

**ANALISIS STUDI SIMULASI MODEL *NORMAL FIVE SPOT*
DAN *INVERTED FIVE SPOT* INJEKSI POLIMER PADA
LAPANGAN AFL**

TUGAS AKHIR

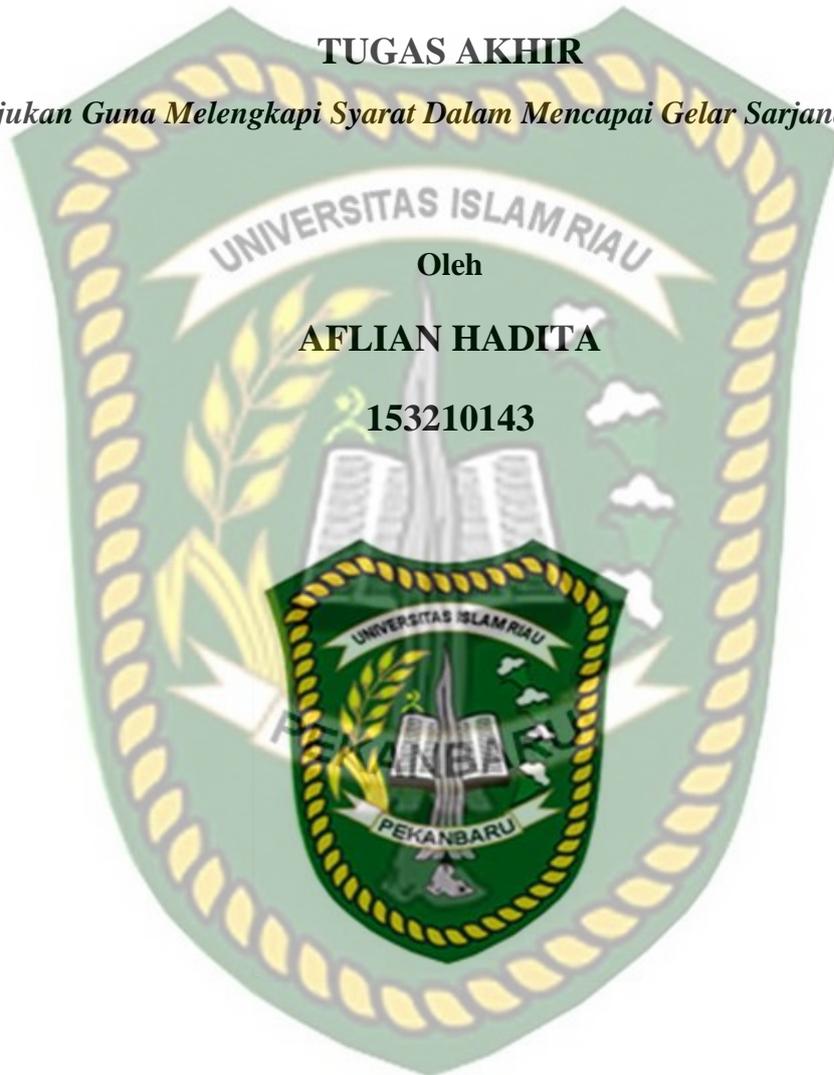
Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

Oleh

AFLIAN HADITA

153210143



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun

oleh

Nama : Aflian Hadita

NPM : 153210143

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Studi Simulasi Model *Normal five spot* Dan *Inverted Five Spot* Injeksi Polimer Pada Lapangan AFL

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

DEWAN PENGUJI

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

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

Penguji II : Dike Fitriansyah Putra, S.T, M.T. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Novia Rita, S.T., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya 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 diperoleh.

Pekanbaru, Juli 2022

Aflian Hadita
153210143



KATA PENGANTAR

Puji syukur saya ucapkan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan curahan ilmu dari-Nya, saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Saya menyadari penelitian tugas akhir ini tak luput dari kekurangan. Telah banyak pihak yang membantu saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Ucapan terima kasih ini termasuk syarat dari mencapai gelar sarjana di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Tomi Erfando, ST., MT. selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan dan mengoreksi penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. dan Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Bapak Ruri Muharto, S.T., M.T. dan Mas Bayu Dedi, MT sebagai mentor dari perusahaan yang selalu membantu saya dalam penelitian ini dan rekan-rekan seperjuangan selama kegiatan penelitian di PPTMGB LEMIGAS yang selalu memberikan dukungan dan semangat selama masa penelitian ini.
4. Kedua orang tua saya, Bapak Hasan Muhadi dan Ibunda Ismawarti dan Kakak Abang saya yang selalu memotivasi dan memberikan dukungan baik berupa moril maupun materil hingga saat ini.
5. Teman-Teman angkatan 2015 teknik perminyakan UIR yang telah membantu sekaligus tempat diskusi saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu saya dalam mengerjakan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Juli 2022

DAFTAR SIMBOL

- Derajat
- % Persen



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
IFT	<i>Interfacial Tension\</i>
CMG	<i>Computer Modeling Group</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
M	<i>Mobility</i>
Ppm	<i>Parts Per Million</i>
MSTB	<i>Million Stock Tank Barrels</i>
Bpd	<i>Barrel per day</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
Bbl	<i>Barel</i>



ANALISIS STUDI SIMULASI MODEL *NORMAL FIVE SPOT* DAN *INVERTED FIVE SPOT* INJEKSI POLIMER PADA LAPANGAN AFL

Aflian Hadita

153210143

ABSTRAK

Injeksi polimer dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak setelah produksi menurun. Secara geografis Lapangan AFL terletak di Kabupaten Indragiri Hulu yang mana sudah melewati tahapan *secondary recovery* dengan perkiraan cadangan *oil in place* sebesar 328.542,4 MSTB, *recoverable reserve* 170.426,5 MSTB dengan *recovery factor* RF sebesar 51,9 % Kumulatif produksi minyak sebesar 135.856,8 MSTB. Salah satu kegiatan yang perlu dilakukan dalam injeksi kimia adalah dengan pemilihan pola sumur injeksi-produksi yang tepat dan efisien untuk diterapkan di lapangan. Untuk itu dilakukan studi simulasi reservoir dengan membandingkan pola *normal* dan *inverted five spot* menggunakan variasi konsentrasi polimer 500ppm, 1000ppm, dan 1500ppm dan laju injeksi 4000bpd, 5000bpd, dan 6000bpd. Untuk ditentukan skenario terbaik berdasarkan faktor perolehan minyak terbesar yang dapat diaplikasikan pada Lapangan AFL dengan melihat hasil dari perubahan kumulatif minyak yang diperoleh dan *water cut*. Berdasarkan hasil simulasi yang diperoleh dari nilai maksimum *cummulative oil* pada model *inverted 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd adalah 69757,4 bbl dan nilai minimum *water cut* pada model *inverted 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd adalah 94,81 %. Sedangkan nilai maksimum *cummulative oil* pada model *normal 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd, yaitu 310241bbl dan nilai minimum *water cut* pada model *normal 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd, yaitu 92,78 %. 5. Dari penelitian dapat dilihat semakin tinggi konsentrasi polimer digunakan maka terjadi kenaikan *cumulative oil* yang tinggi dan diikuti dengan penurunan *water cut* yang tinggi.

Kata kunci : Injeksi Polimer, *CMG-STAR*, *Normal five spot*, *inverted five spot*, konsentrasi polimer, laju injeksi.

**SIMULATION STUDY ANALYSIS OF FIVE SPOT AND INVERTED
FIVE SPOT MODELS OF POLYMER INJECTION IN AFL FIELD**

Aflian Hadita

153210143

ABSTRACT

Polymer injection was carried out to increase oil recovery after decreased production. Geographically, the AFL field is located in Indragiri Hulu Regency which has passed the secondary recovery with an estimated oil in place of 328,542.4 MSTB, 170.426.5 MSTB recoverable reserve with an recovery factor of 51.9% Cumulative oil production of 135,856.8 MSTB. One of the activities that need to be carried out in chemical injection is the selection of the right and efficient production-injection well pattern to be applied in the field. For this reason, a reservoir simulation study was carried out by comparing the normal and inverted five spot using variations in polymer concentrations of 500ppm, 1000ppm, and 1500ppm and injection rates of 4000bpd, 5000bpd, and 6000bpd. To determine the best scenario based on the largest oil recovery factor that can be applied to the AFL Field by looking at the results of the cumulative changes in oil obtained and water cut. Based on the simulation results obtained from the maximum tilapia cumulative oil in the inverted 5 spot with a concentration of 1500 ppm and an injection rate of 6000 bpd is 69757.4 bbl and the minimum water cut in the inverted 5 spot with a concentration of 1500 ppm and an injection rate of 6000 bpd is 94 ,81 %. While the maximum value of cumulative oil model 5 spot normal with a concentration of 1500 ppm and an injection rate of 6000 bpd, which is 310241bbl and the minimum value of water cut model 5 spot normal with a concentration of 1500 ppm and an injection rate of 6000 bpd, which is 92.78%. 5. From the research, it can be seen that the higher the concentration of polymer used, the higher the cumulative oil followed by a high decrease in water cut .

Key words : Polymer Injection, CMG-STAR, normal five spot, inverted five spot, polymer concentration, injection rate.

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR SIMBOL.....	iv
DAFTAR SINGKATAN.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Injeksi polimer.....	3
2.2 Simulasi reservoir.....	3
2.3 Pola Sumur Injeksi.....	4
2.4 State Of The Art.....	4
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	6
3.1 Metodologi Penelitian.....	6
3.2 Alur Penelitian (<i>Flow Chart</i>).....	7
3.3 Data-data Yang Dibutuhkan.....	8
3.4 Lokasi dan Waktu Penelitian.....	10
BAB IV PEMBAHASAN.....	11
4.1 Hasil Simulasi Model <i>Normal five spot</i>	11
4.2 Hasil Simulasi Model <i>Inverted Five Spot</i>	16
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	21
5.1 Kesimpulan.....	21

5.2 Saran..... 21
DAFTAR PUSTAKA..... 22



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3. 1 Model reservoir <i>normal</i> dan <i>inverted five spot</i> (CMG).....	6
Gambar 3. 2 Diagram Alir Penelitian.....	7
Gambar 4. 1 Konsentrasi 500ppm.....	12
Gambar 4. 2 Konsentrasi 1000ppm.....	12
Gambar 4. 3 Konsentrasi 1500ppm.....	13
Gambar 4. 4 Water Cut Konsentrasi 500ppm	14
Gambar 4. 5 Water Cut Konsentrasi 1000ppm	14
Gambar 4. 6 Water Cut Konsentrasi 1500ppm	15
Gambar 4. 7 Kumulatif Minyak Konsentrasi 500ppm	17
Gambar 4. 8 Kumulatif Minyak 1000ppm	17
Gambar 4. 9 Kumulatif Minyak Konsentrasi 1500ppm	18
Gambar 4. 10 Water Cut pada Konsentrasi 500ppm.....	19
Gambar 4. 11 Water Cut pada Konsentrasi 1000ppm.....	19
Gambar 4. 12 Water Cut pada Konsentrasi 1500ppm.....	20

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data Minyak Sumur	8
Tabel 3. 2 Data Komposisi Hidrokarbon.....	8
Tabel 3. 3 <i>Reservoir Properties</i>	9
Tabel 3. 4 Model Properties	10
Tabel 3. 5 Waktu Penelitian	10



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan AFL secara geografis berada di Kabupaten Indragiri Hulu. Dimana lapangan ini sudah melalui tahapan *secondary recovery*, yaitu injeksi *waterflood*. Cadangan *oil in place* diperkirakan sebesar 328.542,4 MSTB, *recoverable reserve* 170.426,5 MSTB dengan *recovery factor* RF sebesar 51,9 % Kumulatif produksi minyak sebesar 135.856,8 MSTB. Untuk itu dilakukan upaya pengemabangan dengan menambah sumur injeksi ataupun produksi agar dapat meningkatkan perolehan produksi. Dalam upaya untuk meningkatkan produksi minyak maka akan dilakukan injeksi polimer karena karakteristik dari reservoir lapangan AFL memenuhi kriteria injeksi polimer. Injeksi polimer digunakan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan dengan menurunkan mobilitas air dengan minyak. Hal ini membantu area sekitar lubang bor untuk meningkatkan proses *waterflood* dan dinilai lebih murah dibanding dengan injeksi air (*waterflood*). Hal ini dikarenakan air yang diinjeksikan dan yang terproduksi lebih sedikit dibanding *waterflood*.(Abdurrahman, 2017; Al-Shakry et al., 2018; Cenk et al., 2017; Jatnika et al., 2007; Sheng et al., 2015)

Penelitian sebelumnya melakukan evaluasi pengujian laboratorium injeksi kimia pada *core* untuk disimulasikan sehingga dapat dilihat perilaku fasa pada eksperimen *core*, dengan melakukan pendekatan sistematis untuk upscaling data *coreflood* injeksi kimia dapat digunakan sebagai prediksi dalam pengembangan lapangan tersebut (Ghadami et al., 2016; Pandey et al., 2008; Stoll et al., 2011).

Perencanaan pengembangan lapangan perlu melakukan studi menyeluruh untuk mengetahui kinerja reservoir dalam mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir hingga kepermukaan. Untuk itu perlu dilakukan simulasi agar dapat melihat kinerja reservoir secara dinamis. Perencanaan pengembangan sumur AFL menerapkan pola *five spot pattern* injeksi polimer untuk peningkatan produksi. Pola sumur produksi yang dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola normal, sedangkan sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut pola *inverted*. Dari kedua *scenario* ini akan di ditentukan skenario terbaik

berdasarkan dari perubahan kumulatif minyak dan *water cut* yang dapat diaplikasikan dilapangan menggunakan software CMG (*Computer Modelling Group*).

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini untuk membandingkan antara hasil *upscaling* simulasi *model normal five spot* dan *inverted five spot* pada injeksi polimer dari segi perubahan kumulatif minyak dan *water cut*.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang diharapkan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Sebagai acuan dalam penelitian lanjutan dalam pelaksanaan injeksi polimer pada lapangan.
2. Sebagai informasi untuk perusahaan dalam memilih skenario yang tepat.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini dapat dilakukan dengan fokus, mendalam dan terarah sesuai dengan tujuan yang dimaksud maka dalam penelitian ini ada beberapa hal yang akan dibatasi diantaranya sebagai berikut :

1. Metode yang akan digunakan untuk membuat prediksi hasil injeksi polimer adalah metode simulasi reservoir menggunakan software CMG
 2. Data yang akan digunakan untuk menginput data *coreflood* ialah data di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “Lemigas” dengan menggunakan data sekunder, yaitu data dari laboratorim EOR dan disimulsaikan menggunakan *CMG-STARs*.
 3. Asumsi model yang digunakan, antara model *five spot* dan *inverted five spot*
 4. Konsentrasi polimer yang digunakan 500ppm, 1000ppm, 1500ppm,
 5. Laju injeksi yang digunakan 4000bpd, 5000bpd, 6000bpd
- Penelitian yang dilakukan tidak menyertakan perhitungan keekonomian proyek

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Sebagai umat-Nya manusia bertugas menjadi khalifah dimuka bumi ini dengan bertujuan untuk melestarikan dan memelihara alam semesta serta dapat memanfaatkan sebaik-baiknya sumber daya alam yang ada dan membaginya secara adil sesuai hak nya masing-masing. Sebagaimana hadis dari Rasulullah SAW yang diriwayatkan oleh Ibnu Majah “*Manusia itu memiliki hak bersama (bersekutu) dalam tiga hal yaitu air, rumput liar dan api.*”

2.1 Injeksi polimer

Peningkatan viskositas air injeksi sangat diharapkan dalam proses *waterflood*, karena kunci keberhasilan pada kegiatan ini, yaitu stabilitas pendesakan selama proses *waterflood* (Cenk et al., 2017; Rai et al., 2015).

Tujuan utama injeksi polimer adalah menurunkan water cut, meningkatkan efisiensi penyapuan dengan cara meningkatkan viskositas polimer dan mengurangi kehilangan polimer akibat adsorpsi, mencegah *viscous fingering* dan meningkatkan injeksi air dengan mencegah *crossflow* antara lapisan vertikal dan heterogen (Lake et al., 2014; Qu, 1963). Jenis polimer yang umum digunakan, yaitu polimer sintetik (polyacrylamide) dan biopolymer (polysaccharide) (Sorbie, 1991). Saat injeksi polimer berlangsung mobilitas larutan menurun seiring waktunya dimana jika $M < 1$ minyak didesak oleh air menuju wellbore sedangkan jika $M > 1$ maka akan terjadi water fingering dan mengakibatkan breakthrough, data ini diperoleh dari interpretasi hasil analisis uji sumur (Ramirez et al., 2020). Injeksi polimer terdiri atas beberapa tahap, yaitu *preflush* (pengkondisian reservoir), *additional oil recovery* (oil Bank), injeksi larutan polimer untuk mengontrol mobilitas fluida, injeksi air bebas mineral (*fresh water buffer*) untuk melindungi polimer, dan injeksi fluida pendorong (*driving fluid*) berupa air.

2.2 Simulasi reservoir

Pemodelan simulasi reservoir dengan menerapkan EOR injeksi kimia sudah banyak diterapkan sebelum pengaplikasian pada lapangan. Dalam pengembangan

lapangan minyak simulasi merupakan peranan yang paling penting digunakan. Pemodelan reservoir mewakili karakteristik reservoir sehingga dapat diketahui kinerja reservoir dalam berbagai skenario pengembangan (Azhari & Djumantara, 2018). Penelitian ini terkait injeksi polimer yang sudah dilakukan oleh peneliti-peneliti sebelumnya. Penelitian yang akan dilakukan yaitu, dengan pembuatan model *normal* dan *inverted five spot* dengan variasi konsentrasi polimer dan laju injeksi untuk menentukan scenario terbaik untuk mengaplikasikannya kelapangan yang mana data yang digunakan sebelumnya sudah diuji. Untuk itu peneliti membangun model yang berbeda dari peneliti sebelumnya.

Peneliti melakukan *history matching* pada tahap simulasi *coreflooding* untuk menyesuaikan data produksi *coreflood* dengan data produksi hasil simulasi sehingga dapat memperkirakan kinerja reservoir dalam skala *full scale*. Menurut (Darmawan & Kasmungin, 2020) tujuan *history matching* adalah untuk memvalidasi hasil dari model simulasi dengan penyesuaian parameter laju produksi liquid, laju produksi minyak, air dan tekanan.

2.3 Pola Sumur Injeksi

Simulasi merupakan proses pembuatan model 3D reservoir dengan memasukan beberapa data yang tersedia sehingga memiliki peran yang penting dalam pengembangan lapangan dan digunakan untuk mengevaluasi kondisi reservoir serta merancang skenario terbaik dalam pengembangan lapangan.

Pemilihan pola sumur sangat penting agar fluida yang diinjeksikan tidak hilang dan tepat sasaran ke sumur produksi sehingga mendapatkan pola penyapuan yang seefisien untuk diterapkan. Pola sumur produksi yang dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan pola normal, sedangkan sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut pola *inverted* (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015; Mayssara A. Abo Hassanin Supervised, 2014).

2.4 State Of The Art

Menurut (Ghadami et al., 2016) permodelan injeksi kimia ASP dari *coreflood* ke skala lapangan. Permodelan *coreflood* lakukan untuk mewakili perilaku aliran fluida dengan melakukan history matching uji *coreflood* dari data

lab dengan simulasi sebagai evaluasi desain injeksi kimia sehingga dapat diterapkan pada lapangan.

Menurut (Moreno Ortiz et al., 2019) simulasi *coreflood* yang bertujuan untuk memvisualisasikan *coreflood* dalam bentuk 3D sehingga dapat melakukan analisis fluida pada skala pori yang memungkinkan untuk dilakukan skala lapangan.

Menurut (Tobing, 2018) pola sumur produksi injeksi memberikan suatu metode pendekatan untuk mendapatkan optimalisasi konsentrasi komposisi komponen kimia dalam larutan dari sumur *injector* dan penentuan volume slug SP untuk mendapatkan hasil perolehan produksi minyak.

Menurut (Rantan et al., 2020) lapangan ini memiliki jumlah OOIP yang besar dan belum memiliki sejarah produksi untuk itu dilakukan pengembangan dengan menambahkan sumur injeksi maupun produksi dengan beberapa *scenario* pola sumur untuk dilihat *scenario* paling optimum untuk diterapkan pada lapangan.

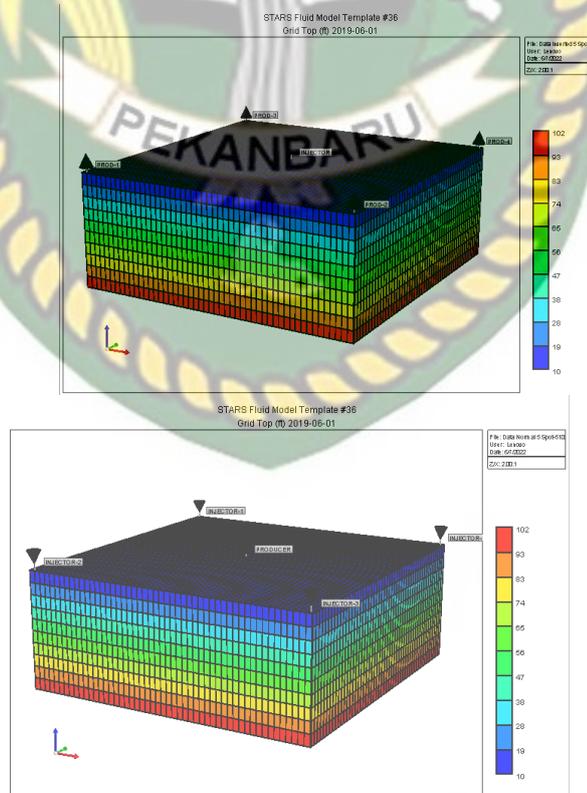


BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

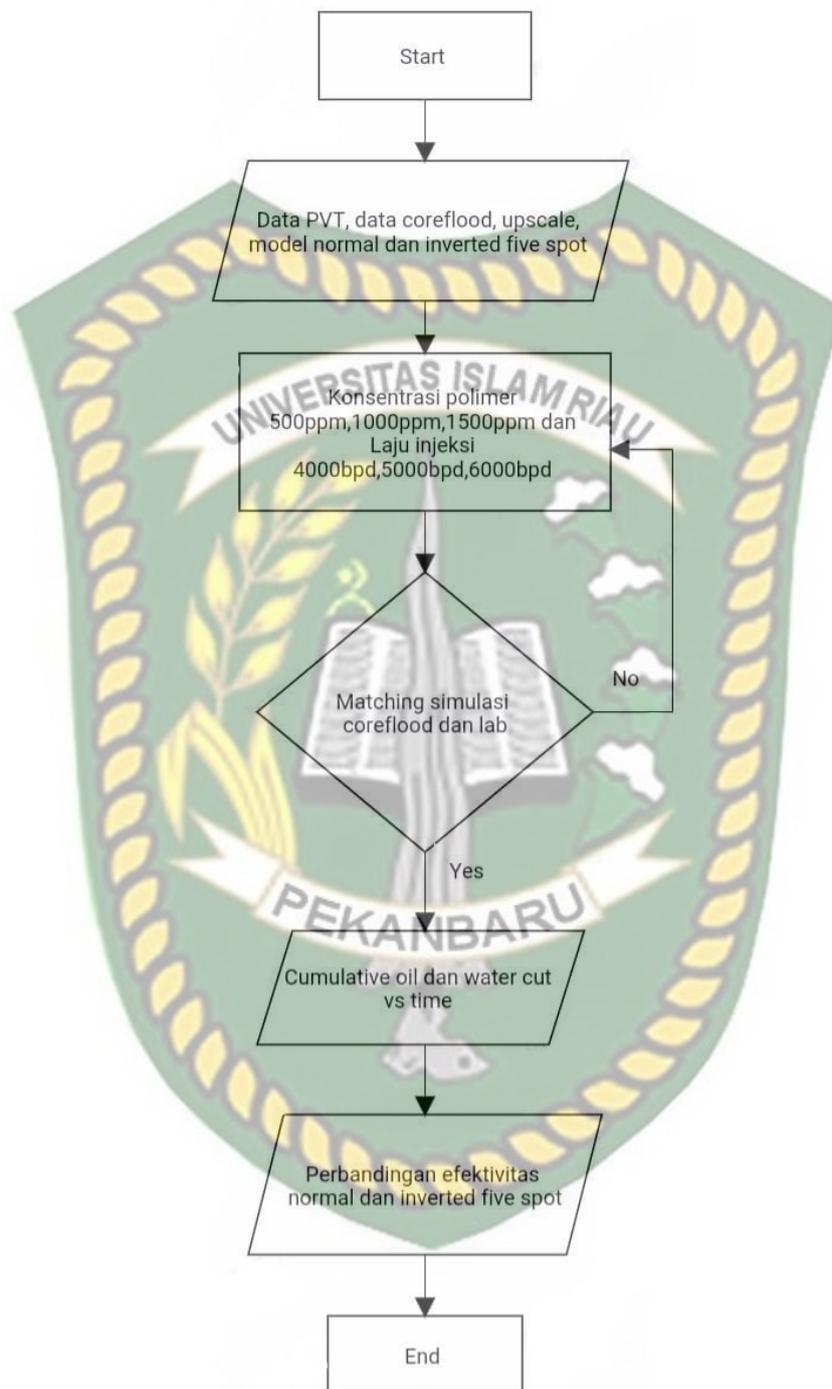
3.1 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian ini melakukan perbandingan scenario *normal* dan *inverted five spot* injeksi polimer menggunakan software CMG-STAR. Model simulasi dilakukan berdasarkan pengujian *coreflood* injeksi polimer di laboratorium terhadap model lapangan. Parameter yang diperhatikan dalam penelitian ini adalah konsentrasi polimer 500ppm, 1000ppm, 1500ppm dan laju injeksi 4000bpd, 5000bpd, 6000bpd. Pengujian simulasi *coreflood* sebelumnya sudah dilakukan oleh (Bhojwani et al., 2020) dimensi grid 50x1x1 dengan membuat komposisi hidrokarbon dalam bentuk simulasi menggunakan CMG Winprop dapat dilihat pada Tabel 3.1 Dilanjutkan upscale dengan perbesaran model reservoir dari *core* dengan dimensi 51x51x10 grid. Adapun ilustrasi model yang peneliti simulasikan dapat dilihat pada gambar berikut ini.



Gambar 3. 1 Model reservoir *normal* dan *inverted five spot* (CMG)

3.2 Alur Penelitian (*Flow Chart*)



Gambar 3. 2 Diagram Alir Penelitian

3.3 Data-data Yang Dibutuhkan

Persiapan data laboratorium injeksi polimer yang akan dimodelkan pada model numerik dari sifat maupun kemampuan dari polimer yang akan diinjeksikan berdasarkan dari analisa *crude oil* pada lapangan AFL. Hasil pengujian *Crude Oil* sumur AFL dapat dilihat pada table 3.1 dan hasil analisis komposisi hidrokarbon pada table 3.2

Tabel 3. 1 Data Minyak Sumur

Karakteristik Minyak	Satuan	Hasil Crude Oil AFL	Metode
Density at 70°C	g/cm ³	0.8792	ASTM D. 5002
°API Gravity	-	27.5588	ASTM D. 5002
Kin. Viscosity at 70°C	cSt	6.9884	ASTM D. 445
Pour Point	°C	45	ASTM S. 5853
Asphaltene	% wt	0.374	IP. 143
Wax Content	% wt	-	IFP-Alk.Eter
Total Acid Number	mg KOH/g	0.0156	ASTM D. 664
Saturated	% wt	52.20	Kromatografi Kolom
Aromatic	% wt	16.04	Kromatografi Kolom

Tabel 3. 2 Data Komposisi Hidrokarbon

Komponen		Mol Fraksi	Komponen		Mol Fraksi
Methane	CH ₄	0	Eicosanes	C ₂₀ H ₄₂	0.021918
Ethane	C ₂ H ₆	0	Heneicosanes	C ₂₁ H ₄₄	0.022445
Propane	C ₃ H ₈	0	Docosanes	C ₂₂ H ₄₆	0.022523
i-butane	C ₄ H ₁₀	0	Tricosanes	C ₂₃ H ₄₈	0.022182
n-butane	C ₄ H ₁₀	0	Tetracosanes	C ₂₄ H ₅₀	0.020324
i-pentane	C ₅ H ₁₂	0.000165	Pentacosanes	C ₂₅ H ₅₂	0.02035
n-pentane	C ₅ H ₁₂	0.000288	Hexacosanes	C ₂₆ H ₅₄	0.01821

Hexanes	C ₆ H ₁₄	0.001828	Heptacosanes	C ₂₇ H ₅₆	0.018226
Heptanes	C ₇ H ₁₆	0.004629	Octacosanes	C ₂₈ H ₅₈	0.015808
Octanes	C ₈ H ₁₈	0.03191	Nonacosanes	C ₂₉ H ₆₀	0.014808
Nonanes	C ₉ H ₂₀	0.067641	Triacontanes	C ₃₀ H ₆₂	0.012017
Decanes	C ₁₀ H ₂₂	0.10187	Heneitriacontanes	C ₃₁ H ₆₄	0.009595
Undecanes	C ₁₁ H ₂₄	0.093944	Dotriacontanes	C ₃₂ H ₆₆	0.005874
Dodecanes	C ₁₂ H ₂₆	0.093944	Tritriacontanes	C ₃₃ H ₆₈	0.003851
Tridecanes	C ₁₃ H ₂₈	0.07987	Tetracontanes	C ₃₄ H ₇₀	0.002364
Tetradecanes	C ₁₄ H ₃₀	0.094068	Pentatriacontanes	C ₃₅ H ₇₂	0.001807
Pentadecanes	C ₁₅ H ₃₂	0.069027	Hexatriacontanes	C ₃₆ H ₇₄	0.000746
Hexadecanes	C ₁₆ H ₃₄	0.04132	Heptatriacontanes	C ₃₇ H ₇₆	0.000446
Heptadecanes	C ₁₇ H ₃₆	0.036288	Octatriacontanes	C ₃₈ H ₇₈	0
Octadecanes	C ₁₈ H ₃₈	0.041951	Nonatriacontanes	C ₃₉ H ₈₀	0
Nonadecanes	C ₁₉ H ₄₀	0.0282	Tetracontanes	C ₄₀ H ₈₂	0
Total					1.000

Sumur AFL merupakan sumur yang memiliki jenis reservoir mengandung minyak ringan, ditandai dengan memiliki nilai densitas minyak 27.5588 °API Gravity dan viskositas minyak sebesar 6.9884. berikut merupakan data reservoir properties yang digunakan ditunjuk pada table 3.3

Tabel 3. 3 Reservoir Properties

Property	Value
Temperature (°C)	70
Rock Density (gm/cm ³)	2.64
Reservoir Pressure (psi)	100
Permeability(mD)	1891.8 mD
Porosity(fraction)	0.263883
Water Saturation(fraction)	0.464

Model pada studi ini menggunakan Cartesian grid table 3.4 menunjukkan model *properties* yang digunakan dalam permodelan ini.

Tabel 3. 4 Model Properties

Property	Value
Number grid pada arah XYZ	51*51*10
Total block	26010
Grid thickness(ft)	10.174
Layer	10

3.4 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “Lemigas” dengan menggunakan data sekunder, yaitu data dari laboratorim EOR, buku, jurnal dan referensi lainnya yang berhubungan dengan penelitian ini dan dilakukankan juga pada lab simulasi Teknik Perminyakan UIR.

Tabel 3. 5 Waktu Penelitian

Tahap Penelitian	Minggu Ke-											
	Mei 2022				Juni 2022				Juli 2022			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Persiapan Data												
Input Data												
History Matching <i>Coreflood</i> dan Lab												
Model inverted dan <i>normal five spot</i>												
Penelitian Laporan												

BAB IV

PEMBAHASAN

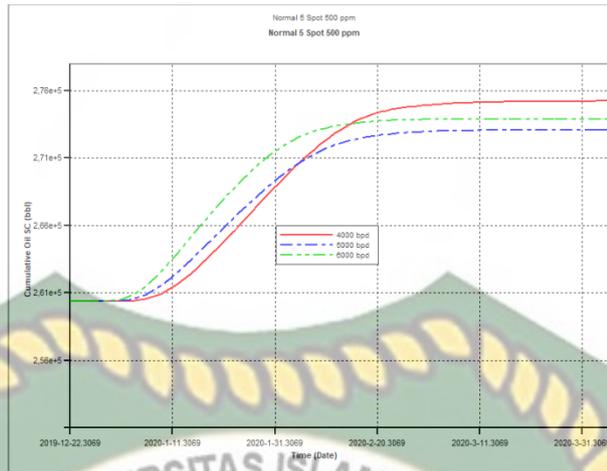
Perencanaan pengembangan lapangan perlu melakukan studi menyeluruh untuk mengetahui kinerja reservoir dalam mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir hingga kepermukaan. Untuk itu perlu dilakukan simulasi agar dapat melihat kinerja reservoir secara dinamis (Rita, 2012).

Penentuan pola sumur injeksi dan produksi yang sesuai dipengaruhi dari karakteristik reservoir dan keekonomisannya. Metode yang digunakan dalam merancang pola sumur yaitu dengan simulasi reservoir. Sehingga dapat dilihat perbandingan dan efisien antara pola sumur yang digunakan dalam perolehan minyak dilihat dari perolehan kumulatif minyak dan *water cut*. Pemilihan pola sumur injeksi dan produksi penting dilakukan agar fluida yang diinjeksikan ke sumur produksi tidak hilang dan tepat sasaran (Mayssara A. Abo Hassanin Supervised, 2014).

Pada bab ini menjelaskan tentang hasil *output* perbandingan antara hasil simulasi injeksi polimer model *normal* dan *inverted five spot* pada lapangan AFL dengan melihat hasil dari kumulatif minyak dan *water cut* yang diperoleh. Dari kedua *scenario* ini akan di ditentukan skenario terbaik berdasarkan dari perubahan kumulatif minyak dan *water cut* yang dapat diaplikasikan dilapangan menggunakan software CMG (*Computer Modelling Group*).

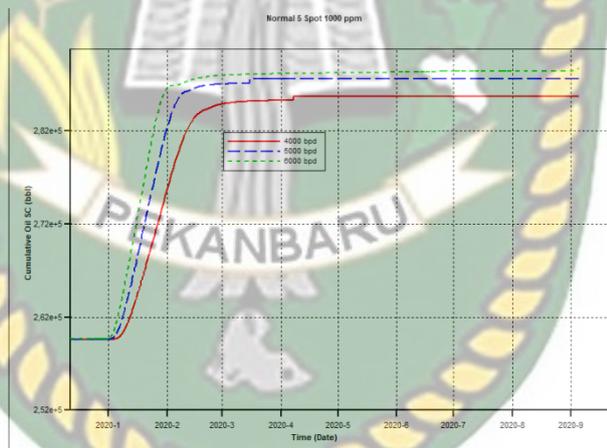
4.1 Hasil Simulasi Model *Normal five spot*

Hasil *output* kumulatif minyak dan *water cut* dari *scenario* uji konsentrasi polimer pada simulasi model *normal five spot* dimana terdapat 1 sumur produksi dengan 4 sumur injeksi disekitarnya pada konsentrasi 500ppm, 1000ppm dan 1500ppm dengan laju injeksi 4000bpd, 5000bpd dan 6000bpd.



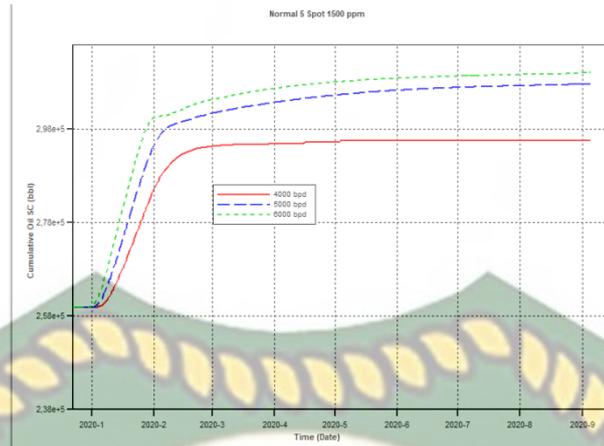
Gambar 4. 1 **Konsentrasi 500ppm**

Gambar 4.1 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 500ppm dengan laju injeksi 4000 bpd,5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 2 **Konsentrasi 1000ppm**

Gambar 4.2 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 1000ppm dengan laju injeksi 4000 bpd,5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 3 Konsentrasi 1500ppm

Gambar 4.3 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 1500ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.

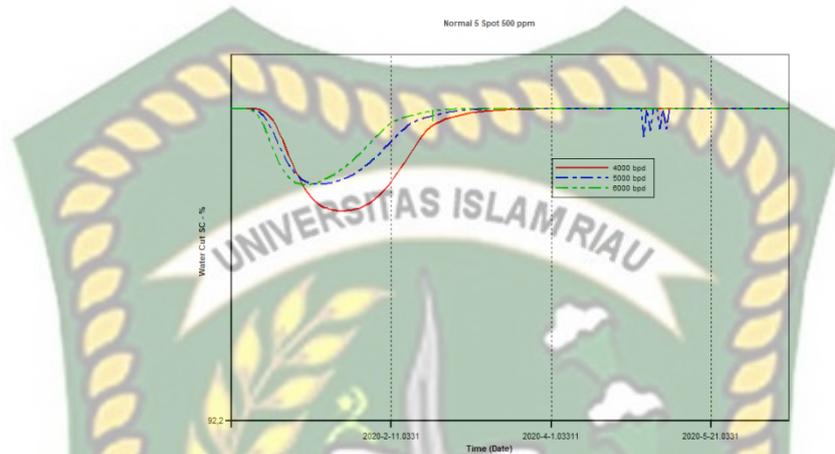
Tabel 4. 1 Kumulatif Minyak *Normal five spot*

Konsentrasi (ppm)	Laju Injeksi (bpd)	Kumulatif Minyak (bbl)
500	4000	274777
	5000	273076
	6000	273425
1000	4000	285976
	5000	287892
	6000	288962
1500	4000	295669
	5000	307669
	6000	310241

Dari kurva antara kumulatif minyak terhadap waktu dengan konsentrasi polimer yang berbeda-beda dapat dilihat bahwa pada awal grafik tidak terdapat perbedaan antara masing-masing konsentrasi karena pada awal injeksi masih menggunakan air sebagai media pendorong minyak dari reservoir, lalu setelah injeksi air sudah tidak mampu untuk mendorong minyak maka diinjeksikan larutan polimer pada berbagai konsentrasi 500 ppm, 1000ppm, 1500ppm, tetapi dengan laju injeksi yang berbeda yaitu 4000bpd, 5000bpd, 6000bpd. Dari kurva dapat dilihat bahwa pada laju injeksi 5000 bpd dan 6000 bpd terjadi puncak peningkatan minyak dibandingkan dengan laju injeksi 4000 bpd. Hal tersebut

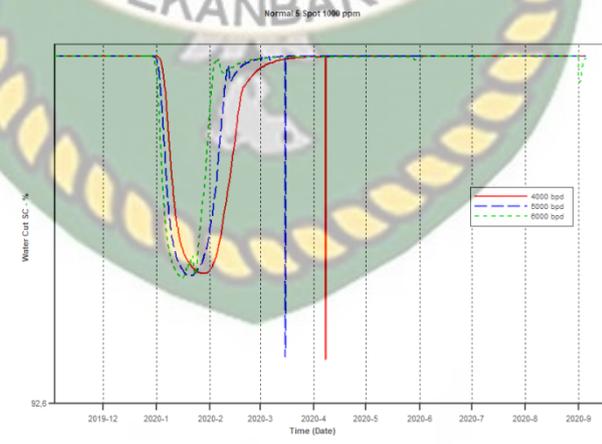
dapat terjadi karena konsentrasi polimer yang digunakan besar seperti pada konsentrasi 1500 ppm.

Selanjutnya dilihat juga penurunan kurva *water cut* terhadap waktu dengan dilakukan uji konsentrasi 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm.



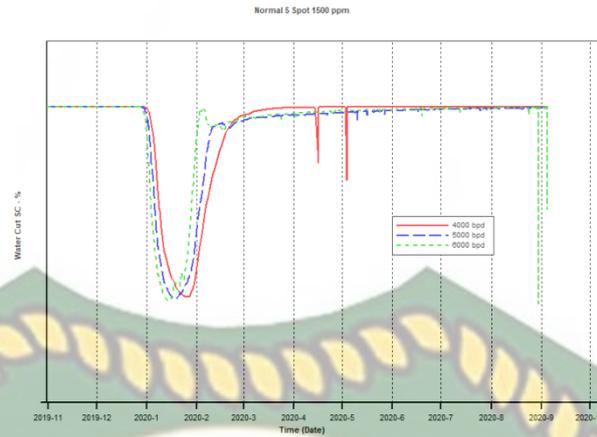
Gambar 4. 4 Water Cut Konsentrasi 500ppm

Pada gambar 4.4 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 500 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 5 Water Cut Konsentrasi 1000ppm

Pada gambar 4.5 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 1000 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 6 Water Cut Konsentrasi 1500ppm

Pada gambar 4.6 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 1500 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.

Kurva antara *water cut vs time* didapatkan hasil yaitu, pada konsentrasi 500 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd terjadi penurunan *water cut* saat dilakukan injeksi polimer sehingga polimer yang terlarut dalam air injeksi akan mengentalkan air, mengurangi mobilitas air dan mencegah air menerobos minyak, hal ini akan meningkatkan efisiensi penyapuan vertikal dan penyapuan horizontal. Efisiensi penyapuan juga dipengaruhi oleh perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Injeksi polimer dapat memperbaiki perbandingan mobilitas antara air dengan minyak, yaitu dengan menaikkan viskositas air sehingga perbandingan mobilitas antara air-minyak dapat turun dan akhirnya akan dapat menaikkan efisiensi penyapuan (Tarek Ahmed, 2001).

Dari kurva dapat dilihat terdapat penurunan tajam untuk sesaat diakhir injeksi itu dapat terjadi akibat dari ada efek *plugging* yaitu, tersumbatnya larutan polimer pada pori-pori batuan dan keluar pada akhir injeksi air yang mendorong larutan polimer tersebut, hal itu dapat terjadi juga akibat dilakukan injeksi dengan laju yang tinggi sehingga terjadi *fingering* (Musnal, 2013).

Efek *plugging* ini biasanya juga disebabkan oleh bakteri. pada penelitian ini menggunakan polimer jenis *Polysacharide*, dimana jenis polimer yang telah terlarut ini akan digunakan untuk mengontrol mobilitas (*mobility control agent*), maka polimer tersebut harus dijaga dari serangan bakteri, yaitu dengan memakai

biocedes dan oxygen scavengers secara tepat. Kebanyakan bakteri aerobik yang menyerang xanthan gum adalah dari jenis pseudomand, dimana mikroba ini selain menurunkan kualitas polimer juga memproduksi sel-sel dengan diameter 1 micron dan panjang 4 micron. Sel-sel ini lebih besar dari polimer dan dapat menyumbat formasi (formation plugging) pada sumur injeksi (James J. Sheng, 2011).

Maka dari itu, kurva diatas pada konsentrasi 1000 ppm dan 1500 ppm dengan laju injeksi yang besar 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd terlihat jelas penurunan di akhir injeksi.

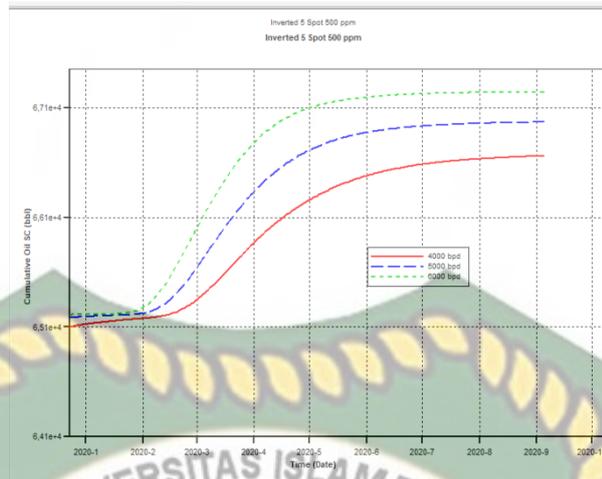
Untuk melihat perbandingan nilai *water cut* dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4. 2 Hasil Skenario pada Water Cut

Konsentrasi (ppm)	Laju Injeksi (bpd)	Water Cut (%)
500	4000	97,46
	5000	98,11
	6000	98,13
1000	4000	95,35
	5000	95,3
	6000	95,25
1500	4000	92,94
	5000	92,87
	6000	92,78

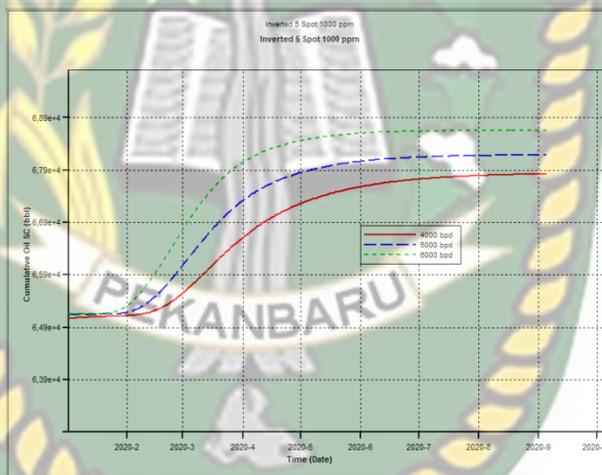
4.2 Hasil Simulasi Model Inverted Five Spot

Hasil *output* kumulatif minyak dari *scenario* uji konsentrasi polimer pada simulasi model *inverted five spot* dimana terdapat 1 sumur injeksi dengan 4 sumur produksi disekitarnya pada konsentrasi 500ppm, 1000ppm dan 1500ppm dengan laju injeksi 4000bpd, 5000bpd dan 6000bpd.



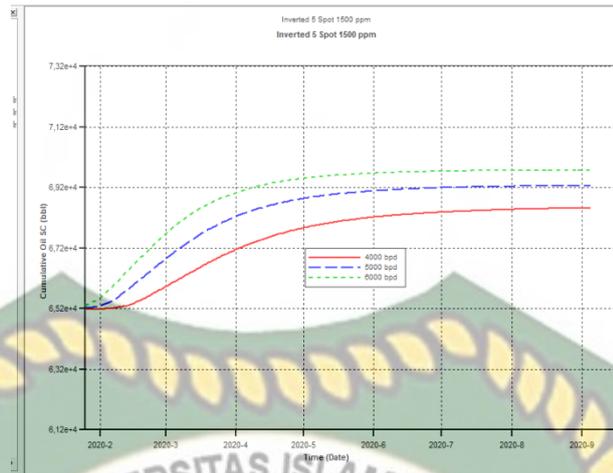
Gambar 4. 7 Kumulatif Minyak Konsentrasi 500ppm

Gambar 4.7 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 500ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 8 Kumulatif Minyak 1000ppm

Gambar 4.8 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 500ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 9 Kumulatif Minyak Konsentrasi 1500ppm

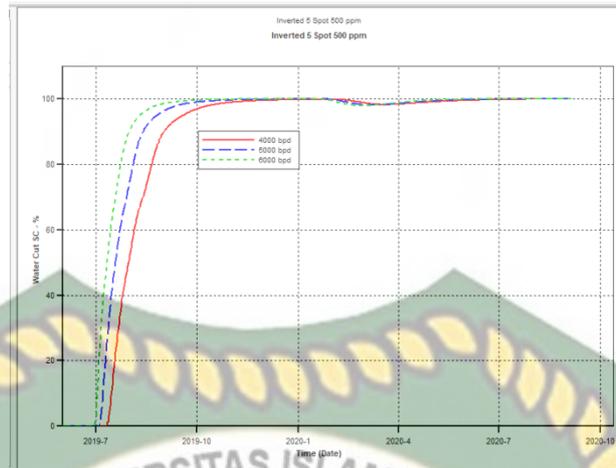
Gambar 4.9 memperlihatkan kenaikan produksi minyak pada konsentrasi 500ppm dengan laju injeksi 4000 bpd,5000 bpd dan 6000 bpd.

Tabel 4. 3 Kumulatif Minyak Inverted Five Spot

Konsentrasi (ppm)	Laju Injeksi (bpd)	Kumulatif Minyak (bbl)
500	4000	66650,8
	5000	66960,4
	6000	67235,3
1000	4000	67877,5
	5000	68239,7
	6000	68710,3
1500	4000	68515,5
	5000	68515,5
	6000	69757,4

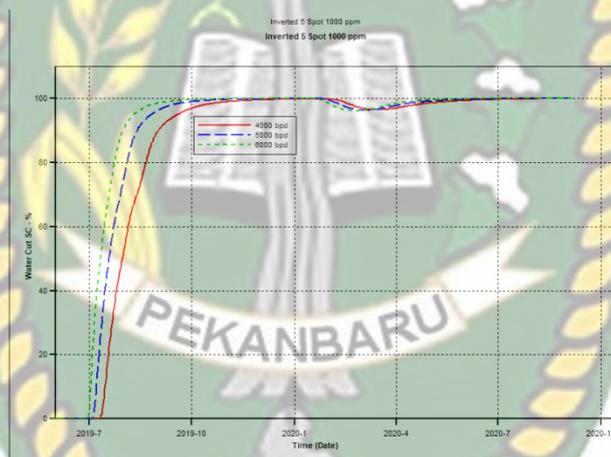
Pengaruh rate injeksi dari *inverted five spot* menghasilkan kenaikan dan penurunan terhadap kumulatif minyak (Sun et al., 2020), dimana kumulatif minyak tertinggi didapat pada laju injeksi 6000bpd dengan konsentrasi 1500ppm. Semakin tinggi konsentrasi polimer maka viskositas larutan juga akan tinggi (Nababan et al., 2009)

Selanjutnya dilihat juga penurunan kurva *water cut* terhadap waktu dengan dilakukan uji konsentrasi 500 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm.



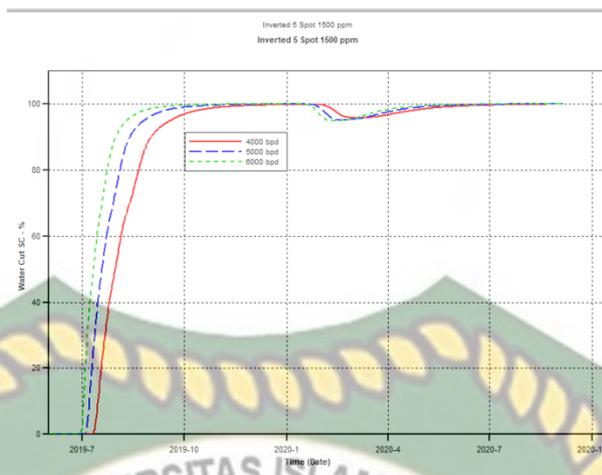
Gambar 4.10 Water Cut pada Konsentrasi 500ppm

Pada gambar 4.10 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 500 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4.11 Water Cut pada Konsentrasi 1000ppm

Pada gambar 4.11 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 1000 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.



Gambar 4. 12 Water Cut pada Konsentrasi 1500ppm

Pada gambar 4.12 dengan jelas penurunan *water cut* pada konsentrasi 1500 ppm dengan laju injeksi 4000 bpd, 5000 bpd dan 6000 bpd.

Tabel 4. 4 *Water Cut* pada *Inverted Five Spot*

Konsentrasi (ppm)	Laju Injeksi (bpd)	<i>Water Cut</i> (%)
500	4000	98,2
	5000	98,02
	6000	97,88
1000	4000	96,38
	5000	96,24
	6000	96,05
1500	4000	95,81
	5000	95,039
	6000	95,039

Dari kurva antara *water cut vs time* dapat didapatkan hasil yaitu, pada konsentrasi 500 ppm , 1000 ppm dan 1500 ppm terjadi penurunan *water cut* yang drastis saat dilakukan injeksi polimer lalu di dorong dengan injeksi air. Dari kurva dapat dilihat semakin tinggi konsentrasi polimer yang digunakan terjadi penurunan *water cut* yang besar tetapi diikuti dengan kenaikan drastis juga saat sudah habis efek penurunan *water cut* karena diikuti dengan laju injeksi yang tinggi pada beberapa skenario.

Kemudian, hasil dari injeksi polimer menunjukkan hasil yang cukup signifikan dimana laju produksi minyak yang diperoleh menjadi lebih besar. Hal

ini menunjukkan bahwa penambahan injeksi polimer dengan konsentrasi tertentu akan menaikkan viskositas polimer yang dalam hal ini bertindak sebagai fluida pendesak sehingga akan menurunkan perbandingan mobilitas antara fluida pendesak dan fluida yang didesak.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi yang diperoleh dari nilai maksimum *cummulative oil* pada model *inverted 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd adalah 69757,4 bbl dan nilai minimum *water cut* pada model *inverted 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd adalah 94,81 %. Sedangkan nilai maksimum *cummulative oil* pada model *normal 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd, yaitu 310241bbl dan nilai minimum *water cut* pada model *normal 5 spot* dengan konsentrasi 1500 ppm dan laju injeksi 6000 bpd, yaitu 92.78 %. 5. Dari penelitian dapat dilihat semakin tinggi konsentrasi polimer digunakan maka terjadi kenaikan *cummulative oil* yang tinggi dan diikuti dengan penurunan *water cut* yang tinggi.

5.2 Saran

Adapun saran yang didapat pada penelitian selanjutnya adalah pada penambahan surfaktan pada simulasi *coreflood*, model *inverted five spot* dan model *normal five spot*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2017). Chemical enhanced oil recovery (EOR) activities in Indonesia: How it's future. *AIP Conference Proceedings*, 1840.
- Al-Shakry, B., Shiran, B. S., Skauge, T., & Skauge, A. (2018). Enhanced oil recovery by polymer flooding: Optimizing polymer injectivity. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018*.
- Azhari, M. T., & Djumantara, M. (2018). Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan Recovery Factor Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir. *Petro*, 5(1), 2–7.
- Bhojwani, D. S., Prakoso, S., & Pramadika, H. (2020). Menggunakan Simulasi Model Inverted 5 Spot Pada Lapangan DS. *Petro Scientific Journal*.
- Cenk, T., Dike, P., Henny, A., & Raul, M. (2017). Economic comparison of hydrocarbon recovery under injection of different polymers. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*.
- Darmawan, J. K., & Kasmungin, S. (2020). Studi Simulasi Reservoir Untuk Menentukan Lapangan X. *IX(3). Jurnal Petro 2020*
- Dicgorry, N., & M. Taufik Fathaddin, S. H. (2015). Luas Total Pola Area Yang Terinvasi Oleh Air Injeksi. *Seminar Nasional Cendekiawan, ISSN: 2460-8696*, 324–334.
- Ghadami, N., Zakaria, N. A., Manap, A. A. A., & Wahid, M. I. (2016). Robust chemical EOR modelling from coreflood to full field scale in a Brown Field, Offshore. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2016*.
- Jatnika, M. Y., Irianto, T. S., Utama, H., & Muntoyo, B. (2007). Survei Microgravity untuk Monitoring Pengaruh Injeksi dan Produksi Sumur di

Lapangan Sago-Lirik Riau. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*.

Lake, L. W., Russell, J., & Rossen, B. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*, 479.

Mayssara A. Abo Hassanin Supervised, A. (2014). Pengaruh Penentuan Pilot Design Terhadap Efisiensi Penyapuan Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan Aa Lapisan M-31. *Paper Knowledge . Toward a Media History of Documents*, 158–167.

Moreno Ortiz, J. E., Gossuin, J., Liu, Y., Klemin, D., Gurpinar, O., & Herrera, T. G. (2019). Improved upscaling of EOR systems for realistic reservoir modeling with the aid of multi-scale verification. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Septe*.

Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1–7.

Nababan, J. M., Drilling, I., Air, I., Polimer, I., & Recovery, I. (2009). *Penggunaan Simulasi Reservoir Untuk Mengoptimalkan Faktor Perolehan Minyak Pada Formasi Lower Sihapas , Lapangan X. 1–15. Intitut Teknologi Bandung 2009*

Pandey, A., Suresh Kumar, M., Beliveau, D., & Corbishley, D. W. (2008). Chemical flood simulation of laboratory corefloods for the mangala field: Generating parameters for field-scale simulation. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2, 540–550.

Qu, Y. (1963). SP Novel Method for Characterizing Single-phase Polymer Flooding. *Society of Petroleum Engineers*.

Rai, S. K., Bera, A., & Mandal, A. (2015). Modeling of surfactant and surfactant–polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1).

Ramirez, A., Quevedo, L., Vasquez, E., Ulacio, I., & Rojas, G. (2020). Mobility

changes evaluation of a polymer solution at reservoir conditions, polymer flood pilot test performed in an extra heavy oil reservoir. Orinoco oil belt, Venezuela. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2020-Augus.

- Rantan, R., Djumantara, M., & Samsol, S. (2020). Pemilihan Pola Injeksi Air Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk Optimasi Produksi Lapangan 'R.' *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 81.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 22–36.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(2), 116–126.
- Stoll, W. M., Al Shureqi, H., Finol, J., Al-Harthy, S. A. A., Oyemade, S., De Kruijf, A., Van Wunnik, J., Arkesteijn, F., Bouwmeester, R., & Faber, M. J. (2011). Alkaline/surfactant/polymer flood: From the laboratory to the field. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14(6), 702–712.
- Sun, K., Liu, H., Wang, Y., Wang, Y., Ge, L., Gao, J., & Du, W. (2020). Novel Method for Inverted Five-Spot Reservoir Simulation at High Water-Cut Stage Based on Time-Varying Relative Permeability Curves. *ACS Omega*, 5(22), 13312–13323.
- Tobing, E. M. L. (2018). Test Sensitivity Surfaktan-Polimer Concentration and Volume of Slug on Oil Recovery Through Simulation Model Production Injection Well Pattern EOR. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 52(1), 1–13.