya, pengaruh konsentrasi polimer dan surfaktan, berat molekul, suhu, dan salinitas serta penentuan slug surfaktan (Bai, Zhang, Cui, & Song, 2016). Prinsipnya adalah beberapa buah *core* dari formasi yang akan didesak ditentukan besar porositasnya. Kemudian pada masing-masing *core* tersebut diinjeksikan slug surfaktan dengan % volume tertentu yang berbeda-beda. Dari percobaan ini dapat diketahui harga % volume surfaktan yang menghasilkan *recovery* yang paling tinggi. Sehingga bila ingin digunakan pada skala lapangan yang sebenarnya, tinggal mengalikan harga yang paling tinggi tersebut dengan

volume pori-pori reservoir yang akan didesak. Dengan demikian volume surfaktan yang diperlukan untuk injeksi dapat ditentukan.

2.3.1 Sistem Percampuran Slug Surfaktan

Komponen-komponen slug tercampur (*miscible*) mempunyai komposisi berbeda-beda pada kebanyakan rumus-rumus dari *micellar*. Kebanyakan slug terdapat paling sedikit terdiri dari empat komponen berbeda : *petroleun sulfonat*, fasa cairan (*encer*), hidrokarbon dan *cosurfaktan* dan Ini membuat surfaktan efektif pada konsentrasi yang sangat rendah (Gharbi et al., 2012) Semua komponen tersebut kecuali *cosurfaktan*, diukur didalam tangki pencampur yang luas dimana mereka tercampur sampai menjadi homogen, seperti dapat dilihat pada Gambar 2.6.

Komposisi dari masing-masing komponen diatas berbeda-beda untuk larutan surfaktan yang diinginkan. Ada tiga macam larutan surfaktan yaitu :

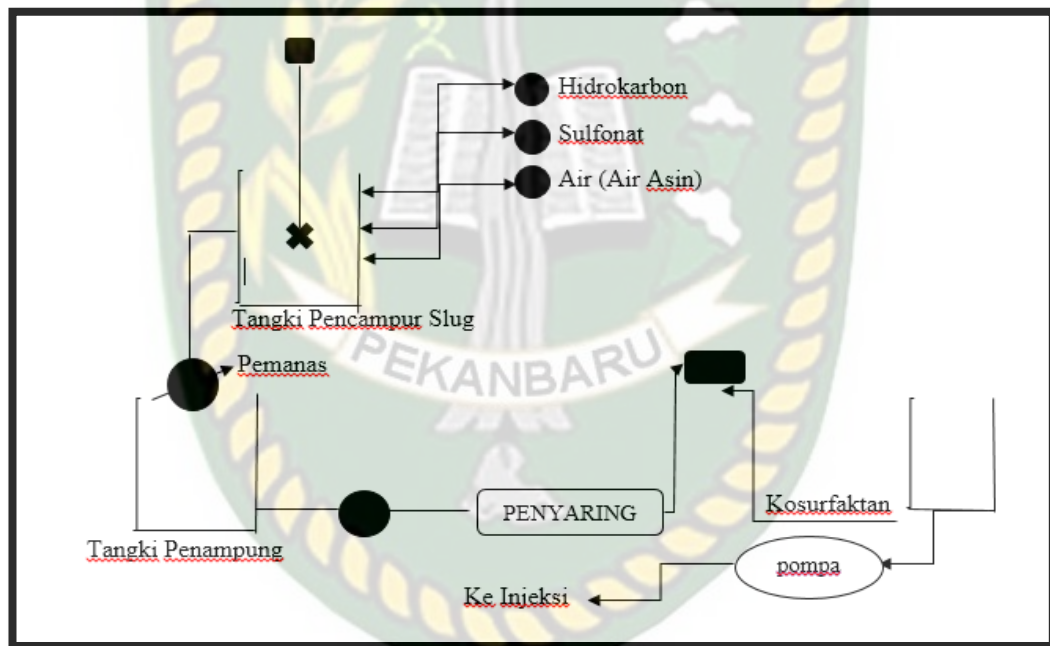
1. *Aqueous solution*
2. *Oil external*
3. *water eternal*

Untuk mencampur komponen-komponen menjadi slug surfaktan, diperlukan sistem penanganan yang tepat, antara lain harus memakai *water treatment* karena surfaktan ditemukan tidak stabil di sekitar air injeksi, yaitu air laut pada suhu 90 °C karena ion magnesium (Mg^{2+}) dan kalsium (Ca^{2+}) menghadirkan kompleksasi hasil dan akhirnya terjadi pengendapan surfaktan. Sehingga diputuskan untuk menghilangkan garam yang sesuai (magnesium klorida heksahidrat ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) dan kalsium klorida dehidrasi ($CaCl_2 \cdot 2H_2O$) dari komposisi air injeksi dan untuk mengkompensasi pembuangannya melalui penambahan natrium klorida (NaCl) yang sama dalam kekuatan ion total. Fasilitas *water treatment* diperlukan untuk menghilangkan kation-kation yang merugikan seperti Ca^{2+} , Mg^{2+} dan ion besi dengan ion-ion natrium dari pelembut air (*water softener*) (Janssen, Mutawa, Pilus, & Zitha, 2019).

Semua komponen yang diperlukan bagi pembuatan slug surfaktan diukur jumlahnya dalam tangki pencampuran, kemudian dilakukan pengadukan agar

tercampur homogen. Slug yang berisi *hidrokarbon sulfonat* dan air perlu dipanaskan terlebih dahulu. Pemanasan ini bertujuan untuk mengurangi kemungkinan terjadi pengendapan pada sumur injeksi, menurunkan viskositas slug surfaktan, sekaligus akan membuat slug surfaktan lebih stabil.

Setelah disaring slug tersebut dicampur dengan *co-surfactant* pada % volume yang dikehendaki. *Co-surfactant* akan menaikkan stabilitas dari sistem slug. Kemudian slug surfaktan ditempatkan dalam *pre Injection hold tank* sebelum digunakan dan untuk tahapan penginjeksian injeksi SP terdiri dari 4 slug : *polymer slug (pre-slug)*, *main SP slug I*, *main SP slug II*, dan *polymer slug (post-slug)* (Hou, Nu, & Yao, 2016).



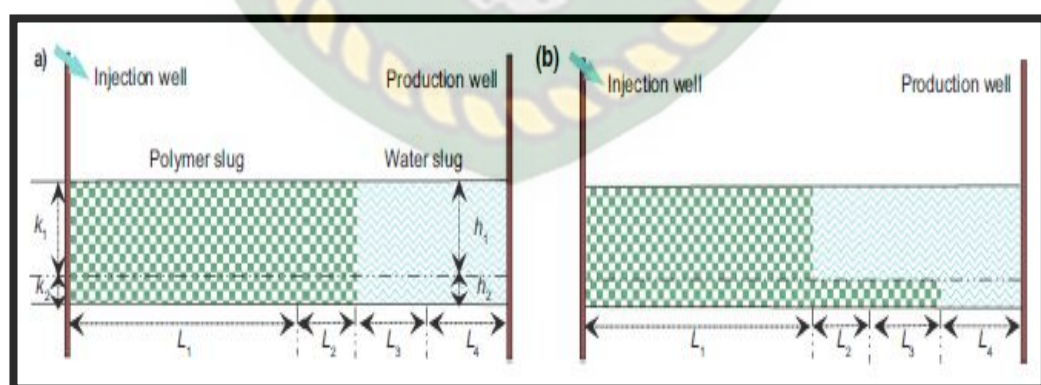
Gambar 2. 5 Diagram Sistem Pencampuran *Slug Surfactan*

Larutan surfaktan yang merupakan *microemulsion* yang diinjeksikan ke dalam reservoir, mula-mula bersinggungan dengan permukaan gelembung-gelembung minyak melalui *water film* yang tipis, yang merupakan pembatas antara batuan reservoir dan gelembung-gelembung minyak. Surfaktan memulai perannya sebagai zat aktif permukaan untuk menurunkan tegangan permukaan

minyak-air. Pertama sekali molekul-molekul surfaktan yang mempunyai rumus kimia RSO_3H akan terurai dalam air menjadi ion-ion RSO_3^- dan H^+ . Ion-ion RSO_3^- akan bersinggungan dengan gelembung-gelembung minyak, ia akan mempengaruhi ikatan antara molekul-molekul minyak dan juga mempengaruhi *adhesion tension* antara gelembung-gelembung minyak dengan batuan reservoir, akibatnya ikatan antara gelembung-gelembung minyak akan semakin besar dan *adhesion tension* semakin kecil sehingga terbentuk *oil bank* didesak dan diproduksi.

Pada operasi di lapangan, setelah slug surfaktan diinjeksikan kemudian diikuti oleh larutan polimer. Hal ini dilakukan untuk mencegah terjadinya *fingering* dan *chanelling*. Karena surfaktan + cosurfaktan harganya cukup mahal, di satu pihak polimer melindungi *oil bank* sehingga tidak terjadi *fingering* menerobos zone minyak dan di lain pihak melindungi surfaktan bank dari terobosan air pendesak (Hou et al., 2016)..

Agar slug surfaktan efektivitasnya dalam mempengaruhi sifat kimia fisika sistem fluida di dalam batuan reservoir dapat berjalan baik, maka hal-hal diatas harus diperhatikan. Misalnya mobilitas masing-masing larutan harus dikontrol. Mobilitas slug surfaktan harus lebih kecil dari mobilitas minyak dan air didepannya.



Gambar 2. 6 Diagram Skematik dari *Chemical Flood* pada Reservoir (Hou et al., 2016)

Akan tetapi pada praktek di lapangan efektifitas kerja fluida pendesak surfaktan tidak sesuai yang diharapkan, antara lain karena adanya adsorpsi batuan

reservoir terhadap larutan surfaktan. Adsorpsi menyebabkan terjadinya fraksinasi, yaitu pemisahan molekul-molekul surfaktan. Molekul-molekul surfaktan yang bergerak paling depan akan mempunyai berat ekuivalen yang lebih kecil dibandingkan dengan molekul-molekul yang bergerak dibelakangnya. Sehingga surfaktan yang mempunyai berat ekuivalen yang lebih kecil mempunyai kualitas yang jelek.

2.4 LAJU INJEKSI

Besarnya laju injeksi tergantung pada perbedaan tekanan injeksi di dasar sumur, biasanya diinginkan laju injeksi yang maksimal, namun ada batasan yang harus diperhatikan dan formasi dengan temperatur yang lebih tinggi membutuhkan laju injeksi yang lebih tinggi (Wang, Hill, & Schechter, 1993).

Batas bawah laju injeksi adalah laju yang menghasilkan produksi minyak yang merupakan batas ekonomisnya. Batas atas laju injeksi adalah laju yang berhubungan dengan tekanan injeksi yang mulai menyebabkan terjadi rekahan di reservoir dimana hal ini dapat dikontrol dengan mengendalikan tekanan dari laju injeksi (Behzadi, Hampton, & Corp, 2018).

2.5 POLA SUMUR INJEKSI

Pemilihan pola sumur injeksi-produksi memiliki peranan dalam meningkatkan perolehan minyak dengan melihat dari kondisi geologi reservoirnya yaitu tingkat keseragaman formasi, jenis perangkap, sumur-sumur yang telah ada, mekanisme pendorong reservoir, volume hidrokarbon dan kemiringan lapisan batuan yang di desak (Annisa Arisyi M., Syamsul Irham, 2015).

Tata letak sumur injeksi-produksi dapat diklasifikasikan menjadi dua macam:

1. *Central, Edge dan Pheriperal Flooding* (Pola Tak Teratur)

Pola ini diterapkab pada reservoir dengan struktur antiklin yang berasosiasi dengan aquifer, dimana sumur injeksi di letakan berkelompok mengelilingi reservoir dan dapat pula diterapkan pada reservoir yang monoklinal yaitu bergantung pada adanya aquifer atau gas cap dengan sumur injeksinya

diletakkan berkelompok dalam satu atau lebih garis lokasi tertentu yang mengarah pada dasar dari reservoir tersebut.

2. *Pattern Flooding* (Pola Teratur)

Pada operasi *surfaktan-polymer flooding* sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan karena sistem pendesakan lateral yang membentuk zona transisi antara fluida pendesak dengan fluida yang didesaknya sehingga di terapkan pola sumur injeksi produksi yang teratur dan bertujuan untuk menyapu secara maksimal fluida sisa yang ada dalam reservoir. (Dicgorry NT, M. Taufik Fathaddin, 2015)

Pola sumur dimana sumur produksi dikeliling oleh sumur injeksi dinamakan pola normal sedangkan pola sumur dimana sumur injeksi dikelilingi oleh sumur produksi disebut pola inverted. Berikut adalah pola paling sederhana yang melibatkan injeksi dan sumur produksi (Fanchi & Fanchi, 2006).

A. *Direct Line Drive*

Sumur-sumur injeksi dan produksi membentuk garis dan saling berlawanan pada pola ini.

B. *Staggered Line Drive*

Sumur-sumur membentuk garis tertentu dengan sumur injeksi dan produksi yang saling berlawanan dengan jarak yang sama panjang.

C. *Four Spot*

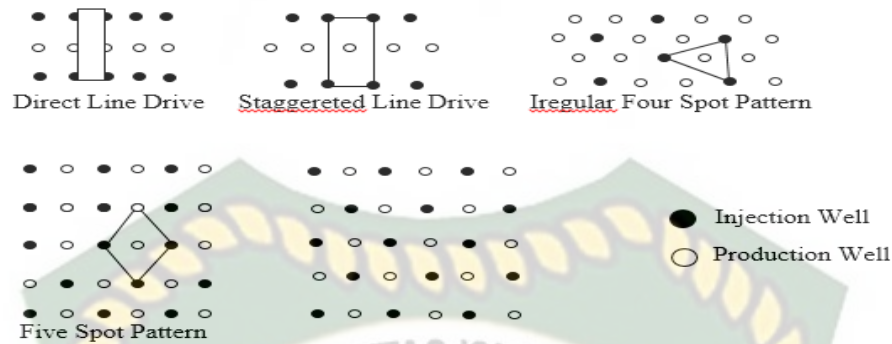
Pola ini terdiri dari tiga sumur injeksi yang membentuk segitiga dengan sumur produksi terletak di tengah-tengahnya.

D. *Five Spot*

Pola ini terdiri dari empat sumur injeksi yang membentuk segiempat dengan sumur produksi terletak di tengah-tengahnya.

E. *Seven Spot*

Pola ini terdiri dari sumur-sumur injeksi yang ditempatkan pada sudut-sudut dari bentuk heksagonal dengan sumur produksi yang terletak di tengah-tengahnya.



Gambar 2.7 Pola Sumur Injeksi – Produksi (Annisa Arisyi M., Syamsul Irham, 2015)

Gambar 2.7 adalah pola simetris yang sangat efektif untuk reservoir dengan kemiringan yang relatif kecil dan luas areal yang besar. Injektor dan produsen umumnya diselingi. Pola lain di mana injektor dan produsen dikelompokkan bersama mungkin diperlukan untuk reservoir dengan penurunan yang signifikan. Sebagai contoh, pola injeksi *peripheral* atau *flank* mungkin diperlukan untuk secara efektif reservoir *anticlinal* atau *monoclinial* (Fanchi & Fanchi, 2006).

Perbandingan jumlah sumur produksi dengan jumlah sumur injeksi ditunjukkan pada Tabel 2.3 pola-pola yang digambarkan sebagai berikut :

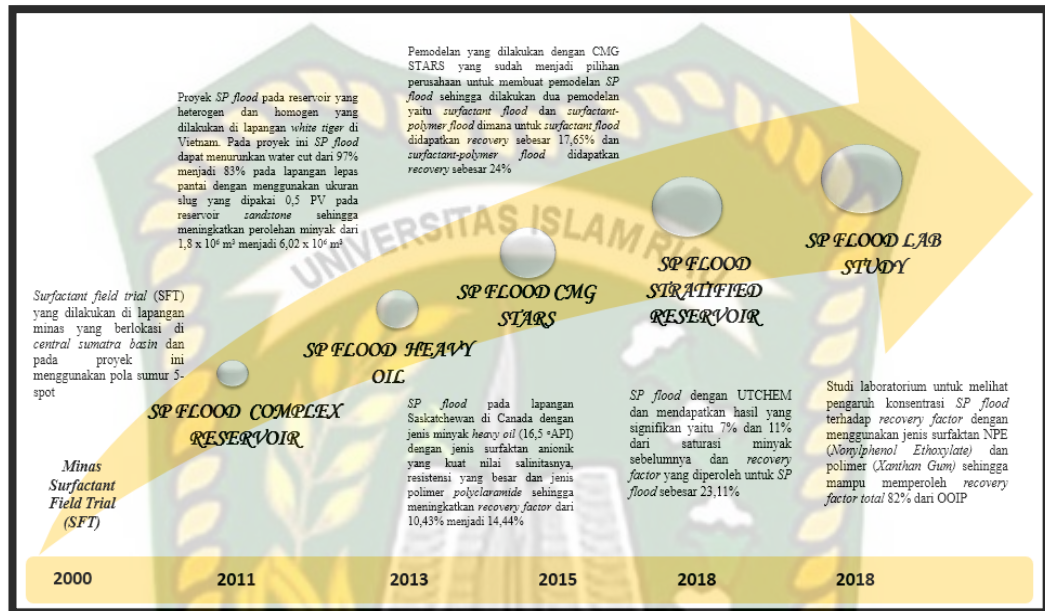
Tabel 2.3 Rasio *Producer-Injector* Untuk *Well Pattern* (Fanchi & Fanchi, 2006)

<i>Well Pattern</i>	<i>Producer : Injector Ratio</i>
<i>Four-Spot</i>	2
<i>Five-Spot</i>	1
<i>Direct Line-drive</i>	1
<i>Straggered Line-drive</i>	1
<i>Seven-Spot</i>	1/2
<i>Nine-Spot</i>	1/3

2.6 STATE OF THE ART

Penelitian mengenai injeksi surfaktan-polimer yang dilakukan pada penelitian ini bukan yang pertama dilakukan akan tetapi telah banyak penelitian sebelumnya dengan berbagai variasi sensitivitas parameter operasi, jenis reservoir, dan juga

simulator. Dimana yang menjadi pembeda pada penelitian ini ialah pembuatan model menggunakan simulator CMG dengan tiga parameter operasi yaitu ukuran slug, laju injeksi dan pola sumur.



Gambar 2. 8 Roadmap Penelitian

Minas Surfactant Field Trial Tests Two Newly Designed Surfactant with High EOR Potential dalam paper ini membahas kesuksesan *surfactant field trial* (SFT) yang dilakukan di lapangan minas yang berlokasi di *central sumatra basin* dan pada proyek ini menggunakan pola sumur 5-spot dengan 1 sumur produksi dan 4 sumur injeksi dengan 4 sumur *observation*, 5 sumur *sampling*, dan 2 sumur *post-flood core* dengan *field trial area* sebesar 4,3 acre dan menghasilkan *recovery coreflood* melebihi 85% dalam *core Berea* serta melebihi 60% di *core* lapangan, proses surfaktan / polimer dapat *recovery* hingga 20% dari OOIP di daerah *flooded area of minas oil field* (Bou-Mikael, Asmadi, Marwoto, & Cease, 2000).

Successful Story of Development and Optimization for Surfactant-Polymer Flooding in a Geologically Complex Reservoir dalam paper ini membahas kesuksesan proyek SP flood pada reservoir yang heterogen dan homogen yang dilakukan di lapangan *white tiger* di Vietnam. Pada proyek ini SP flood dapat menurunkan *water cut* dari 97% menjadi 83% pada lapangan lepas pantai dengan menggunakan ukuran slug yang dipakai 0,5 PV pada reservoir *sandstone* sehingga

meningkatkan perolehan minyak dari $1,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ menjadi $6,02 \times 10^6 \text{ m}^3$ (Dang, Chen, Nguyen, & Bae, 2011).

Optimized Surfaktan-Polymer Flooding for Western Canadian Heavy Oils dalam paparan ini membahas *SP flood* pada lapangan Saskatchewan di Canada dengan jenis minyak *heavy oil* (16,5 °API) dengan jenis surfaktan anionik yang kuat nilai salinitasnya, resistensi yang besar dan jenis polimer *polyclaramide* sehingga meningkatkan OOIP 10,43% menjadi 14,44% (Luo et al., 2013).

Modeling of Surfaktan and Surfaktan-Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery Using STARS (CMG) Software dalam paper ini membahas pemodelan yang dilakukan dengan CMG STARS yang sudah menjadi pilihan perusahaan untuk membuat pemodelan *SP flood* sehingga dilakukan dua pemodelan yaitu *surfaktan flood* dan *surfaktan-polymer flood* dimana untuk *surfaktan flood* didapatkan *recovery* sebesar 17,65% dan *surfaktan-polymer flood* didapatkan *recovery* sebesar 24% (Kumar, Achinta, & Ajay, 2015).

A Study on Surfaktan-Polymer Injection Mechanism in Stratified Reservoirs of NR Field Using Reservoir Simulation pada paper ini membahas *SP flood* dengan UTCHEM dan mendapatkan hasil yang signifikan yaitu 7% dan 11% dari saturasi minyak sebelumnya dan *recovery factor* yang diperoleh untuk *SP flood* sebesar 23,11% (Rita, 2018).

Laboratory Study Of The Influence Of Polymer Surfaktan Concentration On Recovery Factors With Various Salinities pada paper ini membahas studi laboratorium untuk melihat pengaruh konsentrasi *SP flood* terhadap *recovery factor* dengan menggunakan jenis surfaktan NPE (*Nonylphenol Ethoxylate*) dan polimer (*Xanthan Gum*) sehingga mampu memperoleh *recovery factor total* 82% dari OOIP yang ada pada lapangan yang tersebut (Ricky, Sugiatmo Kasmungin, 2018).

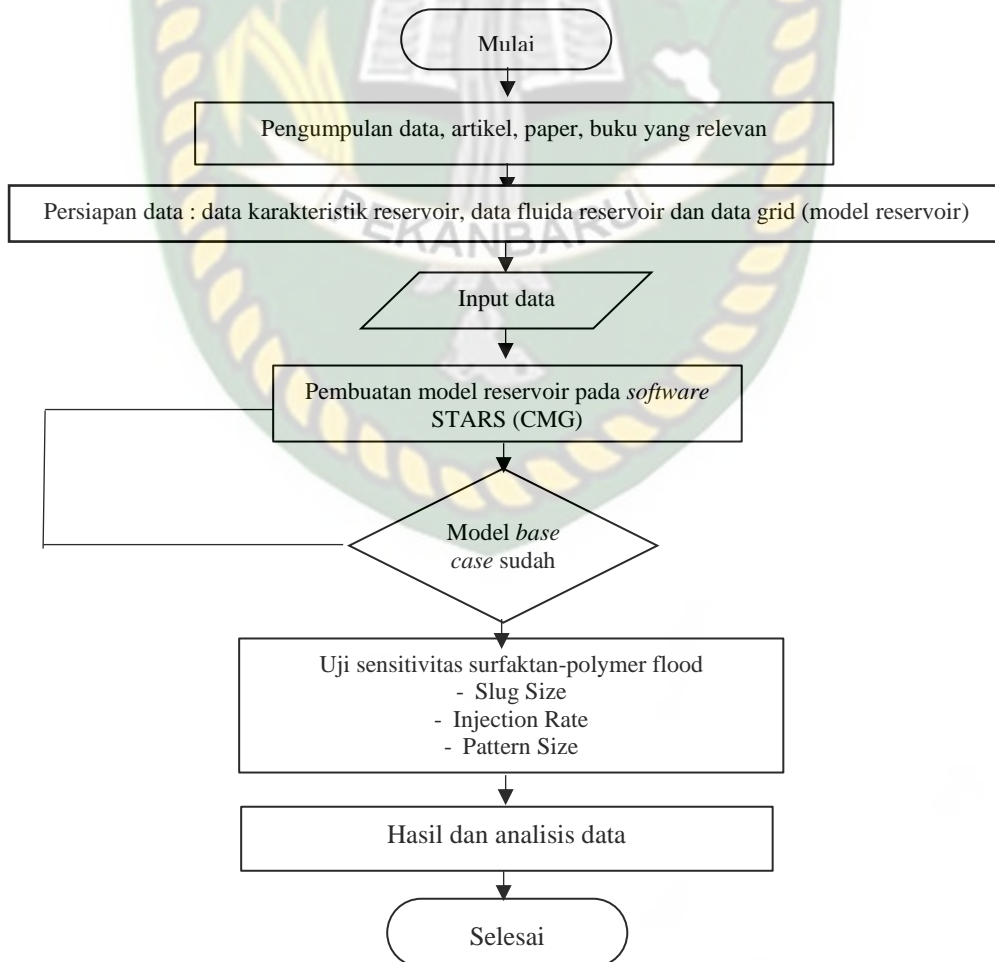
BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Dalam penyusunan Tugas Akhir ini, peneliti melakukan pemodelan di Universitas Islam Riau dengan membuat model konseptual berdasarkan metode simulasi. Adapun teknik pengumpulan data seperti data yang didapat dari hasil penelitian, jurnal, makalah sesuai topik penelitian. Setelah hasil didapat, evaluasi data membawa pada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

3.2 FLOWCHART PENELITIAN

Alur pembuatan pemodelan ini melalui beberapa rangkaian proses yang dilalui untuk mendapatkan hasil yang optimal dan berikut ini alur kerja dari penelitian yang dilakukan:



3.3 JENIS PENELITIAN

Penelitian ini bersifat simulasi dengan menggunakan software *Computer Modeling Group (CMG)* merupakan simulator reservoir yang banyak digunakan dalam industri perminyakan dimana yang menjadi keunggulannya dalam satu simulator ini terdapat beberapa simulator lain seperti IMEX (*Implicit Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Thermal & Advance Processes Reservoir Simulator*), GEM, dan WINPROP (Tehran, 2006).

3.4 RESERVOIR PROPERTIES

Lapangan MNS berlokasi di *Central Sumatra Basin*. Lapangan MNS adalah salah satu lapangan terbesar di Asia Tenggara yang memiliki OOIP sekitar 9 MMSTB. Ditemukan pertama kali pada tahun 1944 dan diproduksi pertama kali pada tahun 1952, lapangan MNS telah memproduksi minyak sebesar 4.2 MMSTB dan remaining reserve sebesar Reservoir jenis sandstone dengan ketebalan 270 ft dan kedalaman reservoir sekitar 2342 ft (Hartono et al., 2017). Untuk memberikan gambaran lebih jelas mengenai lapangan MJ ini, dapat dilihat dari tabel 3.1 berikut.

Tabel 3. 1 Data Reservoir *Properties* (Hartono et al., 2017)

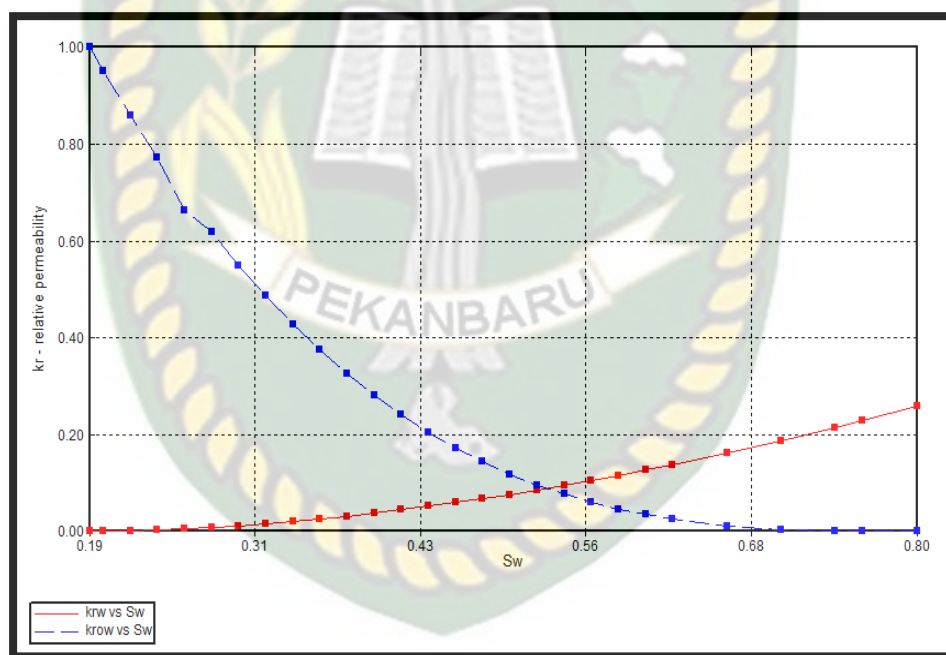
<i>Reservoir Properties</i>	<i>Value</i>
Densitas air	62,60 lb/ft ³
Densitas minyak (API)	36 API
Kompresibilitas batuan	5,8 x 10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Viskositas air	0,44 cp @ P & T reservoir
Viskositas minyak	3.5 cp @ P & T reservoir
Faktor Volume Formasi minyak	1.049 bbl/STB
Kedalaman reservoir	2342 ft
Temperatur reservoir	199,4 °F
Tekanan reservoir	350 psig
Tekanan <i>Bubble point</i>	235 psig
Saturasi minyak	20 %

Tabel Lanjutan 3.1 Data Reservoir *Properties* (Hartono et al., 2017)

<i>Reservoir Properties</i>	<i>Value</i>
Porositas	32,30 %
Permeabilitas	343 mD

Tabel 3. 2 *Fluida Properties*

No	Komponen	<i>Pcrit</i> Psi	<i>Tcrit</i> °F	MW lb/lbmol
1	Air	3200	374	18
2	Minyak	453	134	205,65
3	Polimer	0	0	10.20
4	Surfaktan	0	0	288,18

**Gambar 3.1** Kurva hubungan Kr vs Sw

Grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.1 menggambarkan bahwa *region* reservoir ini bersifat *water wet* untuk sistem minyak air. *Water wet* adalah sifat batuan yang menunjukkan air lebih membasahi batuan. Hal ini didukung dengan grafik yang menunjukkan perpotongan antara kurva terletak pada nilai S_w sama dengan 0,55 atau melebihi titik tengah saturasi air.

Berdasarkan data reservoir *properties* dan *rock properties* dari sumur MJ maka hasil simulasi dari inialisasi sumur MJ terlihat pada tabel 3.3 sebagai berikut:

Tabel 3. 3 Hasil Inialisasi

<i>Item</i>	<i>Value (ft3)</i>
<i>Gross Formation volume</i>	50.573.000
<i>Formation Pore Volume</i>	17.881.000
<i>Aqueous Phase Volume</i>	5.166.300
<i>Gaseous Phase Volume</i>	N/A
<i>Remaining Reserve</i>	12.715.000

Dari data *properties* yang ada dapat ditentukan jenis *EOR* yang cocok sesuai dengan kondisi sumur yaitu dengan menggunakan metode screening manual dengan melihat tabel screening dan menggunakan *software EORgui* (*graphical user interface*). Berikut tabel screening criteria dapat dilihat pada tabel 3.4 :

Tabel 3. 4 Tabel *Screening Criteria* dari metode *EOR* (Kang & Lim, 2014)

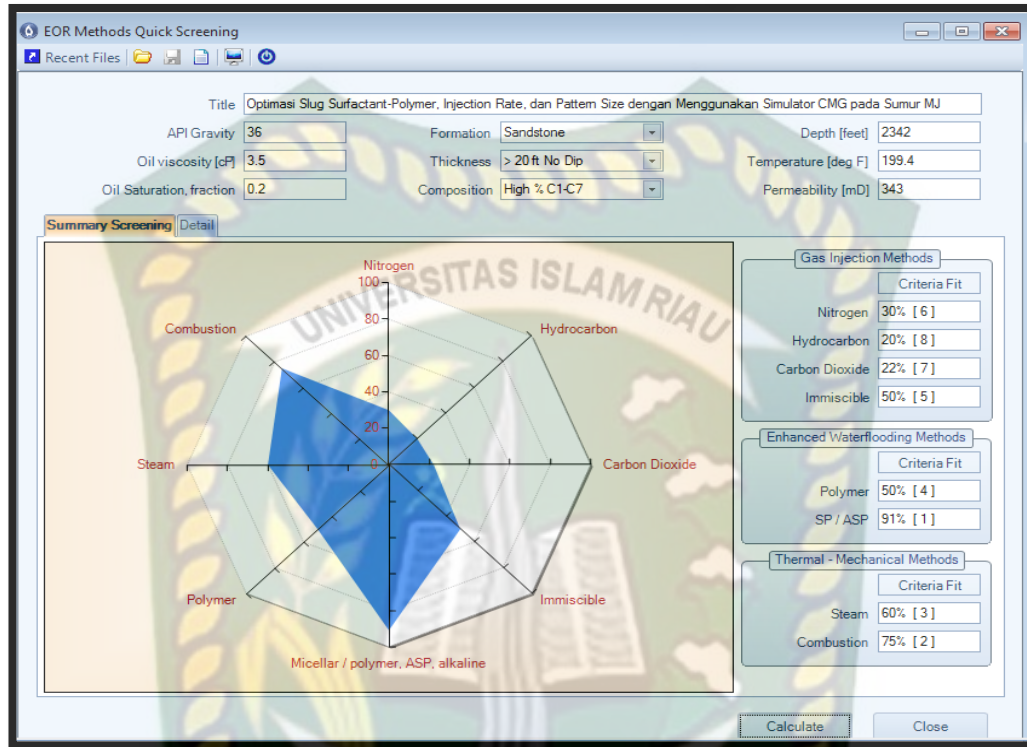
Parameter	<i>EOR Screening Criteria</i>
<i>Polymer</i>	
<i>Formation type</i>	<i>sandstone preferred</i>
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<240
<i>Oil gravity (°API)</i>	>15.2
<i>Oil saturation (%)</i>	> <i>residual oil saturation</i>
<i>Reservoir temperature (°F)</i>	<185
<i>Reservoir permeability</i>	>10
<i>Salinity of formation water (ppm)</i>	<20.000
<i>Hardness of formation water (ppm)</i>	<800

Lanjutan 3.4 Tabel *Screening Criteria* dari metode EOR

WAG	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<2
<i>Oil gravity (°API)</i>	>28
<i>Permeability (mD)</i>	>100
<i>Net thickness</i>	<i>Thin unless dipping</i>
<i>Previous production method</i>	<i>Water flooding preferred</i>
Hydrocarbon miscible	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<2
<i>Oil gravity (°API)</i>	>24
<i>Permeability (mD)</i>	<i>Homogeneous with few fracture</i>
<i>Oil saturation (%)</i>	>30
<i>Net thickness</i>	<i>Thin unless dipping</i>
<i>Reservoir pressure</i>	>MMP
Immiscible gas	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<592
<i>Oil gravity (°API)</i>	>11
<i>Oil saturation (%)</i>	>30
CO₂ miscible	
<i>Oil viscosity (cP)</i>	<6
<i>Oil gravity (°API)</i>	>22
<i>Permeability (mD)</i>	<i>Homogeneous with few fracture</i>
<i>Oil saturation (%)</i>	>17
<i>Net thickness</i>	<i>Thin unless dipping</i>
<i>Reservoir pressure</i>	>MMP

Dapat dilihat berdasarkan tabel *screening*, jenis EOR yang cocok untuk di aplikasikan di sumur MJ ini ialah *Micellar/Polymer*, *ASP* dan *Alkaline Flooding*, untuk lebih meyakinkan bahwa jenis EOR *Micellar/Polymer (SP Flood)* yang

cocok, dilakukan lagi input data properties kedalam *software EORgui*. Berikut hasil analisis yang didapat ;



Gambar 3. 2 Hasil Analisa *Screening* Menggunakan *Software EORgui* (Abdelsadeg, Alhebsy, Muftah, & Almabrouk, 2017)

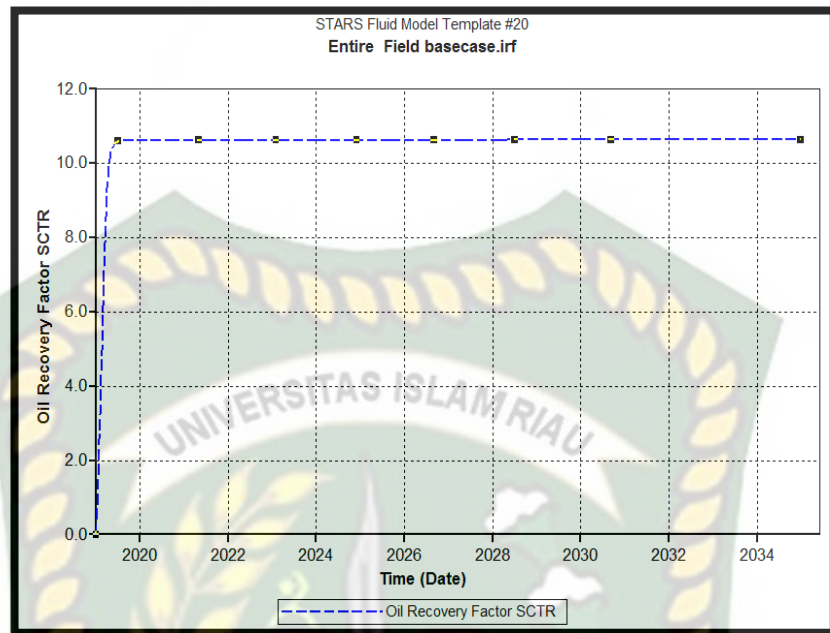
Pada gambar 3.1 ini dapat dilihat proses *screening* dengan menggunakan *EORgui* dan metode yang disarankan dilakukan pada sumur ini ialah *SP Flood* dengan score tertinggi sebesar 91% dan menjadi tingkatan pertama untuk jenis EOR yang akan digunakan.

Tabel 3. 5 Detail Hasil Analisis Menggunakan *Software EORgui* (Abdelsadeg et al., 2017)

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 800	< 35 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.65	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.63	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Seperti yang di ditampilkan tabel 3.5 sudut sebelah kiri tabel menunjukkan data properties inputan yang mempengaruhi proses seleksi metode EOR. Pada bagian atas gambar ditampilkan jenis metode EOR. Sel berwarna merah berarti kriteria tidak terpenuhi, Sel berwarna hijau berarti kriteria metode EOR di penuhi, sel berwarna hijau muda berarti kriteria metode nya sedikit terpenuhi dan sel berwarna putih kriteria metodenya tidak terpengaruh. (Abdelsadeg et al., 2017). Jadi berdasarkan analisis yang telah dilakukan didapatkan kesimpulan bahwa metode EOR yang paling cocok di aplikasikan ialah metode Injeksi Surfaktan-Polimer.

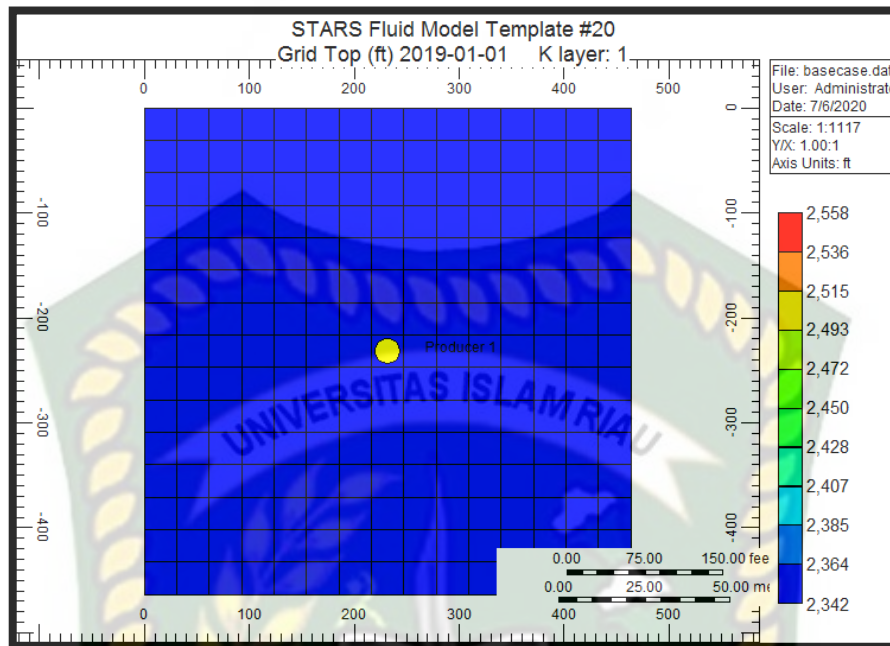
Selanjutnya perencanaan injeksi yang akan dilakukan pada pemodelan reservoir ini akan dilihat dari kenaikan *recovery factor* minyak yang diproduksi. Berikut adalah hasil *recovery factor* pada kondisi *primary recovery* yang bernilai 10,6 % dapat dilihat pada gambar 3.2



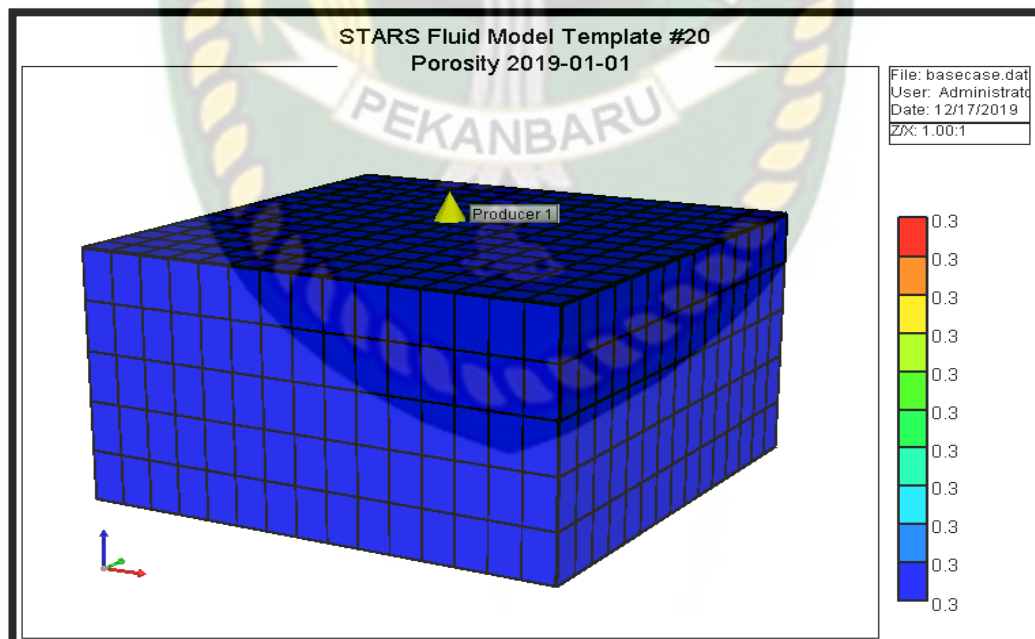
Gambar 3.3 *Oil Recovery Factor Pada Basecase*

3.5 PEMODELAN BASECASE

Pada pengerjaan Tugas Akhir ini dibuat sebuah model simulasi 3 dimensi dengan menggunakan *CMG STARS* dan diolah dari data sekunder yang telah ada. Dalam memberikan gambaran reservoir dipililah model *grid* kartesian yang terdiri dari matriks *grid blocks* 15 *grid* pada *i direction*, 15 *grid* pada *j direction*, 5 *grid* pada *k direction* dan memiliki lapisan sebanyak 5 layer (15x15x5) sehingga total *grid blocks* sebanyak 1125 *grid blocks*, Serta nilai permeabilitas *i* sebesar 343 md, permeabilitas *j* sebesar 343 md, permeabilitas *k* sebesar 34,3 md, dan nilai porositas yang seragam pada setiap lapisan sebesar 32,3% dengan ketebalan formasi sebesar 54 ft. Model konseptual dari *grid* kartesian 2D (2 dimensi) akan ditunjukkan oleh Gambar 3.3. sedangkan model konseptual dari *grid* kartesian 3D (3 dimensi) akan ditunjukkan oleh Gambar 3.4.



Gambar 3. 4 Model Konseptual *Grid Basecase* Kartesian 2 Dimensi



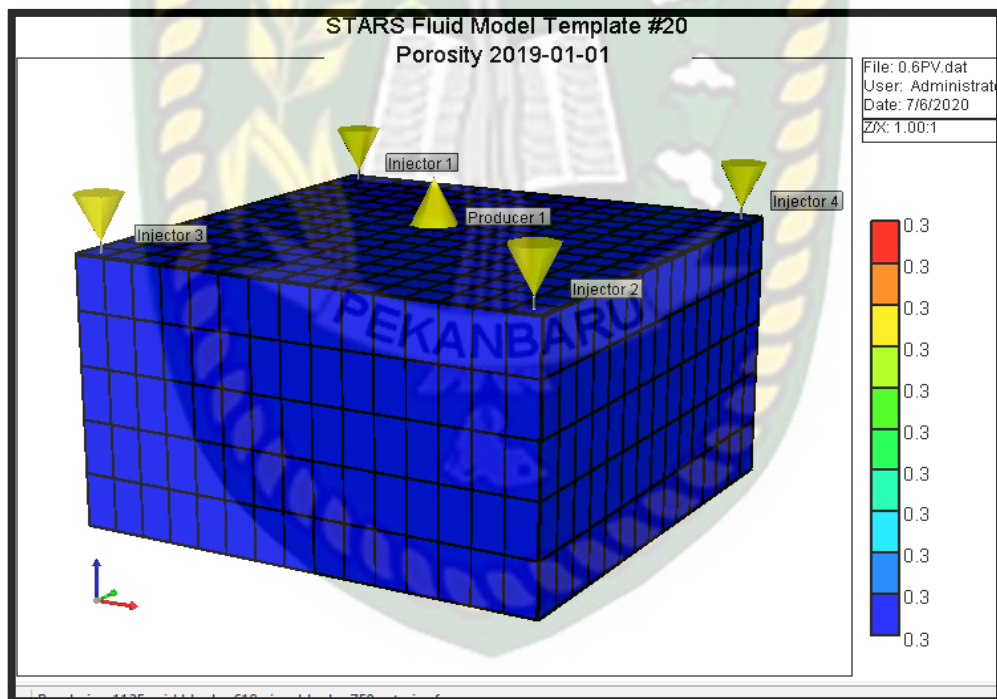
Gambar 3. 5 Model Konseptual *Grid* Kartesian 3 Dimensi

Gridding dalam pelaksanaan injeksi SP diskenariokan dengan pola sumur normal yang sumur injeksi nya lebih banyak dari pada sumur produksi. Salah satu

cara dalam meningkatkan tekanan reservoir pada sumur yang memiliki tekanan reservoir kecil yaitu membuat sumur injeksi lebih banyak dari pada sumur produksi atau dengan cara mengkonversi sumur produksi menjadi sumur injeksi (Tomi, Rita, & Marliaty, n.d.). 3 jenis pola sumur yang di pakai pada penelitian ini yaitu normal *five-spot*, normal *seven-spot* dan normal *nine-spot*. *Gridding* untuk ketiga pola sumur injeksi akan dijelaskan lebih lanjut dibawah ini:

1. *Gridding* Pola Sumur Injeksi *Five-Spot*

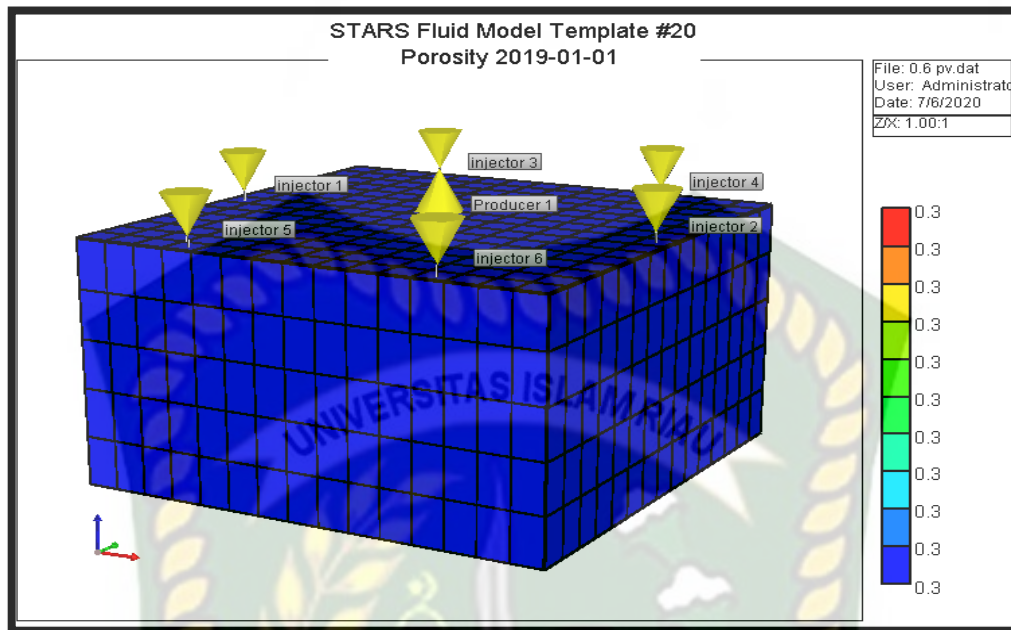
Pola sumur injeksi *five-spot* terdiri dari 4 sumur injeksi yang mengelilingi 1 sumur produksi, ukuran pola injeksi 2 kali jarak antara sumur karena pola dasarnya adalah dua sumur. Pada Gambar 3.5 akan menunjukkan pola sumur injeksi *five-spot*.



Gambar 3. 6 Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal *Five-Spot*

2. *Gridding* Pola Sumur Injeksi *Seven-Spot*

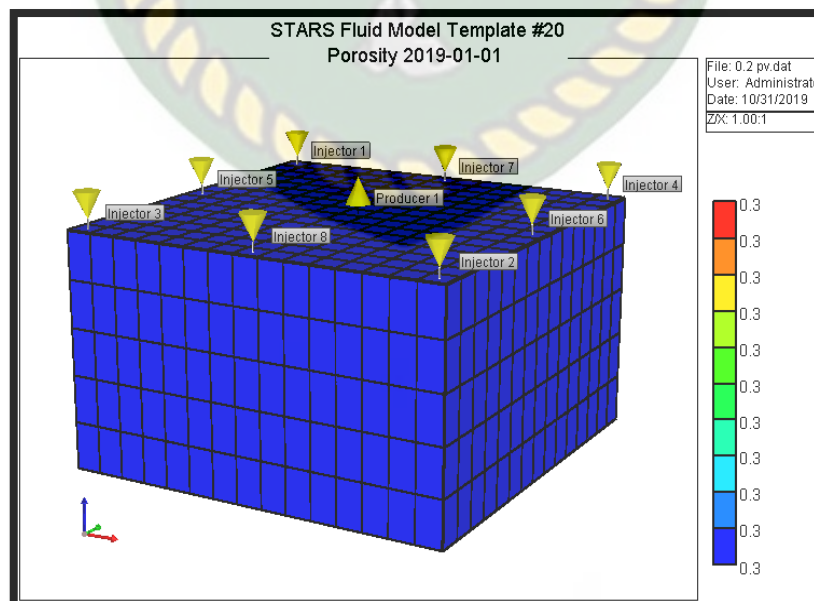
Pola sumur injeksi *seven-spot* terdiri dari 6 sumur injeksi yang mengelilingi 1 sumur produksi yang berada dipusat. Pada Gambar 3.6 akan menunjukkan pola sumur injeksi *seven-spot*.



Gambar 3. 7 Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal *Seven-Spot*

3. Gridding Pola Sumur Injeksi *Nine-Spot*

Pola sumur injeksi *nine-spot* terdiri dari 8 sumur injeksi yang mengelilingi 1 sumur produksi yang berada dipusat Pada Gambar 3.7 akan menunjukkan pola sumur injeksi *nine-spot*.

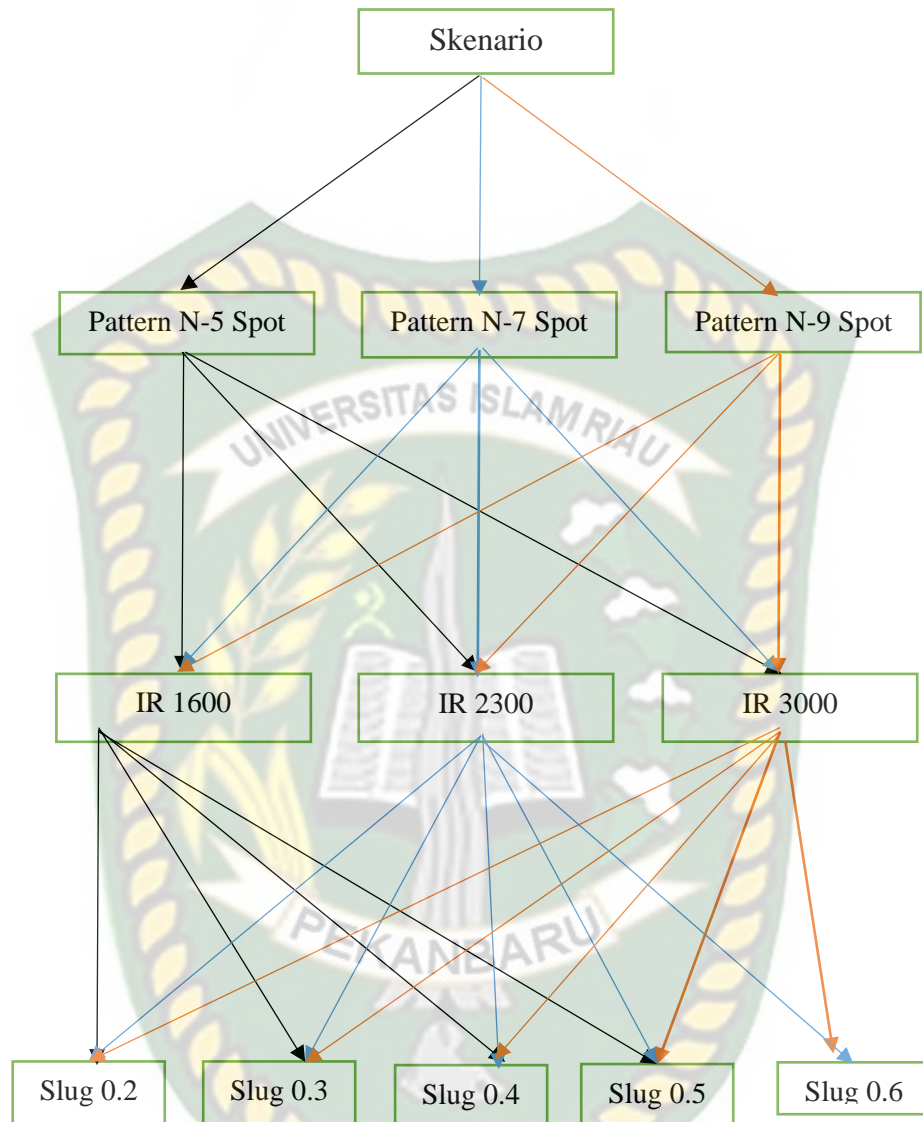


Gambar 3. 8 Model Konseptual Pola Sumur Injeksi Normal *Nine-Spot*

3.5.1. Skenario Injeksi

Pada pembuatan model akan di lakukan penginjeksian SP, jenis surfaktan yang digunakan ialah surfaktan *cationic* karena surfaktan jenis ini memiliki penyerapan yang baik pada jenis batuan *sandstone* (Rohayati Juitaa , Arnellia, 2016). Surfaktan ini dapat merubah kebasahan (*wettability*) dari *oil wet* menjadi *water wet* (J. Sheng, 2010). Sedangkan jenis polimer yang dipakai ialah . Dalam melakukan simulasi ini dilakukan beberapa skenario pemodelan guna menggambarkan kondisi sumur MJ dengan cara memasang sensitivitas yang dikaji yaitu dari pola sumur nya menggunakan N-5 Spot, N-7 Spot, N-9 Spot (Annisa Arisyi M., Syamsul Irham, 2015) dan variasi laju injeksi yaitu 1600 bbl/day , 2300 bbl/day, 3000 bbl/day (Yu, Li, Li, Li, & Yang, 2017) serta variasi beberapa ukuran slug yang direncanakan yaitu dari range 0,1 sampai dengan 1 tetapi setelah dilakukan simulasi pada slug 0,1 tidak terjadi kenaikan signifikan terhadap perolehan minyak, maka pada pembuatan pemodelan dipilih 0,2PV, 0,3PV, 0,4PV, 0,5 PV dan 0,6 PV (Hou et al., 2016). Sedangkan untuk slug ukuran 0,7PV sampai 1PV tidak dilakukan karena melebihi batas waktu injeksi yang ditentukan yaitu sampai tahun 2035.

Setiap variasi parameter diatas dibuat pemodelan yang saling berhubungan seperti salah satu pemodelan yang dibuat skenario pola sumur N-5 dengan laju alir 1600 bbl/day dan slug 0,2 PV , pola sumur N-5 dengan laju alir 2300 bbl/day dan slug 0.2 PV, serta pola sumur N-5 dengan 3000 bbl/day dan slug 0,2 PV dan begitu juga seterusnya baik untuk sensitivitas pada pola N-7 dan N-9 maupun sensitivitas pada ukuran slug nya. Untuk lebih jelasnya skenario pemodelan dapat dilihat pada gambar 3.8 dibawah ini :



Gambar 3. 9 Skenario Simulasi Injeksi Surfaktan-Polimer

3.5.2. Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer

Dalam penginjeksian SP terdapat tahapan dalam menginjeksi fluida yang akan diinjeksikan ke dalam sumur agar dapat meningkatkan efisiensi pendensekan dan penyapuan *oil recovery*. Berikut tahapan penginjeksian surfaktan-polymer yang dilakukan pada sumur MJ yang bisa dilihat pada tabel 3.6 dibawah ini :

- a. Tahapan Penginjeksian Injeksi SP *Normal-5 Spot* ; 0,6 PV ; 1600 *bbl/day*

Tabel 3. 6 Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer 1600 bbl/day

No	Keterangan	Waktu Pelaksanaan	Bulan ke
1	Awal mula tahapan pengerjaan	1 Jan 2019	Bulan ke – 1
2	Sumur MJ diproduksi	10 Jan 2019	Bulan ke – 1
3	Injeksi Air	10 Jan 2019-1 Jan 2026	Bulan ke – 84
4	Injeksi <i>Surfaktan</i> dengan konsentrasi 0,018 wt dari 0,6 PV + Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 1600 bbl/day.	1 Jan 2026 – 9 Apr 2029	Bulan ke – 112
5	Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 1600 bbl/day	09 Apr 2029 – 20 Sept 2034	Bulan ke – 165
6	Injeksi Air	20 Sept 2034 – 1 Jan 2035	Bulan ke – 169

b. Tahapan Penginjeksian *SP Flood Normal-5 Spot* ; 0,6 PV ; 2300 bbl/day

Tabel 3. 7 Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer 2300 bbl/day

No	Keterangan	Waktu Pelaksanaan	Bulan ke
1	Awal mula tahapan pengerjaan	1 Jan 2019	Bulan ke – 1
2	Sumur MJ diproduksi	10 Jan 2019	Bulan ke – 1
3	Injeksi Air	10 Jan 2019-1 Jan 2026	Bulan ke – 84

Tabel Lanjutan 3. 8 Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer 2300 bbl/day

4	Injeksi <i>Surfaktan</i> dengan konsentrasi 0,018 wt dari 0,6 PV + Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 3000 bbl/day.	1 Jan 2026 – 10 Apr 2028	Bulan ke – 99
5	Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 3000 bbl/day	10 Apr 2028 – 25 Jan 2032	Bulan ke – 143
6	Injeksi Air	25 Jan 2032 – 1 Jan 2035	Bulan ke – 179

c. Tahapan Penginjeksian *SP Flood Normal-5 Spot* ; 0,6 PV ; 3000 *bbl/day*

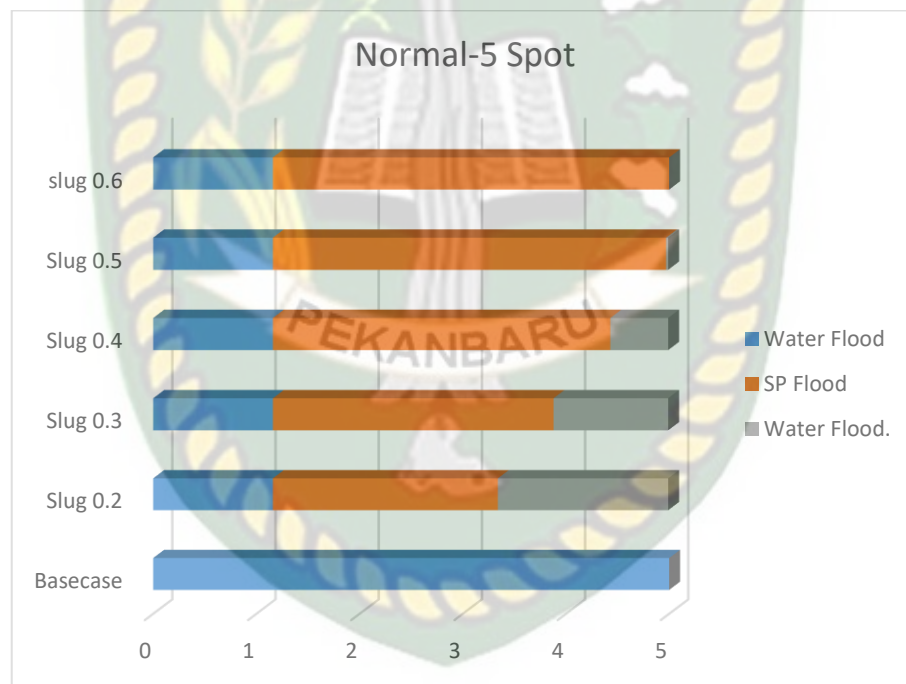
Tabel 3. 9 Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer 3000 bbl/day

No	Keterangan	Waktu Pelaksana	Bulan ke-
1	Awal mula tahapan pengerjaan	1 Jan 2019	Bulan ke – 1
2	Sumur MJ diproduksi	10 Jan 2019	Bulan ke – 1
3	Injeksi Air	10 Jan 2019-1 Jan 2026	Bulan ke – 84
4	PV + Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 3000 bbl/day.	1 Jan 2026 – 10 Apr 2028	Bulan ke – 99

Tabel Lanjutan 3. 10 Tahapan Injeksi Surfaktan-Polimer 3000 bbl/day

5	Injeksi <i>Polymer</i> dengan konsentrasi 0, 00075 wt dari 0,6 PV menggunakan laju injeksi 3000 bbl/day	30 Sep 2027 – 26 Agustus 2030	Bulan ke – 117
6	Injeksi Air	26 Agustus 2030 – 1 Jan 2035	Bulan ke – 169

Dalam gambar 3. 9 dibawah ini akan menggambarkan bagaimana tahapan proses injeksi *SP Flood* dilakukan

**Gambar 3. 10** Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer

Berdasarkan beberapa skenario yang dijabarkan, dapat dipilih tiga skenario yang dapat di terapkan pada sumur MJ yaitu :

SKENARIO		
PERTAMA	KE-DUA	KE-TIGA
Injeksi Air + Injeksi Surfaktan + Injeksi Surfaktan Polimer dengan slug sebesar 0,6 PV, laju injeksi 3000 BPD dan jenis pola sumur N5-Spot	Injeksi Air + Injeksi Surfaktan + Injeksi Surfaktan Polimer dengan slug sebesar 0,6 PV, laju injeksi 3000 BPD dan jenis pola sumur N7-Spot	Injeksi Air + Injeksi Surfaktan + Injeksi Surfaktan Polimer dengan slug sebesar 0,6 PV, laju injeksi 3000 BPD dan jenis pola sumur N9-Spot

Dilihat dari skenario diatas dapat dilihat terdapat 3 skenario terbaik yang dapat diterapkan pada lapangan MJ dari berbagai pemodelan yang telah dibuat sebelumnya. Sehingga dari ketiga skenario ini maka akan dipilih lagi satu skenario terbaik dari ketiga skenario yang telah dibuat ini dengan melihat dari nilai kenaikan pada *cumulative oil*.

3.6 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan September 2019 hingga bulan April 2020 dengan rincian sebagai berikut:

No.	Kegiatan	2019				2020			
		9	10	11	12	1	2	3	4
1	Pengumpulan Literatur								
2	Persiapan data karakteristik reservoir dan data properties lainnya								
3	<i>Screening criteria</i> secara manual dan menggunakan software EORgui								
4	Pembuatan model base case								
5	Pembuatan model sensitivitas <i>SP flood</i> (<i>pattern size</i> , <i>slug size</i> dan <i>injection rate</i>)								
6	Analisa hasil pemodelan								
7	Laporan Akhir								

3.7 TEMPAT PENELITIAN

Data yang diperoleh oleh penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil pemodelan di laboratorium simulasi pada tanggal 12 November 2019 - 02 Januari 2020. Tempat penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir, Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. PEMILIHAN SKENARIO TERBAIK

Skenario pemodelan yang dibuat pada penelitian ini berdasarkan pengaruh parameter operasi seperti ukuran slug, pola sumur dan laju injeksi terhadap *oil rate production*, *cumulative oil* dan *recovery factor*. Hasil skenario pemodelan tersebut dapat dilihat dari tabel 4.1 berikut:

Tabel 4.1 Nilai *Oil Rate*, *Oil Cumulative* dan *Recovery Factor* Pada N5-Spot dengan *Injection Rate* 1600 bbl/day, 2300 bbl/day, dan 3000 bbl/day

<i>Injection Rate</i>	<i>Pattern Size</i>	<i>Slug</i>	<i>Oil Rate (bbl)</i>	<i>Oil Cumulative (bbl)</i>	<i>Recovery Factor (%)</i>
1600 bbl/day	n-5spot	0.2	294	1.668.140	67,3
		0.3	388	1.725.020	69,1
		0.4	418	1.786.880	72,1
		0.5	507	1.842.830	74,3
		0.6	512	1.897.480	76,5
2300 bbl/day	n-5spot	0.2	382	1.683.990	67,9
		0.3	404	1.738.070	70,2
		0.4	587	1.833.000	73,9
		0.5	700	1.898.550	76,6
		0.6	765	1.973.360	79,7
3000 bbl/day	n-5 spot	0.2	461	1.693.910	68,3
		0.3	569	1.772.360	71,5
		0.4	740	1.851.630	74,7
		0.5	908	1.924.980	77,6
		0.6	1039	2.023.700	81,6

Tabel 4.2 Nilai *Oil Rate*, *Oil Cumulative* dan *Recovery Factor* Pada N7-Spot dengan *Injection Rate* 1600 bbl/day, 2300 bbl/day, dan 3000 bbl/day

<i>Injection Rate (bbl/day)</i>	<i>Pattern Size</i>	<i>Slug</i>	<i>Oil rate (bbl)</i>	<i>Oil Cumulative (bbl)</i>	<i>Recovery Factor (%)</i>
1600	N-7 Spot	0.2	263	1.584.460	64,1
		0.3	290	1.623.200	65,5
		0.4	337	1.678.210	67,7
		0.5	385	1.713.570	69,1
		0.6	415	1.749.460	70,6
2300	N-7 Spot	0.2	326	1.602.750	64,4
		0.3	386	1.660.380	67,0
		0.4	449	1.712.620	69,1
		0.5	540	1.765.710	71,2
		0.6	607	1.813.020	73,1
3000	N-7 Spot	0.2	379	1.610.510	64,9
		0.3	466	1.677.960	67,7
		0.4	552	1.726.890	69,6
		0.5	688	1.786.660	72,1
		0.6	704	1.837.530	74,1

Tabel 4.3 Nilai *Oil Rate*, *Oil Cumulative* dan *Recovery Factor* Pada N9-Spot dengan *Injection Rate* 1600 bbl/day, 2300 bbl/day, dan 3000 bbl/day

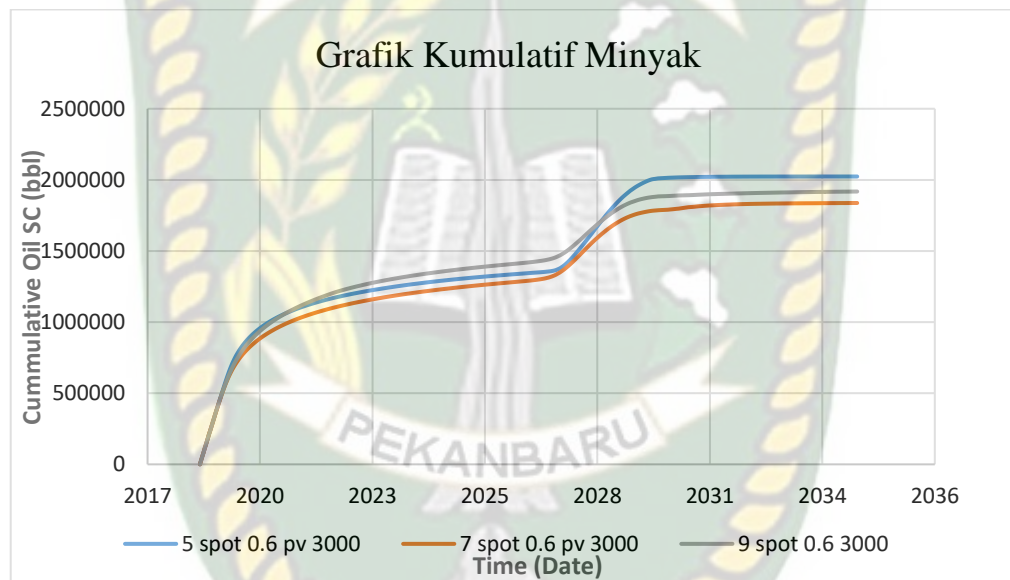
<i>Injection Rate (bbl/day)</i>	<i>Pattern Size</i>	<i>Slug</i>	<i>Oil rate (bbl)</i>	<i>Oil Cumulative (bbl)</i>	<i>Recovery Factor (%)</i>
1600	N-9 Spot	0.2	224	1.717.300	69,3

Lanjutan Tabel 4.3 Nilai Oil Rate, Oil Cummulative dan Recovery Factor Pada N-9 Spot dengan Injection Rate 1600 bbl/day, 2300 bbl/day dan 3000 bbl/day

<i>Injection Rate (bbl/day)</i>	<i>Pattern Size</i>	<i>Slug</i>	<i>Oil Rate (bbl)</i>	<i>Oil Cummulative (bbl)</i>	<i>Recovery Factor (%)</i>
1600	N-9 Spot	0.3	271	1.750.800	70,6
		0.4	313	1.811.020	73,0
		0.5	360	1.864.130	75,2
		0.6	390	1.918.070	77,4
2300	N-9 Spot	0.2	332	1.716.100	69,2
		0.3	339	1.744.700	70,4
		0.4	419	1.802.300	72,7
		0.5	503	1.855.000	74,8
		0.6	567	1.901.500	76,7
3000	N-9 Spot	0.2	327	1.717.300	69,3
		0.3	375	1.750.800	70,6
		0.4	484	1.811.000	73,0
		0.5	603	1.864.100	75,2
		0.6	734	1.918.000	77,4

Pada Tabel 4.1 – 4.3 menjelaskan berbagai skenario pemodelan yang dilakukan pada penelitian ini, pada N-5 Spot dapat dilihat semakin besar ukuran slug dan laju injeksi nya maka *oil rate*, *cumulative oil* dan *recovery factor* nya akan semakin besar juga. Dimana pada N-5 Spot nilai tertinggi didapatkan pada laju injeksi 3000 bbl/day dan ukuran slug 0,6 PV dengan nilai *oil rate* sebesar 1039 bbl, *cumulative oil* sebesar 2.023.700 bbl dan *recovery factor* sebesar 81,67 %.

Untuk N7-Spot dan N-9 Spot juga menunjukkan *trend* hasil yang sama dengan N-5 Spot dengan hasil tertinggi pada N-7 spot pada laju injeksi 3000 bbl/day dan 0,6 PV dengan nilai *oil rate* sebesar 704 bbl, *cumulative oil* sebesar 1.837.530 bbl dan *recovery factor* sebesar 74,15%. Sedangkan untuk N-9 Spot hasil tertinggi juga didapat pada laju injeksi 3000 bbl/day dan ukuran slug 0,6 PV dengan hasil *oil rate* sebesar 734 bbl, *cumulative oil* sebesar 1.918.000 bbl dan *recovery factor* sebesar 77,40%. Pada gambar 4.1 memperlihatkan hasil produksi minyak berdasarkan kumulatif tertinggi.



Gambar 4.1 Hasil grafik kumulatif minyak dari 3 skenario yang terpilih

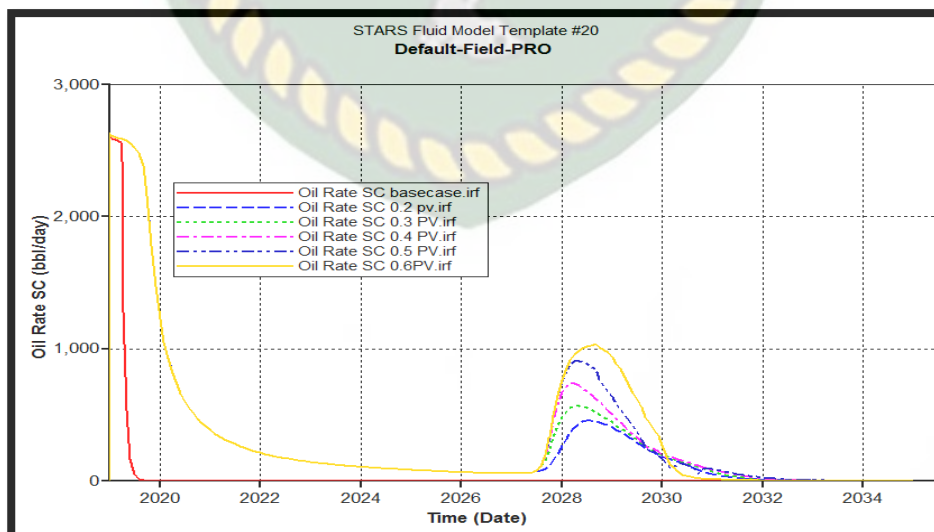
Dari rangkaian analisis skenario yang dijabarkan sebelumnya dapat dipilih skenario terbaik yang bisa diaplikasikan pada lapangan MJ yaitu pada pemodelan N5-Spot dengan laju injeksi 3000 bbl/day dan ukuran slug 0,6 PV dengan menghasilkan *cumulative oil* sebesar 2.023.700 bbl dan *recovery factor* sebesar 81,6%. Pola sumur N-5 spot memiliki jumlah sumur injeksi yang lebih sedikit dibandingkan dengan pola sumur N-7 spot dan N-9 spot. Semakin banyak sumur injeksi akan membuat pendesakan fluida di reservoir baik akan tetapi penentuan jumlah sumur injeksi yang sesuai dengan keadaan reservoir akan membuat pendesakan fluida reservoir lebih efektif dan membuat sistem pendesakan zona

lateral yang membentuk zona transisi antar fluida pendesak dengan yang didesak menjadi teratur sehingga dapat menyapu lenih maksimal fluida sisa yang ada di reservoir (Dicgorry NT, M. Taufik Fathaddin, 2015).

Dapat dilihat dari hasil simulasi yang dilakukan pola sumur N-5 spot menunjukkan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan N-7 dan N-9 spot karena pada pola sumur N-5 spot pendesakan fluida injeksi lebih merata dibandingkan dengan N-7 dan N-9 spot dimana lebih banyak sumur injeksinya maka pendesakan fluida lebih tidak beratur dan dapat beresiko ikut terproduksinya air lebih banyak akibat pendesakan yang berlebihan. Oleh sebab itu pola sumur N-5 spot memiliki nilai cummulative oil yang lebih tinggi dibanding dengan N-7 spot dan N-9 spot.

4.2. PENGARUH BESAR SLUG, LAJU INJEKSI DAN POLA SUMUR TERHADAP OIL RATE

Pada penelitian ini dibuat pemodelan konseptual untuk penginjeksian SP dengan menganalisa beberapa parameter operasi seperti *slug size*, *injection rate*, dan *pattern size*. Parameter-parameter operasi tersebut sangat penting dalam keberhasilan proses Injeksi SP (Dang, Chen, Nguyen, & Bae, 2011). Gambar 4.2 memperlihatkan grafik pengaruh laju injeksi terhadap *oil rate*.



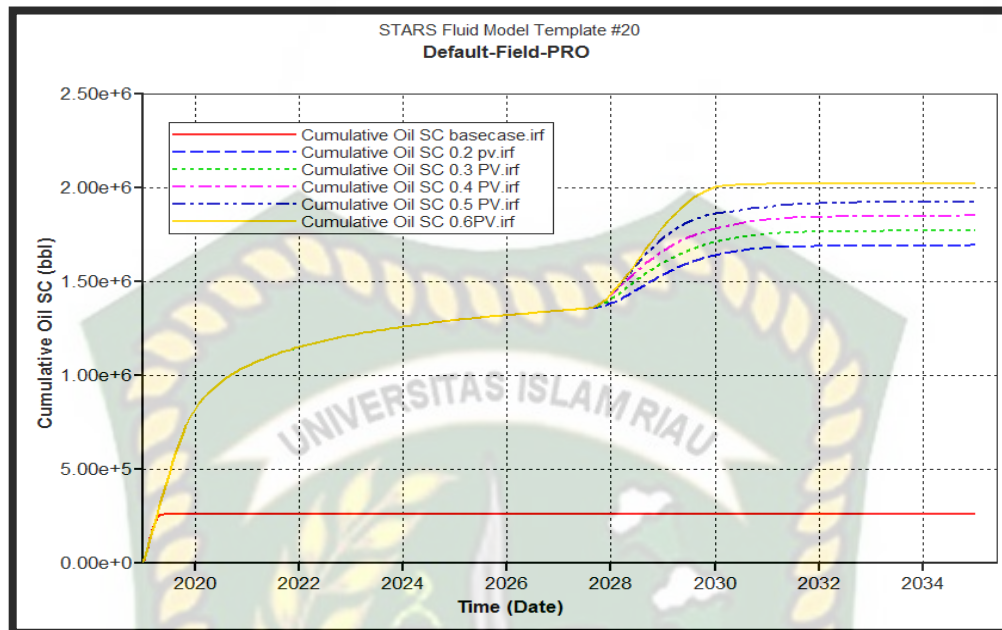
Gambar 4. 2 Pengaruh Laju Injeksi 3000 bbl/day dan N5-Spot Terhadap *Oil Rate*

Pemodelan ini menggunakan jenis *pattern* N5-Spot. Penginjeksian pada sumur ini menggunakan penginjeksian air pada tanggal 10 Januari 2019 dengan tetap seiring dengan berjalannya produksi, tekanan reservoir mengalami penurunan yang menyebabkan produksi minyak berkurang dan produksi air meningkat. Peningkatan produksi air disebabkan oleh pori batuan yang sebelumnya diisi minyak, diisi oleh air yang bersalah dari aquifer (Fitrianti, n.d.) setelah fenomena itu dilakukan injeksi *SP Flood* pada tanggal 1 Januari 2026 – 26 Agustus 2030 dilakukan penginjeksian *SP flood* dengan tujuan untuk menaikkan produksi minyak. Injeksi *SP flood* dilakukan dengan penginjeksian surfaktan dengan konsentrasi 0,018 kemudian dilanjutkan dengan penginjeksian polimer dengan konsentrasi 0,00075 menggunakan laju injeksi sebesar 3000 bbl/day dan melakukan sensitivitas terhadap slug dengan kata lain mengubah varian besar slug sedangkan parameter lain dipertahankan.

Dalam kasus ini besar slug yang digunakan 0,2 PV sampai 0,6 PV akhirnya pada tanggal 1 April 2027 terjadi kenaikan produksi minyak di beberapa slug. Slug 0,2 PV mengalami kenaikan produksi minyak dengan peak produksi sebesar 461 bbl/day, 0,3 PV dengan peak produksi sebesar 569 bbl/day, 0,4 PV dengan peak produksi sebesar 740 bbl/day, 0,5 PV dengan peak produksi 908 bbl/day, 0,6 PV dengan peak produksi 1039 bbl/day. Analisis dari hasil pengamatan slug yang dilakukan, perolehan minyak tertinggi didapatkan pada slug 0,6 PV.

4.3. PENGARUH BESAR *SLUG*, *INJECTION RATE* DAN *PATTERN SIZE* TERHADAP PEROLEHAN *CUMULATIVE OIL*

Disamping melihat penambahan laju alir produksi dari tiap skenario, akan dijelaskan pula dari produksi kumulatif.



Gambar 4.3 Pengaruh Laju Injeksi 3000 bbl/day dan Pola Sumur N-5 Spot Terhadap Oil Cumulative

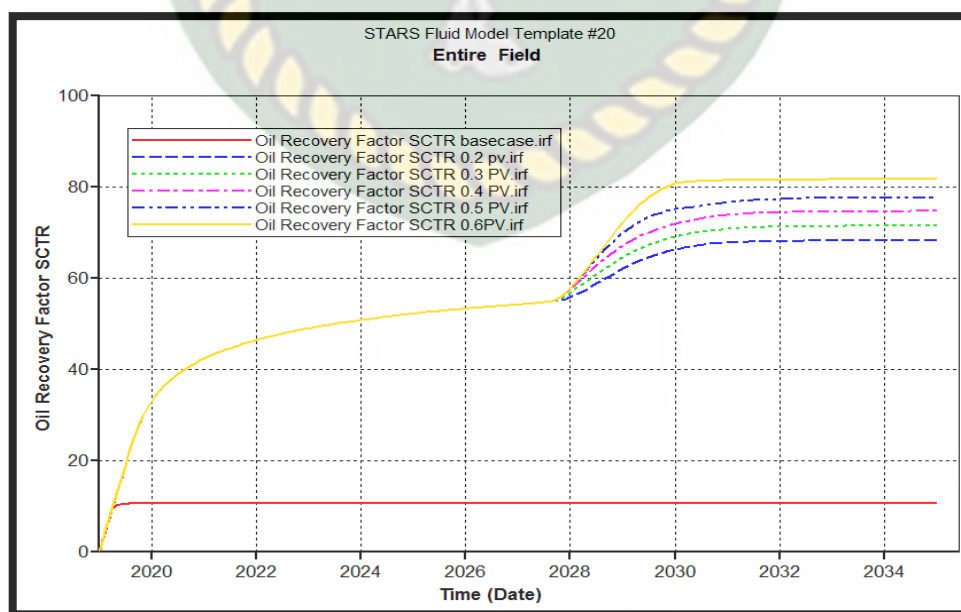
Pada gambar 4.3 menunjukkan grafik kenaikan kumulatif minyak dengan sensitivitas yang dilihat dari variasi pattern, slug dan laju injeksi. Dalam grafik tersebut pemodelan yang digunakan adalah pattern N5-spot dengan laju injeksi 3000 bbl/day dan ukuran slug 0,2 PV; 0,3 PV; 0,4 PV; 0,5 PV dan 0,6 PV. Analisa grafik menunjukkan bahwa ukuran slug mempengaruhi kumulatif produksi minyak yang di dapat, semakin besar slug maka semakin besar jumlah kumulatif minyak yang didapat (Anderson et al., 2006). Hal ini disebabkan dari perhitungan % slug yang diinjeksi ke dalam reservoir penginjeksian surfaktan itu sendiri dimana surfaktan memulai perannya sebagai zat aktif permukaan untuk menurunkan tegangan permukaan minyak-air. Pertama sekali molekul-molekul surfaktan yang mempunyai rumus kimia RSO_3H akan terurai dalam air menjadi ion-ion RSO_3^- dan H^+ . Ion-ion RSO_3^- akan bersinggungan dengan gelembung-gelembung minyak, ia akan mempengaruhi ikatan antara molekul-molekul minyak dan juga mempengaruhi *adhesion tension* antara gelembung-gelembung minyak dengan batuan reservoir, akibatnya ikatan antara gelembung-gelembung minyak akan semakin besar dan *adhesion tension* semakin kecil sehingga terbentuk *oil bank* dan diproduksi akibatnya cumulative oil meningkat.

(Bai et al., 2016). Sehingga semakin besar pengurangan tegangan permukaan antara minyak dan air yang disebabkan *Surfactant* maka perolehan minyak akibat injeksi *Surfactant* akan semakin besar. (Zhang, Saputra, Parsegov, Adel, & Schechter, 2019).

Berikut merupakan hasil kenaikan kumulatif minyak setiap variasi slug nya, dimana slug 0,2 PV mengalami kenaikan kumulatif produksi minyak 1.693.910 bbl, slug 0,3 PV mengalami kenaikan kumulatif produksi minyak 1.772.360 bbl, slug 0,4 PV mengalami kenaikan kumulatif produksi minyak 1.851.630 bbl, slug 0,5 PV mengalami kenaikan kumulatif produksi minyak sebesar 1.924.980 bbl, dan slug 0,6 PV mengalami kenaikan kumulatif produksi minyak 2.023.700 bbl.

4.4. PENGARUH BESAR SLUG, INJECTION RATE, DAN PATTERN SIZE TERHADAP OIL RECOVERY FACTOR

Dalam keberhasilan suatu *chemical injection* tidak lepas dari banyaknya recovery minyak yang terproduksi, berikut adalah grafik recovery minyak pada slug 0,6 PV dengan laju injeksi 3000 bbl/day dan jenis pola sumur N5-Spot.



Gambar 4.4 Grafik Recovery Factor

Penggabungan antara keduanya yaitu injeksi surfaktan-polimer menghasilkan nilai *recovery factor* yang lebih besar karena selain menurunkan tegangan antarmuka larutan, surfaktan dapat mengubah *wettability* dari batuan yang awalnya bersifat *oil wet* yang menyebabkan minyak sulit untuk mengalir menjadi *water wet*. Kemudian larutan polimer sebagai *co-injection* yang membantu untuk meningkatkan *sweep efficiency* dengan menambah viskositas fluida pendorong (Hartono et al., 2017). 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

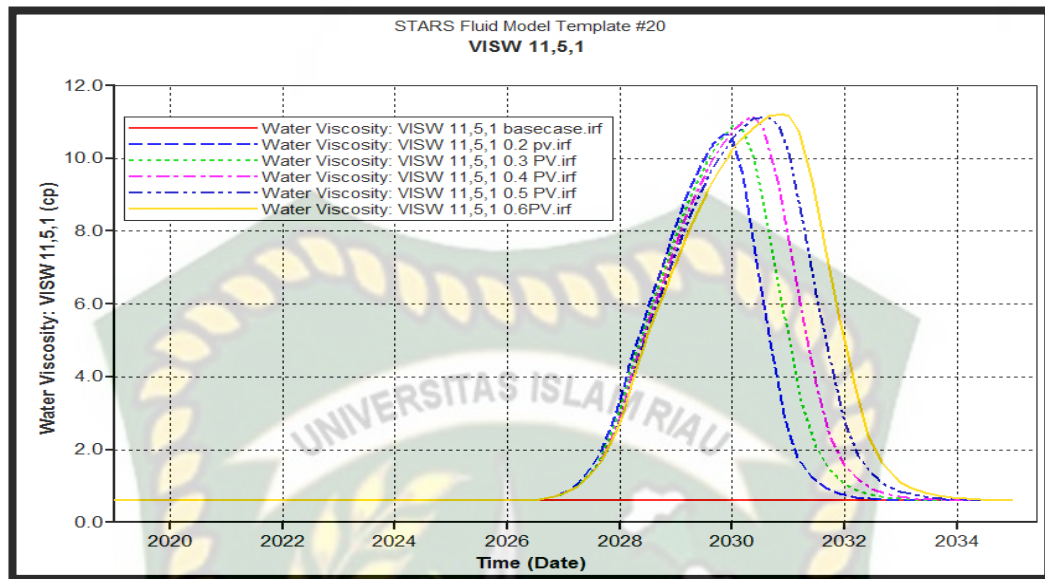
4.5. PENGARUH BESAR SLUG, INJECTION RATE, DAN PATTERN SIZE TERHADAP PARAMETER RESERVOIR LAINNYA

4.5.1 Water Viscosity

Viskositas dapat dinyatakan sebagai tahanan aliaran fluida yang merupakan gesekan antara molekul – molekul cairan satu dengan yang lain. Suatu jenis cairan yang mudah mengalir dapat dikatakan memiliki viskositas yang rendah, dan sebaliknya.

Injeksi polimer sangat berguna untuk menurunkan mobility ratio serta meningkatkan viskositas fluida (air) dan berperan dalam mendorong dan mendesak minyak supaya lebih optimal, sehingga akan menaikkan efisiensi penyapuan yang akan berdampak pada kenaikan nilai *recovery factor* (Ricky, Sugiatmo Kasmungin, 2018).

Polimer juga memiliki beberapa peran di dalam kegiatan produksi dengan EOR seperti sebagai agen yang berfungsi untuk meningkatkan performa air yang diinjeksikan ke dalam reservoir, yakni dengan cara menghalangi daerah yang memiliki konduktivitas tinggi (Salammulloh & Kasmungin, 2019)



Gambar 4.5 Grafik Viskositas Air Setelah Diinjeksikan Polimer Pada Laju Injeksi 3000 bbl/day dan Pattern N-5 Spot

Pada gambar 4.5 terlihat bahwa semakin besar ukuran slug yang diinjeksikan maka viskositas air akan semakin meningkat juga. Penambahan besar ukuran slug 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. Sementara ukuran slug juga berbanding lurus dengan kenaikan viskositas air karena sifat fluida injeksi polimer yang dapat meningkatkan kekentalan fluida. Akan tetapi ukuran slug yang terlalu tinggi dapat menyebabkan *blocking* pada permeabilitas reservoir. Hal ini dikarenakan polimer yang semakin kental seiring dengan penambahan ukuran slug (Erfando, Rita, & Ramadhan, 2019)

Pada ukuran slug terendah yaitu 0,2 PV dapat meningkatkan viskositas air hingga 10,6 cp dan terus meningkat seiring besarnya ukuran slug dimana pada ukuran slug tertinggi yaitu 0,6 PV dapat meningkatkan viskositas air hingga 11,2 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.

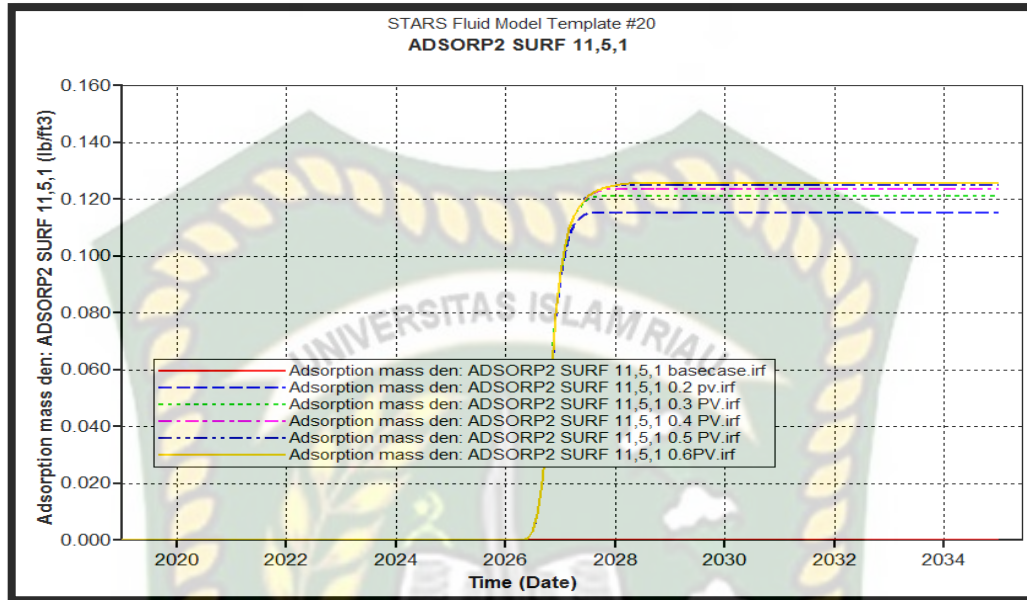
4.5.2 Surfactant Adsorption

Proses Adsorpsi dalam media berpori mempengaruhi keberhasilan perolehan minyak karena kehilangan surfaktan akibat adsorpsi masuk kedalam batuan reservoir merusak keefektivitas chemical slurry yang diinjeksikan untuk mengurangi ketegangan antar muka (IFT) (Curbelo et al., 2007).

Adsorpsi surfaktan adalah menempelnya molekul-molekul surfaktan pada permukaan batuan. Surfaktan yang baik untuk digunakan dalam *enhanced oil recovery* yaitu surfaktan yang kurang teradsorpsi, karena apabila surfaktan tersebut memiliki tingkat adsorpsi yang tinggi maka surfaktan akan menempel didalam batuan dan tidak dapat menarik minyak untuk keluar dari batuan (Rohayati Juitaa, Arnellia, 2016).

Dari grafik penelitian didapat hasil bahwa adsorpsi surfaktan berbeda setiap slug nya yaitu semakin besar slug maka surfaktan yang teradsorpsi juga semakin besar. Salah satu karakteristik surfaktan adalah kecenderungan untuk terserap di permukaan / antarmuka batuan atau cairan. Jika adsorpsi yang terjadi kuat, maka surfaktan kehilangan sebagian kemampuan untuk menurunkan tegangan permukaan minyak-air pada permukaan batuan (Paria & Khilar, 2004). Pada umumnya nilai *maximum adsorption capacity* hanya bisa 20% dari jumlah fluida yang kita injeksikan sehingga walaupun banyak fluida injeksi yang teradsorpsi kedalam reservoir karena adanya batas maksimum fluida teradsorpsi tersebut, maka semakin besar ukuran slug surfaktan yang artinya semakin banyak fluida yang diinjeksikan maka semakin besar juga fluida injeksi tersebut yang dapat teradsorpsi ke dalam reservoir. Akan tetapi dengan adanya *maximum adsorption capacity* yang tidak lebih dari 20% dari jumlah fluida diinjeksikan maka kinerja dari surfaktan tetap dapat berkerja dengan baik untuk menurunkan tegangan antar muka minyak-air dan jumlah perolehan minyak pun akan meningkat.

Berikut adalah grafik hasil surfaktan yang teradsorpsi pada setiap slug.



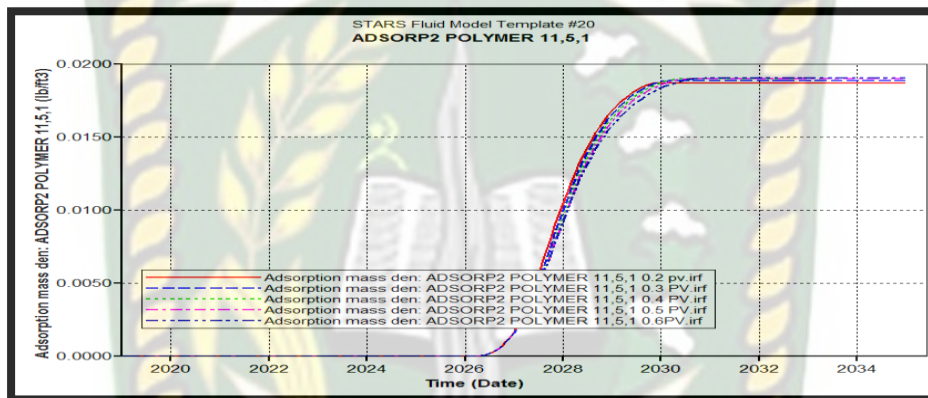
Gambar 4.6 Grafik Adsorpsi Surfaktan Pada Laju Injeksi 3000 bbl/day dan Pattern N-5 Spot

Tabel 4.4 Hasil Adsorpsi Surfaktan pada Setiap Slug

No	Slug (PV)	Teradsorpsi (lb/ft)
1	0,2	0,1
2	0,3	0,1
3	0,4	0,1
4	0,5	0,1
5	0,6	0,2

4.5.3 Polymer Adsorption

Adsorpsi polimer dalam batuan reservoir adalah parameter yang penting dalam *chemical flooding* karena adsorpsi menunjukkan seberapa banyak *chemical agent* yang diserap oleh batuan. Adsorpsi polimer terjadi ketika molekul polimer teradsorpsi ke permukaan batuan energi yang lebih rendah dikarenakan adanya kontribusi entropi dimana molekul air yang terikat pada polimer menyebabkan kenaikan pada entropi itu sendiri (Dang, Chen, Nguyen, Bae, & Phung, 2011). Berikut adalah grafik hasil polimer yang terserap dalam setiap slug :



Gambar 4.7 Grafik Adsorpsi Polimer Pada Laju Injeksi 3000 dan Pattern Size N-5 Spot

Dari grafik 4.7 dapat dilihat bahwa dalam adsorpsi polimer terjadi kenaikan yang tidak terlalu signifikan yang artinya chemical yang terserap kedalam batuan masih berada dalam klasifikasi baik. Berikut adalah tabel hasil adsorpsi polymer yang didapat.

Tabel 4.5 Hasil Adsorpsi Polimer Pada Setiap Slug

No	Slug (PV)	Polimer Teradsorpsi (bbl/ft)
1	0,2	0,1
2	0,3	0,1
3	0,4	0,2
4	0,5	0,2
5	0,6	0,2

BAB V PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil yang diperoleh pada permodelan injeksi surfaktan-polimer maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Skenario terbaik yang dapat diaplikasikan pada sumur MJ ialah pemodelan N-5 spot dengan laju injeksi 3000 bbl/day dan ukuran slug 0,6 PV dengan hasil kenaikan pada *oil rate production* sebesar 1039 bbl/day, *cumulative oil* sebesar 2.023.700 bbl dan *recovery factor* sebesar 81,6 %.
2. Menaikan laju injeksi dan slug akan berpengaruh terhadap kenaikan produksi minyak, hal ini terlihat dari hasil *recovery factor* simulasi laju injeksi dan slug yang didapat yaitu pada pola sumur N5 Spot dengan laju injeksi 1600 bbl/day, ukuran slug 0,6 PV didapat nilai *recovery factor* sebesar 76,5%, laju injeksi 2300 bbl/day, ukuran slug 0,6 PV didapat nilai *recovery factor* sebesar 79,7% dan laju injeksi 3000 bbl/day, ukuran slug 0,6 PV didapat *recovery factor* sebesar 81,6%.
3. Pengaruh laju injeksi, ukuran slug dan pola sumur mempengaruhi parameter reservoir lainnya seperti terjadinya perubahan nilai viskositas air dimana sebelum diinjeksikan *SP flood* sebesar 0,5 cp dan setelah diinjeksikan menjadi 11,2 cp pada slug 0,6 PV sedangkan untuk adsorpsi surfaktan tertinggi pada slug 0,6 PV sebesar 0,125 lb/ft dan adsorpsi polimer tertinggi pada slug 0,6 PV sebesar 0,019 lb/ft.

5.2 SARAN

Adapun saran untuk peneliti lain yang akan melanjutkan penelitian ini sebagai berikut :

1. Menggunakan *software* lain dalam pembuatan model simulasi untuk melihat pengaruh *chemical* injeksi.
2. Melakukan simulasi menggunakan jenis pola sumur inverted.
3. Menambahkan parameter operasi lain seperti konsentrasi, volume injeksi dan heterogenitas reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdelsadeg, N., Alhebshy, A. A., Muftah, A., & Almabrouk, M. A. (2017). CO₂ miscible flooding for Aswad Oil Field, 3, 101–111.
- Abu El Ela, M., Sayyouth, H., & Sayed El Tayeb, E. (2014). An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects, *Journal of Society Petroleum Engineer*, 3(4).
- Acquah-andoh, E., Putra, H. A., Ifelebuegu, A. O., & Owusu, A. (2019). Coalbed methane development in Indonesia: Design and economic analysis of upstream petroleum fiscal policy. *Journal of Energy Policy*, 155–167.
- Alvarado, V., Ranson, A., Hernández, K., Matheus, J., Liscano, T., & Prospero, N. (2002). Selection of EOR / IOR Opportunities Based on Machine Learning. *Journal Of Society Petroleum Engineer*.
- Anderson, G. A., Delshad, M., Texas, U., King, C. B., Mohammadi, H., Pope, G. A., & Texas, U. (2006). Optimization of Chemical Flooding in a Mixed-Wet Dolomite Reservoir, *Journal Of Society Petroleum Engineer*.
- Annisa Arisyi M., Syamsul Irham, S. P. (2015). Pengaruh Penentuan Pilot Terhadap Efisiensi Penyapuan Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan AA Lapisan M-31, *Journal Of Society Petroleum Engineer*. 158-167.
- Aramideh, S., Borgohain, R., Naik, P. K., Johnston, C. T., & Vlachos, P. P. (2018). Multi-objective history matching of surfactant-polymer flooding, *Journal Of Society Petroleum Engineer*., 418–428.
- B. M. Aslam, D. Ulitha, B. Swadesi, I. Fauzi, and T. M. (2017). History Match to Support Interpretation of Surfactant Flooding Pilot Test in Overview of Reservoir Characteristic, *Journal Of Society Petroleum Engineer*, 1–11.
- Bae, W. S., Masduki, A., Permadi, A. K., & Abdurrahman, M. (2017). EOR in Indonesia: past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 250.
- Bai, M., Zhang, Z., Cui, X., & Song, K. (2016). Studies of injection parameters for chemical flooding in carbonate reservoirs. *Journal Of Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1–8.

- Behzadi, H., Hampton, D., & Corp, O. P. (2018). Waterflood Forecasting for More Accurate EOR Performance Evaluation, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*, 14–18.
- Bordeaux Rego, F., Botechia, V. E., & Schiozer, D. J. (2017). Heavy oil recovery by polymer flooding and hot water injection using numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 187–196.
- Bou-Mikael, S., Asmadi, F., Marwoto, D., & Cease, C. (2000). Minas Surfactant Field Trial Tests Two Newly Designed Surfactants with High EOR Potential. *Journal Of Society Petroleum Engineer Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 16-18 .
- Curbelo, D. S., Santanna, V. C., Barros, E. L., Jr, D., Castro, T. N., Dantas, A. A., & Garnica, A. I. C. (2007). Adsorption of nonionic surfactants in sandstones, *Journal Of Society Petroleum Engineer*, 1–4.
- Dang, C. T. Q., Chen, Z., Nguyen, N. T. B., & Bae, W. (2011). SPE 144147 Successful Story of Development and Optimization for Surfactant-Polymer Flooding in a Geologically Complex Reservoir, *Journal Of Society Petroleum Engineer*.
- Dang, C. T. Q., Chen, Z., Nguyen, N. T. B., Bae, W., & Phung, T. H. (2011). SPE 147872 Development of Isotherm Polymer/Surfactant Adsorption Models in Chemical Flooding, *Journal Of Society Petroleum Engineer*.
- Dicgorry NT, M. Taufik Fathaddin, S. H. A. (2015). Analisa Efektifitas Pola Injeksi Air Antara Normal dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT, *Journal Of Society Petroleum Engineer*, 324-334.
- Emegwalu, C. C. (2009). Enhanced Oil Recovery : Surfactant Flooding As a Possibility for the Norne E-Segment, *Journal Of Society Petroleum Engineer..*
- Fanchi, J. R., & Fanchi, J. R. (2006). Chapter 6 – Pattern Floods. *Principles of Applied Reservoir Simulation*, 78–96.
- Felix, U., Ayodele, T. O., & Olalekan, O. (2015). Surfactant-Polymer Flooding Schemes (A Comparative Analysis). *Journal of Nigeria Annual International Conference and Exhibition Held in Lagos, Nigiria*.

- Gao, P., Towler, B., Li, Y., & Zhang, X. (2010). Integrated Evaluation of Surfactant-Polymer Floods, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*
- Gharbi, R., Alajmi, A., & Algharaib, M. (2012). The Potential of a Surfactant/Polymer Flood in a Middle Eastern Reservoir, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*58–70.
- Gong, J., & Rossen, W. R. (2018). Characteristic fracture spacing in primary and secondary recovery for naturally fractured reservoirs. *Journal Of Fuel*, 470–485.
- Hartono, A. D., Hakiki, F., Syihab, Z., Ambia, F., Yasutra, A., Sutopo, S., Apriandi, R. (2017). Revisiting EOR Projects in Indonesia through Integrated Study: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation. *Journal of SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition.*
- Hou, J., Nu, Y. Z., & Yao, L. C. (2016). A new method for evaluating the injection effect of chemical flooding, *Journal Of Society Petroleum Engineer*, 496–506.
- Janssen, M. T. G., Mutawa, A. S., Pilus, R. M., & Zitha, P. L. J. (2019). Foam-Assisted Chemical Flooding for Enhanced Oil Recovery : Effects of Slug Salinity and Drive Foam Strength. *Journal Of Energy & Fuels*, 33, 4951–4963.
- Kang, P., & Lim, J. (2014). Screening Criteria for Application of EOR Processes in Offshore Fields, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*3, 159–165.
- Kumar, S., Achinta, R., & Ajay, B. (2015). Modeling of surfactant and surfactant – polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software, *Journal Of Society Petroleum Engineer*,1–11.
- Luo, P., Wu, Y., & Huang, S. (2013). SPE 165396 Optimized Surfactant – Polymer Flooding for Western Canadian Heavy Oils, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy, Journal Of Society Petroleum Engineer*, 77, 963–982.
- Paria, S., & Khilar, K. C. (2004). A review on experimental studies of surfactant

- adsorption at the hydrophilic solid-water interface. *Advances in Colloid and Interface Science. Journal Of Society Petroleum Engineer.*
- Raffa, P., Broekhuis, A. A., & Picchioni, F. (2016). Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 145.*
- Rai, K., Johns, R. T., Delshad, M., Lake, L. W., & Goudarzi, A. (2013). Journal of Petroleum Science and Engineering Oil-recovery predictions for surfactant polymer flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 112*, 341–350.
- Ricky, Sugiatmo Kasmungin, M. T. F. (2018). Polimer Terhadap Recovery Factor, *Journal Of Society Petroleum Engineer. 231–237.*
- Rita, N. (2018). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir A Study On Surfactant-Polymer Injection Mechanism In Stratified Reservoirs Of NR Field Using Reservoir Simulation NR , tetapi hasil yang diperoleh. *Jurnal of Eart, Energy, Engineering, 1–15.*
- Rohayati Juitaa , Arnellia, Y. (2016). Jurnal Kimia Sains dan Aplikasi Telaah Surfaktan untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) dan, *19(1), 27–31.*
- Salammulloh, A. F., & Kasmungin, S. (2019). Studi Laboratorium Mengenai Pengaruh Penambahan Natrium Sulfit Terhadap Viskositas Polimer dengan Berbagai Konsentrasi Pada Lapangan "x", *Journal Of Society Petroleum Engineer, 1-6.*
- Samanta, A., Ojha, K., Sarkar, A., & Mandal, A. (2011). Surfactant and Surfactant-Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery Surfactant and Surfactant-Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*
- Sheng, J. (2010). *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice.* Gulf Professional Publishing, *Journal Of Society Petroleum Engineer.*
- Sheng, J. J. (2013). Surfactant-Polymer Flooding. *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Journal Of Society Petroleum Engineer, 117–142.*
- Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Journal Of Society*

- Petroleum Engineer*, 97–105.
- skkmigas. (2018). Good Governance, Foundation for Better Future.
- Speight, J. G. (2009). Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands, *Journal Of Society Petroleum Engineer*. 354.
- Speight, J. G. (2015). Handbook of petroleum product analysis (2nd edition). *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Tehran, I. of P. E. U. of. (2006). 10 Tutorial Building , Running and Analyzing a “ Black Oil ” Reservoir Simulation Model Using.
- Fitrianti., & Novrianti. Analisa Peningkatan Produksi Pada Sumur Minyak Dengan Metode *Water Shut Off* dalam Meningkatkan Rasio Keberhasilan *Partial Water Shut Off* Pada Lapangan Hawa, *Journal Of Earth Energy Engineering*.
- Tomi, E., Rita, N., & Marliaty, T. Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X lapangan Y, *Journal Of Earth Energy Engineering*.
- Wang, Y., Hill, A. D., & Schechter, R. S. (1993). The Optimum Injection Rate for Matrix Acidizing of Carbonate Formations, *Journal Of Society Petroleum Engineer*.
- Yu, K., Li, K., Li, Q., Li, K., & Yang, F. (2017). ORIGINAL PAPER - EXPLORATION GEOLOGY A method to calculate reasonable water injection rate for M oilfield. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- Zhang, F., Saputra, I. W. R., Parsegov, S. G., Adel, I. A., & Schechter, D. S. (2019). Experimental and Numerical Studies of EOR for the Wolfcamp Formation by Surfactant Enriched Completion Fluids and Multi-Cycle Surfactant Injection, *Journal Of Society Petroleum Engineer*.