

ANALISIS PENERAPAN *STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE* (SAGD) PADA BERBAGAI JENIS NILAI API MINYAK BERAT DENGAN TEMPERATUR INJEKSI YANG BERVARIASI

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

SUCI RAMADHANI

NPM 143210315



Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Suci Ramadhani
NPM : 143210315
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Penerapan *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) Pada Berbagai Jenis Nilai API Minyak Berat Dengan Temperatur Injeksi Yang Bervariasi

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 : Hj. Fitrianti, ST., MT (.....)

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

Penguji I : Fiki Hidayat, ST., M.Eng (.....)

Penguji II : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 5 Desember 2019

Disahkan Oleh:

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

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

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


Dr. ENG. MUSLIM, MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

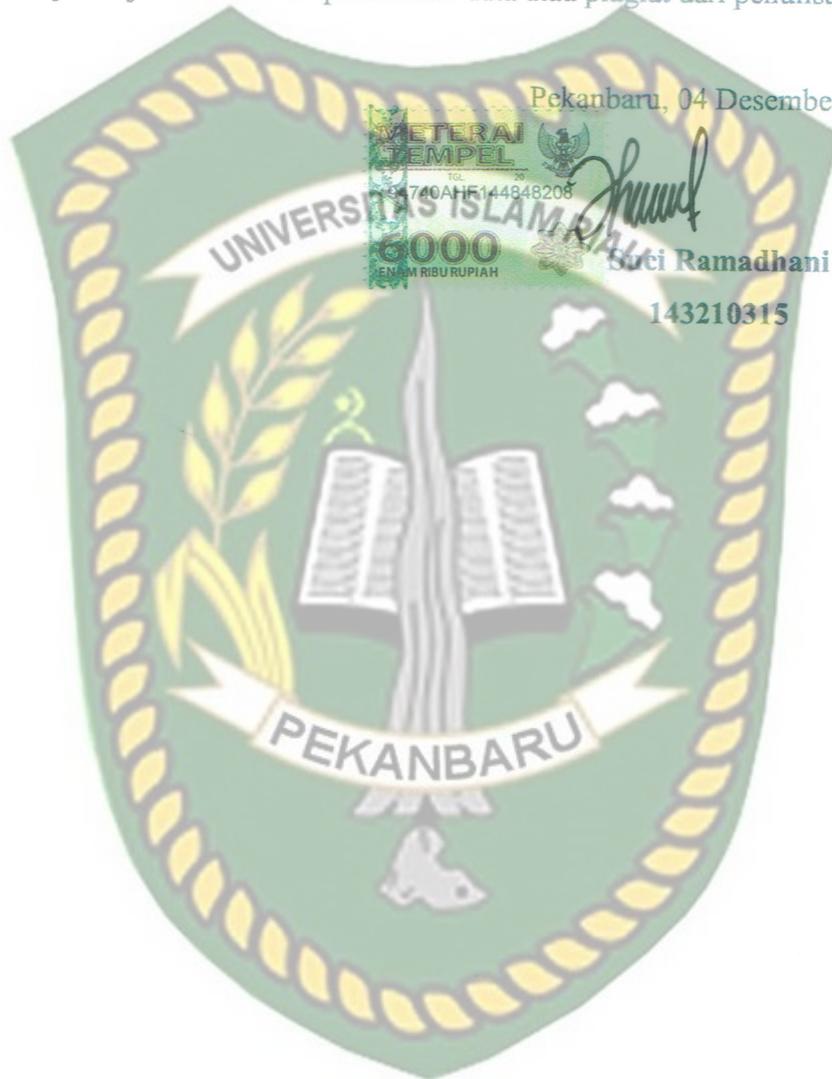
Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot gelar dan ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulisan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

Pekanbaru, 04 Desember 2019



Suci Ramadhani

143210315



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SubhannawaTa'ala 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 terimakasih kepada :

1. Ibu Hj. Fitrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing I dan Ibu Novia Rita, ST., MT selaku dosen pembimbing II, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng Muslim selaku Ketua Prodi dan Ibu Novrianti, ST., MT selaku 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. Dr. Mursyidah, M.Sc selaku Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
4. Orang tua Edi Irwan S.Pd dan Yulismawati, serta kakak Yola Oktria Amd. dan adik Dara Muslimah atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
5. Senior Perminyakan bang Lazuhardhy Vozika F S.T, bang Aznil Arif Rahman Amd. yang menuju S.T, dan bang Satria Samudra Putra Amd. Yang menuju S.T. Terimakasih atas dukungan dan bantuan yang telah diberikan sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Desni Maisyah Putri S.T, Raja Maulidya A S.T, Sri Rahmayani S.T, Suci Zafirah Zulti S.T selaku teman terbaik yang telah membantu dan memberi dukungan kepada saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
7. Febriyanto dan Tien Novita Azhar selaku sahabat yang memberikan semangat dan dukungan. Arif Rahmadani selaku *support system*, dimana telah memberikan saya semangat, dukungan, dan nasihat yang membangun.

Semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan kepada semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Desember 2019



Suci Ramadhani



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 BATASAN MASALAH.....	2
1.4 METODE PENELITIAN.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>SPECIFIC GRAVITY</i> dan °API.....	4
2.2 <i>STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE</i> (SAGD).....	5
2.3 MEKANISME <i>STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE</i> (SAGD).....	7
2.4 KELEBIHAN DAN KEKURANGAN METODE SAGD	10
2.4.1 Kelebihan SAGD.....	10
2.4.2 Kekurangan SAGD	10
2.5 PARAMETER RESERVOIR SAGD	10
2.5.1 Porositas	10
2.5.2 Ketebalan Formasi.....	11
2.5.3 Saturasi Minyak.....	12
2.5.4 Viskositas	12
2.5.5 Konduktivitas <i>Thermal</i> Batuan	13
2.6 PARAMETER OPERASI SAGD.....	13
2.6.1 <i>Preheating Period</i>	13
2.6.2 Laju Injeksi <i>Steam</i>	13
2.6.3 Jarak Vertikal Sumur Injeksi dengan Sumur Produksi.....	14

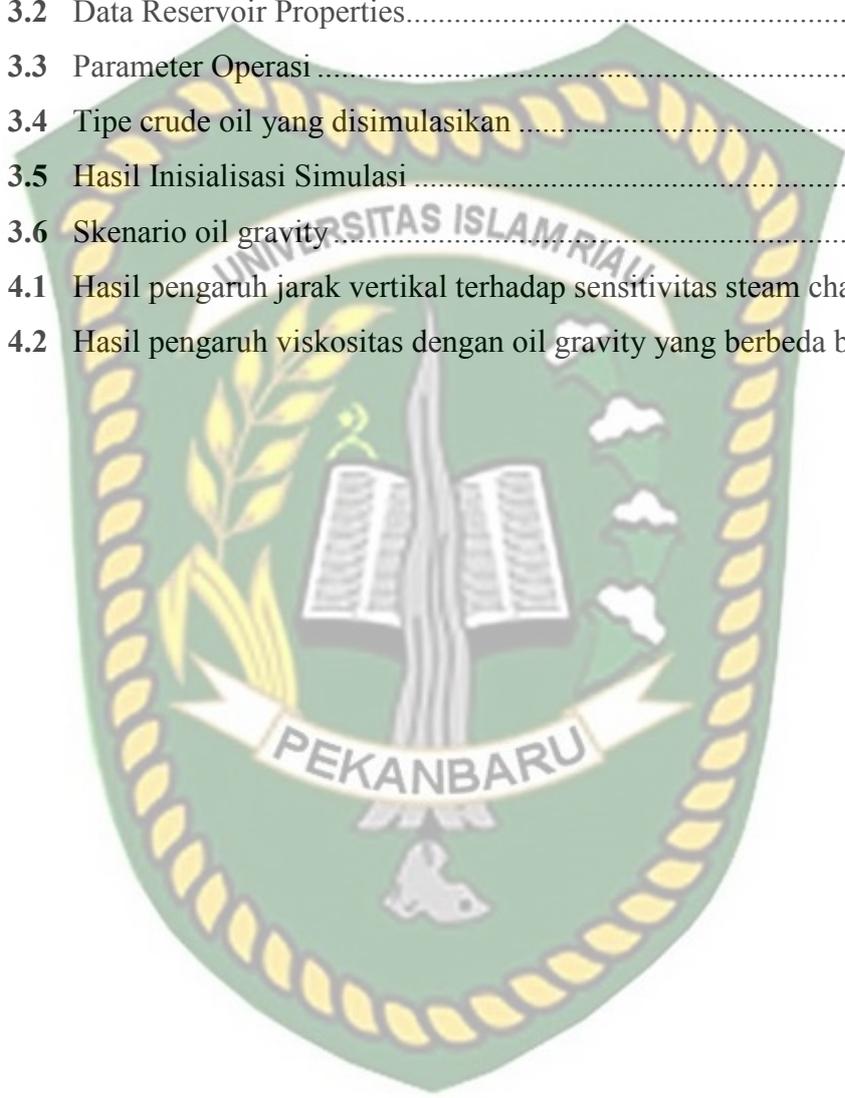
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 WAKTU DAN TEMPAT PELAKSANAAN PENELITIAN	15
3.2 ALUR PENELITIAN (<i>FLOWCHART</i>)	16
3.3 RESERVOIR <i>PROPERTIES</i>	17
3.4 <i>ROCK PROPERTIES</i>	18
3.5 FLUID <i>PROPERTIES</i>	18
3.5.1 Hubungan Temperatur dan Viskositas pada Masing – Masing Tipe <i>Crude Oil</i>	18
3.6 PEMBUATAN GRID.....	21
3.7 SKENARIO	22
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	23
4.1 <i>BASE CASE</i>	23
4.2 PENENTUAN JARAK VERTIKAL SUMUR BERDASARKAN PARAMETER <i>STEAM CHAMBER</i>	26
4.3 PENGARUH TEMPERATUR INJEKSI.....	32
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	41
5.1 KESIMPULAN.....	41
5.2 SARAN.....	42
DAFTAR PUSTAKA.....	43
LAMPIRAN.....	46

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Skema mekanisme proses SAGD.....	8
Gambar 2.2	<i>Steam assisted gravity drainage (SAGD) schematic</i>	9
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	16
Gambar 3.2	Grafik hubungan kr vs sw	18
Gambar 3.3	Temperatur vs Viskositas (McMurray).....	19
Gambar 3.4	Temperatur vs Viskositas (Hamaca)	19
Gambar 3.5	Temperatur vs Viskositas (San Ardo)	20
Gambar 3.6	Temperatur vs Viskositas (SPE Comperative Case).....	20
Gambar 4.1	Grafik oil production rate dan cumulative oil production pada kondisi base case untuk tipe crude oil McMurray	23
Gambar 4.2	Grafik oil production rate dan cumulative oil production pada kondisi base case untuk tipe crude oil Hamaca.....	24
Gambar 4.3	Grafik oil production rate dan cumulative oil production pada kondisi base case untuk tipe crude oil San Ardo.....	25
Gambar 4.4	Grafik oil production rate dan cumulative oil production pada kondisi base case untuk tipe crude oil SPE Comperative Case ..	26

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Klasifikasi beberapa jenis minyak bumi	5
Tabel 2.2	Screening Criteria Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD).....	7
Tabel 3.1	Jadwal Penelitian.....	15
Tabel 3.2	Data Reservoir Properties.....	17
Tabel 3.3	Parameter Operasi	17
Tabel 3.4	Tipe crude oil yang disimulasikan	18
Tabel 3.5	Hasil Inisialisasi Simulasi	22
Tabel 3.6	Skenario oil gravity.....	22
Tabel 4.1	Hasil pengaruh jarak vertikal terhadap sensitivitas steam chamber...	31
Tabel 4.2	Hasil pengaruh viskositas dengan oil gravity yang berbeda beda.....	40



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
CSOR	<i>Cumulative Steam Oil Ratio</i>
CSS	<i>Cyclic Steam Stimulation</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>
SG	<i>Specific Gravity</i>
SOR	<i>Steam Oil Ratio</i>
START	<i>Thermal & Advanced Process Reservoir Simulator</i>



DAFTAR SIMBOL

Bbl	<i>Barel</i>
bbl/d	<i>Barel Per Day</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
D	<i>Depth</i>
°F	<i>Degree Fahrenheit</i>
Ft	<i>Feet</i>
Ft ³	<i>Feet Cubic</i>
mD	<i>Milli Darcy</i>
psi	<i>Pounds Per Square Inch</i>
Sw	<i>Water Saturation</i>
μ	<i>Viscosity</i>
ϕ	<i>Porosity</i>
h	<i>Thickness</i>



ANALISIS PENERAPAN *STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE* (SAGD) PADA BERBAGAI JENIS NILAI API MINYAK BERAT DENGAN TEMPERATUR INJEKSI YANG BERVARIASI

SUCI RAMADHANI
143210315

ABSTRAK

Salah satu metode yang digunakan untuk produksi minyak berat dengan viskositas di atas 1000 cp menggunakan *Steam assisted gravity drainage* (SAGD), dimana metode ini dilakukan dengan menginjeksikan *Steam* berkualitas tinggi ke zona sumur injeksi yang ada di atas sumur produksi. Metode SAGD biasanya dilakukan untuk sumur horizontal yang mengalami penurunan produksi. Selama proses injeksi, *steam chamber* akan terbentuk disekitar sumur injeksi dan saluran minyak berat yang dipanaskan ke arah sumur produksi. Parameter yang mempengaruhi kinerja dari sumur SAGD diantaranya nilai °API, temperatur injeksi, *steam chamber* dan jarak vertikal antar sumur injeksi dan produksi.

Di dalam penelitian ini akan dilakukan simulasi untuk melihat penerapan SAGD pada 4 jenis minyak dengan nilai °API, temperatur injeksi, dan *steam chamber* pada jarak vertikal antara sumur injeksi dan produksi yang berbeda-beda pada 4 Lapangan McMurray, San Ardo, Hamaca dan SPE Comperative Case, dimana ke 4 Lapangan ini merupakan Lapangan minyak berat yang sudah pernah di lakukan *steamflood*. Berdasarkan skenario yang dilakukan terhadap 4 nilai API (McMurray 7,77 API, Hamaca 9 API, San Ardo 12 API, dan SPE Comperative Case 14 API) dan temperatur injeksi (500 °F, 575 °F, dan 650 °F), dilihat skenario yang paling optimal dalam menurunkan viskositas minyak sehingga laju produksi dapat mengalami kenaikan. Adapun viskositas minyak sebelum dilakukan SAGD pada Lapangan McMurray 12645,7 cp, Hamaca 11000 cp, San Ardo 5100 cp, dan SPE Comperative Case 487 cp.

Dari hasil simulasi yang dilakukan pada lapangan (SPE Comperative) 14°API, jika lapangan tersebut tidak dilakukan injeksi SAGD total produksi yang didapat sebesar 2510,86 bbl sedangkan apabila dilakukan SAGD dengan temperatur injeksi 650°F total produksi yang didapat sebesar 323,855 bbl, sehingga dapat dikatakan penerapan SAGD pada lapangan ini berhasil. Pada *steam chamber*, jarak vertikal yang paling optimum pada lapangan SPE Comperative Case adalah 43,12 ft dengan total sebesar 537,323 ft³. Yang dimana semakin besar jarak vertikal sumur maka akan semakin besar nilai *steam chamber* yang diperoleh.

Kata Kunci: SAGD, Temperatur, Viskositas

ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD) IN VARIOUS TYPES OF HEAVY OIL VALUE WITH VARIATION INJECTION TEMPERATURES

SUCI RAMADHANI

143210315

ABSTRACT

A method that used for heavy oil production with viscosity above 1000 cp uses steam assisted gravity drainage (SAGD), where this method is done by injecting high quality steam into the injection well zone which is above the production well. The SAGD method is usually executed on horizontal wells that have decreased production. During the injection process, a steam chamber will be formed around the injection well and a heavy oil channel which is heated towards the production well. Some parameters that affect the performance of the SAGD include the °API value, injection temperature, steam chamber and vertical distance between injection and production well.

In this study, simulation will be conducted to see the implementation of SAGD to 4 types of oil with °API values, injection temperatures, and steam chambers at different vertical distances between injection and production wells in 4 fields that are McMurray, San Ardo, Hamaca, and SPE Comperative Case, where the 4 fields are heavy oil fields that had applied steamflood method. Based on scenarios performed on 4 °API values (McMurray 7,77 °API, Hamaca 9 °API, San Ardo 12 °API, and SPE Comperative Case 14 °API) and injection temperatures (500°F, 575°F, and 650°F), seen the most optimal scenarios in reducing oil viscosity so that the production rate can increase. The oil viscosity numbers before SAGD was conducted in McMurray Field is 12647,7 cp, in Hamaca is 11000 cp, in San Ardo is 5100 cp, and in SPE Comperative Case is 487 cp.

From the simulation results carried out in the field (SPE Comperative) 14°API, if the field is not carried out injection of SAGD the total production obtained is 2510.86 bbl while if done SAGD with injection temperature of 650°F the total production obtained is 323,855 bbl, so it can be said that the application of SAGD on this field was successful. In the steam chamber, the most optimum vertical distance in the SPE Comperative Case field is 43.12 ft with a total of 537,323 ft³. Which where the greater the vertical distance of the well, the greater the value of the steam chamber obtained.

Key words: SAGD, Temperature, Viscosity

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Saat ini kebutuhan minyak bumi mengalami peningkatan setiap tahun. Hal tersebut tidak sebanding dengan hasil produksi minyak bumi yang lama kelamaan semakin menurun. Selain itu, semakin banyak ditemukan cadangan minyak berat (*heavy oil*) yang merupakan bagian besar dari total cadangan minyak dunia. Sehingga dibutuhkan teknik khusus untuk memproduksi minyak berat tersebut. Teknik *thermal* dan metode *steam assisted gravity drainage* (SAGD) adalah metode yang paling banyak digunakan dalam reservoir yang mengandung minyak berat (Ashrafi, Souraki, Karimaie, & Torsaeter, 2011).

Klasifikasi *heavy oil*, *extra-heavy oil* dan bitumen berdasarkan pada API *gravity* dan viskositas. *Heavy oil* memiliki API *gravity* sekitar 10° dan 20° sedangkan untuk bitumen minyak ekstra berat >10°. Bitumen merupakan minyak mentah yang memiliki viskositas lebih besar dari 10.000 cp pada temperatur reservoir sedangkan *heavy oil* dan *extra-heavy oil* memiliki viskositas minyak kurang dari 10.000 cp (Temizel, Tuna, & Putra, 2016).

Banyak metode *recovery* telah dicoba selama beberapa dekade terakhir untuk meningkatkan produksi bitumen dan *heavy oil* sejak eksplorasi *oil sand*. Metode *thermal* seperti *steam flooding*, *cyclic steam stimulation* (CSS) dan *steam assisted gravity drainage* (SAGD) telah dikembangkan untuk mengurangi nilai viskositas yang tinggi dari *crude oil* dengan cara memanaskannya. Salah satu metode *recovery thermal* tersier yang paling sukses dan paling dikenal adalah proses SAGD, yang telah mengembalikan efisiensi produksi hingga 60% atau lebih di reservoir minyak berat Kanada (Sengel, 2013).

SAGD merupakan suatu proses *recovery oil* dengan menggunakan sistem *thermal*, dimana biasa dilakukan pada sumur horizontal. Sistem SAGD memiliki dua sumur yaitu sumur injeksi dan sumur produksi yang dimana sumur injeksi digunakan untuk menginjeksikan *steam* agar fluida yang ada di atas dapat turun ke

sumur produksi dengan baik (E Fedutenko, Yang, Card, Nghiem, & Modelling, 2012).

Proses *SAGD* merupakan alternatif yang menarik untuk mengekstraksi dan memulihkan pasir minyak dari bawah tanah. Proses *SAGD* telah digunakan dalam industri sejak pertengahan 1980-an dan dikenal menghasilkan tingkat pemulihan yang cukup tinggi serta lebih ramah lingkungan pada proses ekstraksi pasir minyak permukaan lainnya. Proses ini melibatkan sumur horizontal paralel yang dibor dalam formasi dan diberi jarak yang pendek secara vertikal (sekitar 4 hingga 6 meter). *Steam* diinjeksikan ke zona yang diinginkan oleh sumur injeksi, sedangkan sumur bagian bawah mengumpulkan fluida yang dihasilkan (minyak, kondensat dan air formasi) dan mengalirkannya ke permukaan bumi (Rashedi et al., 2018).

Pada penelitian ini, proses *SAGD* perlu mempertimbangkan beberapa parameter operasional untuk mencapai keberhasilan dari proses *SAGD* yang akan dilakukan, seperti temperatur injeksi, *API gravity*, dan *steam chamber*, sehingga dapat dilihat perubahan nilai viskositas dan peningkatan laju produksi minyak secara optimal. *SAGD* yang akan dianalisis pada 4 jenis *API Gravity* untuk masing-masing lapangan minyak McMurray, Hamaca, San Ardo, dan SPE Comperative case dengan membuat pemodelan reservoir menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Menganalisis pengaruh penerapan *SAGD* pada berbagai jenis minyak berat yang memiliki *API gravity* yang berbeda-beda.
2. Mengetahui penentuan jarak vertikal sumur berdasarkan parameter *steam chamber*.
3. Menentukan temperatur injeksi yang tepat untuk dilakukan *SAGD*

1.3 BATASAN MASALAH

Agar penelitian yang dilakukan lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang diharapkan, maka pada penelitian ini terdapat beberapa batasan yaitu:

1. Simulasi reservoir menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*)
2. Menggunakan 4 jenis *API gravity* dari Lapangan McMurray, Hamaca, San Ardo, dan SPE Comperative Case
3. Menggunakan reservoir dari data San Ardo dengan jumlah *grid* 45x24x8, dengan masing-masing *grid* berukuran I= 10,61 ft J= 10,61 ft K= 14,37 ft
4. Analisis sensitivitas parameter operasi dalam proses SAGD yaitu temperatur injeksi, *API gravity*, dan *cumulative steam oil ratio*
5. Model ini merupakan reservoir homogen dan tidak mempertimbangkan faktor ekonomi, *heat loss*, dan sejarah produksi.

1.4 METODE PENELITIAN

Dalam penyusunan tugas akhir ini, peneliti melakukan penelitian di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau. Penelitian ini dilakukan dengan membuat pemodelan menggunakan simulator *reservoir*, yaitu *software* CMG-STARS. Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang berasal dari beberapa paper, thesis, dan literatur yang berkaitan dengan topik ini.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah kita telah diberi kesempatan oleh Allah SWT untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeki-Nya telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. yang dimana telah diciptakannya langit dan bumi sebagai mana Allah SWT telah berfirman dalam QS. Saad ayat:27 yang artinya:”Dan kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada antara keduanya tanpa hikmah, yang demikian itu adalah anggapan orang-orang kafir maka celakalah orang-orang kafir itu,karena mereka akan masuk neraka”.

Dimana pada QS AL-Mulk ayat 15 menyatakan bahwa “Dia-lah yang menjadikan bumi untuk kalian yang mudah dijelajahi,maka jelajahilah disegala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezekinya-lah kamu (kembali setelah) dibangkitkan” dari beberapa ayat tersebut mengisyaratkan bahwasanya allah telah menciptakan langit dan bumi untuk kita manusia hidup dan pada ayat berikutnya yang dimana mengatakan bahwasanya Allah SWT telah 5menjadikan bumi ini mudah untuk dijelajahi agar manusia mampu untuk bekerja dan berusaha mendapatkan rezeki darinya

2.1 *SPECIFIC GRAVITY* dan °API

Specific gravity cairan hidrokarbon didefinisikan sebagai perbandingan antara densitas minyak dengan densitas air bila diukur pada tekanan dan temperatur yang sama (Ahmed, 2001)

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1)$$

Biasannya SG yang digunakan dalam pembicaraan tentang sifat fisik cairan adalah SG yang diukur pada temperatur 60 F dan tekanan atmosfer (14,7 psi). Selain itu di dalam industri perminyakan juga digunakan besaran SG yang lain, yaitu API *gravity*, dimana:

$$API = \left(\frac{141,5}{\gamma_o} \right) - 131,5 \quad (2)$$

Definisi minyak berat yang paling banyak digunakan didasarkan pada nilai API *gravity* yang diusulkan oleh *American Petroleum Institute*, yang

menggunakan skala API (indeks yang didasarkan pada densitas relative minyak) sebagai kriteria untuk klasifikasi minyak mentah. Klasifikasi minyak secara umum berkaitan dengan kemudahan minyak untuk mengalir dan berkaitan juga dengan sifat minyak seperti pada viskositasnya (Santos, Loh, Bannwart, & Trevisan, 2014). Dari minyak bumi dapat diprediksi jumlah fraksi ringan dan fraksi berat yang dapat diperoleh dari hasil distilasi minyak bumi tersebut. Minyak bumi bermassa jenis rendah mengandung banyak fraksi ringan, dan sebaliknya minyak bumi dengan masa jenis yang tinggi mengandung banyak fraksi berat (residu). Berdasarkan masa jenisnya, minyak bumi diklasifikasikan sebagai minyak bumi ringan, minyak bumi medium, minyak bumi berat, dan minyak bumi sangat berat. Dapat dilihat klasifikasi jenis minyak bumi pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Klasifikasi beberapa jenis minyak bumi

<i>Oil Class</i>	$^{\circ}$ API
<i>Light</i>	$^{\circ}$ API \leq 31
<i>Medium</i>	$22 \leq$ $^{\circ}$ API $<$ 31
<i>Heavy</i>	$10 \leq$ $^{\circ}$ API $<$ 22
<i>Extra-Heavy</i>	$^{\circ}$ API \leq 10

Sumber: Santos, Loh, Bannwart, & Trevisan, (2014)

2.2 STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD)

Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) adalah metode perolehan minyak yang disempurnakan secara *thermal* yang banyak digunakan untuk produksi minyak berat. SAGD pertama kali diuji pada tahun 1980 dan saat ini merupakan metodologi EOR yang layak secara komersial untuk meningkatkan produksi minyak berat ataupun bitumen. Operasi SAGD yang tipikal melibatkan sepasang sumur horizontal yang dipisahkan secara vertikal. *Steam* berkualitas tinggi diinjeksikan menggunakan sumur injeksi dan minyak diproduksi di sumur produksi. Selama proses injeksi, *steam chamber* terbentuk di sekitar sumur injeksi dan saluran minyak berat yang dipanaskan ke arah sumur produksi (E Fedutenko et al., 2012).

Sebagai hasil dari viskositas yang tinggi, *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) merupakan teknologi perolehan in-situ komersial yang digunakan untuk

mengurangi viskositas minyak dengan meningkatkan temperatur reservoir untuk meningkatkan perolehan minyak berat dan menggunakan sumur horizontal paralel dalam proses SAGD. Sumur horizontal injeksi digunakan untuk injeksi *steam* secara kontiniu ke reservoir, sedangkan sumur horizontal produksi digunakan untuk menghasilkan fluida reservoir (Sengel, 2013).

Desain sumur SAGD yang paling umum menggunakan sumur horizontal yang dibor secara paralel dari permukaan dalam vertikal. Panjang sumur biasanya berkisar dari 500 hingga 1000 meter dengan jarak antar sumur mulai dari 5 hingga 10 meter. Pasangan sumur ini berfungsi untuk menciptakan zona aliran berlawanan arus dengan sumur atas (sumur injeksi) menghasilkan *steam* suhu tinggi yang naik dan menyebar untuk memanaskan minyak berat sehingga nilai viskositas efektif menurun. Kondensat dan *steam* tersebut kemudian didorong oleh gaya gravitasi ke sumur yang lebih rendah (sumur produksi) untuk perolehan (Carpenter, 2014).

Pada proses SAGD, dua sumur horizontal terletak dekat dengan bagian bawah formasi. *Steam* diinjeksikan ke dalam sumur bagian atas dan fluida panas diproduksi dari sumur bagian bawah yang mana biasanya terletak diantara 15 hingga 30 ft, dan sejajar dengan injektor. Dalam proses SAGD, *steam* bergerak ke atas dan ke luar untuk membentuk *steam chamber*. Pengembangan *steam chamber* disebabkan oleh mobilisasi minyak di batas *steam chamber*. Minyak yang dipanaskan (dan beberapa *steam* yang mengembun) bergerak ke bawah yang disebabkan oleh adanya gaya gravitasi menuju sumur produksi di sepanjang tepi *steam chamber*, yang biasa disebut "*edge oil-flow zone*". Secara analitis memodelkan mekanisme SAGD untuk *steam chamber* yang dikembangkan sepenuhnya, tekanan *steam* bernilai konstan di *steam chamber* dan hanya *steam* yang mengalir di dalam zona *core chamber*. Solusi analitis yang diperoleh sesuai dengan hasil laboratorium (Ghasemi & Whitson, 2011). Selama periode kenaikan laju produksi minyak meningkat sampai *steam chamber* mencapai puncak reservoir, titik pada *steam chamber* mulai bertambah secara lateral. Proses ini menyebabkan perolehan yang tinggi dan laju minyak yang tinggi pada *steam oil ratio* (SOR) (Hashemi-kiasari, Hemmati-sarapardeh, Mighani, Mohammadi, & Sedae-Sola, 2014).

Untuk mencapai keberhasilan dalam proses SAGD, kriteria SAGD sangat perlu diperhatikan. *Screening criteria* SAGD berdasarkan kondisi dari operasi minimal dan optimal dapat dilihat pada tabel 2.2.

Tabel 2.2 *Screening Criteria Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)*

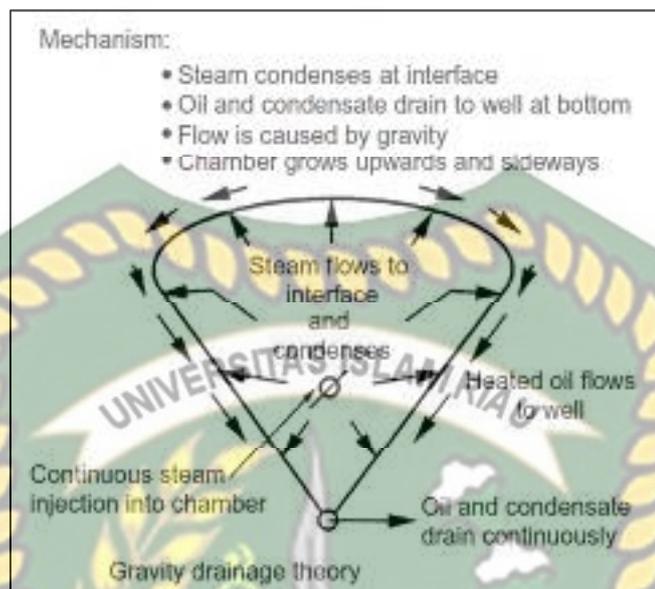
Parameter	Minimal Operation Conditions	Optimum Operation Conditions
Depth, (D)	200 to 3700 ft	200 to 1600 ft
Rock type	Sandstone	Sandstone
Thickness, (h)	>45 ft	60-100 ft
Water saturation, (Sw)	<30%	<20%
API Gravity at 60°F	<20°	<15°
Viscosity, (μ)	>100 cp	>1000 cp
Permeability, (K)	>780 mD	>3000 mD
K_v/K_h	>0.25	>0.5
Porosity, (ϕ)	>20%	>30%
Areal continuity	Good	Excellent
<i>Interest zone-specific (pay zone)</i>		
Clay contents	<10%	0%

Sumber: Abdelkhalig et al (2015)

2.3 MEKANISME STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD)

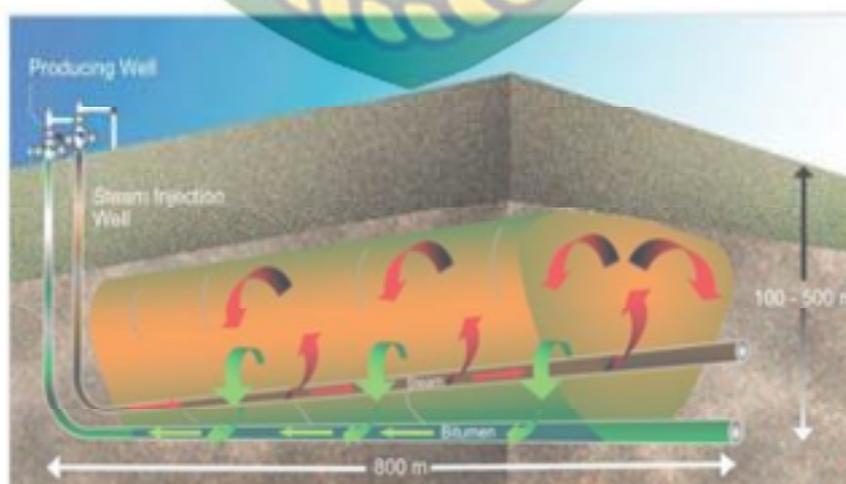
Dua sumur horizontal paralel digunakan dalam proses SAGD., yaitu sumur horizontal bagian atas digunakan untuk menginjeksi *steam* secara kontiniu ke reservoir, sedangkan sumur horizontal bagian bawah digunakan untuk memproduksi fluida reservoir. *Steam* yang telah diinjeksikan dalam formasi akan membentuk *steam chamber*. *Steam chamber* menyebar dengan cepat hingga ke bagian atas reservoir. Setelah mencapai ke bagian atas reservoir, *steam* kemudian mengembang ke samping di bawah lapisan penutup. *Steam* bergerak turun dengan minyak yang telah dipanaskan menuju ke sumur produksi di bawah pengaruh gravitasi (Butler, 1991). Viskositas minyak yang semula bernilai jutaan *centipoise* dapat berkurang menjadi lebih kecil dengan menggunakan teknik SAGD. Dengan demikian, *heavy oil* dapat diproduksi dengan bantuan gravitasi

yang sudah ada di reservoir. Proses pada fase awal ditunjukkan pada Gambar 2.1 (Sengel, 2013).



Gambar 2.1 Skema mekanisme proses SAGD (Sengel, 2013)

Gambar 2.1 menunjukkan skema proses *steam assisted gravity drainage*. *Steam* diinjeksikan ke sumur horizontal bagian atas berfungsi sebagai sumur injeksi, sedangkan sumur horizontal di bagian bawahnya berfungsi sebagai sumur produksi. *Steam* membentuk *steam chamber* yang menyebar di sekitar sumur injeksi akibat semakin banyaknya *steam* yang diinjeksikan. Di dalam *steam chamber* dan di batas-batasnya, ketika viskositas minyak berkurang, mobilitasnya meningkat menyebabkannya mengalir ke bawah akibat pengaruh gaya gravitasi menuju sumur produksi (Hama, 2014).



Gambar 2.2 *Steam assisted gravity drainage schematic (Sengel, 2013)*

Bagian penting dari setiap perkiraan SAGD adalah menangani perilaku reservoir yang tidak pasti. Karena sifat *noisy* dan *sparse* dari data seismik, sampel batuan, dan log sumur, ketidakpastian merupakan karakteristik yang menjadi bagian tetap dari setiap model geologi. Pembagian sifat reservoir yang benar dan unik biasanya tidak diketahui. Untuk tujuan perkiraan, masalah ini biasanya diselesaikan dengan *history matching* yaitu dengan membatasi model ke data dinamis yang mewakili skema perolehan yang dipilih. Data dinamis biasanya mencakup tingkat produksi minyak, uap, dan air, serta tekanan. Berbeda dengan data statis yang diperoleh sebelum produksi, data ini sesuai dengan pengukuran langsung dari reaksi reservoir terhadap proses perolehan dalam penerapannya (Eugene Fedutenko, Yang, Card, & Nghiem, 2012). Karakteristik proses SAGD (Antonio, Palacios, Nacional, & Uni, 2014):

1. Tekanan di *steam chamber* bernilai konstan.
2. *Steam* dan air yang terkondensasi bersama dengan gas dalam larutan dan ekspansi *thermal* menjaga tekanan di sekitar sumur produksi pada tingkat optimal, serta menghindari segala ketidakstabilan yang mungkin terjadi, seperti *coning* dan *channeling*.
3. *Steam chamber* berkembang sebanding dengan produksi minyak, ruang kosong di pori-pori dipenuhi dengan *steam* yang telah diinjeksikan ke sumur, sehingga memungkinkan *steam* untuk lebih menyatukan minyak agar tidak berpindah.
4. Tingkat produksi minyak maksimum biasanya terjadi ketika *steam chamber* mencapai bagian atas formasi.
5. *Breakthrough* pertama terjadi pada awal bagian horizontal, memaksa *steam* untuk memanaskan formasi sekitarnya dengan konduksi *thermal*, dan membuat viskositas minyak menurun. Ini memungkinkan untuk menginjeksikan lebih banyak *steam*.
6. Fungsi utama mekanisme kontrol *steam trap* adalah untuk memungkinkan pembentukan *steam chamber* untuk mencegah produksi *steam*.

2.4 KELEBIHAN DAN KEKURANGAN METODE SAGD

Menurut (Antonio et al., 2014) terdapat kelebihan dan kekurangan dalam proses SAGD, sebagai berikut:

2.4.1 Kelebihan SAGD

1. Area drainase meningkat, karena sumur horizontal memungkinkan mencapai cadangan yang tidak dapat dikeringkan dengan sumur vertikal.
2. Lebih baik mengelola formasi minyak tipis kontinuitas lateral yang besar, dengan lapisan gas, atau akuifer bawah.
3. Efisiensi penyapuan yang lebih baik, pengurangan proses kanalisasi *steam*, tingkat perolehan yang lebih baik.
4. Mengurangi kemungkinan *water coning*, karena penurunan tekanan per unit yang lebih sedikit.
5. Mobilitas *crude oil* lebih besar. Setelah minyak menyentuh *steam*, minyak akan tetap panas hingga dialirkan ke sumur produksi.
6. Sebagian besar proyek SAGD tidak memerlukan metode pengangkatan buatan untuk membawa fluida ke permukaan, tergantung pada kedalaman dan tekanan sumur minyak.

2.4.2 Kekurangan SAGD

1. Menangani jumlah *steam* yang tinggi, khususnya untuk sumur minyak yang tipis dan berkualitas rendah.
2. Kehilangan panas karena *overburden* yang lebih besar.
3. Membutuhkan sumber *fresh water* yang sangat besar.
4. Terbatas oleh kedalaman sumur minyak

2.5 PARAMETER RESERVOIR SAGD

Parameter reservoir seperti porositas, ketebalan, saturasi minyak, konduktivitas termal batuan, viskositas pada kinerja SAGD dipelajari dan hasilnya dibahas di bawah ini:

2.5.1 Porositas

Beberapa literatur disajikan untuk menunjukkan efek porositas terhadap kinerja SAGD. Dapat diamati bahwa parameter seperti ketebalan, porositas, dan saturasi minyak memberikan efek yang lebih signifikan pada kinerja SAGD

peningkatan produksi minyak diperhatikan dengan peningkatan ketebalan kolom minyak. Reservoir tipis dengan tebal kurang dari 15 m tidak efisien dalam segi ekonomi. *Steam chamber* tumbuh dengan cepat dalam orientasi vertikal hingga mencapai puncak reservoir. Waktu untuk mencapai batas atas tergantung pada ketebalan kolom minyak, kolom yang lebih tipis menghabiskan waktu yang lebih singkat. Setelah *steam chamber* mencapai reservoir atas, kehilangan panas ke lapisan penutup mulai mengurangi efisiensi kinerja SAGD. Oleh karena itu, kinerja SAGD diperkirakan akan memburuk karena penurunan ketebalan. Angka 3 dibuktikan NPV cenderung meningkat linier sesuai dengan peningkatan ketebalan (Huy X Nguyen et al., 2012).

2.5.3 Saturasi Minyak

Saturasi minyak memainkan peran penting bagi model reservoir untuk memperkirakan OOIP. Analisis sensitivitas mempelajari bahwa saturasi minyak telah mempengaruhi posisi ketiga setelah porositas dan ketebalan (Gambar 2.4). Fungsi NPV juga meningkat linier dengan saturasi minyak. Jumlah minyak yang diproduksi lebih tinggi dalam massa dalam hal initial saturasi minyak yang lebih tinggi. Saturasi minyak awal yang lebih rendah mengurangi kinerja SAGD. Analisis simulasi menegaskan bahwa semakin tinggi saturasi minyak, semakin tinggi perolehan minyak (Huy X Nguyen et al., 2012).

2.5.4 Viskositas

Tujuan utama dari pendekatan produksi bitumen adalah untuk mengurangi viskositas, yang merupakan hambatan utama dalam reservoir minyak berat yang tidak konvensional (Souraki, Torsater, Jahanbani Ghahfarokhi, & Ashrafi, 2013). Tingkat produksi dan infektivitas meningkat dengan minyak kental yang lebih rendah. dari studi menguraikan efek viskositas pada parameter geometris dan operasional sebagai *steam rate* dan tekanan injeksi. Periode pemanasan awal tergantung pada viskositas minyak. Semakin kental minyak, semakin lama periode pemanasannya. Produksi minyak naik dengan cepat begitu *steam chamber* berekspansi ke puncak reservoir ketika viskositas minyak lebih rendah dalam model simulasi, yang berarti viskositas bitumen yang lebih rendah dan tingkat produksi yang lebih tinggi (Huy X Nguyen et al., 2012).

2.5.5 Konduktivitas *Thermal* Batuan

Untuk mengevaluasi pengaruh konduktivitas termal batuan pada kinerja SAGD, dalam konduktivitas termal kisaran $1,2 - 6,6 \times 10^5 \text{ kJ / m day } ^\circ\text{C}$ disaring dalam banyak kasus dengan simulasi. Hasil simulasi menunjukkan bahwa fungsi NPV meningkatkan linier dengan konduktivitas termal batuan. Ketika konduktivitas termal batuan meningkat, NPV meningkat karena laju minyak yang lebih tinggi dalam waktu operasi yang lebih singkat. Konduktivitas termal batuan yang lebih tinggi untuk reservoir Athabasca membantu *steam chamber* berkembang lebih cepat secara vertikal dan horizontal, sehingga mengurangi waktu pengoperasian. Ketika konduktivitas termal batuan berkurang, NPV menurun karena efisiensi termal yang buruk untuk kemungkinan transfer yang lambat di reservoir bitumen. Dengan viskositas tinggi, kinerja SAGD yang lebih baik di reservoir Athabasca membutuhkan konduktivitas termal batuan yang lebih tinggi (Huy X Nguyen et al., 2012).

2.6 PARAMETER OPERASI SAGD

2.6.1 *Preheating Period*

Hubungan *thermal* antara *injektor* dan *produsen* diperlukan untuk keberhasilan kinerja operasi SAGD. Umumnya, sirkulasi *steam* melalui injektor dan produsen selama tiga hingga enam bulan digunakan untuk membangun komunikasi termal awal dengan konduksi termal. Periode *preheating* akan dipengaruhi oleh permeabilitas reservoir dan jarak I / P (Shin & Polikar, 2007).

2.6.2 Laju Injeksi *Steam*

Dengan meningkatkan laju injeksi *steam*, laju produksi minyak meningkat. Pada tahap produksi selanjutnya, laju injeksi yang lebih tinggi menyebabkan *steam* mencapai puncak reservoir dengan cepat sehingga laju produksi minyak menurun. Meskipun peningkatan laju injeksi meningkatkan produksi minyak, CSOR cenderung meningkat, karena peningkatan produksi minyak tidak dapat mengimbangi peningkatan *steam* yang diinjeksikan. Produksi air meningkat dengan meningkatkan laju injeksi *steam*, dan karenanya membatasi berurusan dengan emulsi air-minyak (Hashemi-kiasari et al., 2014).

2.6.3 Jarak Vertikal Sumur Injeksi dengan Sumur Produksi

Jarak vertikal antara sumur injeksi dan produksi adalah faktor terpenting untuk menentukan tingkat produksi minyak. Periode pemanasan awal tergantung pada IPS dan viskositas minyak. Semakin kental minyak dan semakin besar IPS, maka semakin lama periode pemanasan. (Huy X Nguyen et al., 2012).



BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian Tugas Akhir ini berjudul “Analisis Penerapan *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) pada Berbagai Jenis Nilai API Minyak Berat dengan Temperatur Injeksi yang Bervariasi” penelitian ini dilakukan menggunakan pemodelan dengan menggunakan *software CMG thermal & advanced processes reservoir simulator* (STARS). Data yang digunakan adalah data sekunder yang publikasikan oleh (Suandy Chandra & Mamora, 2005) dan dari sumber yang terpercaya.

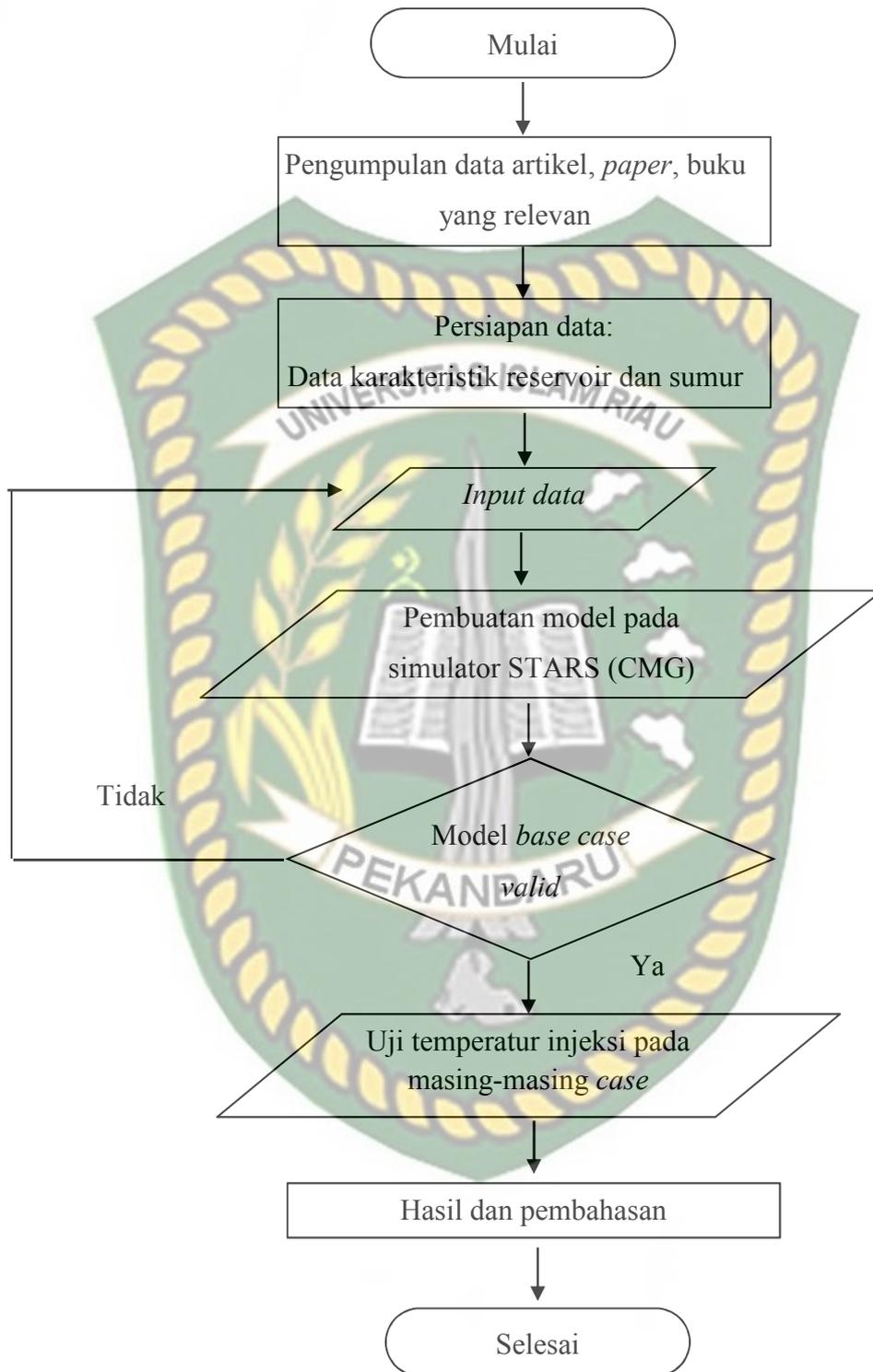
3.1 WAKTU DAN TEMPAT PELAKSANAAN PENELITIAN

Tempat penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Data yang digunakan penulis dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil simulasi reservoir selama 7 bulan (dari April 2019 – November 2019) dapat dilihat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)							
	Apr	Mei	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov
Studi Literatur								
Pembuatan Model								
Pengujian Skenario								
Hasil dan Pembahasan								

3.2 ALUR PENELITIAN (*FLOWCHART*)



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.3 RESERVOIR PROPERTIES

Berikut ini merupakan data reservoir *properties*, model *grid*, dan parameter operasi yang ditunjukkan pada tabel 3.1, tabel 3.2, dan tabel 3.3.

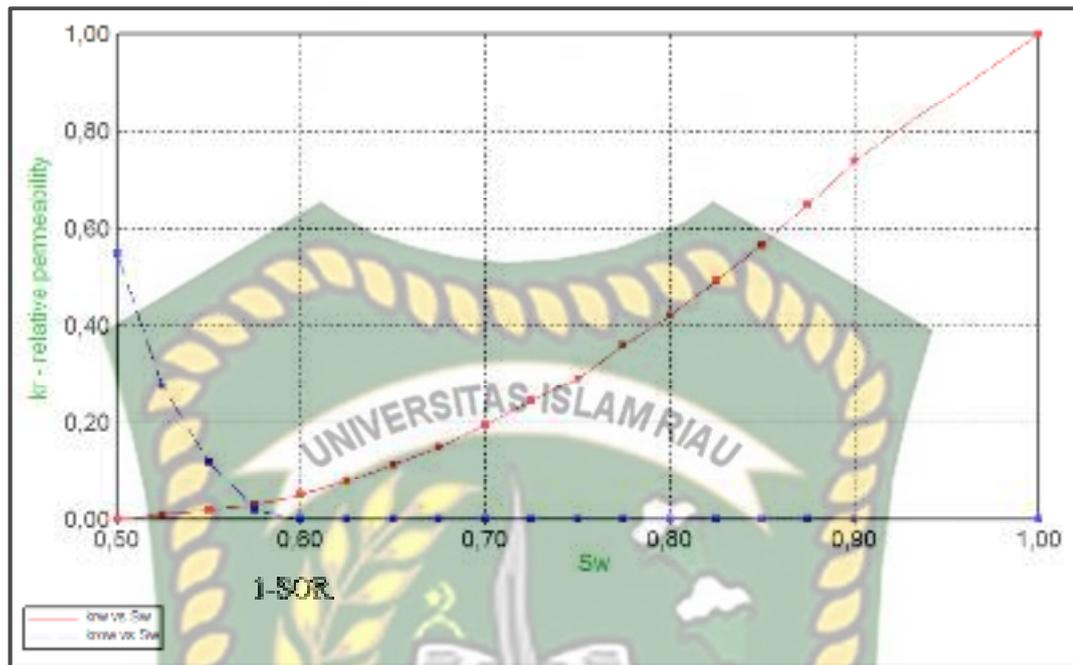
Tabel 3.2 Data Reservoir *Properties*

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Kedalaman reservoir	ft	1900
2	Temperatur reservoir awal	°F	127
3	Tekanan reservoir awal	psi	275
4	Ketebalan formasi	ft	115
5	Porositas	fraksi	0.345
6	Permeabilitas horizontal	mD	6922
7	Permeabilitas vertikal	mD	692
8	<i>Oil viscosity @reservoir condition</i> (San Ardo)	cp	5100
9	<i>Oil viscosity @reservoir condition</i> (Hamaca)	cp	11000
10	<i>Oil viscosity @reservoir condition</i> (SPE Comparative Case)	cp	487
11	<i>Oil viscosity @reservoir condition</i> (McMurray)	cp	12645,7

Tabel 3.3 Parameter Operasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Laju injeksi maksimum	bbl/d	3000
2	Jumlah sumur produksi/injeksi	-	2
3	Jarak vertikal sumur	ft	60
4	<i>Simulaton time</i>	Tahun	5

3.4 ROCK PROPERTIES



Gambar 3.2 Grafik hubungan k_r vs s_w

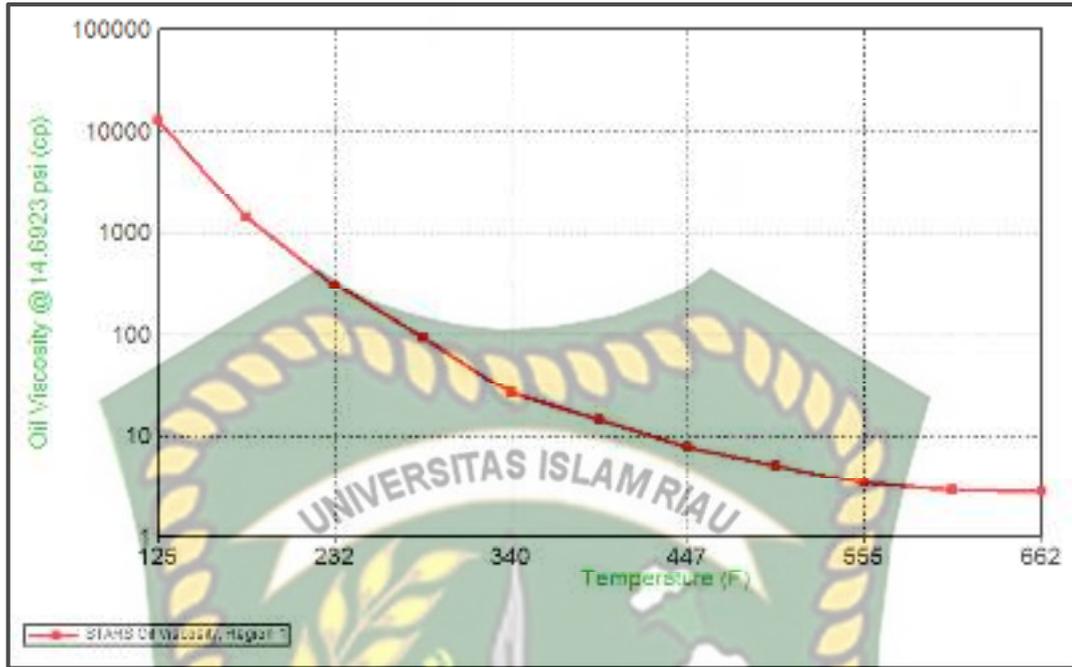
3.5 FLUID PROPERTIES

Tabel 3.4 Tipe *crude oil* yang disimulasikan

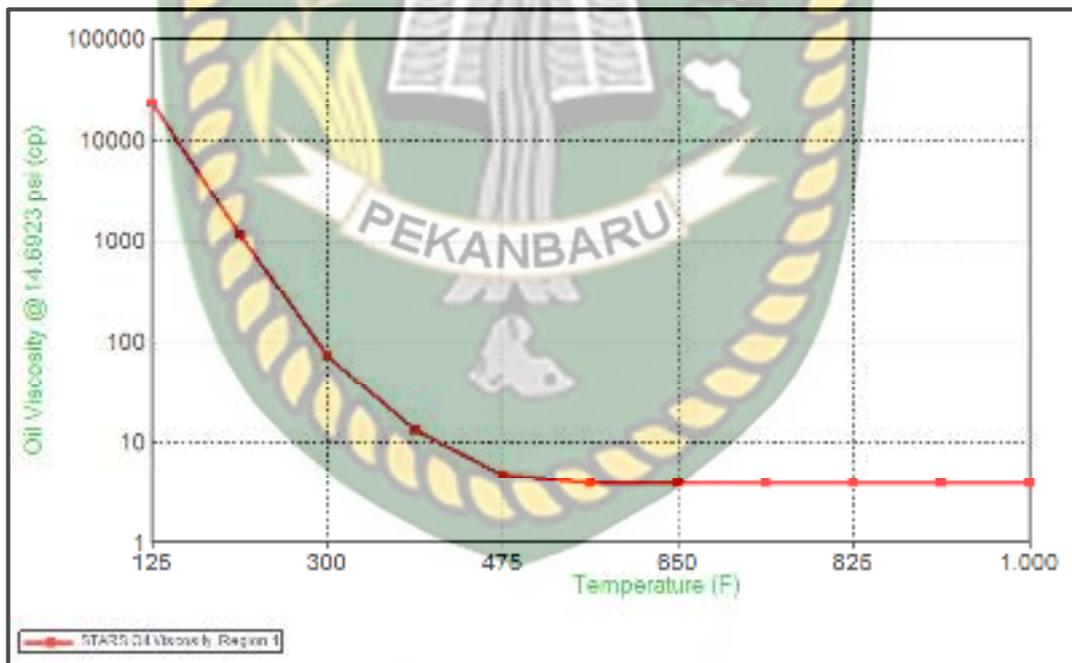
No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Oil Gravity (McMurray)	° API	7,77
2	Oil Gravity (Hamaca)	° API	9
3	Oil Gravity (San Ardo)	° API	12
4	Oil Gravity (SPE Comparative Case)	° API	14

3.5.1 Hubungan Temperatur dan Viskositas pada Masing – Masing Tipe *Crude Oil*

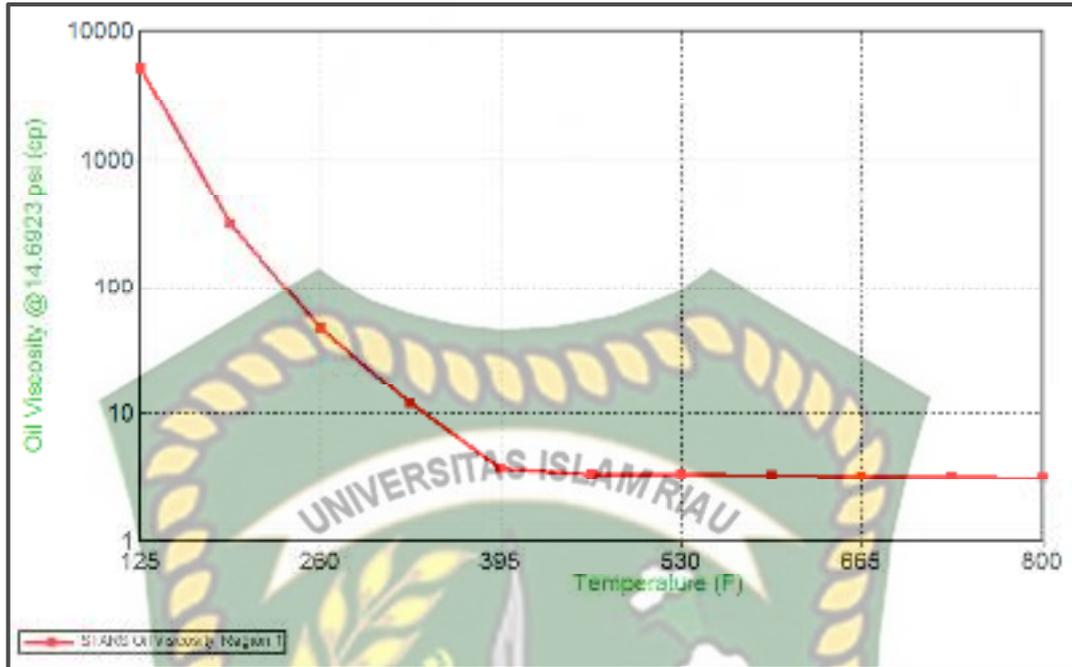
Hubungan temperatur dan viskositas pada masing-masing *crude oil* Gambar 3.3, gambar 3.4, gambar 3.5 dan gambar 3.6 menggambarkan hubungan antara temperatur dan viskositas pada masing-masing tipe *crude oil*.



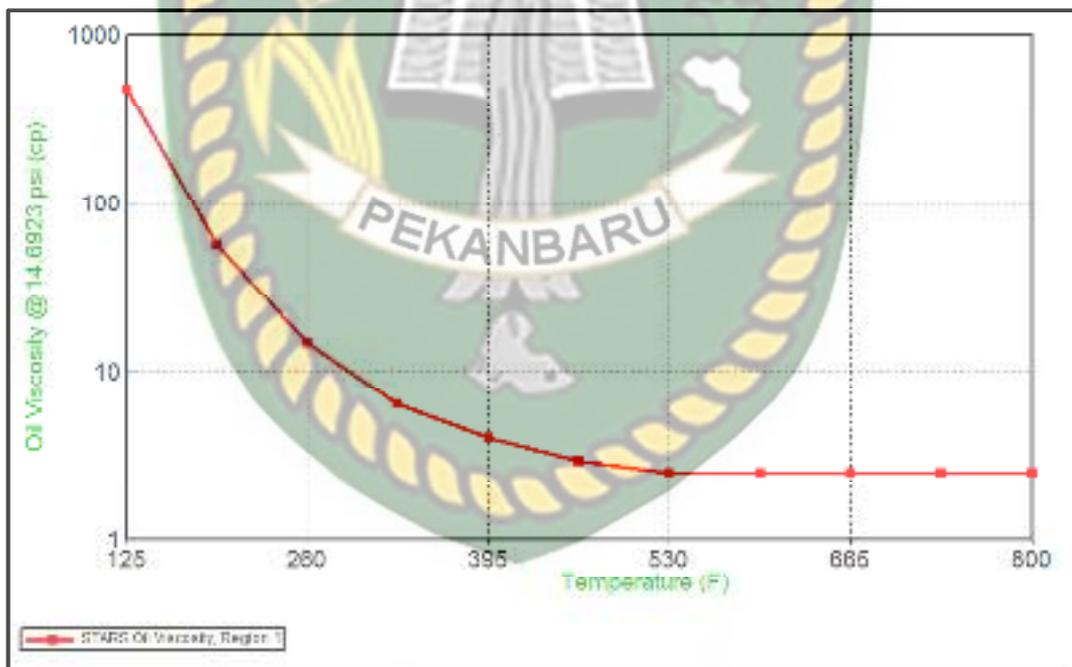
Gambar 3.3 Temperatur vs Viskositas (McMurray)



Gambar 3.4 Temperatur vs Viskositas (Hamaca)



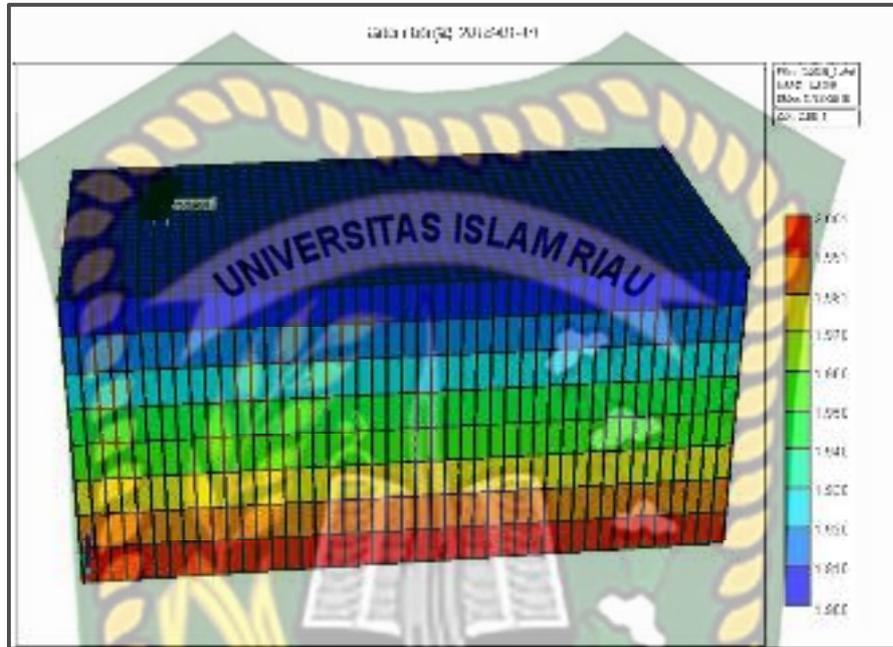
Gambar 3.5 Temperatur vs Viscositas (San Ardo)



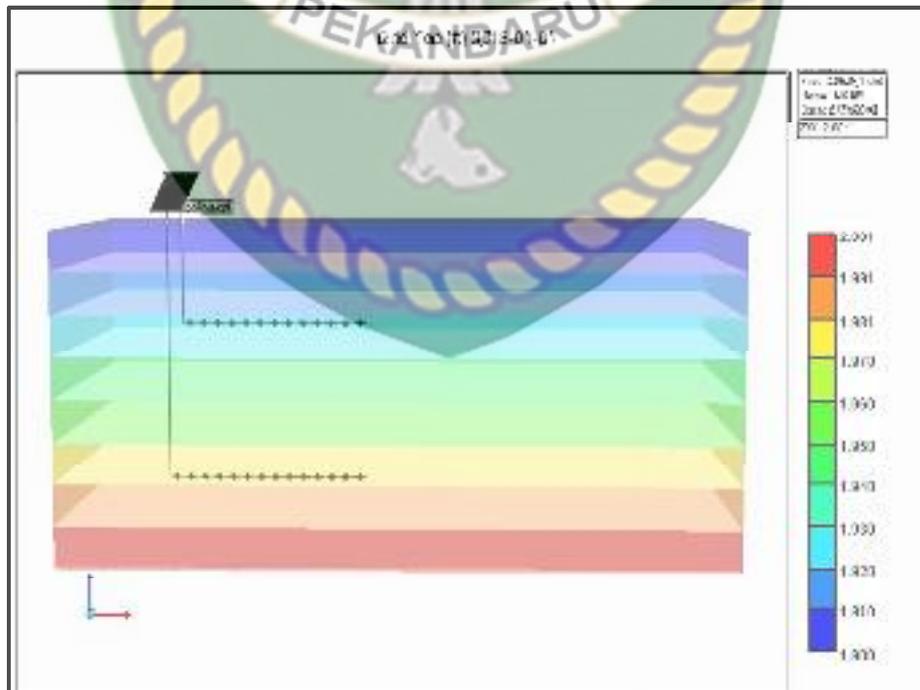
Gambar 3.6 Temperatur vs Viscositas (SPE Comparative Case)

3.6 PEMBUATAN GRID

Model pada studi ini menggunakan *cartesian grid* dengan jumlah *grid* $45 \times 24 \times 8$, dengan masing-masing *grid* berukuran $I = 10,61$ ft, $J = 10,61$ ft, dan $K = 14,37$ ft.



Gambar 3.7 Model Cartesian Grid



Gambar 3.8 Lokasi sumur produksi dan injeksi

Tabel 3.5 Hasil Inisialisasi Simulasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Gross formation volume</i>	bbl	$1,33 \times 10^7$
2	<i>Formation pore volume</i>	bbl	$4,62 \times 10^6$
3	<i>Aqueous phase volume</i>	bbl	$1,23 \times 10^6$
4	<i>Oil phase volume</i>	bbl	$3,38 \times 10^6$
5	<i>Gaseous phase volume</i>	bbl	0

3.7 SKENARIO

Penelitian ini membandingkan injeksi *steam* dengan metode SAGD pada berbagai API dengan temperatur yang berbeda terhadap 4 jenis fluida. Adapun skenarionya sebagai berikut:

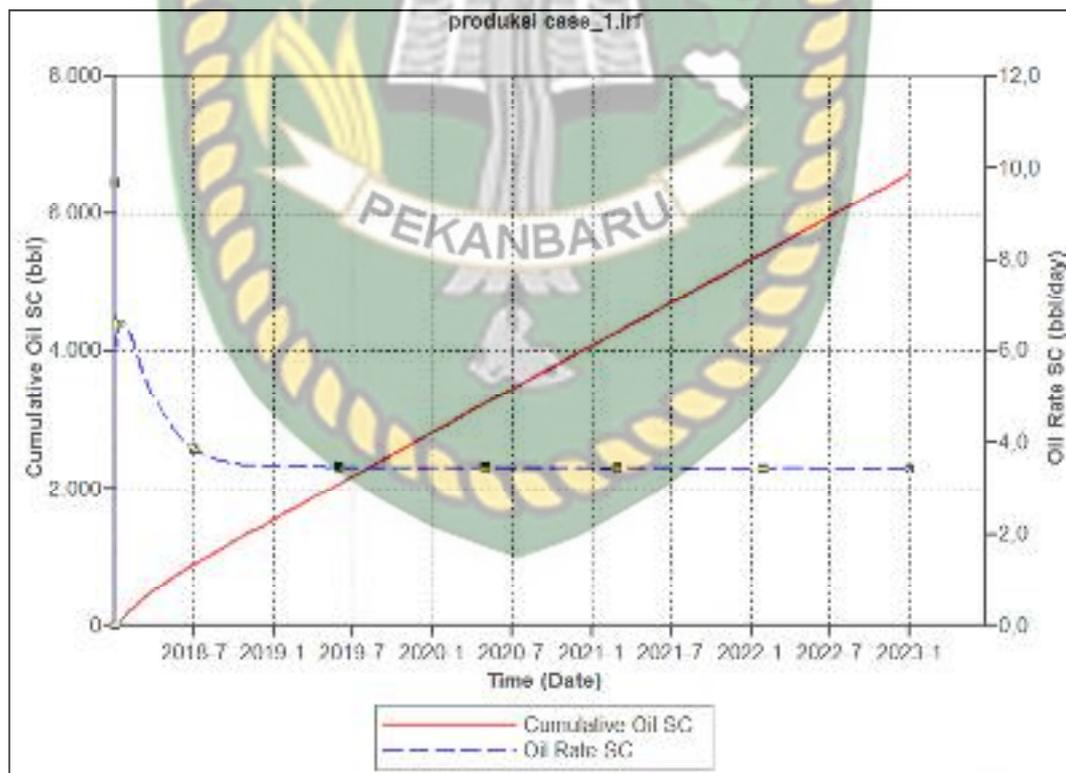
Tabel 3.6 Skenario *oil gravity* dan temperatur injeksi

No.	Jenis Fluida	<i>Oil Gravity</i>	<i>Temperature Injeksi</i>
1	McMurray	7,77	-
			500
			575
			650
5	Hamaca	9	-
			500
			575
			650
9	San Ardo	12	-
			500
			575
			650
13	SPE Comparative Case	14	-
			500
			575
			650

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

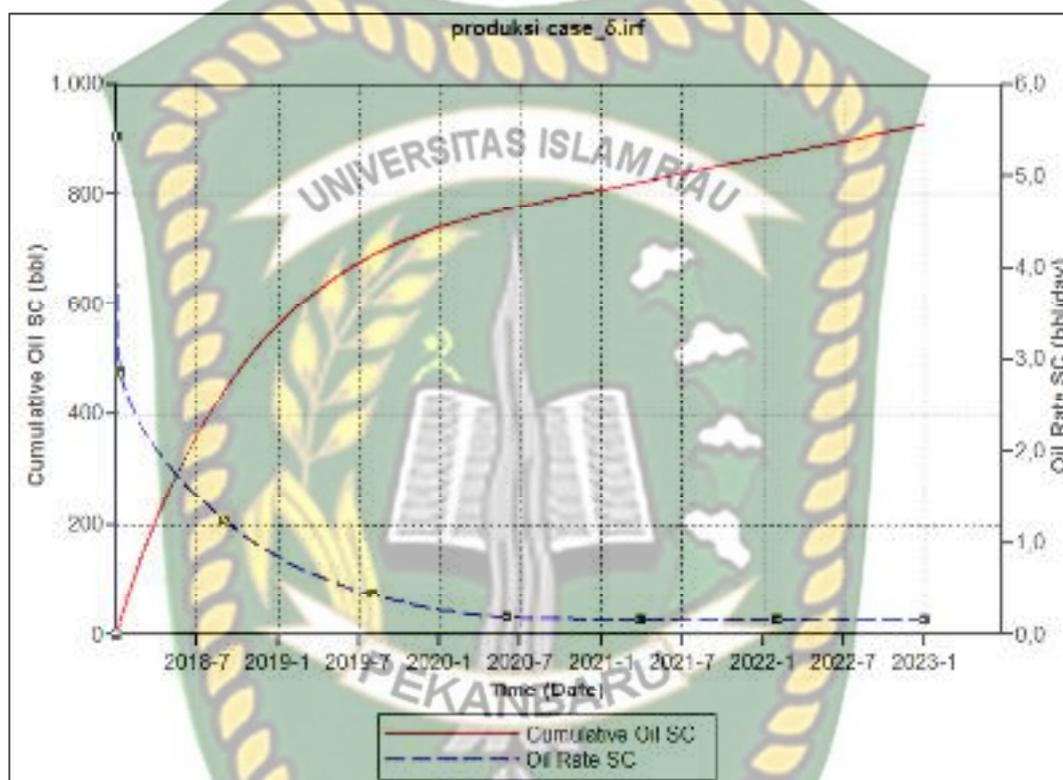
4.1 BASE CASE

Pada penelitian ini, *base case* merupakan hasil simulasi pada masing-masing tipe *crude oil* tanpa dilakukan metode SAGD. Gambar 4.1 menunjukkan laju alir minyak dan merupakan total minyak yang diproduksi pada *base case* untuk tipe *crude oil* McMurray (7,77 API). Terlihat laju produksi pada lapangan tersebut sangat kecil antara 3,5 hingga 6,6 bbl/d dan total *oil* yang diproduksi hanya sebesar 6588,27 bbl. Hal ini disebabkan oleh viskositas *oil* pada lapangan McMurray sangat tinggi yaitu sebesar 12645,7 cp sehingga fluida sulit mengalir. Dengan melakukan *steam* menggunakan metode SAGD dapat mengurangi viskositas (Sengel, 2013).



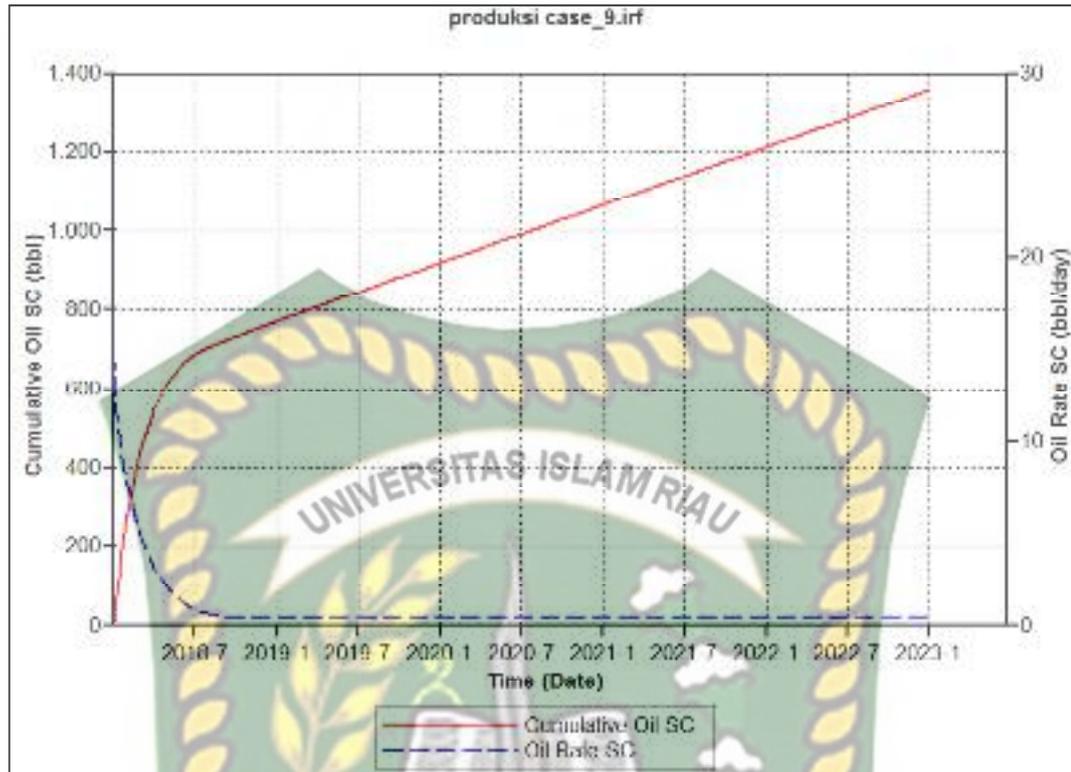
Gambar 4.1 Grafik *oil production rate* dan *cumulative oil production* pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* McMurray

Gambar 4.2 menunjukkan laju alir minyak dan merupakan total minyak yang diproduksi pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* Hamaca (9 API). Terlihat laju produksi pada lapangan tersebut sangat kecil yaitu berkisar antara 2.8 hingga 0,15 bbl/d dan total minyak yang diproduksi hanya sebesar 924,17 bbl. Hal ini disebabkan oleh viskositas minyak pada lapangan Hamaca sangat tinggi yaitu sebesar 11000 cp sehingga fluida sulit mengalir.



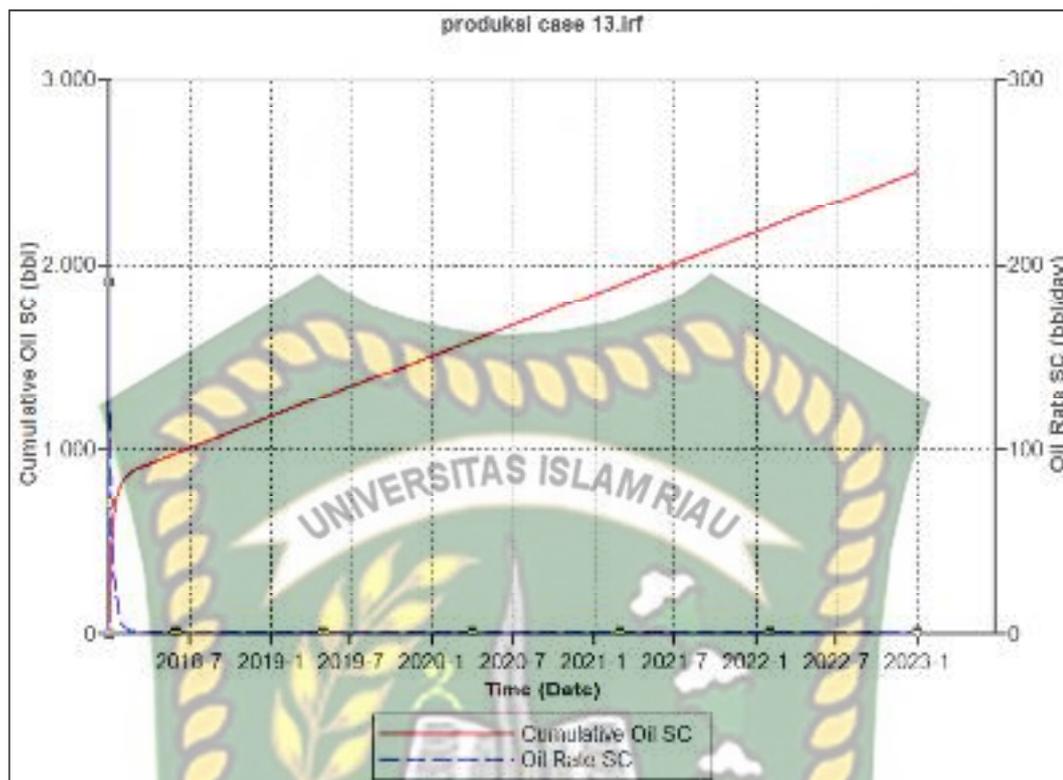
Gambar 4.2 Grafik *oil production rate* dan *cumulative oil production* pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* Hamaca

Gambar 4.3 menunjukkan laju alir minyak dan merupakan total minyak yang diproduksi pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* San Ardo (12 API). Terlihat laju produksi pada lapangan tersebut sangat kecil antara 10,4 hingga 0.39 bbl/d dan total minyak yang diproduksi hanya sebesar 1359,11 bbl. Hal ini disebabkan oleh viskositas minyak pada lapangan San Ardo sangat tinggi yaitu sebesar 5100 cp sehingga fluida sulit mengalir.



Gambar 4.3 Grafik *oil production rate* dan *cumulative oil production* pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* San Ardo

Gambar 4.4 menunjukkan laju alir minyak dan merupakan total minyak yang diproduksi pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil* SPE Comperative Case (14 API). Terlihat laju produksi pada lapangan tersebut sangat kecil antara 190,95 hingga 0,90 bbl/d dan total minyak yang diproduksi hanya sebesar 2510,86 bbl. Hal ini disebabkan oleh viskositas minyak pada lapangan SPE Comperative Case sangat besar 487 cp sehingga fluida sulit mengalir.

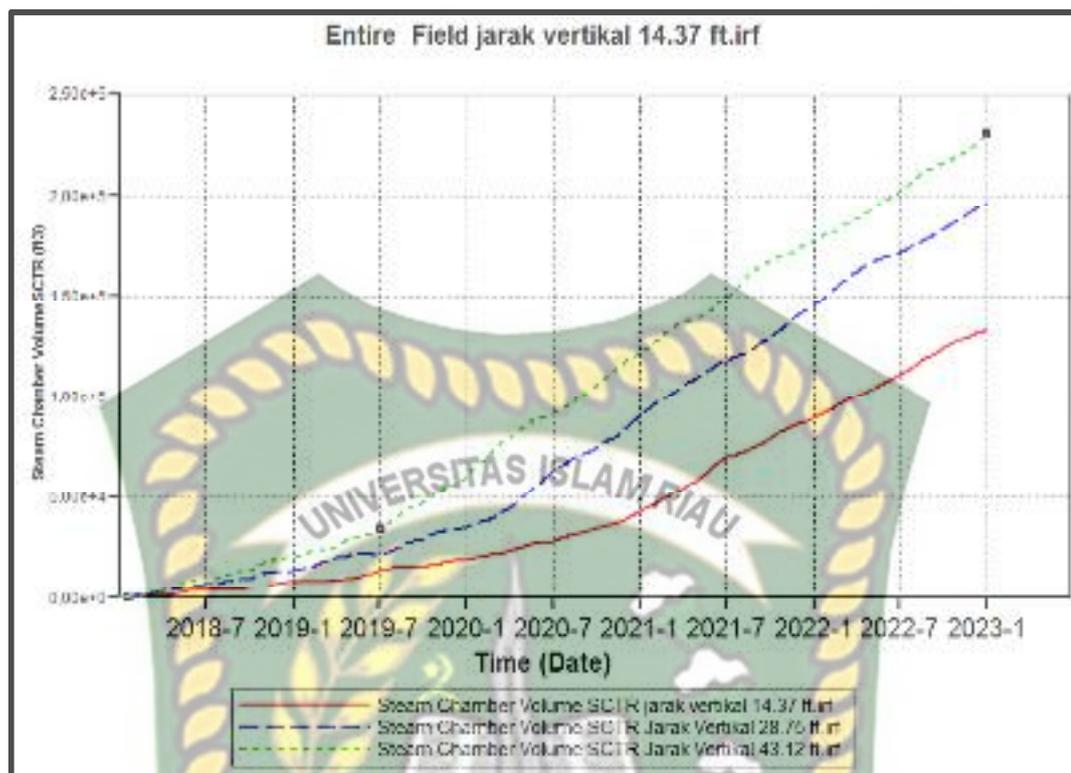


Gambar 4.4 Grafik *oil production rate* dan *cumulative oil production* pada kondisi *base case* untuk tipe *crude oil SPE Comperative Case*

Dari hasil keempat lapangan tersebut, dapat diketahui bahwa sumur pada Lapangan McMurray, Hamaca, San Ardo, dan SPE Comperative Case tidak dapat memproduksi minyak secara maksimal dikarenakan kandungan minyak pada Lapangan McMurray, Hamaca, San Ardo, dan SPE Comperative Case tergolong minyak berat sehingga diperlukan adanya metode SAGD agar minyak berat tersebut dapat diproduksi ke permukaan dan memperoleh hasil yang maksimal.

4.2 PENENTUAN JARAK VERTIKAL SUMUR BERDASARKAN PARAMETER *STEAM CHAMBER*

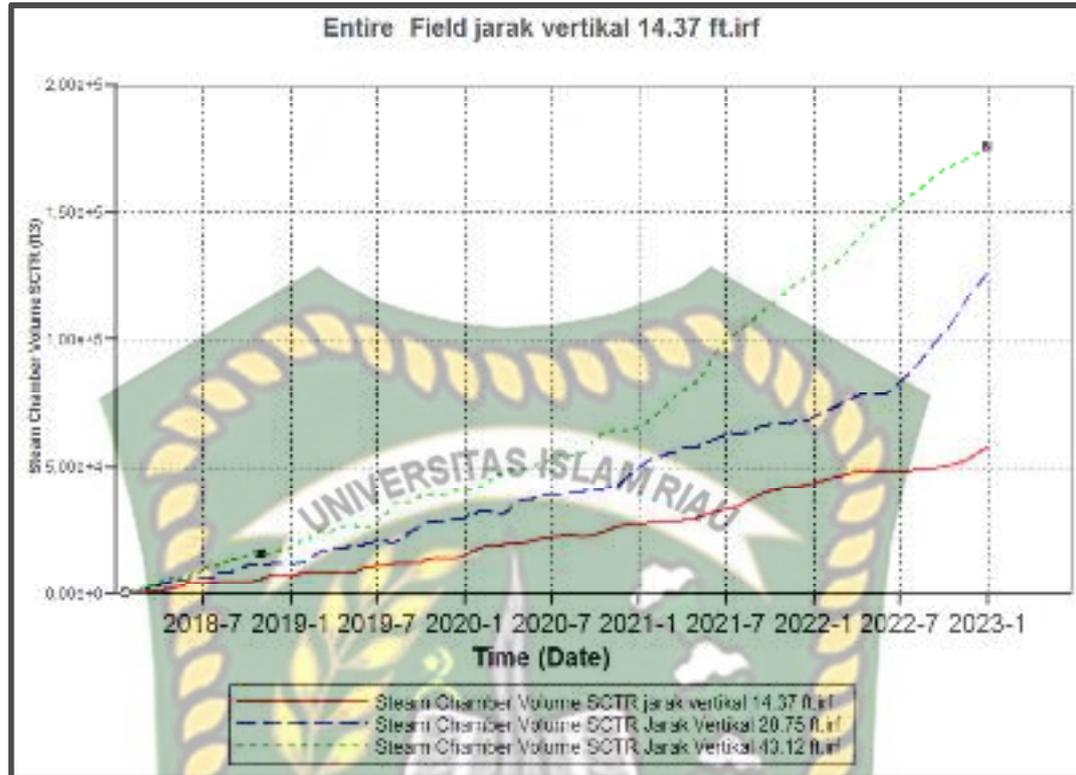
Sensitivitas *steam chamber* dilakukan untuk mengetahui pengaruh *steam chamber* terhadap jumlah produksi minyak yang diperoleh. Pemodelan simulasi ini menggunakan jarak vertikal 14,37 ft, 28,75 ft, dan 43,12 ft.



Gambar 4.5 Grafik pengaruh jarak vertikal terhadap *steam chamber* untuk tipe *crude oil* McMurray

Gambar 4.5 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal 14,37 ft, 28,75 ft, dan 43,12 ft terhadap *steam chamber* pada studi kasus McMurray. Dapat dilihat pada jarak vertikal sebesar 43,12 ft, diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 229576 ft³. Sedangkan pada jarak vertikal 28,73 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 195319 ft³. Dan pada jarak vertikal 14,37 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 132922 ft³.

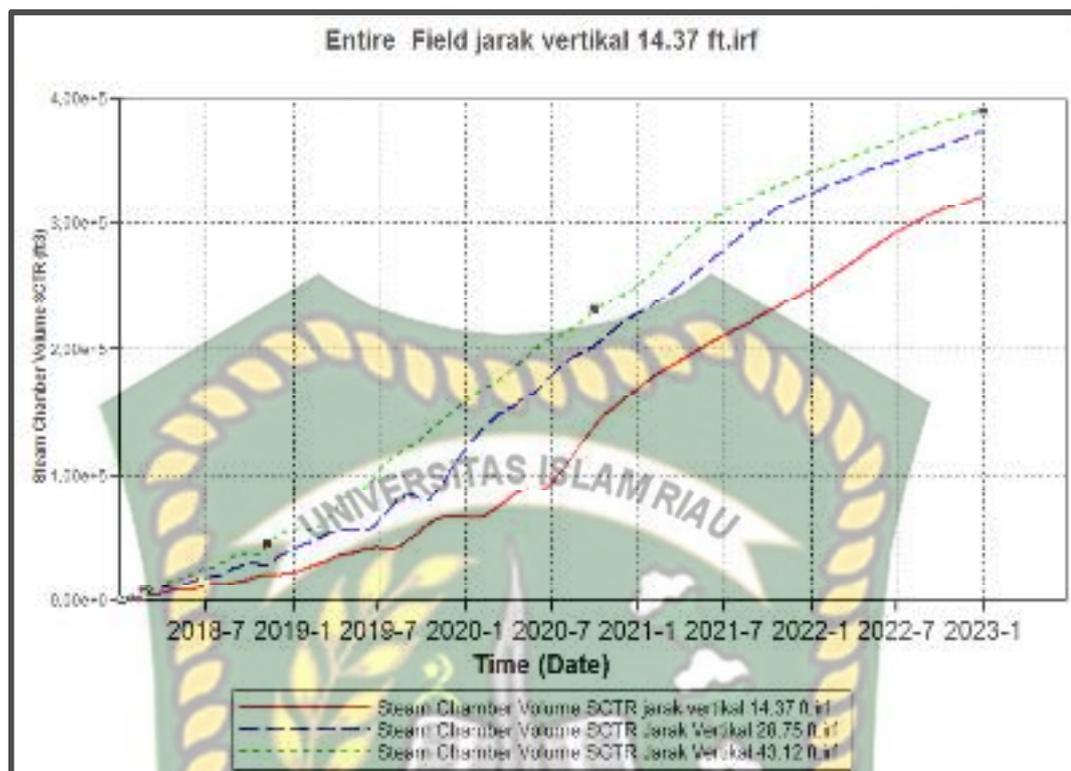
Dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa semakin besar jarak vertikal sumur dan semakin lama injeksi yang dilakukan maka semakin besar nilai *steam chamber*. Dapat dilihat bahwa perolehan paling tinggi terjadi apabila penginjeksian dilakukan menggunakan jarak vertikal 43,12 ft.



Gambar 4.6 Grafik pengaruh jarak vertikal terhadap *steam chamber* untuk tipe *crude oil* Hamaca

Gambar 4.6 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal 14,37 ft, 28,75 ft, dan 43,12 ft terhadap *steam chamber* pada studi kasus McMururray. Dapat dilihat pada jarak vertikal sebesar 43,12 ft, diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 175728 ft³. Sedangkan pada jarak vertikal 28,75 ft diperoleh nilai *steam chamber* 126530 ft³. Pada jarak vertikal 14,37 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 57941 ft³.

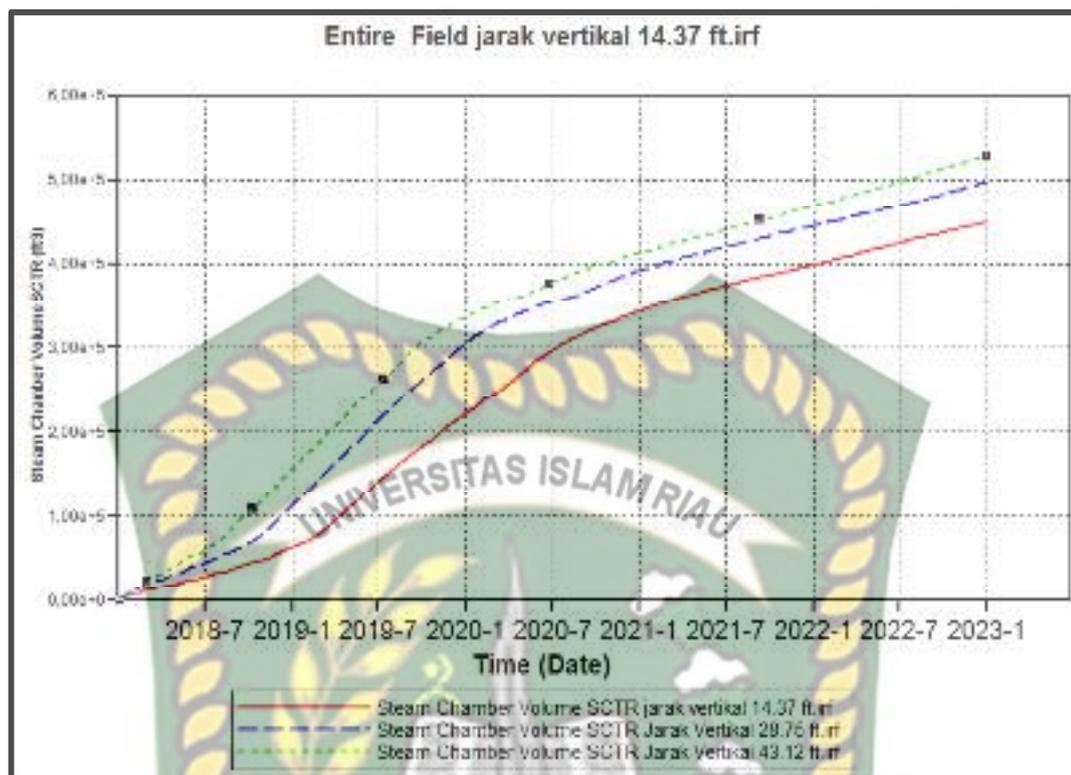
Dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa semakin besar jarak vertikal sumur dan semakin lama injeksi yang dilakukan maka semakin besar nilai *steam chamber*. Terlihat perolehan paling tinggi terjadi apabila penginjeksian dilakukan menggunakan jarak vertikal 43,12 ft.



Gambar 4.7 Grafik pengaruh jarak vertikal terhadap *steam chamber* untuk tipe *crude oil* San Ardo

Gambar 4.7 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal 14,37 ft, 28,75 ft, dan 43,12 ft terhadap *steam chamber* pada studi kasus McMurray. Dapat dilihat pada jarak vertikal sebesar 43,12 ft, diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 389430 ft³. sedangkan pada jarak vertikal 28,75 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 373791 ft³. Pada jarak vertikal 14,37 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 322383 ft³.

Dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa semakin besar jarak vertikal sumur dan semakin lama injeksi yang dilakukan maka semakin besar nilai *steam chamber*. terlihat perolehan paling tinggi terjadi apabila penginjeksian dilakukan menggunakan jarak vertikal 43,12 ft.



Gambar 4.8 Grafik pengaruh jarak vertikal terhadap *steam chamber* untuk tipe *crude oil* SPE Comperative Case

Gambar 4.8 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal 14,37 ft, 28,75 ft, dan 43,12 ft terhadap *steam chamber* pada studi kasus McMurray. Dapat dilihat pada jarak vertikal sebesar 43,12 ft, diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 527,323 ft³. Sedangkan pada jarak vertikal 28,75 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 497,542 ft³. Dan pada jarak vertikal 14,37 ft diperoleh nilai *steam chamber* sebesar 449,234 ft³.

Dari hasil tersebut dapat diketahui bahwa semakin kecil jarak vertikal sumur dan semakin lama injeksi yang dilakukan maka semakin besar nilai *steam chamber*. terlihat perolehan paling tinggi terjadi apabila penginjeksian dilakukan menggunakan jarak vertikal 43,12 ft. Hal tersebut dikarenakan *steam chamber* terbentuk karena adanya jarak vertikal antara sumur injeksi dan produksi, semakin besar jarak vertikal antara sumur injeksi dan sumur produksi. Sehingga berdampak semakin besarnya *steam chamber* yang terbentuk. Selama proses injeksi, *steam chamber* terbentuk di sekitar sumur injeksi dan saluran minyak

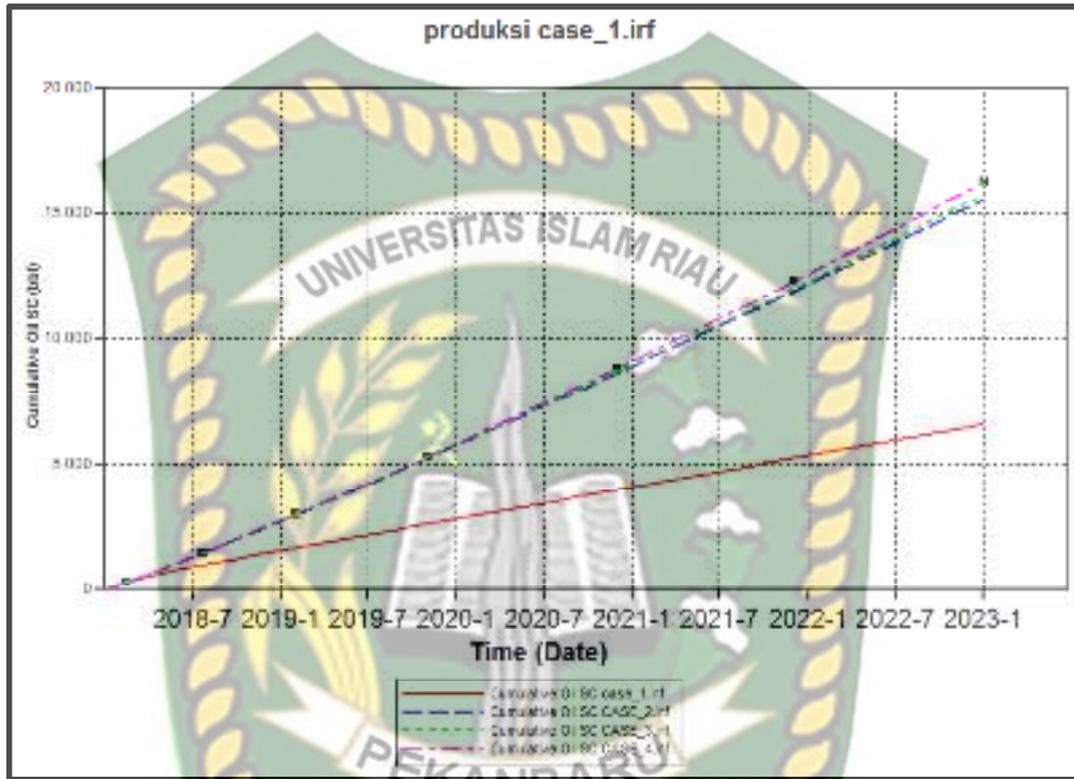
berat yang dipanaskan ke arah sumur (Strobl et al., 2016). Injeksi *steam* dan produksi minyak akan terjadi secara bersamaan dan konstan, perolehan laju produksi minyak akan ditentukan seberapa besar *steam chamber* yang terbentuk di dalam reservoir (Iglauer, 2016). Dengan adanya *steam chamber*, temperatur dan tekanan reservoir dapat terkontrol agar tetap konstan. Semakin lama injeksi yang dilakukan maka akan semakin besar nilai *steam chamber* yang diperoleh. *Steam chamber* pada lapangan SPE Comperative Case memiliki volume 527323 ft³ pada jarak vertikal sumur injeksi dan sumur produksi 43,12 ft, *steam chamber* akan menurun apabila jarak vertikal antara sumur injeksi dan sumur produksi 28,75 ft yaitu sebesar 497542 ft³. Secara spesifik dapat dilihat pengaruh *steam chamber* terhadap jarak vertikal pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Hasil pengaruh jarak vertikal terhadap sensitivitas *steam chamber*

No	Jenis Fluida	Jarak Vertikal (ft)	Perolehan <i>Steam Chamber</i> (ft ³)
1	SPE Comperative Case	43,12	527323
		28,75	497542
		14,37	449234
2	San Ardo	43,12	389430
		28,75	373791
		14,37	322383
3	McMurray	43,12	229576
		28,75	195319
		14,37	132922
4	Hamaca	43,12	175728
		28,75	126530
		14,37	57941

4.3 PENGARUH TEMPERATUR INJEKSI

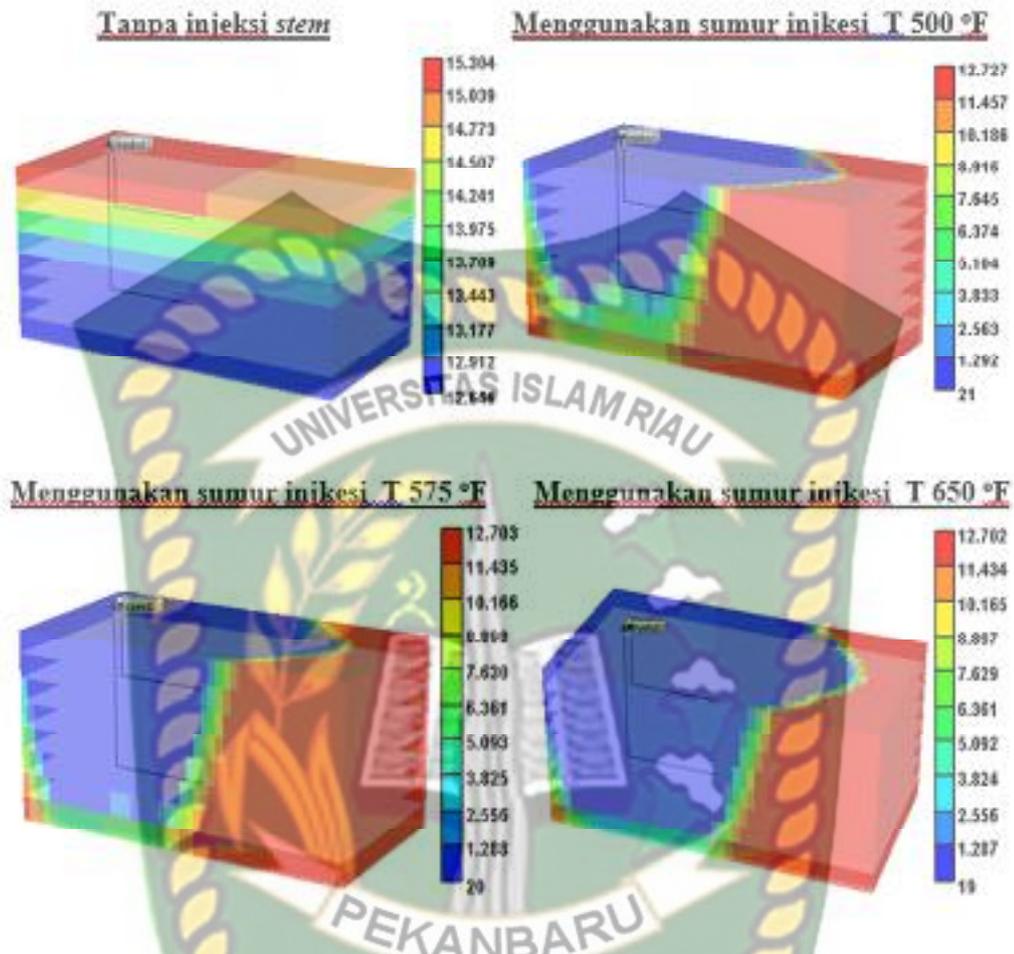
Dalam pemodelan untuk mengetahui pengaruh temperatur injeksi, terdapat beberapa studi kasus yaitu McMurray, Hamaca, San Ardo, dan SPE Comperative Case.



Gambar 4.9 Grafik *cumulative oil production* untuk tipe *crude oil* McMurray

Gambar 4.6 menunjukkan grafik total produksi pada studi kasus McMurray, terlihat pada *base case* (tanpa SAGD) total minyak terproduksi hanya sebesar 6589,27 bbl, pada temperatur injeksi 650 °F total produksi minyak 16268,5 bbl, pada temperatur injeksi 575 °F total produksi minyak 15770,4 bbl, dan pada temperatur injeksi 500 °F total produksi minyak 15549,7 bbl.

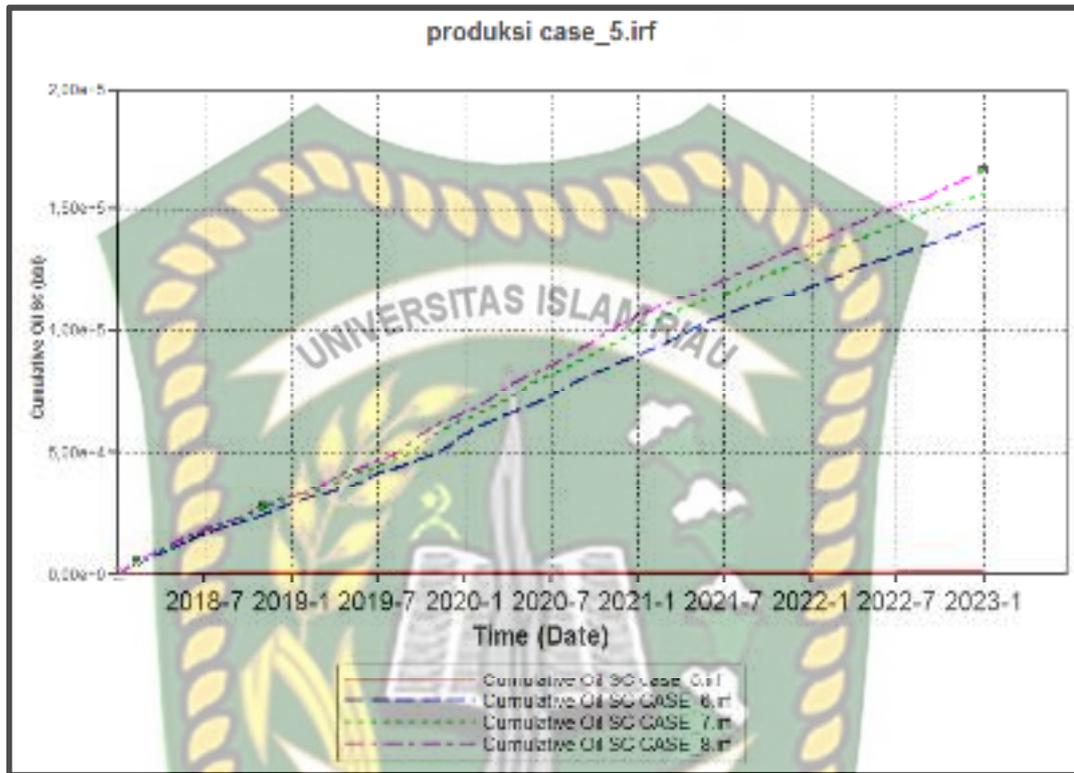
Dari penelitian pada kasus McMurray dapat dilihat semakin tinggi temperatur maka semakin besar perolehan minyak yang di dapat, Dalam hal ini dapat disimpulkan temperatur mempengaruhi keberhasilan SAGD untuk meningkatkan peroleh minyak.



Gambar 4.10 Gambar penyebaran viskositas pada McMurray ($7,77 \text{ }^\circ\text{API}$)

Gambar 4.10 menunjukkan penyebaran viskositas ketika dilakukan injeksi SAGD, dapat terlihat tanpa melakukan injeksi maka viskositas akan bertambah seiring dengan berkurangnya tekanan di reservoir, ketika dilakukan injeksi *steam* pada temperatur injeksi $500 \text{ }^\circ\text{F}$ dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 12727 cp ke 21 cp , pada temperatur injeksi $575 \text{ }^\circ\text{F}$ dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 12703 cp ke 20 cp , dan pada temperatur injeksi $650 \text{ }^\circ\text{F}$ dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 12702 cp ke 19 cp . Dari gambar 4.10 menunjukkan seiring bertambahnya temperatur injeksi maka akan semakin luas penyebarannya. Hal ini juga terlihat pada gambar 4.9 yang menunjukkan semakin tinggi temperatur injeksi maka nilai viskositas

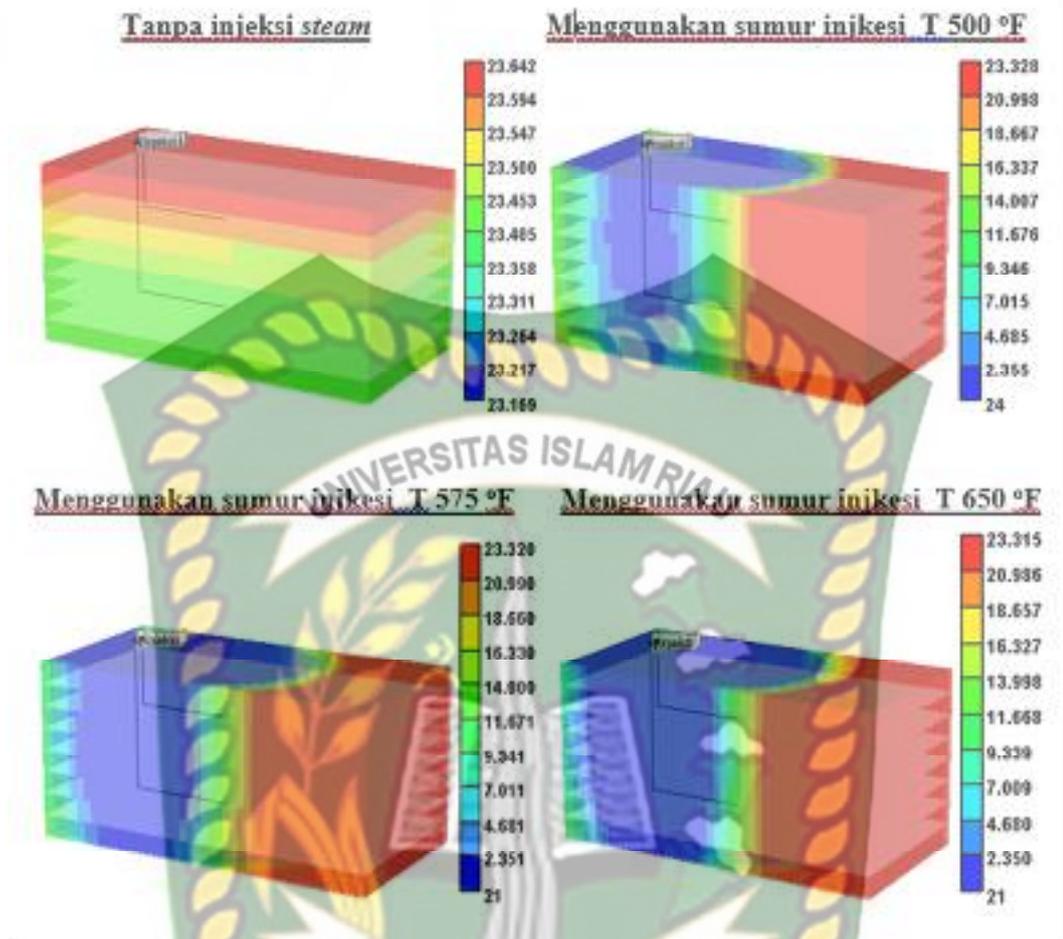
akan semakin kecil dan komulatif minyak yang terproduksi juga akan semakin besar.



Gambar 4.11 Grafik *cumulative oil production* untuk tipe *crude oil* Hamaca

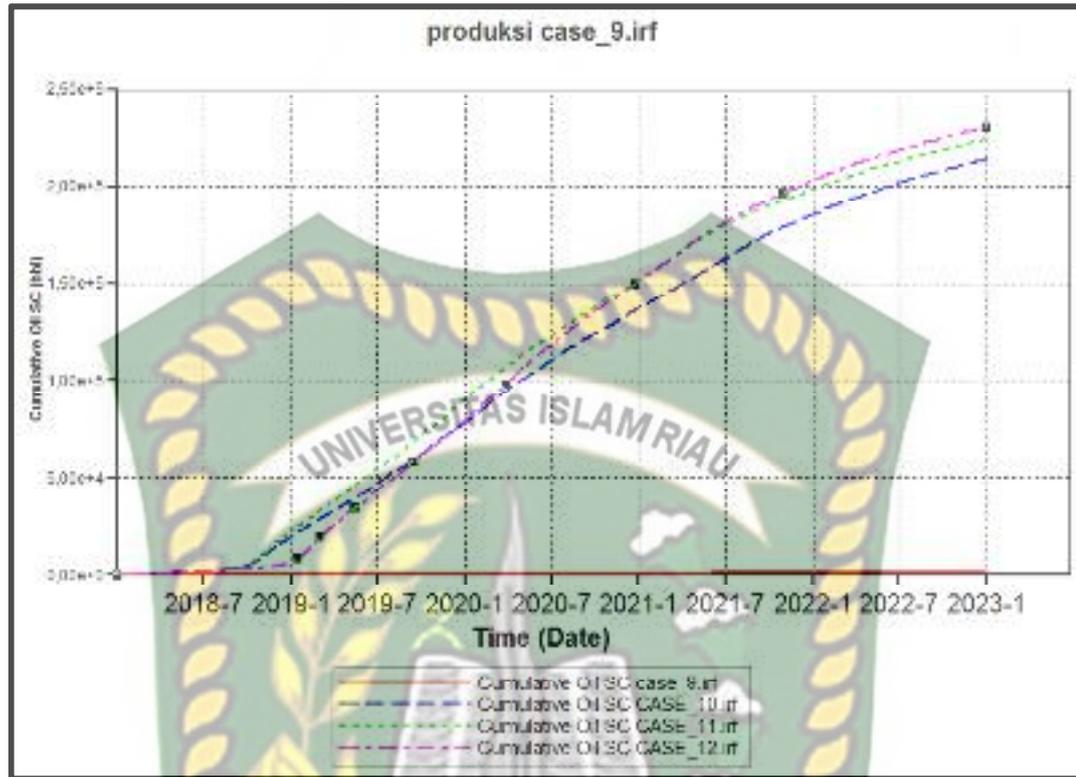
Gambar 4.11 menunjukkan grafik total produksi pada studi kasus Hamaca, terlihat pada *base case* (tanpa SAGD) total minyak yang diproduksi hanya sebesar 924,17 bbl, pada temperatur injeksi 650 °F total produksi minyak 166797 bbl, pada temperatur injeksi 575 °F total produksi minyak 157990 bbl, dan pada temperatur injeksi 500 °F total produksi minyak 144189 bbl.

Dari penelitian pada kasus McMurray dapat dilihat semakin tinggi temperatur maka semakin besar perolehan minyak yang di dapat, Dalam hal ini dapat disimpulkan temperatur mempengaruhi keberhasilan SAGD untuk meningkatkan peroleh minyak.



Gambar 4.12 Gambar penyebaran viskositas pada setiap Hamaca (9 °API)

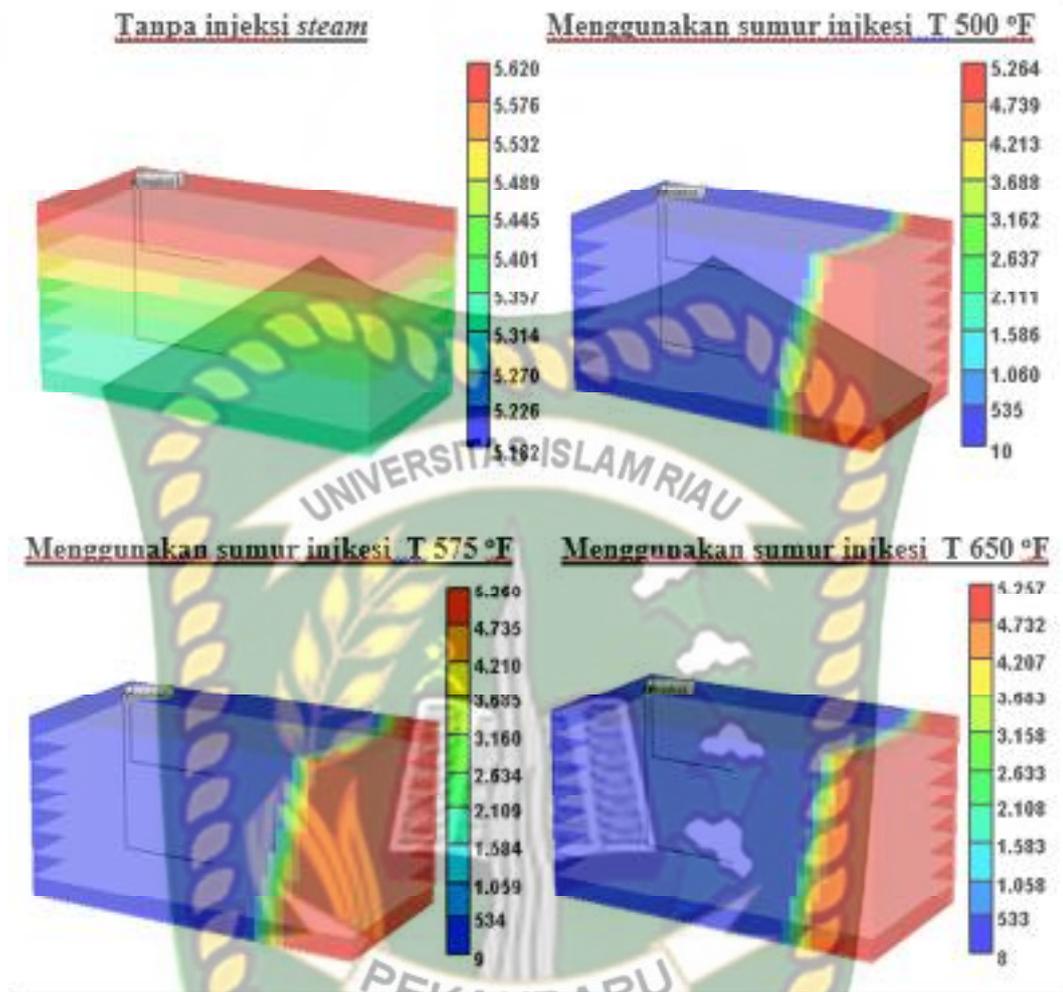
Gambar 4.12 menunjukkan penyebaran viskositas ketika dilakukan injeksi SAGD, dapat terlihat tanpa melakukan injeksi maka viskositas akan bertambah seiring dengan berkurangnya tekanan di reservoir, ketika dilakukan injeksi *steam* pada temperatur injeksi 500 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 23328 cp ke 24 cp, pada temperatur injeksi 575 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 23320 cp ke 21 cp, dan pada temperatur injeksi 650 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 23315 cp ke 21 cp. Dari gambar 4.12 menunjukkan seiring bertambahnya temperatur injeksi maka akan semakin luas penyebarannya. Hal ini juga terlihat pada gambar 4.11 yang menunjukkan semakin tinggi temperatur injeksi maka nilai viskositas akan semakin kecil dan kumulatif minyak yang terproduksi juga akan semakin besar.



Gambar 4.13 Grafik *cumulative oil production* untuk tipe *crude oil* San Ardo

Gambar 4.13 menunjukkan grafik total produksi pada studi kasus San Ardo. Dapat dilihat pada *base case* (tanpa SAGD), total minyak terproduksi hanya sebesar 1359,11 bbl, pada temperatur injeksi 650 °F total produksi minyak 230216 bbl, pada temperatur injeksi 575 °F total produksi minyak 224136 bbl, dan pada temperatur injeksi 500 °F total produksi minyak 214165 bbl.

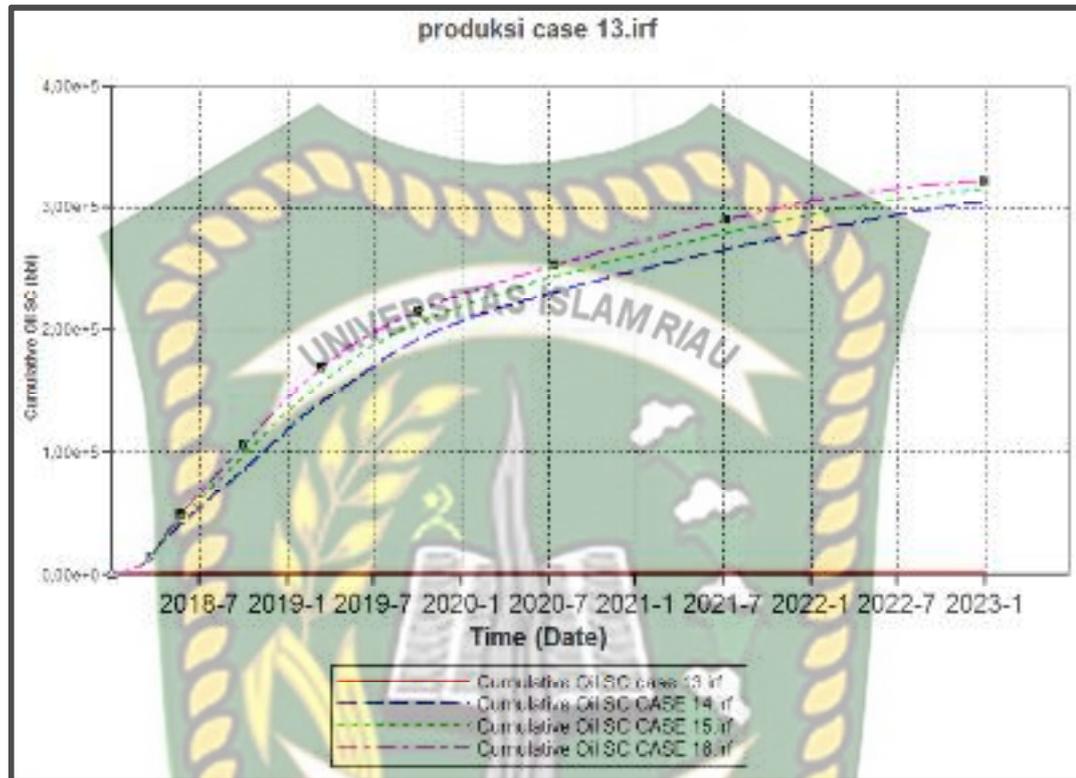
Dari penelitian pada kasus McMurray dapat dilihat semakin tinggi temperatur maka semakin besar perolehan minyak yang di dapat, Dalam hal ini dapat disimpulkan temperatur mempengaruhi keberhasilan SAGD untuk meningkatkan peroleh minyak.



Gambar 4.14 Gambar penyebaran reservoir pada San Ardo (12 °API)

Gambar 4.14 menunjukkan penyebaran viskositas ketika dilakukan injeksi SAGD, dapat terlihat tanpa melakukan injeksi maka viskositas akan bertambah seiring dengan berkurangnya tekanan di reservoir, ketika dilakukan injeksi *steam* pada temperatur injeksi 500 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 5264 cp ke 10 cp, pada temperatur injeksi 575 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 5260 cp ke 9 cp, dan pada temperatur injeksi 650 °F dapat dilihat bahwa penyebaran panas oleh *steam* dapat menurunkan nilai viskositas dari 5257 cp ke 8 cp. Dari gambar 4.14 menunjukkan seiring bertambahnya temperatur injeksi maka akan semakin luas penyebarannya. Hal ini juga terlihat pada gambar 4.13 yang menunjukkan semakin tinggi temperatur injeksi maka nilai viskositas

akan semakin kecil dan komulatif minyak yang terproduksi juga akan semakin besar.



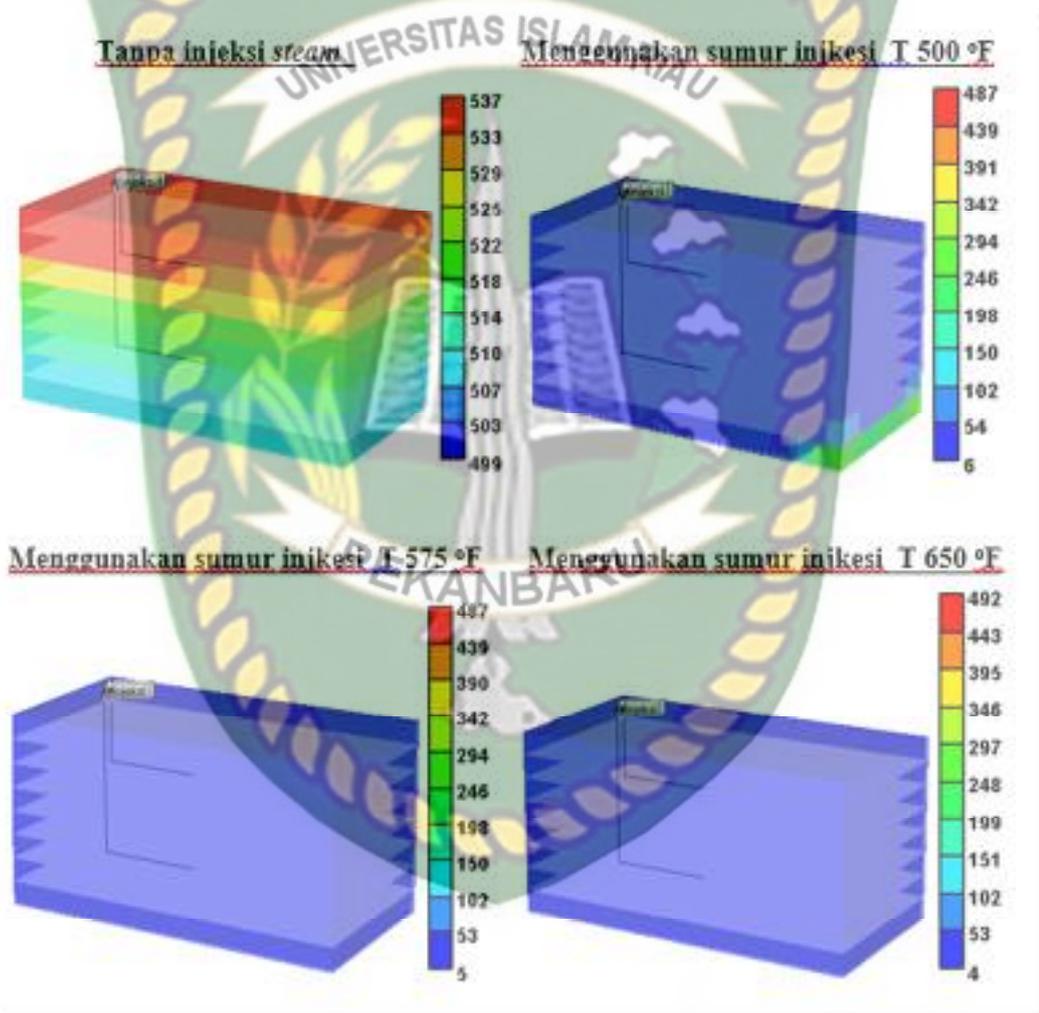
Gambar 4.15 Grafik *cumulative oil production* untuk tipe *crude oil* SPE Comperative Case

Gambar 4.15 menunjukkan grafik total produksi pada studi kasus SPE Comperative Case, terlihat pada kondisi *base case* (tanpa SAGD) total minyak yang terproduksi hanya sebesar 2510,86 bbl, dan pada temperatur injeksi 650 °F total produksi minyak sebesar 322705 bbl, pada temperatur injeksi 575 °F total produksi minyak sebesar 315744 bbl, dan pada temperatur injeksi 500 °F total produksi minyak sebesar 305705 bbl.

Dari penelitian pada kasus McMurray dapat dilihat semakin tinggi temperatur maka semakin besar perolehan minyak yang di dapat, Dalam hal ini dapat disimpulkan temperatur mempengaruhi keberhasilan SAGD untuk meningkatkan peroleh minyak.

Hal tersebut terjadi karena menurunnya viskositas minyak dengan naiknya temperatur merupakan mekanisme yang sangat penting dalam perolehan minyak

berat. Temperatur reservoir meningkat dengan adanya *steam* yang diinjeksikan, sehingga mengakibatkan viskositas minyak pun akan turun. Viskositas air pun akan ikut turun tetapi tidak signifikan dengan turunnya viskositas minyak. Meningkatnya temperatur akan meningkatkan rasio mobilitas minyak (Abdassah & Rachmat, 2001). Semakin tinggi temperatur yang dihasilkan oleh sumur produksi, maka akan menghasilkan viskositas yang lebih rendah. Sehingga minyak akan lebih cepat mengalir ke sumur produksi (Bashbush, 2010).



Gambar 4.16 Gambar penyebaran viskositas pada SPE Comparative Case (14 °API)

Gambar 4.16 menunjukkan penyebaran viskositas ketika dilakukan injeksi SAGD terlihat lebih merata karna mempunyai nilai *oil gravity* yang besar sehingga penyebaran temperatur hampir merata pada setiap *grid*. Hal ini terjadi

karena nilai viskositas nya juga lebih kecil dibandingkan dengan nilai viskositas pada lapangan sebelumnya. Dengan bertambah nya nilai temperatur injeksi sampai 650 °F maka penyebaran viskositas semakin kecil dan *cummulative oil* semakin besar. Hal ini dibuktikan oleh Chandra et al., (2005) dengan temperatur injeksi mencapai 650 °F maka peningkatan minyak yang diperoleh semakin besar. Hasil temperatur ini mendapatkan hasil tertinggi yang dapat dilihat dari tabel 4.2. Dimana pada lapangan SPE Comperative Case memperoleh total produksi minyak tertinggi yaitu sebesar 322.705 bbl dengan temperatur injeksi 650 °F, sedangkan pada temperatur injeksi 575 °F memperoleh total produksi minyak 315.744 bbl yang tidak jauh berbeda dengan temperatur injeksi 650 °F.

Tabel 4.2 Hasil pengaruh temperatur injeksi dengan *oil gravity* yang berbeda beda

No.	Jenis Fluida	Oil Gravity	Temperature Injeksi	Total Oil Cumulative
1	SPE Comparative Case	14	650	322705 bbl
			575	315744 bbl
			500	305705 bbl
			-	2510,86 bbl
2	San Ardo	12	650	230216 bbl
			575	224136 bbl
			500	214165 bbl
			-	1359,11 bbl
3	Hamaca	9	650	166797 bbl
			575	157990 bbl
			500	144189 bbl
			-	924,17 bbl
4	McMurray	7,77	650	16268,5 bbl
			575	15770,4 bbl
			500	15549,7 bbl
			-	6589,27 bbl

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan pada operasi SAGD dengan parameter API *Gravity*, temperatur injeksi, dan *steam chamber*, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Penerapan metode SAGD pada nilai API yang berbeda beda (McMurray 7,77 API, Hamaca 9 API, San Ardo 12 API, dan SPE Comperative Case 14 API), dalam penelitian ini didapatkan semakin tinggi nilai API nya maka perolehannya akan semakin baik. Seperti pada McMurray, nilai perolehannya lebih kecil dari pada Hamaca, sedangkan pada San Ardo nilai perolehannya lebih baik dibandingkan Hamaca dan McMurray. Hasil yang diperoleh SPE Comperative Case merupakan paling optimal sehingga dinilai lebih efektif dalam penerapan SAGD.
2. Jarak vertikal yang optimum dalam penelitian ini dengan metode SAGD adalah 43,12 ft. Dengan memperoleh nilai *steam chamber* paling optimum pada lapangan SPE Comperative Case 537323 ft³, McMurray 229576 ft³, San Ardo sebesar 389430 ft³, McMurray 229576, dan Hamaca 175728 ft³. Hal ini dikarenakan, semakin besar jarak vertikal sumur dan semakin lama injeksi yang dilakukan maka akan semakin besar nilai *steam chamber* yang diperoleh.
3. Dengan menggunakan temperatur yang bervariasi akan terlihat perolehan besar nilai temperatur yang tepat untuk dilakukan SAGD yang dimana 650 °F merupakan temperatur yang paling optimum pada lapangan SPE Comperative Case dengan total *oil cumulative* 322705 bbl, San Ardo dengan total *oil cumulative* 230216 bbl, Hamaca dengan total *oil cumulative* 166797 bbl, dan McMurray sebesar 16268,5 bbl. Hal ini dikarenakan, semakin tinggi temperatur nya maka akan semakin tinggi pula perolehan minyak yang di dapat.

5.2 SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan, saran yang diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan analisis dengan parameter yang lebih spesifik, seperti pengaruh *heatloss* terhadap kualitas SAGD, waktu penginjeksian, perubahan *property* reservoir, dan tingkat keekonomian penerapan SAGD disuatu lapangan.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, D., & Rachmat, S. (2001). Studi Pendesakan Uap Untuk Minyak Berat Dengan Proses “Steam Assisted Graity Drainage.”
- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering*.
- Antonio, N., Palacios, A., Nacional, U., & Uni, D. I. (2014). Assessment of Thermal Recovery : Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) to Improve Recovery Efficiency in the Heavy-Oil Fields of the Peruvian Jungle.
- Ashrafi, M., Souraki, Y., Karimaie, H., & Torsaeter, O. (2011). Experimental and Numerical Study of Steam Flooding in Fractured Porous Media. *SPE Western North American Region Meeting*. Anchorage, Alaska, USA: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/144462-MS>
- Bashbush, J. L. (2010). *Optimising Heavy Oil Steam Drainage Scenarios*.
- Carpenter, C. (2014). The Role of Autonomous Flow Control in SAGD Well Design. *Journal of Petroleum Technology*, 66(03), 136–139. <https://doi.org/10.2118/0314-0136-JPT>
- Chandra, S., & Mamora, D. D. (2005). Improved Steamflood Analytical Model. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/97870-MS>
- Chandra, S., Mamora, D. D., & Texas, A. (2005). Improved Steamflood Analytical Model.
- Fedutenko, E., Yang, C., Card, C., Nghiem, L., & Modelling, C. (2012). Forecasting SAGD Process Under Geological Uncertainties Using Data-Driven Proxy Model.
- Fedutenko, E., Yang, C., Card, C., & Nghiem, L. X. (2012). Forecasting SAGD Process Under Geological Uncertainties Using Data-Driven Proxy Model. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/157942-MS>
- Ghasemi, M., & Whitson, C. H. (2011). Modeling SAGD with a Black-Oil Proxy. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/147072-MS>

- Hama, M. Q. (2014). *Updated Screening Criteria For Steam Flooding Based On Oil Field Projects Data*.
- Hashemi-kiasari, H., Hemmati-sarapardeh, A., Mighani, S., Mohammadi, A. H., & Sedae-Sola, B. (2014). Effect of Operational Parameters on SAGD Performance in A Dip Heterogeneous Fractured Reservoir, 122.
- Iglauer, S. (2016). *World ' s largest Science , Technology & Medicine Open Access book publisher*.
- Llaguno, P. E., Moreno, F., Garcia, R., Méndez, Z., & Escobar, E. (2002). A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications.
- Nguyen, H. X., Bae, W., Tran, X. V, Ta, D. Q., & Nguyen, D. H. (2012). Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oilsands.
- Nguyen, H. X., Wisup, B., Tran, X., Ta, D. Q., & Nguyen, H. D. (2012). Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oilsands. *SPE Europec/EAGE Annual Conference*. Copenhagen, Denmark: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/154778-MS>
- Rashedi, M., Xu, O., Kwak, S., Sedghi, S., Liu, J., & Huang, B. (2018). *An Integrated First Principle Modeling To Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.005>
- Santos, R., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). An Overview Of Heavy Oil Properties And Its Recovery And Transportation Methods, 31(03), 571–590.
- Sengel, A. (2013). *Development Of Artificial Neural Networks For Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Recorvery Method In Heavy Oil Reservoirs*.
- Shin, H., & Polikar, M. (2007). Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions, (10).
- Souraki, Y., Torsater, O., Jahanbani Ghahfarokhi, A., & Ashrafi, M. (2013). Application of Solvent Alternating SAGD Process to Improve SAGD Performance in Athabasca Bitumen Reservoir. *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference*. Monterey,

California, USA: Society of Petroleum Engineers.
<https://doi.org/10.2118/165327-MS>

Strobl, R., Gray, D., Flowers, C., Wang, Y., Holmes, S., & Boustani, A. (2016). Steam Assisted Gravity Drainage – New Perspectives on Recovery Mechanisms and Production.

Temizel, C., Tuna, T., & Putra, D. (2016). A Critical Investigation of Optimization of Steam-Assisted Gravity Drainage SAGD in Naturally-Fractured Heavy Oil Carbonate Reservoirs Under Uncertainty. *Offshore Technology Conference Asia*. Kuala Lumpur, Malaysia: Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/26446-MS>

