

**ANALISIS SENSITIVITAS TERHADAP PENGARUH
PARAMETER OPERASI PADA INJEKSI UAP
DENGAN PROSES *STEAM-ASSISTED GRAVITY*
*DRAINAGE***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

**MUHAMMAD ICHWAN FAUZI
143210457**

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

2018

**ANALISIS SENSITIVITAS TERHADAP PENGARUH
PARAMETER OPERASI PADA INJEKSI UAP
DENGAN PROSES *STEAM-ASSISTED GRAVITY*
*DRAINAGE***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

**MUHAMMAD ICHWAN FAUZI
143210457**



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

2018

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 penulis lain.

Pekanbaru, 20 Desember 2018

Muhammad Ichwan Fauzi
143210457



KATA PENGANTAR

Assalammulaikum Warahmatullahi Wabarakatuh,

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Saya menyadari bahwa banyak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Abi Makmur Mors, Umi Sri Wahyuni dan keluarga yang selalu memberikan dukungan penuh material maupun moral dan selalu mendoakan saya.
2. Bapak Fiki Hidayat, M.Eng selaku dosen pembimbing I dan Bapak Tomi Erfando, ST., MT selaku dosen pembimbing II, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu Novrianti, ST., MT selaku dosen pembimbing akademik, telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan selama masa perkuliahan.
4. 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.
5. Laboratorium Komputer Praktikum Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan UIR.
6. Sahabat terbaik saya Suci Zafirah Zulti, ST yang telah membantu dan memberikan saya dukungan selama penyusunan tugas akhir.
7. Teman seperjuangan yang telah melewati banyak drama selama penyusunan tugas akhir ini, Ridho Subagio, M. Fauzi Saragih, Ilham Febriandi. Terimakasih banyak selalu membantu dan mendukung saya.

8. Teman-teman Petroleum Delta 2014 yang telah mendukung saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
9. Sahabat-sahabat saya, FE Fikran Al Furqon, Sajidul Fajri, Azizah Indriani yang selalu mendukung dan menyemangati saya.

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

Wassalamualaikum warahmatullahi wabarakatuh.

Pekanbaru, 20 Desember 2018

Penulis



DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	1
1.3 BATASAN MASALAH	2
1.4 METODOLOGI PENELITIAN	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 ENHANCED OIL RECOVERY (EOR)	5
2.2 THERMAL RECOVERY	6
2.3 STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE	7
2.3.1 Mekanisme <i>Steam-Assisted Gravity Drainage</i>	7
2.3.2 Jenis-Jenis Metode SAGD	10
2.3.2.1. <i>Single-Well SAGD (SW-SAGD)</i>	11
2.3.2.2. <i>Steam and Gas Push (SAGP)</i>	11
2.3.2.3. <i>Fast-SAGD</i>	12
2.3.2.4. <i>SAGD Wind-Down</i>	13
2.3.2.5. <i>Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD)</i>	13
2.3.3 Parameter Reservoir SAGD	13
2.3.3.1. Porositas	13

2.3.3.2.	Ketebalan formasi	14
2.3.3.3.	Saturasi minyak.....	15
2.3.3.4.	Viskositas.....	15
2.3.3.5.	Konduktivitas <i>thermal</i> batuan.....	15
2.3.4	Parameter Operasi SAGD	16
2.3.4.1.	<i>Preheating period</i>	16
2.3.4.2.	Laju injeksi uap.....	18
2.3.4.3.	Jarak vertikal sumur injeksi dengan sumur produksi.....	19
2.3.5	Kelebihan dan Kekurangan Metode SAGD.....	19
2.3.5.1.	Kelebihan	19
2.3.5.2.	Kekurangan	20
BAB III	PEMODELAN RESERVOIR	21
3.1	PEMODELAN SIMULASI	21
3.1.1	Reservoir <i>Properties</i>	21
3.1.2	Pembuatan <i>Grid</i>	24
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN	26
4.1	<i>BASE CASE</i>	26
4.2	SENSITIVITAS <i>PREHEATING PERIOD</i>	27
4.3	SENSITIVITAS LAJU INJEKSI UAP.....	32
4.4	SENSITIVITAS JARAK VERTIKAL SUMUR	34
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN.....	38
5.1	KESIMPULAN	38
5.2	SARAN	39
DAFTAR PUSTAKA	40

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Diagram Alir Tugas Akhir.....	4
Gambar 2.1 Klasifikasi Metode EOR.....	6
Gambar 2.2 Skema mekanisme proses SAGD	8
Gambar 2.3 Skema konfigurasi sumur SAGD	9
Gambar 2.4 <i>Single-Well</i> SAGD.....	11
Gambar 2.5 Proses <i>Fast-SAGD</i>	12
Gambar 2.6 Urutan parameter dalam analisa sensitivitas.....	14
Gambar 2.7 Pengaruh <i>preheating period</i> terhadap laju produksi dan kumulatif produksi minyak	17
Gambar 2.8 Pengaruh <i>preheating period</i> terhadap CSOR	18
Gambar 2.9 Bentuk ruang uap pada laju injeksi yang berbeda	19
Gambar 3.1 Grafik hubungan K_r vs S_w	23
Gambar 3.2 Model <i>cartesian grid</i> dan lokasi sumur	24
Gambar 4.1 Grafik <i>oil recovery factor</i> (RF) antara <i>base case</i> dan metode SAGD.....	26
Gambar 4.2 Grafik pengaruh <i>preheating period</i> dengan waktu yang berbeda terhadap <i>recovery factor</i>	27
Gambar 4.3 Grafik pengaruh <i>preheating period</i> dengan waktu yang berbeda terhadap CSOR	28
Gambar 4.4 Grafik RF dan CSOR terhadap <i>preheating period</i>	29
Gambar 4.5 Penyebaran Temperatur ($^{\circ}\text{F}$).....	31
Gambar 4.6 Grafik viskositas minyak terhadap waktu pada <i>layer</i> yang berbeda dengan <i>preheating period</i> 100 hari	32
Gambar 4.7 Grafik pengaruh laju injeksi uap yang berbeda terhadap <i>recovery factor</i>	33
Gambar 4.8 Grafik pengaruh laju injeksi uap yang berbeda terhadap CSOR.....	33
Gambar 4.9 Grafik pengaruh jarak vertikal sumur yang berbeda terhadap <i>recovery factor</i>	35
Gambar 4.10 Grafik pengaruh jarak vertikal sumur yang berbeda	



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Screening criteria</i> SAGD	10
Tabel 3.1 Data Reservoir <i>Properties</i>	21
Tabel 3.2 Data Parameter Operasi	22
Tabel 3.3 Permeabilitas Relatif	22
Tabel 3.4 Model <i>properties</i>	24
Tabel 3.5 Hasil Inisialisasi Simulasi	25
Tabel 4.1 Hasil pengaruh sensitivitas <i>preheating</i> dengan nilai yang berbeda terhadap oil recovery factor dan CSOR.....	28
Tabel 4.2 Hasil pengaruh sensitivitas laju injeksi uap dengan nilai yang berbeda terhadap oil recovery factor dan CSOR.....	34
Tabel 4.3 Hasil pengaruh sensitivitas jarak vertikal sumur terhadap <i>oil recovery factor</i> dan CSOR	36

DAFTAR SINGKATAN



EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
STARS	<i>Thermal & Advanced Process Reservoir Simulator</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
CSOR	<i>Cumulative Steam Oil Ratio</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
bbbl	<i>Barrel</i>
bbbl/d	<i>Barrel/day</i>
cp	<i>Centi-poise</i>
ft	<i>Feet</i>
Kr	<i>Permeabilitas relatif</i>
mD	<i>Millidarcy</i>
Sw	<i>Water saturation</i>
psi	<i>Pounds per square inch</i>
BTU	<i>British thermal units</i>
NCG	<i>Non Condensable Gas</i>

DAFTAR SIMBOL

μ	Viskositas, cp
\emptyset	Porositas, fraksi
h	Ketebalan, ft
$^{\circ}\text{F}$	Fahrenheit
K_r	Permeabilitas relatif, mD
K	Permeabilitas, mD
S_w	Water saturation, fraksi



ANALISIS SENSITIVITAS TERHADAP PENGARUH PARAMETER OPERASI PADA INJEKSI UAP DENGAN PROSES *STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE*

MUHAMMAD ICHWAN FAUZI
143210457

ABSTRAK

Pada saat ini semakin banyak ditemukan cadangan minyak mentah berat sehingga perlu diterapkan teknologi *enhanced oil recovery* (EOR) yang dianggap efektif apabila diterapkan pada reservoir minyak berat. Metode *steam-assisted gravity drainage* (SAGD) adalah salah satu metode *thermal* EOR dengan menginjeksikan uap secara kontinu dengan memanfaatkan gaya gravitasi. Dengan adanya perbedaan gravitasi menyebabkan uap akan cenderung naik ke atas, sedangkan minyak cenderung untuk berada di bawah. Untuk proses ini diperlukan satu sumur horizontal bagian atas sebagai sumur injeksi dan satu sumur horizontal di bagian bawah sebagai sumur produksi dalam satu formasi.

Analisis sensitivitas parameter operasi SAGD pada penelitian ini dilakukan dengan *simulation research* menggunakan *software* CMG-STAR3. Simulasi dilakukan pada model reservoir yang homogen untuk mengetahui perbandingan kondisi *base case* dan kondisi injeksi SAGD serta mengetahui besarnya nilai *recovery factor* dan CSOR dari beberapa parameter operasi yang diuji sensitivitas, yaitu *preheating period*, laju injeksi uap, dan jarak vertikal sumur.

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan, diperoleh nilai *recovery factor* yang secara langsung dapat menentukan keberhasilan dari metode SAGD yang telah diterapkan di Lapangan X. Pada kondisi *base case* atau tanpa injeksi, diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 2,13% sedangkan pada kondisi injeksi *recovery factor* mencapai nilai 55,90%. Sedangkan pada hasil sensitivitas terlihat bahwa parameter *preheating period*, laju injeksi uap, dan jarak vertikal sumur mempengaruhi peningkatan *recovery factor* dan CSOR. Pada sensitivitas *preheating period* 25 hari memperoleh *recovery factor* paling tinggi yaitu sebesar 56,04% dan *preheating period* 150 hari memperoleh CSOR paling rendah sebesar 12,35 bbl/bbl. Sensitivitas laju injeksi uap 2.000 bbl/d memperoleh *recovery factor* paling tinggi yaitu sebesar 58,46% dan laju injeksi uap 500 bbl/d memperoleh CSOR paling rendah yaitu 6,88 bbl/bbl. Sedangkan sensitivitas jarak vertikal sumur 60 ft memperoleh *recovery factor* paling tinggi dan CSOR paling rendah yaitu sebesar 58,50% dan 11,87 bbl/bbl.

Kata kunci : EOR, SAGD, *recovery factor*, *cumulative steam oil ratio*

***SENSITIVITY ANALYSIS OF THE EFFECT OF OPERATIONAL
PARAMETERS IN STEAM INJECTION USING STEAM-ASSISTED
GRAVITY DRAINAGE PROCESS***

**MUHAMMAD ICHWAN FAUZI
143210457**

ABSTRACT

Currently, more heavy crude oil reserves are found thus it is essential to implement enhanced oil recovery (EOR) technology which is considered effective if applied to heavy oil reservoirs. Steam-assisted gravity drainage (SAGD) method is one of thermal EOR method by injecting steam continuously and utilize the force of gravity. With the difference in gravity, steam will incline to rise upward, whilst oil inclines to be below. This process requires one horizontal well at the top as injection well and one horizontal well at the bottom as production well in a formation.

Sensitivity analysis of SAGD operating parameters in this study conducted by simulation research using CMG-STARs software. Simulations performed on a homogeneous reservoir model to determine comparison of base case conditions and SAGD injection conditions and knowing the value of the recovery factor and CSOR from several operating parameters for sensitivity, such as the preheating period, steam injection rate, and vertical well spacing.

Based on the simulation results, the recovery factor value has obtained which can directly determine the successful of the SAGD method that has been applied in X Field. In the base case or without injection conditions, the recovery factor value is 2.13% while the injection condition reaches a value of 55.90%. Whereas the sensitivity results show that the preheating period, steam injection rate, and vertical distance of the well affect the enhancement of oil recovery factor and CSOR. In the 25 days of preheating period sensitivity, the highest recovery factor is 56.04% and 150 days preheating period obtained the lowest CSOR of 12.35 bbl/bbl. Sensitivity of steam injection rate of 2,000 bbl/d obtained the highest recovery factor value of 58.46% and 500 bbl/d steam injection rate obtained the lowest CSOR of 6.88 bbl/bbl. Whilst sensitivity of 60 ft vertical well spacing, obtained the highest recovery factor and the lowest CSOR is 58.50% and 11.87 bbl/bbl.

Keywords : *EOR, SAGD, recovery factor, cumulative steam oil ratio*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Pada saat ini kebutuhan akan minyak bumi mengalami peningkatan setiap tahunnya. Hal tersebut tidak sebanding dengan hasil produksi minyak bumi yang semakin menurun dalam dekade terakhir (SKK MIGAS, 2017). Selain itu, lebih dari $\frac{2}{3}$ total sumber daya minyak dunia merupakan minyak berat dan *bitumen*. Dengan jumlah lebih dari 10 milyar *barrel* berada di Indonesia (Law, 2010). Sehingga perlu diterapkan teknologi *enhanced oil recovery* (EOR) yang dianggap efektif apabila diterapkan pada reservoir minyak berat.

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan suatu teknologi untuk meningkatkan *oil recovery* yang tidak dapat diperoleh dari *primary recovery* dan *secondary recovery* (Mohammed, Omar, & Tahadafallaelzain, 2016). Metode EOR yang umumnya diterapkan untuk reservoir minyak berat yaitu metode *thermal*, dengan memanfaatkan panas untuk meningkatkan temperatur reservoir dan menurunkan viskositas minyak sehingga minyak akan lebih mudah mengalir dan dapat diproduksi. Metode-metode yang termasuk ke dalam jenis metode *thermal* adalah *steamflooding*, *cyclic steam stimulation*, *steam-assisted gravity drainage* (SAGD), *in-situ combustion*, dan *high pressure air injection* (HPAI) (Galas et al., 2012)

Diantara metode *thermal* lainnya, *steam-assisted gravity drainage* (SAGD) adalah salah satu teknologi yang paling berhasil untuk memperoleh minyak mentah berat dan secara luas berlaku di berbagai jenis lapangan minyak dimana proses *thermal* diperlukan, dengan estimasi *recovery factor* lebih dari 50% (Rodríguez & Orjuela, 2004). Pada proses SAGD konvensional, uap diinjeksikan melalui sumur injeksi. Injeksi uap yang dilakukan menyebabkan uap mengalir keatas karena pengaruh perbedaan gravitasi dan karena adanya hubungan antara batuan dengan fluida. Dengan adanya perbedaan gravitasi tersebut, menyebabkan minyak cenderung untuk berada di bawah sedangkan uap akan cenderung naik ke atas

mengisi ruang sehingga terbentuklah ruang uap (*steam chamber*) (Wei et al., 2014). Untuk proses ini, diperlukan satu sumur horizontal di bagian atas sebagai sumur injeksi dan satu sumur horizontal di bagian bawah sebagai sumur produksi dalam satu formasi (Shen, 2013).

Dalam proses SAGD, perlu mempertimbangkan beberapa parameter operasi untuk mencapai keberhasilan dari proses SAGD yang dilakukan, seperti *preheating period*, laju injeksi uap, tekanan injeksi uap, *steam quality*, jarak vertikal sumur, *well pair length*, dan *bottom hole production*. Tetapi peneliti hanya akan menganalisis tiga parameter operasi, yaitu *preheating period* (Hashemi Kiasari et al., 2010), laju injeksi uap (Prada et al., 2005), dan jarak vertikal sumur (Nguyen et al., 2012). Hal ini dikarenakan ketiga parameter tersebut merupakan parameter operasi yang paling berpengaruh pada proses SAGD. Dengan semakin meningkatnya *preheating period*, laju injeksi uap, dan jarak vertikal sumur akan memberikan *recovery factor* yang semakin besar dan CSOR yang semakin kecil. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan X yang mengandung reservoir minyak berat dengan membuat pemodelan reservoir menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini ialah:

1. Mengetahui perbandingan kondisi *base case* atau tanpa injeksi dengan kondisi injeksi SAGD terhadap nilai *oil recovery factor*
2. Mengetahui pengaruh sensitivitas *preheating period* terhadap *oil recovery factor* dan *cumulative steam oil ratio*
3. Mengetahui pengaruh sensitivitas laju injeksi uap terhadap *oil recovery factor* dan *cumulative steam oil ratio*
4. Mengetahui pengaruh sensitivitas jarak vertikal antara sumur injeksi dengan sumur produksi terhadap *oil recovery factor* dan *cumulative steam oil ratio*

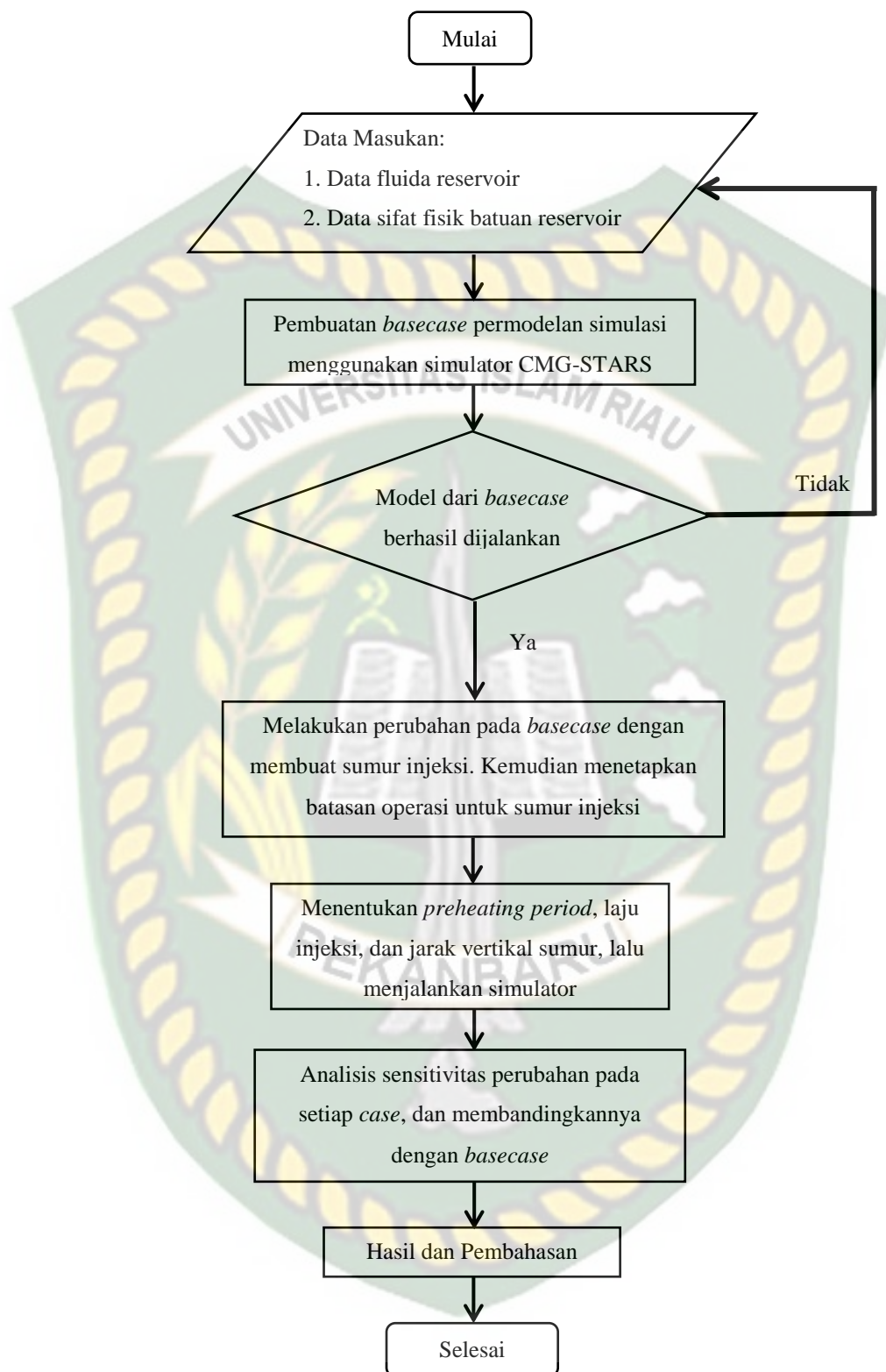
1.3 BATASAN MASALAH

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-STAR5
2. SAGD konvensional
3. Hanya untuk lapangan X
4. Tidak memperhatikan pengaruh *petrophysics* dan *heat loss*
5. Analisis sensitivitas parameter operasi dalam proses SAGD yaitu *preheating period*, laju injeksi uap, dan jarak vertikal antara sumur injeksi dengan sumur produksi
6. Pada pemodelan terdapat *base case* dan 14 skenario sensitivitas, diantaranya *preheating period* 6 skenario, laju injeksi uap 4 skenario, dan jarak vertikal sumur 4 skenario.

1.4 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan *simulation research*, dengan membuat pemodelan menggunakan simulator reservoir yaitu *software* CMG (*Computer Modelling Group*). Penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau dan dengan waktu penelitian yaitu selama 10 bulan (Februari 2018 – Desember 2018). Sumber data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang berasal dari *paper* dan literatur yang berkaitan dengan topik ini. Data-data tersebut meliputi data fluida reservoir dan data sifat fisik batuan reservoir.



Gambar 1.1 Diagram Alir Tugas Akhir

BAB II

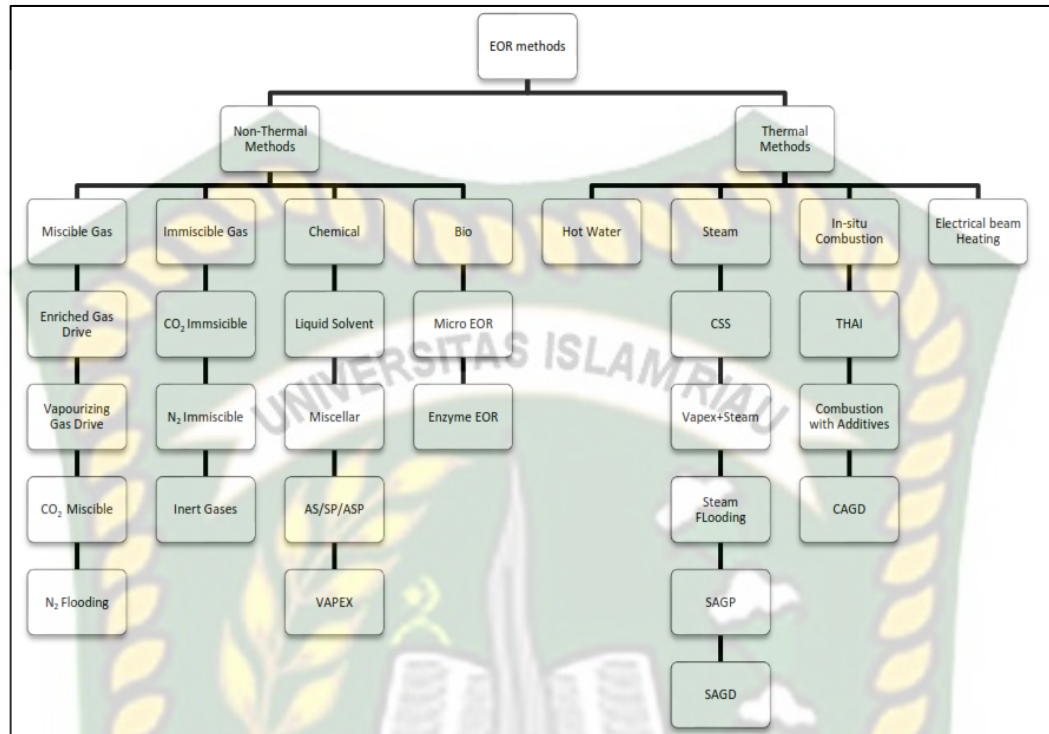
TINJAUAN PUSTAKA

Al-Qur'an menyatakan bahwa sumber daya alam yang ada di bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia, manusia yang menjadi khalifah untuk mengurus dan memanfaatkannya tanpa merusak tatanan yang telah ada. Sumber daya alam adalah lingkungan yang bermanfaat bagi manusia. Salah satu sumber daya alam tersebut adalah minyak dan gas. Sifat sumber daya minyak dan gas adalah bisa habis dan punah jika dieksploitasi terus menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam. Allah Subhanahu Wata'ala memberikan wewenang kepada manusia untuk menguasai hak milik tersebut dan memberikan izin kepemilikan pada orang tertentu yang sifatnya *real*. Allah berfirman dalam QS. Al-Baqarah (2): 29 yang artinya, Dia-lah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kemudian Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikan-Nya tujuh langit dan Dia Maha mengetahui segala sesuatu (Rahmawati, 2014). Oleh karena itu, dalam pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan. Sehingga untuk memperoleh sumber daya minyak dan gas secara maksimal dibutuhkan teknik dan teknologi dalam memperolehnya, yaitu teknologi *enhanced oil recovery* (EOR).

2.1 ENHANCED OIL RECOVERY (EOR)

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan suatu teknologi produksi yang melibatkan injeksi energi atau fluida untuk meningkatkan *oil recovery* pada setiap tahapan produksi, baik *primary*, *secondary*, atau *tertiary*, dengan tujuan meningkatkan total perolehan (Alvarado & Manrique, 2010). Metode EOR ini hanya memusatkan pada perolehan minyak sisa dari reservoir yang telah habis energinya selama penerapan metode *primary* dan *secondary*. Sebagian besar minyak yang telah diproduksi beberapa diantaranya telah menerapkan metode *tertiary* yang mana metode ini mampu memperoleh 30-60% minyak yang terkandung di reservoir (Speight, 2009). Gambar 2.1 menunjukkan klasifikasi metode EOR. Dengan demikian, dibandingkan dengan metode *primary* dan

secondary recovery, teknologi EOR sebagai alternatif yang lebih baik karena dapat meningkatkan produksi minyak secara signifikan.



Gambar 2.1 Klasifikasi Metode EOR (Abdulkadir, Hashim, Alkali, & Kumar, 2017)

2.2 THERMAL RECOVERY

Secara umum terdapat dua metode *thermal* untuk perolehan minyak berat, yaitu proses dimana panas diinjeksikan ke dalam reservoir dan proses dimana panas dihasilkan di dalam reservoir itu sendiri (Naqvi, 2012). Motivasi dalam mengembangkan proses *thermal recovery* adalah adanya reservoir besar di seluruh dunia yang diketahui mengandung miliaran barel minyak berat (10-20° API) dan *tar sands* ($\leq 10^\circ$ API) (Kamari et al., 2015).

Dalam penerapannya, metode *thermal* EOR umumnya berlaku untuk minyak berat dan viskositas tinggi, dan melibatkan energi panas ke dalam reservoir untuk menaikkan temperatur minyak dan mengurangi viskositasnya. Injeksi uap (atau air panas) dan *in-situ combustion* adalah metode *thermal recovery* yang populer. Tiga metode yang meliputi injeksi uap adalah *cyclic steam stimulation (huff & puff)*, *steam flood* dan *steam-assisted gravity drainage (SAGD)*. *In-situ combustion*

meliputi injeksi udara, di mana minyak dibakar, menghasilkan panas secara internal dan juga menghasilkan gas pembakaran, yang meningkatkan perolehan (Kokal & Al-Kaabi, 2010).

Injeksi uap paling populer untuk reservoir minyak berat dengan proyek yang sedang berlangsung terdapat di Alberta (Kanada), Venezuela, California, Indonesia, Uni Soviet, dan Oman (Kokal & Al-Kaabi, 2010).

2.3 STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE

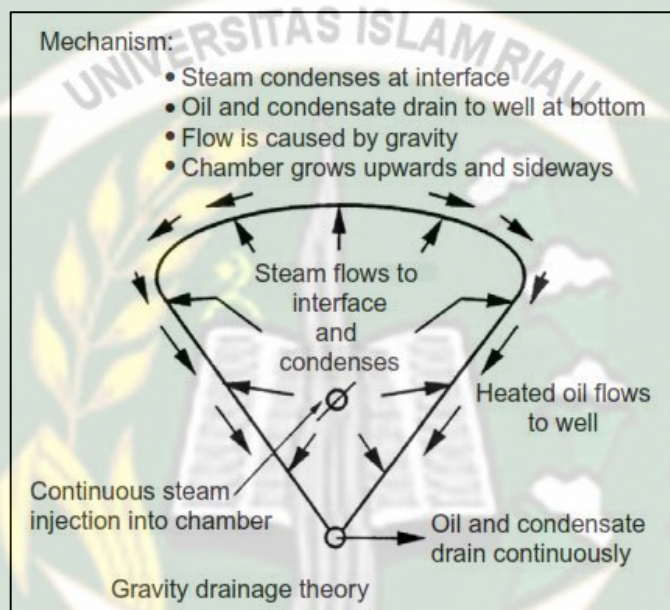
Steam-assisted gravity drainage atau lebih dikenal dengan istilah SAGD pertama kali dipelopori oleh Dr. Roger M. Butler seorang professor di Universitas Calgary Kanada pada tahun 1978 (Deutsch & McLennan, 2005). Perusahaan menguji coba sumur SAGD yang pertama di Cold Lake, Alberta dan teknologi ini dipatenkan pada tahun 1982 (Limited, 2014). Pada saat itu, cadangan minyak konvensional di Kanada menipis, namun masih memiliki minyak berat dan *bitumen* dalam jumlah yang banyak (sekitar 80%). Dilakukan metode *cyclic steam*, namun hanya efektif untuk daerah pengurasan yang sempit dan *recovery* yang sedikit. Oleh karena itu, SAGD dengan kriterianya mampu meningkatkan *recovery* yang lebih besar. Sampai saat ini, lebih dari 100 miliar barel minyak di Athabasca *oil sands* dapat diperoleh melalui perolehan SAGD (Limited, 2014). Metode SAGD hanya diterapkan pada reservoir *heavy oil-extra heavy oil* dengan densitas minyak 10-20 °API dan viskositas minyak 100-10.000 cp serta *bitumen* dengan densitas minyak <10 °API dan viskositas minyak hingga >10.000 cp (Law, 2010). Estimasi *recovery factor* dari metode ini berkisar antara 50-70%. Metode SAGD digunakan di berbagai lapangan di Rumania, China, Venezuela, Kanada, termasuk lapangan Christina Lake dan MacKay (Nestor Antonio Alejandro Palacios Chun, 2014)

2.3.1 Mekanisme *Steam-Assisted Gravity Drainage*

Mekanisme SAGD dimulai ketika uap diinjeksikan secara kontinyu ke formasi melalui sumur injeksi dan uap mengisi ruang pori sehingga membentuk ruang uap (*steam chamber*). Kondensat uap akan menyentuh permukaan *bitumen* dan memanaskan minyak. Minyak yang panas, mengalami penurunan viskositas, dan karena efek dari gravitasi, minyak mengalir menuju sumur produksi. Lalu,

ruang uap meningkat secara vertikal dan menyebar secara lateral pada formasi di bawah gaya gravitasi (Shen, 2013).

Berdasarkan gambar 2.2, proses SAGD didominasi oleh gaya gravitasi. Dengan gaya gravitasi, prosesnya relatif stabil. Oleh karena itu dibutuhkan mobilitas fluida cukup tinggi untuk mencapai produktivitas sumur yang layak. Hal ini dapat dicapai dengan menurunkan viskositas minyak melalui pemanasan dan memilih formasi dengan permeabilitas tinggi, terutama permeabilitas vertikal (Shen, 2013).



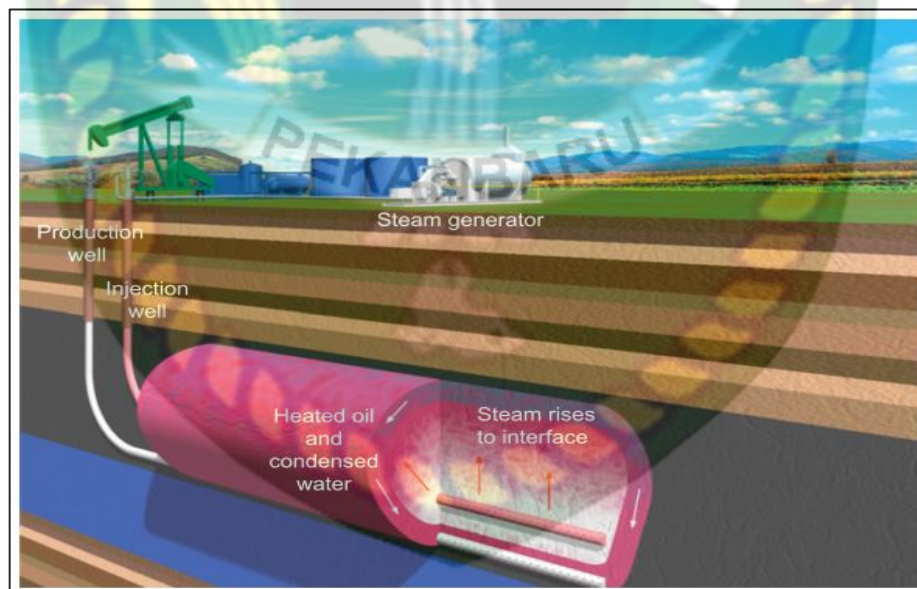
Gambar 2.2 Skema mekanisme proses SAGD (Shen, 2013)

Karakteristik proses SAGD (Nestor Antonio Alejandro Palacios Chun, 2014):

- Tekanan pada ruang uap konstan.
- Uap dan air dikondensasi bersama dengan *solution-gas*, ditambah ekspansi *thermal*, bekerja untuk menjaga tekanan di sekitar sumur produksi pada laju optimal, menghindari ketidakstabilan, seperti *coning* and *channeling*.
- Ruang uap meningkat sebanding dengan produksi minyak, ruang kosong di pori-pori dipenuhi dengan uap yang diinjeksikan, sehingga memungkinkan uap untuk menghasilkan minyak yang tidak bergerak.
- Laju produksi minyak maksimum biasanya terjadi saat ruang uap mencapai puncak reservoir.

- *Breakthrough* pertama terjadi pada awal bagian horizontal, memaksa uap untuk memanaskan formasi sekitarnya dengan konduksi *thermal*, dan mengurangi viskositas minyak. Hal ini memungkinkan untuk menginjeksikan uap lebih banyak, dan memaksanya untuk mengalirkan minyak.
- Fungsi utama mekanisme mengontrol perangkat uap adalah membiarkan pembentukan ruang uap untuk mencegah produksi uap.

Dalam prosesnya, SAGD menggunakan dua sumur horizontal sejajar yang terpisah oleh jarak vertikal ditempatkan dekat dengan formasi, dimana sumur bagian atas sebagai sumur injeksi dan sumur bagian bawah sebagai sumur produksi, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.3 (Shen, 2013). Uap panas mengurangi viskositas minyak berat kemudian uap tersebut mengalir menuju sumur dengan cara gravitasi. Meskipun jarak sumur injeksi dan produksi dekat (5-7 m), mekanisme tersebut menyebabkan zona uap jenuh, dikenal sebagai ruang uap (*steam chamber*). Jarak antara sepasang sumur horizontal yang dipisahkan secara vertikal satu sama lain adalah 15-20 ft. Uap yang diinjeksikan mengurangi viskositas minyak dengan nilai serendah 1-10 cP, tergantung pada temperatur dan kondisi awal reservoir (Naqvi, 2012).



Gambar 2.3 Skema konfigurasi sumur SAGD (Shen, 2013)

Injeksi secara kontinyu menyebabkan ruang uap bertambah keatas hingga puncak reservoir dan menyebar secara horizontal. Jika lokasi sumur injeksi sangat

dekat dengan sumur produksi, pada dasar reservoir, uap akan cenderung naik, fluida kondensat akan turun, dan uap yang mengalir langsung ke sumur produksi akan berkurang. Proses ini terutama bergantung pada perbedaan densitas antara ruang uap, fasa cair, dan juga permeabilitas efektif vertikal dari reservoir (Nasr & Ayodele, 2005; Barillas, Jr, Mata, & Federal, 2009).

Tabel 2.1 *Screening criteria SAGD* (Abdelkhalig et al., 2015)

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

Dalam mencapai keberhasilan proses SAGD, perlu diperhatikan kriteria parameter SAGD. Tabel 2.1 menunjukkan *screening criteria* SAGD berdasarkan kondisi operasi minimal dan optimal yang meliputi kedalaman, jenis batuan, ketebalan formasi, saturasi air, *specific gravity*, viskositas, permeabilitas, *areal continuity*, dan *clay content*.

2.3.2 Jenis-Jenis Metode SAGD

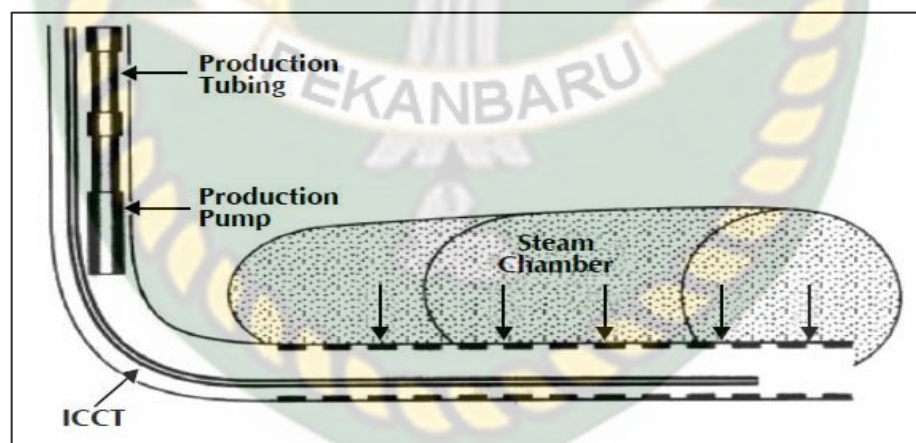
Pada penelitian ini digunakan SAGD konvensional. Proses SAGD konvensional adalah metode *recovery* dengan injeksi uap yang menggunakan dua sumur horizontal. Proses *steam drive* dapat diterapkan pada operasi SAGD setelah mobilitas minyak berat telah diperoleh di antara ruang uap. Hal ini dilakukan

dengan menurunkan tekanan injeksi uap dalam satu ruang uap, sambil mempertahankan tekanan di ruang uap. Sebaliknya, penelitian lain telah memeriksa cara untuk mengurangi biaya operasi dengan mengurangi jumlah sumur horizontal dan kuantitas uap yang diinjeksikan atau dengan meningkatkan efisiensi *thermal* di reservoir (Shin & Polikar, 2007).

Oleh karena itu, pemilihan jenis metode SAGD yang akan digunakan akan sangat didasarkan pada deskripsi, karakteristik lapangan, dan penilaian biaya. Adapun jenis-jenis metode SAGD yang diterapkan dan berkembang hingga saat ini antara lain:

2.3.2.1. *Single-Well SAGD (SW-SAGD)*

SW-SAGD merupakan mekanisme *recovery* yang melalui penggunaan satu sumur horizontal yang meliputi injeksi uap dan menghasilkan minyak secara bersamaan. Uap diinjeksikan pada ujung sumur horizontal melalui *Isolated Concentric Coiled Tubing* dan fluida produksi melalui *annulus*. Uap yang tersisa meningkat secara vertikal, membentuk ruang memanaskan minyak, menurunkan viskositas dan mengalirkannya ke sumur dengan gaya gravitasi (Rodríguez & Orjuela, 2004). Meskipun metode ini kurang ekonomis dibandingkan SAGD konvensional, SAGD satu sumur dapat diterapkan di reservoir tipis (<15 m) dimana SAGD sumur ganda tidak efektif karena ketebalan reservoir yang kecil. (Shin & Polikar, 2007)



Gambar 2.4 *Single-Well SAGD* (Rodríguez & Orjuela, 2004)

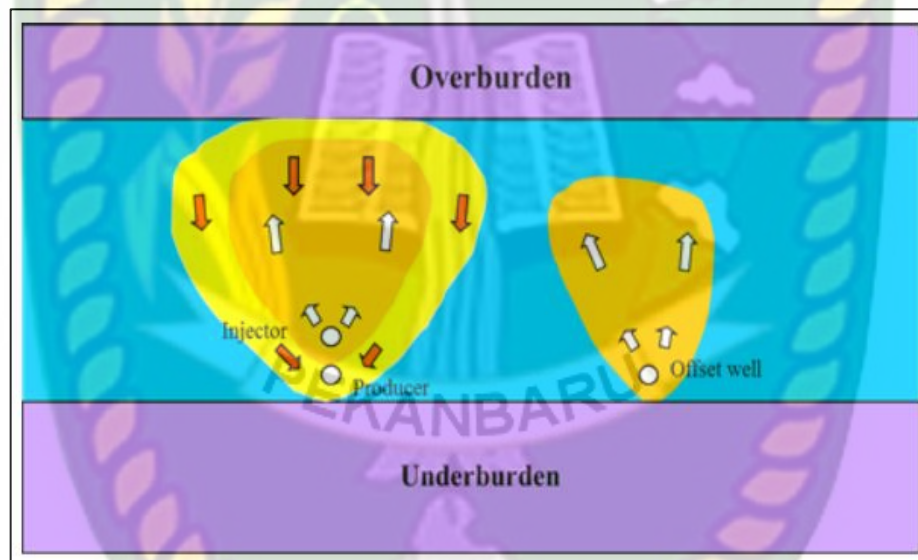
2.3.2.2. *Steam and Gas Push (SAGP)*

Metode SAGP digunakan untuk meningkatkan efisiensi SAGD dengan menambahkan sejumlah *non-condensable gas* (NCG) seperti, *natural gas* dan

nitrogen yang diinjeksikan dengan uap ke dalam ruang uap selama proses SAGD (Pang et al., 2016). Ketika NCG diinjeksikan selama periode kenaikan ruang uap, kumulatif produksi minyak dan laju alir minyak menurun. Namun, ketika gas diinjeksikan pada akhir periode proses SAGD, SOR dapat berkurang tanpa mengurangi produksi minyak karena gas yang diinjeksikan naik ke atas reservoir dan kemudian membantu ruang uap menyebar secara horizontal (Shin & Polikar, 2007).

2.3.2.3. *Fast-SAGD*

Metode *Fast-SAGD* ditemukan oleh Polikar et al. (2000) dengan menggabungkan metode SAGD dan CSS. Dalam proses *Fast-SAGD*, ditambahkan sumur horizontal *offset* dibor di antara dan sejajar dengan sumur SAGD. Gambar 2.6 menunjukkan sumur *offset* ditempatkan pada ketinggian yang sama dengan sumur produksi SAGD dan dapat berjarak 50 hingga 80 m dari sumur SAGD.



Gambar 2.5 Proses *Fast-SAGD* (Dang, Chen, Nguyen, & Bae, 2012)

Konsep ini mengandalkan operasi sumur SAGD sampai ruang uap mencapai puncak formasi dan kemudian memulai operasi CSS di sumur *offset* dengan tekanan yang jauh lebih tinggi daripada sumur SAGD. Tujuan dari menginjeksikan uap ke dalam sumur *offset* adalah untuk mempercepat pertumbuhan dan penyebaran ruang uap secara lateral. Ketika dua ruang uap telah berhubungan, sumur *offset* diubah menjadi sumur produksi dan operasi SAGD berlanjut (Dang et al., 2012).

2.3.2.4. SAGD *Wind-Down*

Proses SAGD tidak lagi ekonomis untuk dilakukan karena SOR yang tinggi. Namun, reservoir masih cukup panas dan energi yang ada dapat dimanfaatkan. Saat ruang uap telah matang di SAGD, proses *wind-down* dimulai untuk memaksimalkan penggunaan panas yang tersisa di SAGD. NCG (*non-condensable gas*) atau campuran NCG dan injeksi uap dijadikan sebagai proses *wind-down* yang dapat mempertahankan tekanan reservoir dan memperpanjang produksi minyak (Zhao, Law, & Coates, 2003). Sebuah reservoir *oilsand* di Athabasca digunakan dalam penelitian ini. Hasilnya menunjukkan bahwa setelah 4 hingga 5 tahun operasi SAGD, barulah saatnya untuk memulai proses *wind-down*. Hasilnya menunjukkan bahwa injeksi kontinu dengan uap sebagai proses *wind-down* menghasilkan lebih banyak minyak daripada injeksi gas murni (Gu, Chan, Fryk, & Canada, 2011).

2.3.2.5. *Expanding Solvent* SAGD (ES-SAGD)

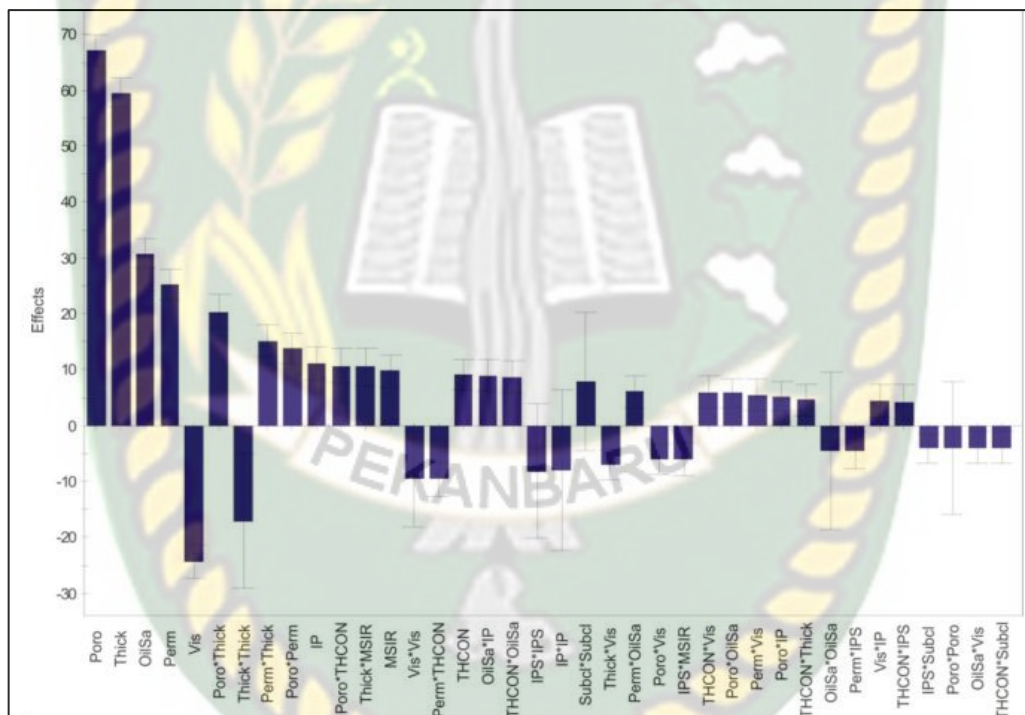
Dalam proses ES-SAGD, sejumlah pelarut hidrokarbon dan uap diinjeksikan dalam fasa uap. Pelarut uap terkondensasi dengan uap di sepanjang batas ruang uap dan mencairkan minyak untuk mengurangi viskositas minyak, meningkatkan produksi minyak dan secara bersamaan menurunkan *steam oil ratio* (SOR) (Jiang et al., 2012). Peningkatan kinerja ES-SAGD dianggap berasal dari pengenceran fasa minyak yang menyebabkan pengurangan viskositas fasa minyak. Namun, jumlah pelarut yang ditambahkan ke dalam proses ini biasanya sangat kecil (<5-6% volume) sehingga masih belum jelas bagaimana pelarut dapat menyebabkan penurunan *steam-oil ratio* yang signifikan (~25-50%) dan peningkatan laju minyak (~25 hingga 100%) (Ezeuko, Wang, & Gates, 2012). Kinerja terbaik dicapai ketika pelarut hidrokarbon memiliki temperatur vaporisasi yang sama dengan uap yang diinjeksikan (Shin & Polikar, 2007).

2.3.3 Parameter Reservoir SAGD

2.3.3.1. Porositas

Beberapa literatur menunjukkan pengaruh porositas terhadap kinerja SAGD. Sifat fisik reservoir (ketebalan, porositas dan saturasi minyak) memiliki pengaruh yang lebih besar pada kinerja SAGD daripada sifat fisik aliran (permeabilitas, viskositas,

API, dan tekanan reservoir). Nilai porositas diteliti dari 18% hingga 36%. Gambar 2.7 menunjukkan bahwa porositas memiliki pengaruh terbesar pada *recovery* minyak. Perbedaan terjadi dengan studi yang dilakukan Vanegas Prada yang membuktikan saturasi minyak merupakan parameter pertama yang berpengaruh (Nguyen, Bae, Tran, Ta, & Nguyen, 2012). Pada studi yang dilakukan Hashemi Kiasari et al. (2010) CSOR menurun tajam dengan meningkatnya porositas batuan. Produksi air juga berkurang sedikit dengan meningkatnya porositas. Disisi lain, proses pada reservoir porositas rendah dengan laju injeksi uap yang sama dan periode injeksi yang sama menjadi lebih baik, sedangkan apabila porositas rendah sebagian besar panas yang diinjeksikan akan hilang karena konduksi ke batuan reservoir. Secara umum, reservoir dengan porositas yang lebih tinggi memiliki kualitas yang lebih baik untuk proses SAGD (Souraki et al., 2012).



Gambar 2.6 Urutan parameter dalam analisa sensitivitas (Nguyen, Bae, Tran, Ta, & Nguyen, 2012)

2.3.3.2. Ketebalan formasi

Ketebalan formasi merupakan parameter kedua yang berpengaruh setelah porositas (Gambar 2.6). Banyak literatur menunjukkan bahwa peningkatan produksi minyak

diperhatikan dengan peningkatan ketebalan kolom minyak (Shin & Polikar, 2007). Edmunds dan Chhina (2001) menyatakan bahwa reservoir tipis dengan tebal kurang dari 15 m tidak efisien. Ruang uap meningkat dengan cepat secara vertikal sampai mencapai puncak reservoir. Waktu untuk mencapai batas atas tergantung pada ketebalan kolom minyak, kolom yang lebih tipis menghabiskan waktu lebih pendek. Setelah ruang uap mencapai puncak reservoir, kehilangan panas ke *overburden* mulai mengurangi efisiensi kinerja SAGD. Oleh karena itu, kinerja SAGD diperkirakan akan memburuk seiring penurunan ketebalan (Nguyen, Bae, Tran, Ta, & Nguyen, 2012).

2.3.3.3. Saturasi minyak

Saturasi minyak awal memiliki peran penting untuk model reservoir untuk memperkirakan OOIP. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa saturasi minyak diposisi ketiga setelah porositas dan ketebalan (Gambar 2.6). Jumlah minyak yang diproduksi lebih tinggi pada kasus saturasi minyak awal yang lebih tinggi. Penurunan saturasi minyak awal mengurangi kinerja SAGD. Analisis simulasi menegaskan bahwa saturasi minyak yang lebih tinggi, maka akan semakin tinggi *recovery* minyak (Nguyen et al., 2012).

2.3.3.4. Viskositas

Preheating period bergantung pada viskositas minyak. Semakin kental minyak, semakin lama *preheating period*. Produksi minyak meningkat dengan cepat setelah ruang uap mengembang ke puncak reservoir ketika viskositas minyak lebih rendah dalam model simulasi (Nguyen et al., 2012).

2.3.3.5. Konduktivitas *thermal* batuan

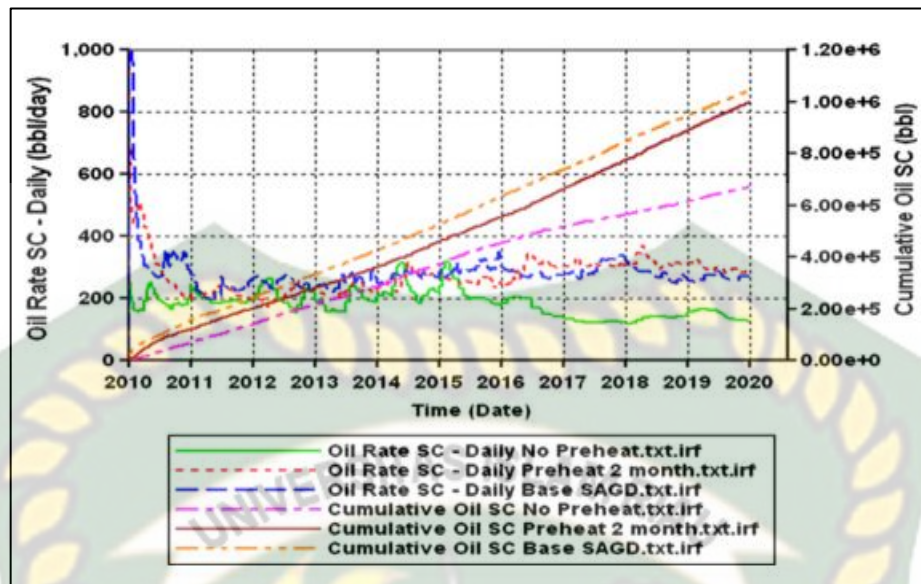
Menurut definisi, konduktivitas *thermal* adalah properti pembawa yang mengkuantifikasi kapasitas suatu material untuk menghantarkan panas (Arthur, Akinbobola, & Kryuchkov, 2015). Konduktivitas *thermal* batuan yang lebih tinggi membantu ruang uap untuk berekspansi lebih cepat secara vertikal dan horizontal, sehingga mengurangi waktu pengoperasian. Dengan viskositas tinggi, kinerja SAGD yang lebih baik membutuhkan konduktivitas *thermal* batuan yang lebih tinggi (Nguyen et al., 2012).

2.3.4 Parameter Operasi SAGD

Menurut Hashemi-kiasari et al. (2014), adapun beberapa parameter operasi pada proses SAGD diantaranya, *preheating period*, tekanan injeksi uap, laju injeksi uap, *steam quality*, jarak vertikal sumur, *well pair length*, dan *production bottom-hole pressure*. Tetapi peneliti hanya akan menganalisis tiga parameter operasi, yaitu *preheating period* (Hashemi Kiasari et al., 2010), laju injeksi uap (Prada et al., 2005), dan jarak vertikal sumur (Nguyen et al., 2012). Hal ini dikarenakan ketiga parameter tersebut merupakan parameter operasi yang paling berpengaruh pada proses SAGD. Berikut penjelasan lebih lanjut mengenai ketiga parameter tersebut.

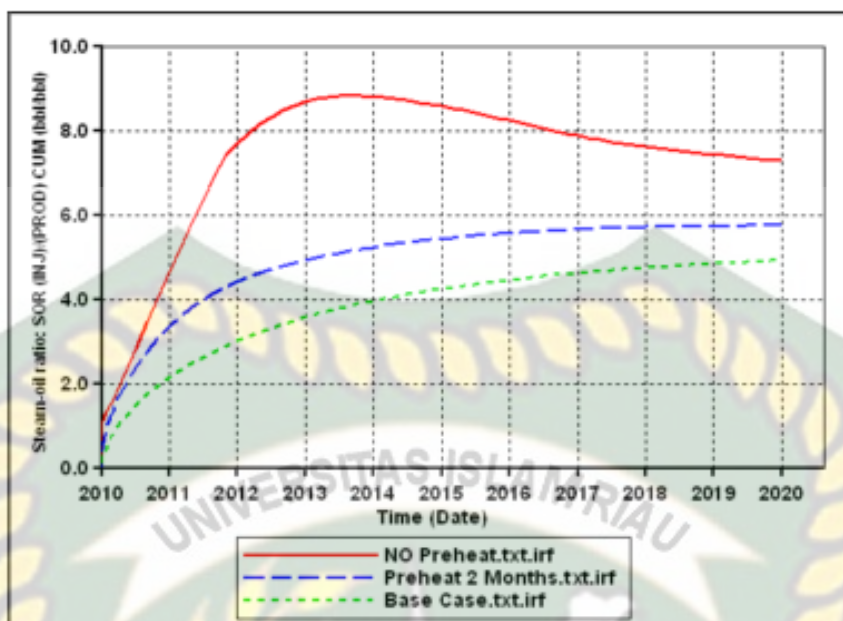
2.3.4.1. *Preheating period*

Dalam proses SAGD, hubungan panas antara sumur injeksi dan produksi diperlukan untuk keberhasilan operasi SAGD. Umumnya, uap diinjeksikan melalui *injector* dan *producer* selama tiga hingga enam bulan digunakan untuk membentuk hubungan panas awal dengan konduksi panas. *Preheating period* akan dipengaruhi oleh permeabilitas reservoir dan jarak I/P (Shin & Polikar, 2007). Pada penelitian Vanegas et al. (2011), menyampaikan bahwa minimum *preheating period* yaitu selama 50 hari dan maksimum *preheating period* yaitu selama 200 hari. Siklus *preheating* dari sumur SAGD horizontal biasanya menggunakan injeksi uap melalui *vacuum insulated pipe* atau *tubing* yang dipasang di ujung sumur horizontal dan fluida kembali dari *tubing/casing annulus* (Songliang, Aiwu, Hua, & Company, 2010). Gambar 2.7 merupakan contoh grafik pada proyek SAGD di Iran Selatan, yang menunjukkan bahwa terdapatnya perbedaan hasil dari laju produksi dan kumulatif produksi minyak yang dikarenakan pengaruh dari *preheating period*.



Gambar 2.7 Pengaruh *preheating period* terhadap laju produksi dan kumulatif produksi minyak (Hashemi Kiasari, Hemmati sarapardeh, Mighani, & Mohammadi, 2014)

Pada waktu *preheating period* berkurang, nilai CSOR cenderung meningkat. Tetapi, apabila waktu *preheating period* semakin lama juga akan menyebabkan hilangnya waktu produksi sehingga dalam istilah ekonomi, terdapat hal yang perlu diperhatikan berkaitan dengan *cost of heating* versus *cost of steam* (Shin & Polikar, 2007). Disisi lain, apabila tidak dilakukannya *preheating period* juga akan menyebabkan wilayah reservoir yang terkondensasi uap akan cenderung lebih sedikit. Namun, karena pembentukan hubungan panas awal, waktu *preheating period* yang lebih lama juga tidak terlalu berpengaruh pada proses SAGD (Hashemi Kiasari et al., 2014). Dalam kasus tanpa *preheating*, pada tahap awal produksi terbukti nilai CSOR mengalami peningkatan yang cepat, tetapi kemudian nilai ini menurun karena meningkatnya laju produksi minyak hal ini ditunjukkan pada gambar 2.8.



Gambar 2.8 Pengaruh *preheating period* terhadap CSOR

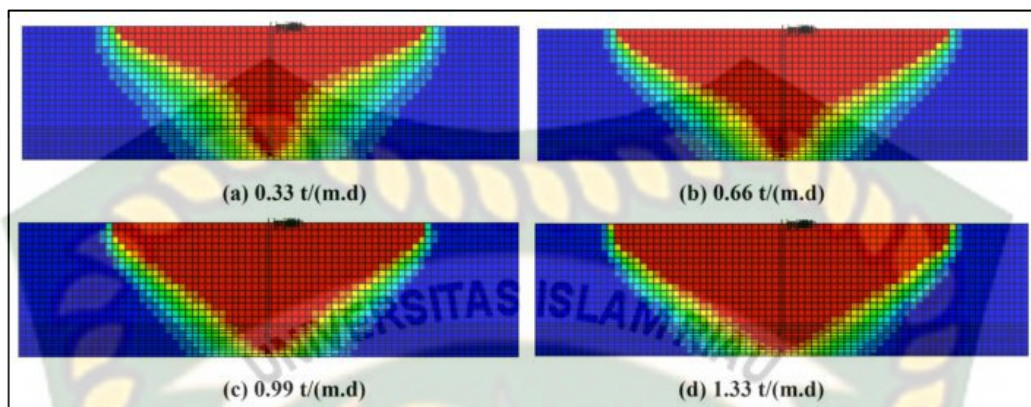
(Hashemi Kiasari, Sola, & Naderifar, 2010)

Produksi air menurun karena *preheating period* meningkat karena penetrasi uap ke area yang lebih panas. Namun, dalam kasus tanpa *preheating period*, produksi air meningkat secara perlahan seiring waktu karena injeksi uap yang lebih sedikit pada tahap awal produksi. Oleh karena itu, *preheating period* sangat penting untuk keberhasilan proses SAGD (Hashemi Kiasari, Sola, & Naderifar, 2010).

2.3.4.2. Laju injeksi uap

Dengan meningkatkan laju injeksi uap, maka laju produksi minyak meningkat. Pada tahap produksi selanjutnya, laju injeksi yang lebih tinggi menyebabkan uap mencapai puncak reservoir dengan cepat, oleh karena itu laju produksi minyak menurun. Meskipun peningkatan laju injeksi meningkatkan produksi minyak, nilai CSOR cenderung meningkat, karena peningkatan produksi minyak tidak dapat mengimbangi peningkatan uap yang diinjeksikan (Hashemi Kiasari, Hemmati sarapardeh, Mighani, & Mohammadi, 2014). Disisi lain, laju injeksi uap mempengaruhi bentuk ruang uap di reservoir. Untuk laju injeksi uap yang kecil, ruang uap lebih seperti parabola cembung. Dengan meningkatnya laju injeksi uap, ruang uap menjadi segitiga terbalik, ini ditunjukkan pada gambar 2.9 (Wei, Cheng, Huang, & Huang, 2014). Laju injeksi yang rendah akan memberikan perolehan

minyak yang rendah, sedangkan laju injeksi yang tinggi menyebabkan kehilangan uap. Laju injeksi uap disarankan dari 600 – 700 m³/d sesuai dengan tekanan injeksi 5.000 kPa (Nguyen, Bae, Tran, Ta, & Nguyen, 2012).



Gambar 2.9 Bentuk ruang uap pada laju injeksi yang berbeda (Wei et al., 2014)

2.3.4.3. Jarak vertikal sumur injeksi dengan sumur produksi

Jarak vertikal antara injeksi dan sumur produksi (IPS) adalah faktor yang paling penting untuk menentukan laju produksi minyak (Nguyen et al., 2012). Sumur produksi ditempatkan didasar reservoir dan berjarak 3-7 m secara vertikal dari sumur injeksi. Semakin meningkat jarak vertikal antara sumur produksi dan injeksi, *recovery factor* juga akan semakin meningkat dan CSOR cenderung menurun karena terjadi peningkatan efisiensi panas (Shin & Polikar, 2007) Sedangkan apabila jarak vertikal sumur produksi dan injeksi saling berdekatan maka wilayah reservoir yang terpanaskan pada awal injeksi akan lebih sedikit, sehingga memberikan perolehan yang sedikit (Ni et al., 2017). Selain *preheating period*, beberapa parameter lain seperti permeabilitas, viskositas minyak, ketebalan reservoir dan heterogenitas menjadi faktor penentu ketika memilih jarak sumur yang optimum (Hashemi Kiasari, Sola, & Naderifar, 2010).

2.3.5 Kelebihan dan Kekurangan Metode SAGD

Menurut Antonio, Palacios, Nacional, & Uni (2014) terdapat kelebihan dan kekurangan dalam operasi SAGD. Berikut kelebihan dan kekurangan tersebut :

2.3.5.1. Kelebihan

- *Area Drainage* meningkat, karena sumur horizontal, memungkinkan mencapai cadangan yang tidak dapat dialirkan dengan sumur vertikal.

- Efisiensi penyapuan dan laju perolehan minyak yang lebih baik.
- Mengurangi kemungkinan *water coning*, karena penurunan tekanan yang lebih sedikit.
- Mobilitas minyak mentah yang lebih besar. Setelah uap menyentuh minyak, panas akan tetap ada sampai ke sumur produksi.
- Tidak memerlukan rekahan formasi untuk mencapai distribusi uap. Oleh karena itu, tekanan injeksi uap bisa rendah.
- Tergantung pada kedalaman dan tekanan reservoir, sebagian besar proyek SAGD tidak memerlukan metode pengangkatan buatan untuk membawa fluida ke permukaan.

2.3.5.2. Kekurangan

- Kehilangan panas karena *overburden* yang lebih besar.
- Membutuhkan sumber *fresh water* yang sangat besar.
- Terbatas oleh kedalaman sumur minyak.

BAB III

PEMODELAN RESERVOIR

3.1 PEMODELAN SIMULASI

Pada studi ini, pemodelan dilakukan dengan menggunakan *software* CMG *thermal & advanced processes reservoir simulator* (STARS) yang dapat digunakan untuk memodelkan *thermal* EOR, *steam*, *compositional*, *geotechnical* (kompaksi, rekahan, dan *rock failure*), komponen terdispersi (gel, polimer, emulsi, *finer*, dan *foams*) serta proses *in-situ combustion* (Ali, Hassan, & Alkhider, 2015). Dalam proses simulasi ini terdapat beberapa batasan, yaitu:

1. Model ini merupakan reservoir yang homogen
2. Model tidak menggunakan geomekanik reservoir
3. Hanya digunakan untuk sensitivitas parameter, sehingga sejarah produksi sebelumnya dapat diabaikan
4. Injeksi yang dilakukan adalah dengan metode *continuous*

3.1.1 Reservoir *Properties*

Sumur X merupakan sumur yang memiliki jenis reservoir yang mengandung minyak berat, ditandai dengan memiliki nilai densitas minyak 12,4 °API dan viskositas minyak sebesar 320 cp. Dengan jenis batuan reservoir *sandstone* yang *consolidated*. Berikut merupakan data reservoir *properties* dan data parameter operasi pada Sumur X yang ditunjukkan pada tabel 3.1, tabel 3.2.

Tabel 3.1 Data Reservoir *Properties* (Ni et al., 2017; Souraki et al., 2012; Suranto, Permadi, & Bae, 2016)

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Kedalaman reservoir	ft	500
2	Temperatur reservoir awal	°F	100
3	Tekanan reservoir awal	psi	300
4	Ketebalan formasi	ft	75
5	Porositas	fraksi	0.34
6	Permeabilitas	mD	1500

Tabel 3.1 Lanjutan

7	Densitas minyak	$^{\circ}\text{API}$	12.4
8	Viskositas minyak @ kondisi reservoir	C_p	320
9	Saturasi air	fraksi	0.4
10	Faktor volume formasi	bbl/STB	1.02
11	Kompresibilitas batuan	psi^{-1}	5.7e-6
12	Reservoir, <i>underburden/overburden</i> <i>volumetric heat capacity</i>	BTU $\text{ft}^3\text{-}^{\circ}\text{F}$	33.2
13	Reservoir, <i>underburden/overburden</i> <i>thermal conductivity</i>	BTU/ft-day- $^{\circ}\text{F}$	27.4

Tabel 3.2 Data Parameter Operasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Laju injeksi maksimum	bbl/d	1000
2	Tekanan injeksi maksimum	psi	360
3	Jumlah sumur produksi/injeksi	-	1
4	Jarak vertikal sumur	ft	30
5	Temperatur uap	$^{\circ}\text{F}$	420
6	<i>Steam quality</i>	%	90
7	<i>Preheating period</i>	hari	100 hari

Pada model ini nilai permeabilitas relatif diperoleh dari hasil korelasi persamaan Corey (1954) untuk permeabilitas relatif, dengan disertai data S_w , K_{ro} , dan K_{row} . Dapat dilihat pada tabel 3.3 dibawah ini.

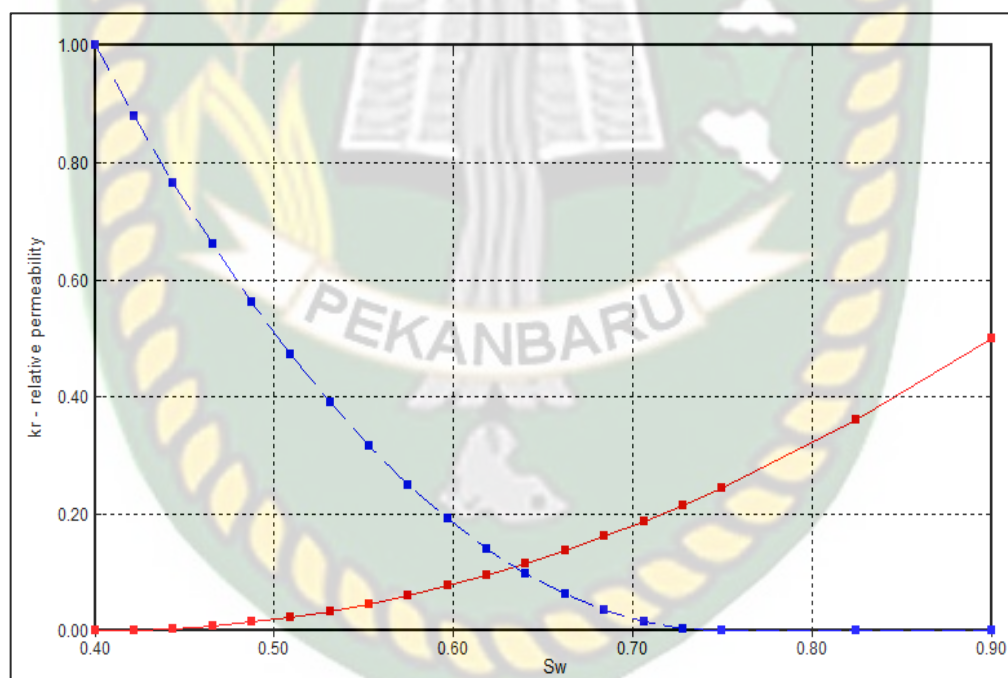
Tabel 3.3 Permeabilitas Relatif

S_w	K_r	K_{row}
0.4	0	1
0.421875	0.000957031	0.878906
0.44375	0.00382813	0.765625
0.465625	0.00861328	0.660156

Tabel 3.3 Lanjutan

0.4875	0.0153125	0.5625
0.509375	0.0239258	0.472656
0.53125	0.0344531	0.390625
0.553125	0.0468945	0.316406
0.575	0.06125	0.25
0.596875	0.0775195	0.191406
0.61875	0.0957031	0.140625
0.640625	0.115801	0.0976563
0.6625	0.137812	0.0625
0.684375	0.161738	0.0351563
0.70625	0.187578	0.015625
0.728125	0.215332	0.00390625
0.75	0.245	0
0.825	0.36125	0
0.9	0.5	0

Dari korelasi data tabel 3.3 sehingga menghasilkan grafik Kr vs Sw seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.1.

**Gambar 3.1** Grafik hubungan Kr vs Sw

Grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.1 menggambarkan bahwa *region* reservoir ini bersifat *water-wet* untuk sistem minyak air. Hal ini didukung oleh grafik yang lebih condong ke kiri, dan perpotongan kurva

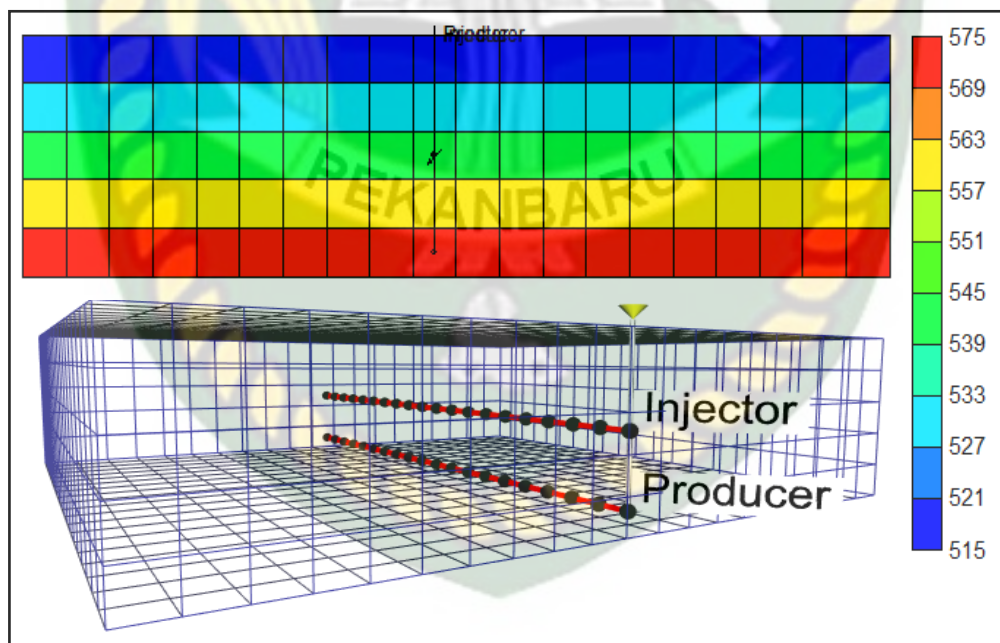
terletak pada nilai 0,64, yang menunjukkan bahwa tidak melebihi titik tengah saturasi air.

3.1.2 Pembuatan *Grid*

Model pada studi ini menggunakan cartesian *grid* karena jenis *grid* ini digunakan untuk simulasi *multi well*, sehingga cocok untuk dilakukan simulasi dengan metode SAGD. Selain itu, cartesian *grid* juga digunakan untuk melihat kinerja sumur akibat pengaruh dari injeksi uap yang dilakukan. Tabel 3.4 menunjukkan model *properties* yang digunakan dalam pemodelan ini. Sedangkan model *grid* dan lokasi sumur ditunjukkan oleh gambar 3.2, dengan sumur injeksi berada pada *layer* 3 dan sumur produksi berada pada *layer* 5.

Tabel 3.4 Model *properties*

No	Model Properties	Nilai
1	Tipe <i>grid</i>	<i>Cartesian</i>
2	No. <i>Grid</i> pada arah X,Y,Z	20 × 20 × 5
3	Ketebalan <i>grid</i>	15 ft
4	<i>Layer</i>	5



Gambar 3.2 Model *cartesian grid* dan lokasi sumur

Berikut hasil inisialisasi pada pemodelan ditunjukkan dalam tabel 3.5

Tabel 3.5 Hasil Inisialisasi Simulasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Gross formation volume</i>	bb1	1.202.226
2	<i>Formation pore volume</i>	bb1	409.255,7
3	<i>Aqueous phase volume</i>	bb1	163.704
4	<i>Oil phase volume</i>	bb1	245.557
5	<i>Gaseous phase volume</i>	bb1	0

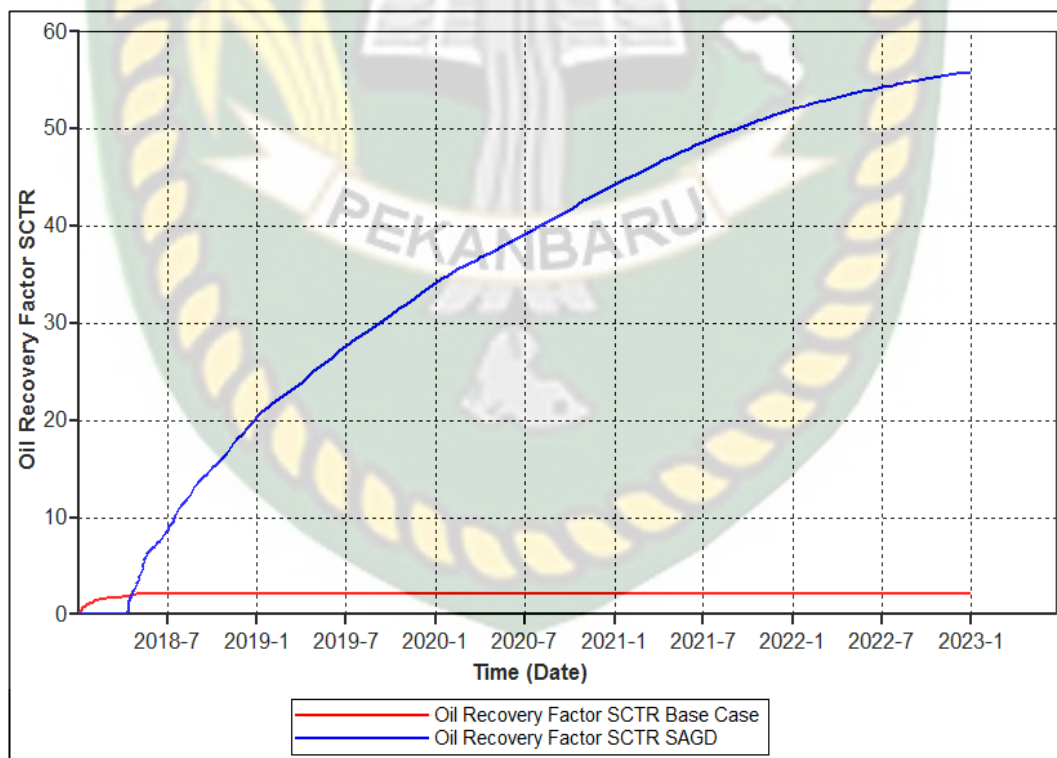


BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 BASE CASE

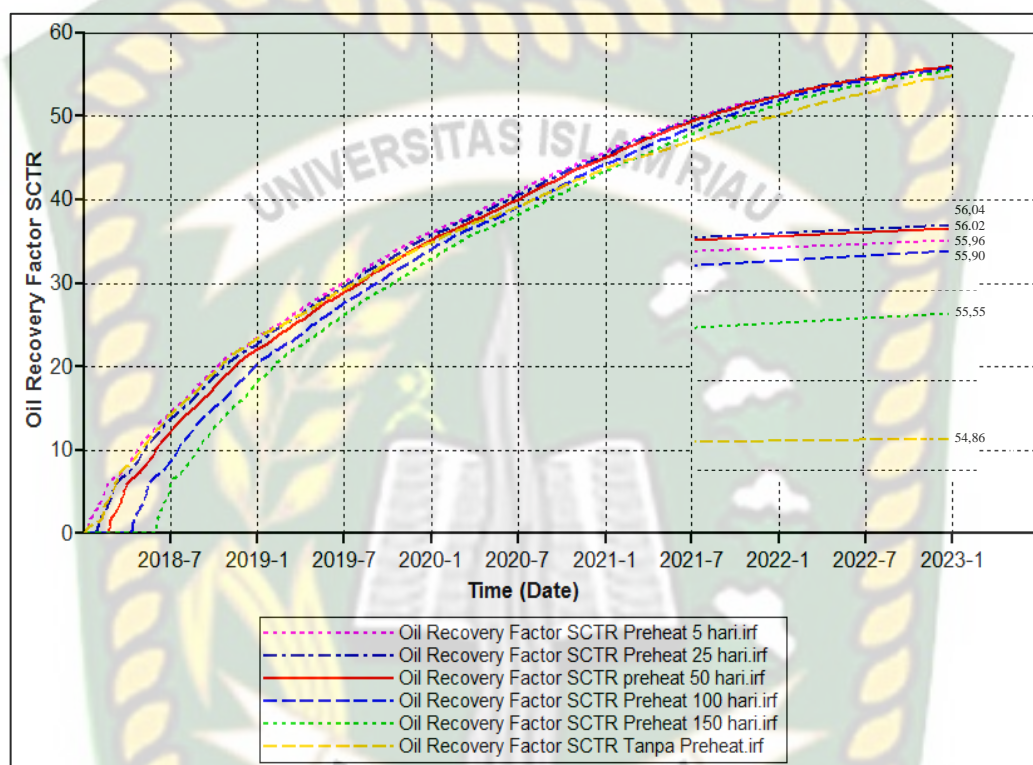
Pada pemodelan SAGD yang telah dibuat, diperoleh nilai *recovery factor* yang secara langsung dapat menentukan keberhasilan dari metode SAGD yang telah dilakukan pada Lapangan X. Gambar 4.1 menunjukkan grafik perbandingan nilai *recovery factor* pada kondisi *base case* dengan kondisi injeksi SAGD. Pada kondisi *base case* atau tanpa injeksi, diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 2,13%. Sedangkan pada model yang dilakukan metode SAGD, nilai *recovery factor* meningkat secara signifikan dan mencapai nilai 55,90%. Dari hasil tersebut, dapat diketahui bahwa sumur pada Lapangan X tidak dapat memproduksi minyak secara maksimal dikarenakan kandungan minyak pada Lapangan X tergolong minyak berat. Sehingga diperlukan adanya metode EOR dalam hal ini metode SAGD agar minyak berat tersebut dapat diproduksi ke permukaan dan memperoleh hasil yang maksimal.



Gambar 4.1 Grafik *oil recovery factor* (RF) antara *base case* dan metode SAGD

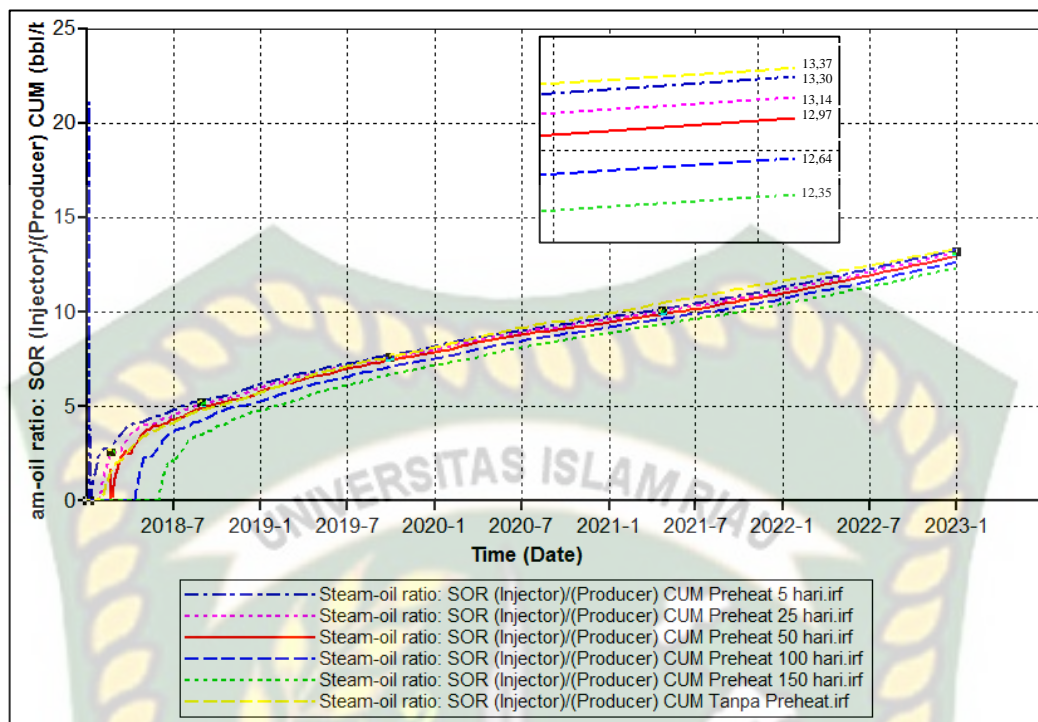
4.2 SENSITIVITAS *PREHEATING PERIOD*

Sensitivitas *preheating period* dilakukan untuk mengetahui pengaruh *preheating period* terhadap *recovery factor* (RF) dan *cumulative steam oil ratio* (CSOR) serta penyebaran temperatur reservoir. Dalam pemodelan digunakan sensitivitas *preheating period* 5 hari, 25 hari, 50 hari, 100 hari, 150 hari dan tanpa *preheating*.



Gambar 4.2 Grafik pengaruh *preheating period* dengan waktu yang berbeda terhadap *recovery factor*

Gambar 4.2 menunjukkan grafik pengaruh *preheating period* selama 5 hari, 25 hari, 50 hari, 100 hari, 150 hari dan tanpa *preheating* terhadap *recovery factor*. *Recovery factor* yang diperoleh pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.1.



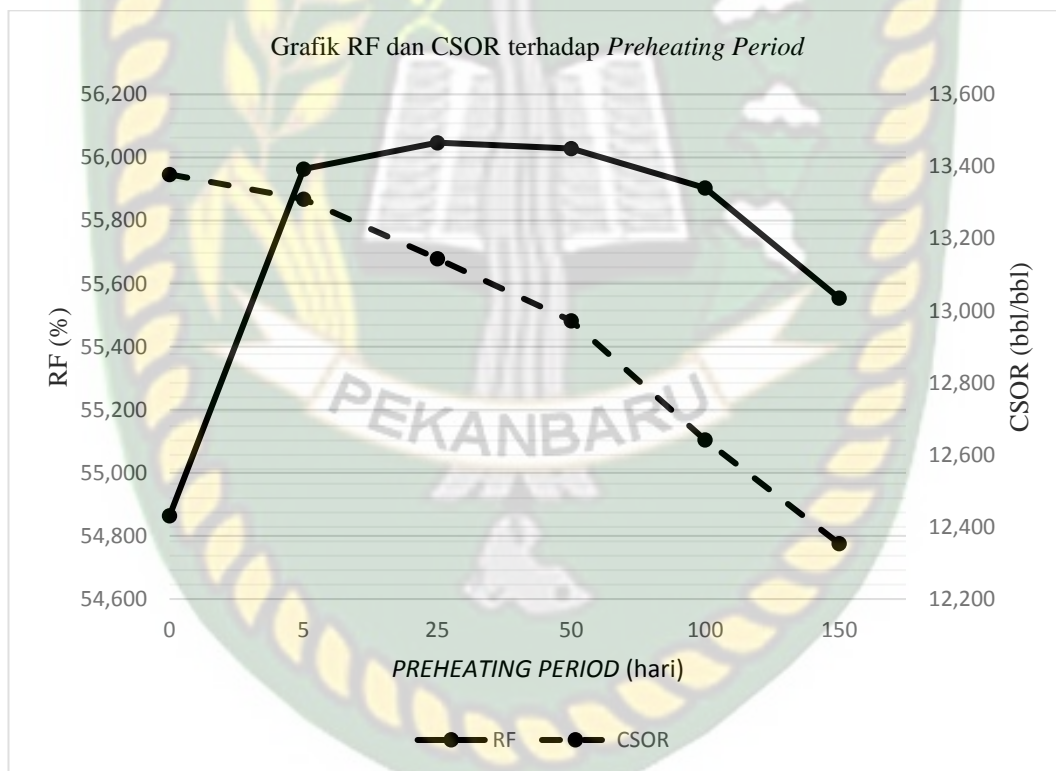
Gambar 4.3 Grafik pengaruh *preheating period* dengan waktu yang berbeda terhadap CSOR

Gambar 4.3 menunjukkan grafik pengaruh *preheating period* selama 5 hari, 25 hari, 50 hari, 100 hari, 150 hari dan tanpa *preheating* terhadap CSOR. Peningkatan *recovery factor* dan CSOR pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Hasil pengaruh sensitivitas *preheating* dengan nilai yang berbeda terhadap *oil recovery factor* dan CSOR

Skenario	<i>Preheating Period</i>	<i>Oil Recovery Factor (%)</i>	<i>Cumulative Steam Oil Ratio (bbl/bbl)</i>
1	Tanpa <i>Preheating</i>	54,86	13,37
2	5 hari	55,96	13,30
3	25 hari	56,04	13,14
4	50 hari	56,02	12,97
5	100 hari	55,90	12,64
6	150 hari	55,55	12,35

Tabel 4.1 menunjukkan bahwa skenario dengan waktu *preheating period* selama 25 hari memperoleh *recovery factor* (RF) paling tinggi dibandingkan 5 skenario lainnya, yaitu *recovery factor* (RF) sebesar 56,04%. Tetapi, hal ini berbeda dengan *screening criteria* SAGD yang dilakukan Vanegas & Deutsch (2011), pada penelitiannya disampaikan bahwa minimum *preheating period* yaitu selama 50 hari dan maksimum *preheating period* yaitu selama 200 hari. Sedangkan pada penelitian ini dengan waktu *preheating period* 25 hari masih mendapatkan hasil *recovery factor* yang lebih tinggi walaupun hasilnya tidak jauh beda dibandingkan *preheating period* selama 50 hari. Perbedaan ini didasari karena perbedaan viskositas yang signifikan, pada penelitian tersebut nilai viskositasnya lebih dari 10.000 cp atau dapat dikategorikan sebagai *bitumen* sedangkan pada model penelitian ini nilai viskositasnya hanya 320 cp yang dikategorikan sebagai *heavy oil*.



Gambar 4.4 Grafik RF dan CSOR terhadap *preheating period*

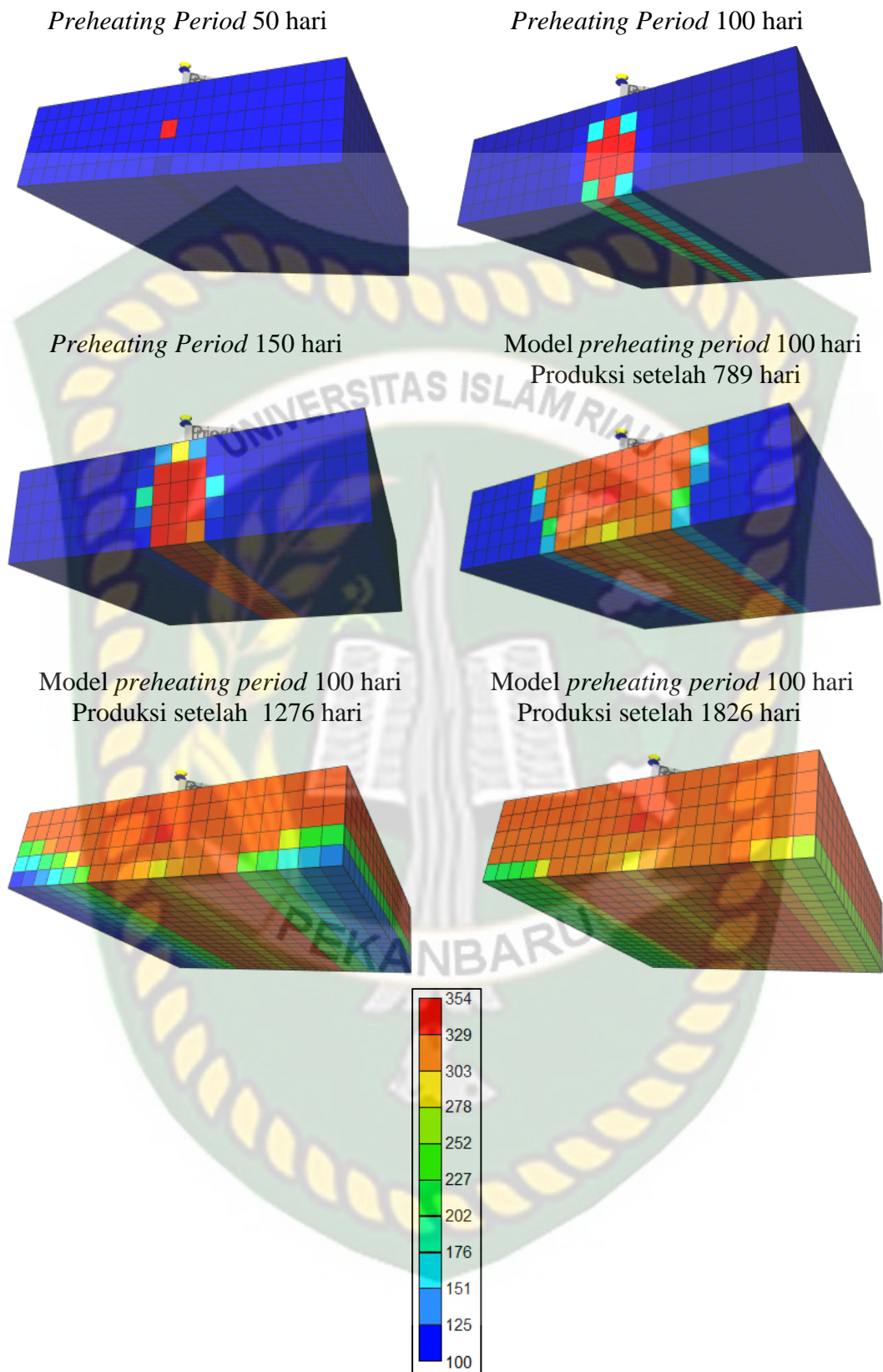
Gambar 4.4 menunjukkan bahwa semakin singkat waktu *preheating period* dilakukan maka *recovery factor* akan semakin besar, dengan batas waktu *preheating period* 25 hari. Tetapi, apabila *preheating period* tidak dilakukan sama

sekali maka nilai *recovery factor* akan lebih kecil dan kinerja SAGD akan menurun karena tidak terbentuknya hubungan panas awal dengan konduksi panas di reservoir. Selain itu, tidak dilakukannya *preheating period* juga akan menyebabkan wilayah reservoir yang terkondensasi uap akan cenderung lebih sedikit. Namun, karena pembentukan hubungan panas awal, waktu *preheating period* yang lebih lama juga tidak terlalu berpengaruh pada proses SAGD (Hashemi Kiasari, Hemmati sarapardeh, Mighani, & Mohammadi, 2014).

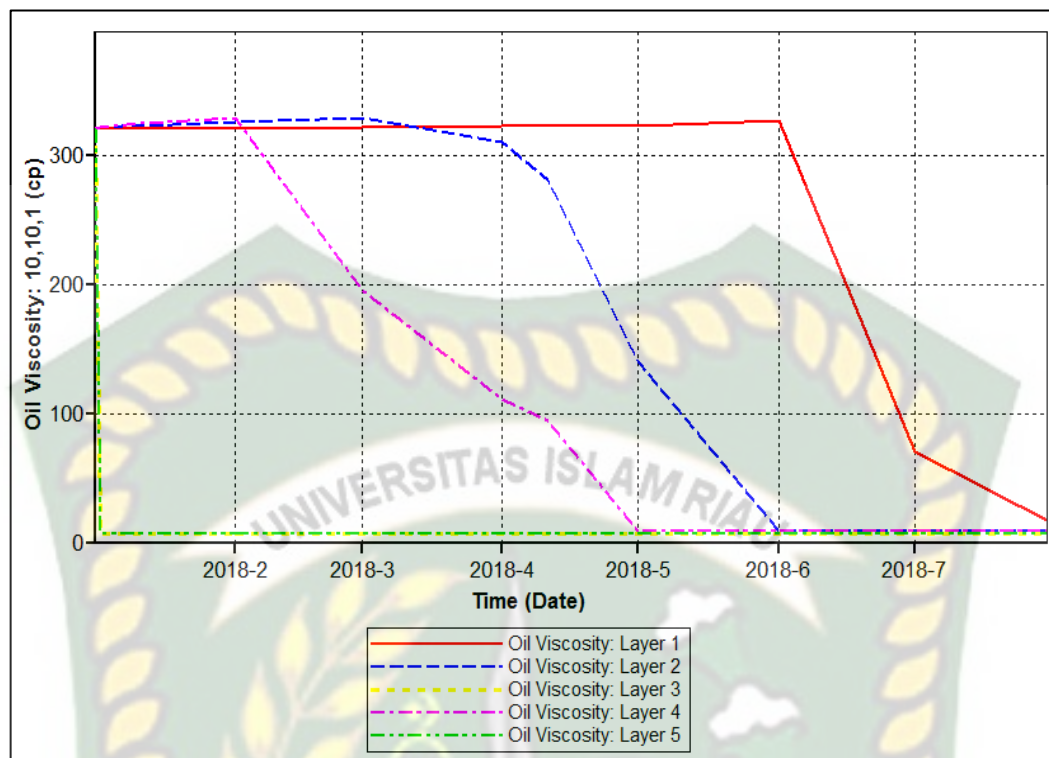
Sedangkan pada hasil CSOR, hasil skenario waktu *preheating period* selama 150 hari menghasilkan nilai CSOR akhir paling rendah dibandingkan 5 skenario lainnya, yaitu 12,35 bbl/bbl. Hal ini dikarenakan CSOR cenderung menurun apabila waktu *preheating period* semakin lama. Tetapi, apabila waktu *preheating period* semakin lama juga akan menyebabkan hilangnya waktu produksi sehingga dalam istilah ekonomi, terdapat hal yang perlu diperhatikan berkaitan dengan *cost of heating* versus *cost of steam* (Shin & Polikar, 2007).

Dengan demikian, *preheating period* selama 25 hari memperoleh nilai *recovery factor* paling tinggi walaupun hasilnya tidak jauh berbeda dengan nilai *recovery factor* pada model dengan waktu *preheating period* selama 50 hari. Apabila dilihat dari nilai CSOR, *preheating period* selama 25 hari dan 50 hari memiliki perbedaan yang cukup signifikan sehingga *preheating period* 50 hari dinilai lebih baik jika dikaitkan dengan nilai *recovery factor* dan CSOR.

Injeksi uap yang dilakukan secara kontinyu mengakibatkan temperatur reservoir semakin tinggi dan penyebaran panas semakin meluas. Hal tersebut terbukti dengan meningkatnya temperatur reservoir yang semula bernilai 100°F dan ketika akhir simulasi temperatur reservoir tersebut mencapai nilai 340°F. Hal ini dibuktikan pada gambar 4.5 yang menunjukkan penyebaran temperatur reservoir selama proses SAGD. Pada gambar dibawah terlihat jelas semakin lama injeksi dilakukan maka temperatur reservoir semakin meningkat dan panasnya semakin meluas.



Gambar 4.5 Penyebaran Temperatur (°F)

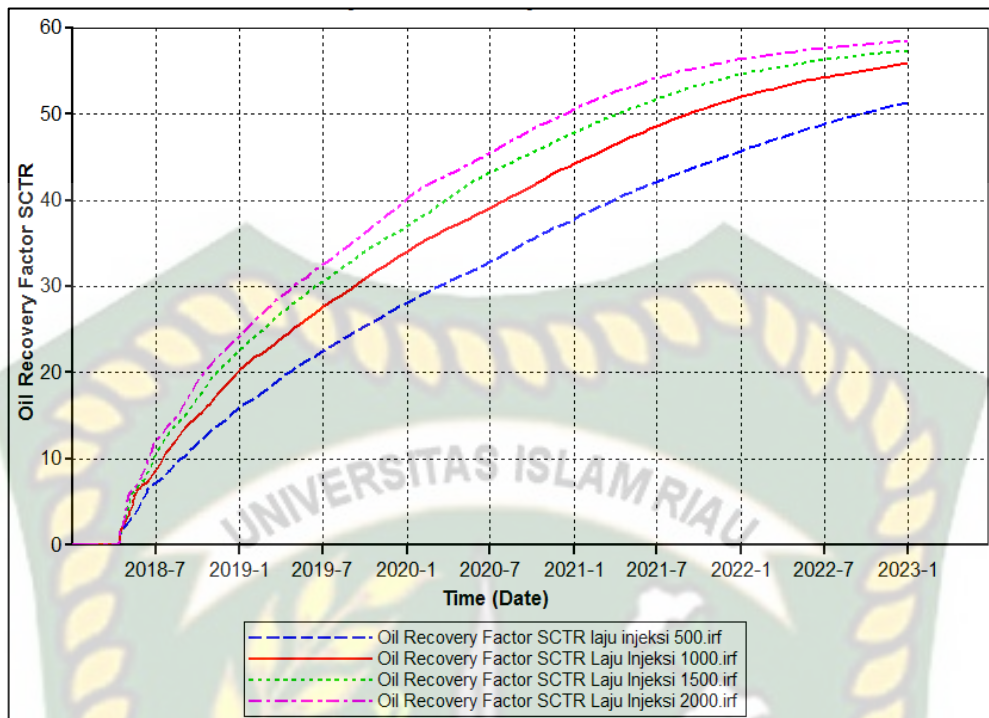


Gambar 4.6 Grafik viskositas minyak terhadap waktu pada *layer* yang berbeda dengan *preheating period* 100 hari

Gambar 4.6 menunjukkan grafik viskositas minyak terhadap waktu pada *layer* yang berbeda dengan *preheating period* 100 hari. Pada grafik dapat dilihat terjadi penurunan viskositas yang signifikan setelah dilakukan metode SAGD, khususnya pada *layer* 3 (sumur injeksi) dan *layer* 5 (sumur produksi). Viskositas minyak awal yaitu 320 cp kemudian pada akhir simulasi viskositas menurun hingga 7,9 cp. Hal ini berkaitan dengan penyebaran uap di reservoir yang semakin meluas mengakibatkan temperatur semakin tinggi, sehingga semakin lama viskositas minyak semakin menurun.

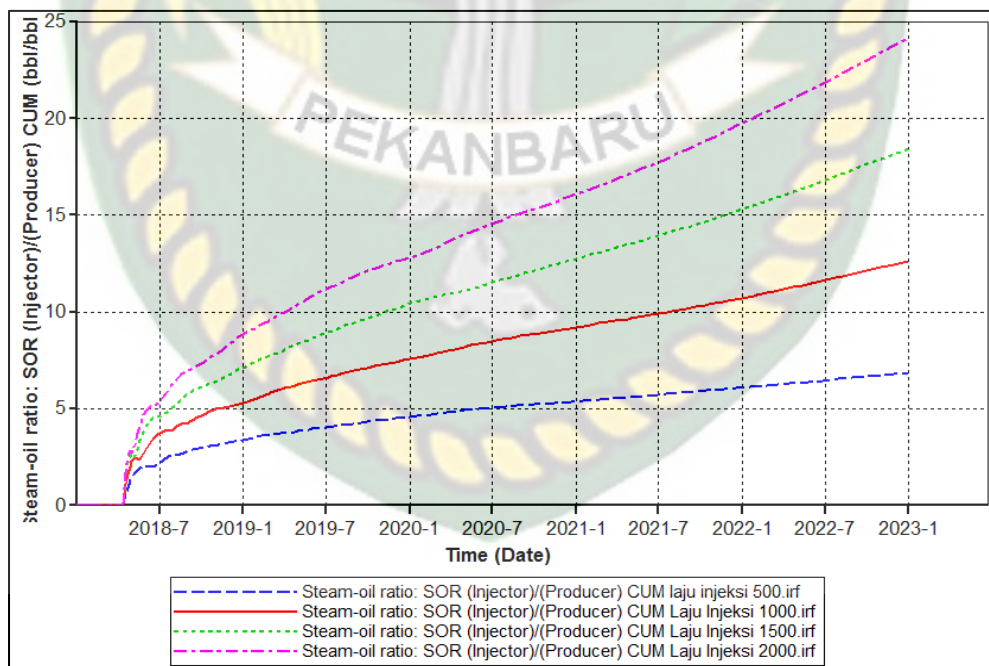
4.3 SENSITIVITAS LAJU INJEKSI UAP

Sensitivitas laju injeksi uap dilakukan untuk mengetahui pengaruhnya terhadap *recovery factor* (RF) dan CSOR. Skenario yang dilakukan pada sensitivitas laju injeksi uap adalah menggunakan laju injeksi 500 bbl/d, 1.000 bbl/d, 1.500 bbl/d, dan 2.000 bbl/d.



Gambar 4.7 Grafik pengaruh laju injeksi uap yang berbeda terhadap *recovery factor*

Gambar 4.7 menunjukkan grafik pengaruh laju injeksi uap sebesar 500 bbl/d, 1.000 bbl/d, 1.500 bbl/d, dan 2.000 bbl/d terhadap *recovery factor*. *Recovery factor* yang diperoleh pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.2.



Gambar 4.8 Grafik pengaruh laju injeksi uap yang berbeda terhadap CSOR

Gambar 4.8 menunjukkan grafik pengaruh laju injeksi uap sebesar 500 bbl/d, 1.000 bbl/d, 1.500 bbl/d, dan 2.000 bbl/d terhadap CSOR. Peningkatan *recovery factor* dan CSOR pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil pengaruh sensitivitas laju injeksi uap dengan nilai yang berbeda terhadap *oil recovery factor* dan CSOR

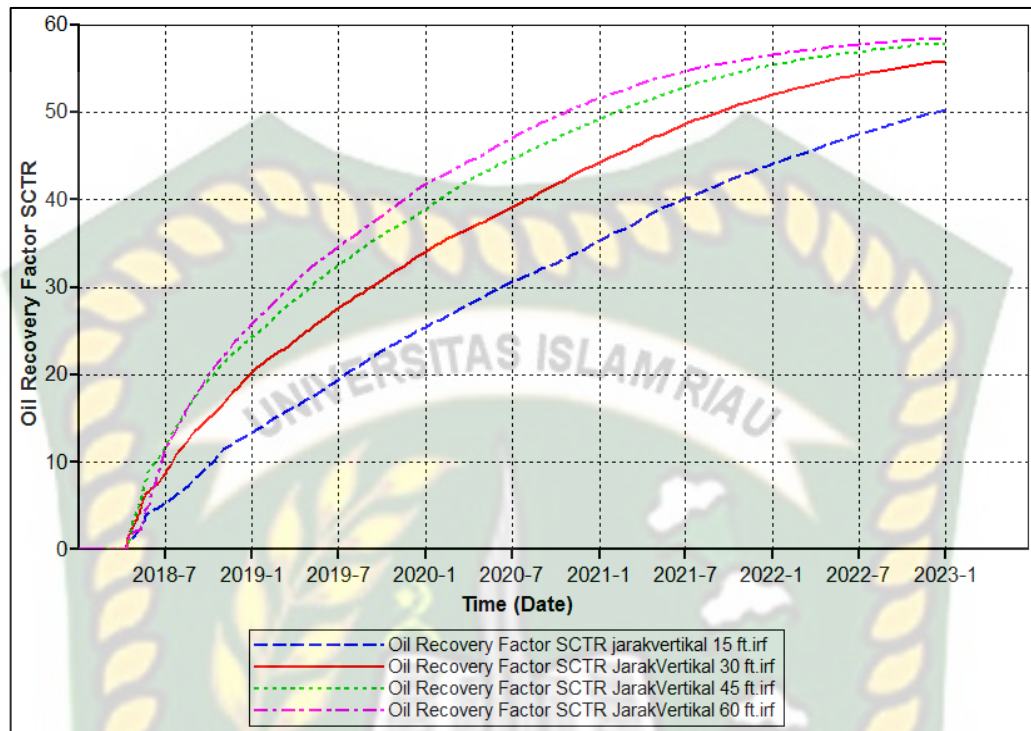
Skenario	Laju Injeksi Uap (bbl/d)	<i>Oil Recovery Factor</i> (%)	<i>Cumulative Steam Oil Ratio</i> (bbl/bbl)
1	500	51,36	6,88
2	1000	55,90	12,64
3	1500	57,43	18,45
4	2000	58,46	24,16

Tabel 4.2 menunjukkan bahwa skenario dengan laju injeksi uap sebesar 2000 bbl/d memperoleh *recovery factor* (RF) paling tinggi dibandingkan 3 skenario lainnya, yaitu *recovery factor* (RF) sebesar 58,46%. Semakin besar laju injeksi uap maka laju produksi minyak semakin meningkat sehingga menghasilkan *recovery factor* yg semakin tinggi. Laju injeksi yang lebih besar menyebabkan uap mencapai puncak reservoir dengan cepat. Selain itu, meningkatnya laju injeksi uap juga dapat membantu mobilisasi minyak dan akan lebih mudah untuk diproduksi. Meskipun peningkatan laju injeksi tersebut dapat meningkatkan laju produksi minyak, CSOR juga cenderung meningkat karena rendahnya efisiensi *thermal* dan peningkatan produksi minyak tidak dapat mengimbangi peningkatan uap yang diinjeksikan (Hashemi Kiasari, Hemmati sarapardeh, Mighani, & Mohammadi, 2014). Oleh karena itu, semakin besar laju injeksi uap maka CSOR semakin meningkat sehingga laju injeksi uap sebesar 2000 bbl/d juga memperoleh CSOR paling tinggi yaitu sebesar 24,16 bbl/bbl. Sedangkan skenario laju injeksi sebesar 500 bbl/d memperoleh CSOR paling rendah yaitu 6,88 bbl/bbl.

4.4 SENSITIVITAS JARAK VERTIKAL SUMUR

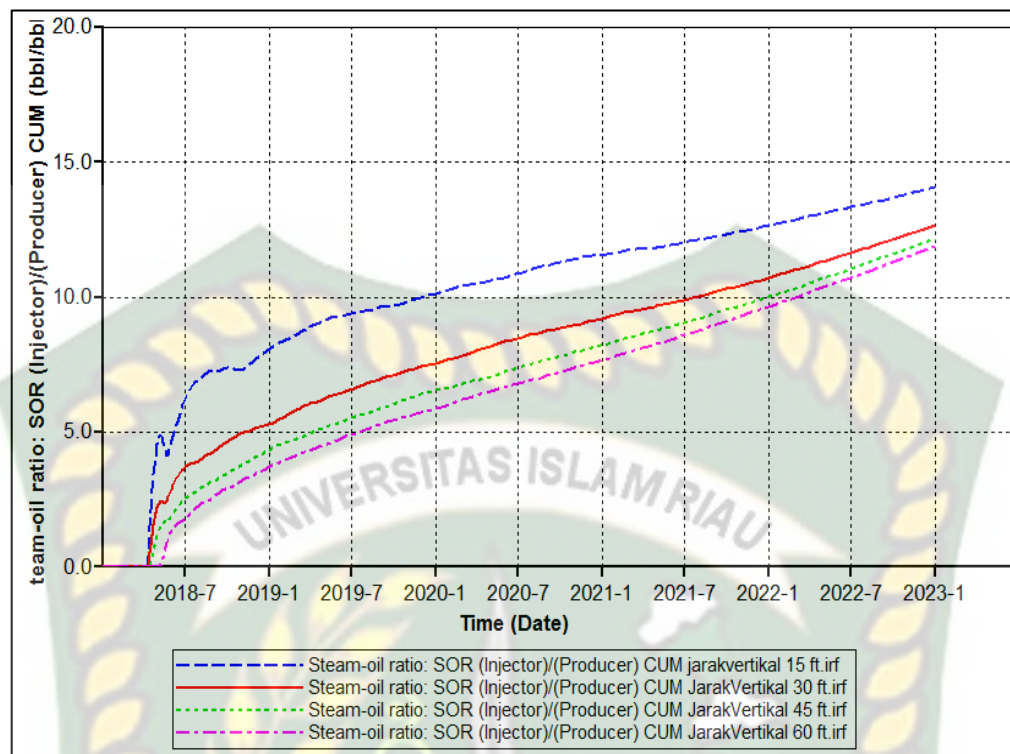
Sensitivitas jarak vertikal sumur dilakukan untuk mengetahui pengaruhnya terhadap *recovery factor* (RF) dan CSOR. Skenario yang dilakukan pada

sensitivitas jarak vertikal sumur adalah menggunakan jarak vertikal sumur 15 ft, 30 ft, 45 ft, dan 60 ft.



Gambar 4.9 Grafik pengaruh jarak vertikal sumur yang berbeda terhadap *recovery factor*

Gambar 4.9 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal sumur 15 ft, 30 ft, 45 ft, dan 60 ft terhadap *recovery factor*. *Recovery factor* yang diperoleh pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.2.



Gambar 4.10 Grafik pengaruh jarak vertikal sumur yang berbeda terhadap CSOR

Gambar 4.10 menunjukkan grafik pengaruh jarak vertikal sumur 15 ft, 30 ft, 45 ft, dan 60 ft terhadap CSOR. Peningkatan *recovery factor* dan CSOR pada masing-masing skenario ditunjukkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.3 Hasil pengaruh sensitivitas jarak vertikal sumur terhadap *oil recovery factor* dan CSOR

Skenario	Jarak Vertikal Sumur I/P (ft)	<i>Oil Recovery Factor</i> (%)	<i>Cumulative Steam Oil Ratio</i> (bbl/bbl)
1	15	50,27	14,07
2	30	55,90	12,64
3	45	57,94	12,15
4	60	58,50	11,87

Tabel 4.3 menunjukkan bahwa skenario dengan jarak vertikal sumur 60 ft memperoleh *recovery factor* (RF) paling tinggi dibandingkan 3 skenario lainnya, yaitu *recovery factor* (RF) sebesar 58,50% dan memperoleh CSOR paling rendah yaitu sebesar 11,87 bbl/bbl. Semakin jauh jarak vertikal antara sumur produksi dan

injeksi maka akan semakin besar *recovery factor*. Hal ini dikarenakan lebih besarnya wilayah reservoir yang terpanaskan oleh uap sehingga pada awal produksi meningkat signifikan. Sebaliknya apabila jarak vertikal sumur produksi dan injeksi saling berdekatan maka wilayah reservoir yang terpanaskan pada awal injeksi akan lebih sedikit (Ni et al., 2017).

Pada hasil grafik CSOR terhadap jarak vertikal sumur juga terlihat jelas perbedaannya. Semakin meningkat jarak vertikal antara sumur produksi dan injeksi, CSOR akan semakin menurun karena terjadi peningkatan efisiensi panas (Shin & Polikar, 2007). Selain *preheating period*, serta beberapa parameter lain seperti permeabilitas, viskositas minyak, ketebalan reservoir dan heterogenitas menjadi faktor yang mengatur ketika memilih jarak sumur yang optimal. Sehingga, pengaruh jarak vertikal sumur juga tidak bisa disamakan di semua reservoir (Ni et al., 2017).

Namun, untuk hasil akhir skenario jarak vertikal sumur 30 – 60 ft memiliki nilai CSOR yang tidak jauh beda sedangkan untuk jarak vertikal sumur 15 ft memiliki nilai CSOR yang lebih besar dibandingkan 3 skenario lainnya dikarenakan jarak vertikal sumur tersebut saling berdekatan.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil sensitivitas pengaruh parameter operasi SAGD berupa *preheating period*, laju injeksi uap, dan jarak vertikal sumur yang telah dilakukan, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Metode SAGD sangat tepat digunakan pada reservoir dengan kandungan minyak berat, karena terbukti dapat meningkatkan *recovery factor* secara signifikan. Pada kondisi *base case* atau tanpa injeksi, diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 2,13% sedangkan pada kondisi injeksi *recovery factor* mencapai nilai 55,90%.
2. Sensitivitas *preheating period* selama 25 hari memperoleh *recovery factor* paling tinggi yaitu sebesar 56,04%. Sedangkan hasil CSOR paling rendah diperoleh pada sensitivitas *preheating period* selama 150 hari yaitu 12,35 bbl/bbl. Apabila semakin singkat waktu *preheating period* dilakukan maka *recovery factor* semakin meningkat tetapi apabila tidak dilakukan *preheating period* maka *recovery factor* akan lebih kecil dan dapat menurunkan kinerja SAGD. Sebaliknya, apabila semakin lama waktu *preheating period* dilakukan maka CSOR akan semakin kecil.
3. Sensitivitas laju injeksi uap 2000 bbl/d memperoleh *recovery factor* paling tinggi yaitu sebesar 58,46%. Sedangkan hasil CSOR paling rendah diperoleh pada sensitivitas laju injeksi uap 500 bbl/d yaitu 6,88 bbl/bbl. Peningkatan laju injeksi uap dapat meningkatkan laju produksi minyak, tetapi CSOR juga cenderung meningkat.
4. Sensitivitas jarak vertikal sumur 60 ft memperoleh *recovery factor* paling tinggi dan CSOR paling rendah yaitu sebesar 58,50% dan 11,87 bbl/bbl. Semakin jauh jarak vertikal antara sumur produksi dan injeksi maka akan semakin besar nilai *recovery factor* dan semakin kecil nilai CSOR.

5.2 SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan, diharapkan pada penelitian selanjutnya melakukan analisis mengenai sensitivitas pada parameter reservoir yang memengaruhi kinerja metode SAGD.



DAFTAR PUSTAKA

- Abdelkhalig, H., Abdelrahman, A., Mahmoud, A., Abdelsamad, M., Omer, M., Alshaikh, E., ... Abdelsamad, M. (2015). Sudan University of Science and Technology College of Petroleum Engineering & Technology Feasibility Study to Implement Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) For Fula North East (FNE) Sudanese Oil Field, (October).
- Abdulkadir, U., Hashim, J., Alkali, M., & Kumar, A. (2017). Application of Thermal Methods for Heavy Oil Recovery : Phase One, 2, 102–120.
- Ali, H. M. K., Hassan, M. A. A., & Alkhider, M. D. M. (2015). Optimization of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Using (CMG) Software to Increase The Recovery Factor, (August).
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). *Enhanced Oil Field Planning and Development*.
- 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. <https://doi.org/10.2118/171108-MS>
- Arash Kamari, Mohammad Nikookar, A. H. M. (2015). Study of The Performance of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Oil Recovery Method.
- Arthur, J. K., Akinbobola, O., & Kryuchkov, S. (2015). SPE-174434-MS Thermal Conductivity Measurements of Bitumen Bearing Reservoir Rocks. *SPE Heavy Oil Conference - Canada 2015*, (2004), 2–5.
- Barillas, J. L. M., Jr, T. V. D., Mata, W., & Federal, U. (2009). SPE 122188 Noncontinuous Steam Injection Optimization For SAGD Process For Heavy Oil Recovering.
- Chris Galas, Adela Clements, Elden Jaafar, Oluyemisi Jeje, Derek Holst, R. H. (2012). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Alberta Phase 2 Final Report for.
- Dang, C., Chen, Z. J., Nguyen, N., & Bae, W. (2012). Fast-SAGD vs. SAGD: A Comparative Numerical Simulation in Three Major Formations of Alberta's Oil Sands. *SPE Heavy Oil Conference Canada, 2012*, 1–17. <https://doi.org/10.2118/144149-MS>
- Deutsch, C., & McLennan, J. (2005). Guide to SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) Reservoir Characterization Using Geostatistics. ... *Excellence (CCG), Guidebook Series Vol. 3, University ...*, 3, 2.
- Ezeuko, C., Wang, J. Y., & Gates, I. (2012). Investigation of Emulsion Flow in SAGD and ES-SAGD. *Proceedings of SPE Heavy Oil Conference Canada*, 1–16. <https://doi.org/10.2118/157830-MS>
- Gu, F., Chan, M., Fryk, R., & Canada, S. (2011). Monitoring , and Applications in SAGD, (June), 9–21.

- Hashemi Kiasari, H., Hemmati sarapardeh, A., Mighani, S., & Mohammadi, A. H. (2014). Effect of operational parameters on SAGD performance in a dip heterogeneous fractured reservoir. *FUEL*, *122*, 82–93. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.12.057>
- Hashemi Kiasari, H., Sola, S. B., & Naderifar, A. (2010). Investigation on the Effect of The Reservoir Variables and Operational Parameters On SAGD Performance. *26th International Congress of the Aeronautical Sciences*, *86*(1), 59–69.
- Jiang, H., Deng, X., Huang, H., Beaulieu, G., Heck, G., Akinlade, O., & Nasr, T. N. (2012). Study of Solvent Injection Strategy in ES-SAGD Process. *SPE Heavy Oil Conference Canada*, *80*(cm), 1–11. <https://doi.org/10.2118/157838-ms>
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *Global Energy Solutions*, 64–69.
- Law, D. H.-S. (2010). A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact. *SPE Distinguished Lecturer Program*, 1–43.
- Limited, I. O. (2014). Aspen, (June).
- Mohammed, M., Omar, A., & Tahadafallaalzain, M. (2016). Designing of Steam Flooding Pilot Test for a Sudanese Oil Field (FNE Oil Field-Case Study).
- Naqvi, S. (2012). Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil by Using Thermal and Non-Thermal Methods, 1–78.
- Nguyen, H. X., Bae, W., Tran, X. V, Ta, D. Q., & Nguyen, D. H. (2012). SPE 154778 Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oilsands, 1–11.
- Ni, J., Zhou, X., Yuan, Q., Lu, X., Zeng, F., & Wu, K. (2017). Numerical simulation study on steam-assisted gravity drainage performance in a heavy oil reservoir with a bottom water zone. *Energies*, *10*(12). <https://doi.org/10.3390/en10121999>
- Pang, Z., Wang, L., Lv, X., Liu, Y., Wu, G., & Wei, T. (2016). An Investigation on Propagation Mechanisms of Steam Chamber during Expanding Solvent SAGP ES-SAGP in Thin Heavy Oil Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/181331-MS>
- Prada, J. W. V., Cunha, L. B., & Alhanati, F. J. S. (2005). SPE 97918 Impact of Operational Parameters and Reservoir Variables During the Startup Phase of a SAGD Process. *SPE*.
- Rahmawati, L. (2014). Pengelolaan Sumber Daya Migas Perspektif Islam, *17*(1).
- Rodríguez, E., & Orjuela, J. (2004). Steam Assited Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Oil Crude-Oil Fields. *October*, *2*, 7–22.
- Shen, C. (2013). *SAGD for Heavy Oil Recovery. Enhanced Oil Recovery Field Case*

- Studies* (First Edit). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00017-8>
- Shin, H., & Polikar, M. (2007). Review of reservoir parameters to optimize SAGD and fast-SAGD operating conditions. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(1), 35–41. <https://doi.org/10.2118/07-01-04>
- SKK MIGAS. (2017). SKK MIGAS LAPORAN TAHUNAN 2017.
- Songliang, P., Aiwu, Y., Hua, J., & Company, O. (2010). SPE 130948 Cyclic Preheating Test in SAGD Horizontal Wells of Liaohe Oilfield, 1–5.
- Souraki, Y., Ashrafi, M., Karimaie, H., & Torsaeter, O. (2012a). Experimental Analyses of Athabasca Bitumen Properties and Field Scale Numerical Simulation Study of Effective Parameters on SAGD Performance. *Energy and Environment Research*, 2(1), 140. <https://doi.org/10.5539/eer.v2n1p140>
- Souraki, Y., Ashrafi, M., Karimaie, H., & Torsaeter, O. (2012b). Experimental Analyses of Athabasca Bitumen Properties and Field Scale Numerical Simulation Study of Effective Parameters on SAGD Performance. *Energy and Environment Research*, 2(1), 140–156. <https://doi.org/10.5539/eer.v2n1p140>
- Speight, J. G. (2009). *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*.
- Suranto, A. M., Permadi, A. K., & Bae, W. (2016). Smart completion design in cyclic steam stimulation process: An alternative for accelerating heavy oil recovery. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 11(2), 127–140. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2016.074289>
- Vanegas, J. W., & Deutsch, C. V. (2011). Proxy Models for Fast Transfer of Static Uncertainty to Reservoir Performance Uncertainty, 203–216. <https://doi.org/10.1306/13301415M961039>
- Wei, S., Cheng, L., Huang, S., & Huang, W. (2014). Steam chamber development and production performance prediction of steam assisted gravity drainage. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014*, 1. <https://doi.org/10.2118/170002-MS>
- Zhao, L., Law, D. H. S., & Coates, R. (2003). Numerical study and economic evaluation of SAGD wind-down methods. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(1), 53–57. <https://doi.org/10.2118/03-01-05>