

**INVESTIGASI PERBANDINGAN INJEKSI FA-SAGD
DENGAN METODE *CONTINUOUS INJECTION* DAN *CYCLIC
INJECTION* MENGGUNAKAN SIMULATOR STARS (CMG)
PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ALIEF VIRGA MAULUDIKA

NPM 193210829



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**INVESTIGASI PERBANDINGAN INJEKSI FA-SAGD
DENGAN METODE *CONTINUOUS INJECTION* DAN *CYCLIC
INJECTION* MENGGUNAKAN SIMULATOR STARS (CMG)
PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ALIEF VIRGA MAULUDIKA

NPM 193210829



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :
Nama : Alief Virga Mauludika
NPM : 193210829
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Investigasi Perbandingan Injeksi FA-SAGD Dengan Metode *Continuous Injection* Dan *Cyclic Injection* Menggunakan Simulator STARS (CMG) Pada Sumur X Lapangan Y

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 : Richa Melysa, S.T., M.T (.....)

Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng (.....)

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

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 01 Maret 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Noviarita, S.T.,M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 10 Januari 2022

Alief Virga Mauludika
NPM 193210829

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat, Taufik 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 Richa Melysa, S.T., M.T selaku dosen pembimbing 1 yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Orang tua Sisis Syahlaludin dan Dewi Harjaty yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan do'a yang senantiasa mengiringi.
3. Teman-teman dari Akamigas Balongan maupun dari Universitas Islam Riau yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring do'a saya, semoga Allah SWT memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 10 Januari 2022

Alief Virga Mauludika

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	x
RINGKASAN	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Enhanced Oil Recovery (EOR)</i>	4
2.2 <i>Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)</i>	5
2.3 <i>Foam Assisted - Steam Assisted Gravity Drainage (FA-SAGD)</i>	6
2.4 Metode Injeksi FA-SAGD.....	9
2.4.1 Injeksi Uap Secara Terus Menerus (<i>Continuous</i>).....	9
2.4.2 Injeksi <i>Cyclic</i>	9
2.5 <i>State of The Art</i>	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	14
3.1 Metode Penelitian.....	14
3.2 Mekanisme Pembentukan <i>Foam</i>	14
3.3 Reaksi <i>Foam</i>	15
3.4 Parameter Analisa.....	15
3.5 <i>Flowchart</i>	17
3.6 Data yang Dibutuhkan.....	18
3.7 <i>Reservoir Section</i>	18

3.8	Skenario	22
3.9	Tempat dan Jadwal Penelitian	23
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		25
4.1	<i>Base Case</i>	25
4.2	Sensitivitas Konsentrasi Surfaktan	27
	4.2.1 <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan	28
4.3	Sensitivitas Laju Injeksi	30
	4.3.1 <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> Variasi Laju Injeksi	31
4.4	Sensitivitas <i>Preheating Period</i>	32
	4.4.1 <i>Oil Recovery Factor vs Time</i> Variasi <i>Preheating Period</i>	33
	4.4.2 <i>Cumulative Steam Oil Ratio vs Time</i> Variasi <i>Preheating Period</i> .	34
4.5	Perbandingan Injeksi FA-SAGD Menggunakan <i>Continuous</i> Dan <i>Cyclic Injection</i>	37
	4.5.1 Perbandingan <i>Oil Saturation</i> Injeksi FA-SAGD	37
	4.5.2 Perbandingan <i>Oil Recovery Factor vs Time</i>	38
	4.5.3 Perbandingan <i>Cumulative Steam Oil Ratio vs Time</i>	39
	4.5.4 Perbandingan <i>Water Injection Cumulative vs Time</i>	39
	4.5.5 Perbandingan <i>Steam Chamber vs Time</i>	40
	4.5.6 Perbandingan <i>Reservoir Pressure vs Time</i>	40
BAB V KESIMPULAN.....		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Konsep Dasar <i>Steam Assisted Gravity Drainage</i> (SAGD)(Butler, 2008)	5
Gambar 2.2	Perbedaan Injeksi SAGD dengan Injeksi FA-SAGD (T. Nguyen et al., 2019).....	7
Gambar 2.3	Skema (a) SAGD dan (b) FA-SAGD (Chen et al., 2010).....	8
Gambar 2.4	Penyebaran <i>Foam</i> Dengan Injeksi Surfaktan kontinyu Setelah 8,14, 16 bulan (Delamaide et al., 2020)	9
Gambar 2.5	Penyebaran <i>Foam</i> dalam Injeksi Surfaktan Siklik a) Setelah 8, 14, dan 16 Bulan, b) Setelah 20, 24, dan 28 Bulan (Delamaide et al., 2020)	10
Gambar 2.6	Kondisi Ruang Uap Setelah 28 Bulan Pengembangan Untuk a) SAGD dan b) FA-SAGD Dengan Injeksi Surfaktan Secara Berkala (Ghani et al., 2019).....	11
Gambar 2.7	<i>Oil Recovery</i> Menggunakan FA-SAGD (H. Liu et al., 2014).....	11
Gambar 3.1	Skema Mekanisme <i>Snap-Off</i> (Kovscek & Radke, 1994).....	14
Gambar 3.2	Skema Mekanisme <i>Lamella Division</i> (Kovscek & Radke, 1994).....	15
Gambar 3.3	Skema Mekanisme <i>leave-behind</i> (Kovscek & Radke, 1994).....	15
Gambar 3.4	Diagram Alir Penelitian	17
Gambar 3.5	2D Reservoir Model.....	20
Gambar 3.6	3D Model <i>View</i>	20
Gambar 3.7	Grafik Kurva Permeabilitas <i>Relative</i>	21
Gambar 3.8	Grafik Kurva Permeabilitas <i>Relative</i> Setelah Injeksi FA-SAGD	21
Gambar 3.9	Skenario Penelitian.....	23
Gambar 4.1	Grafik <i>Oil Recovery Factor</i> (RF) antara <i>Base Case</i> (SAGD) dan FA-SAGD (<i>Cyclic & Continuous</i>).....	26
Gambar 4.2	Skema Mobilisasi <i>Oil Saturation</i> Pada Saat Injeksi a) SAGD b) FA-SAGD (<i>Cyclic</i>) c) FA-SAGD (<i>Continuous</i>).....	26

Gambar 4.3	Grafik <i>Oil Recovery Factor</i> vs <i>Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 1 a) <i>Cyclic</i> b) <i>Continuous</i>	28
Gambar 4.4	Grafik <i>Oil Recovery Factor</i> vs <i>Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 2 a) <i>Cyclic</i> b) <i>Continuous</i>	28
Gambar 4.5	Grafik <i>Oil Recovery Factor</i> vs <i>Time</i> Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3 a) <i>Cyclic</i> b) <i>Continuous</i>	29
Gambar 4.6	Grafik Pengaruh Laju Injeksi Uap Terhadap <i>Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	31
Gambar 4.7	Grafik Pengaruh Laju Injeksi Uap Terhadap <i>Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Continuous</i>	31
Gambar 4.8	Grafik Pengaruh <i>Preheating Period</i> Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap <i>Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	33
Gambar 4.9	Grafik Pengaruh <i>Preheating Period</i> Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap <i>Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Continuous</i> ..	34
Gambar 4.10	Grafik Pengaruh <i>Preheating Period</i> Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap CSOR Pada Metode <i>Cyclic</i>	34
Gambar 4.11	Grafik Pengaruh <i>Preheating Period</i> Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap CSOR Pada Metode <i>Continuous</i>	35
Gambar 4.12	Skema Mobilisasi <i>Oil Saturation</i> Pada Saat Injeksi FA-SAGD a) <i>Cyclic</i> b) <i>Continuous</i>	37
Gambar 4.13	Grafik Perbandingan <i>Oil Recovery Factor</i> vs <i>Time</i>	38
Gambar 4.14	Grafik Perbandingan <i>Cumulative Steam Oil Ratio</i> (CSOR) vs <i>Time</i>	39
Gambar 4.15	Grafik Perbandingan <i>Water Injection Cumulative</i> vs <i>Time</i>	39
Gambar 4.16	Grafik Perbandingan <i>Steam Chamber</i> vs <i>Time</i>	40
Gambar 4.17	Grafik <i>Reservoir Pressure</i> vs <i>Time</i> Pada Injeksi FA-SAGD (<i>Cyclic</i>).....	40
Gambar 4.18	Grafik <i>Reservoir Pressure</i> vs <i>Time</i> Pada Injeksi FA-SAGD (<i>Continuous</i>).....	41

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	<i>Screening Criteria SAGD</i>	6
Tabel 2.2	Urutan Injeksi SAGD Alternatif.....	10
Tabel 2.3	<i>State of The Art</i>	12
Tabel 3.1	Data Reservoir <i>Properties</i>	18
Tabel 3.2	Data Parameter Operasi	19
Tabel 3.3	Model <i>Properties</i>	19
Tabel 3.4	Hasil Inisialisasi Simulasi.....	22
Tabel 3.5	Jadwal Penelitian	23
Tabel 4.1	Variasi Konsentrasi Surfaktan	27
Tabel 4.2	Perolehan <i>Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan</i>	29
Tabel 4.3	Variasi Laju Injeksi Pada Metode <i>Cyclic</i>	30
Tabel 4.4	Variasi Laju Injeksi Pada Metode <i>Continuous</i>	30
Tabel 4.5	Hasil Pengaruh Sensitivitas Laju Injeksi Uap Dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Oil Recovery</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	31
Tabel 4.6	Hasil Pengaruh Sensitivitas Laju Injeksi Uap Dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Oil Recovery</i> Pada Metode <i>Continuous</i>	32
Tabel 4.7	Variasi <i>Preheating Period</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	33
Tabel 4.8	Variasi <i>Preheating Period</i> Pada Metode <i>Continuous</i>	33
Tabel 4.9	Hasil Pengaruh Sensitivitas <i>Preheating Period</i> dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Oil Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	35
Tabel 4.10	Hasil Pengaruh Sensitivitas <i>Preheating Period</i> dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Oil Recovery Factor</i> Pada Metode <i>Continuous</i> . ..	35
Tabel 4.11	Hasil Pengaruh Sensitivitas <i>Preheating Period</i> dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Cumulative Steam Oil Ratio</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	36
Tabel 4.12	Hasil Pengaruh Sensitivitas <i>Preheating Period</i> dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap <i>Cumulative Steam Oil Ratio</i> Pada Metode <i>Cyclic</i>	36

Tabel 4.13 Hasil Perbandingan Perolehan Oil Recovery Factor, *Cumulative Steam Oil Ratio*, *Water Injection Cumulative*, dan *Steam Chamber* 41

Tabel 4.14 Sisa Cadangan..... 41



DAFTAR SINGKATAN

OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>
FA-SAGD	<i>Foam Assisted-Steam Assisted Gravity Drainage</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
CSOR	<i>Cumulative Steam Oil Ratio</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
Bbl/d	<i>Barrel/day</i>
BTU	<i>British Thermal Units</i>



**INVESTIGASI PERBANDINGAN INJEKSI FA-SAGD
DENGAN METODE *CONTINUOUS INJECTION* DAN *CYCLIC
INJECTION* MENGGUNAKAN SIMULATOR STARS (CMG)
PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

**ALIEF VIRGA MAULUDIKA
193210829**

RINGKASAN

Metode SAGD pertama kali diperkenalkan pada tahun 1980 dengan keefektifan tinggi dalam memperoleh minyak berat dan bitumen. SAGD merupakan salah satu dari metode dari termal yang penerapannya dengan cara menginjeksikan uap ke dalam sumur secara terus menerus melalui sumur injeksi sehingga menyebabkan uap mengalir ke atas mengisi formasi dan membentuk ruang uap (*steam chamber*) lalu uap mengalir menuju tepi ruang uap dan melepaskan panas latennya ke formasi dan terkondensasi sehingga minyak berat dapat bergerak secara vertikal, akibat adanya gravitasi dan mengalir ke sumur produksi. Metode SAGD memiliki beberapa kelebihan akan tetapi dari keuntungan tersebut terdapat beberapa kekurangan yaitu *steam channeling* serta *steam override*. Penggunaan *foam* dilakukan untuk mengatasi kekurangan SAGD atau yang disebut dengan *foam assisted-SAGD* karena telah berhasil meningkatkan efisiensi injeksi *steam* yang berfungsi untuk mengurangi mobilitas uap sehingga meningkatkan *sweep efficiency* dan mengurangi *heat loss*. Pada penelitian ini akan dilakukan analisa perbandingan injeksi FA-SAGD dengan metode *continuous injection* dan *cyclic injection* sebagai upaya peningkatan *oil recovery factor* dengan cara menguji sensitivitas FA-SAGD terhadap variasi konsentrasi surfaktan laju alir injeksi serta periode *preheating*. Dalam penelitian ini model reservoir dibuat secara konseptual dengan menggunakan data sekunder yang akan disimulasikan dengan menggunakan simulator CMG STARS. Menambahkan *foam* dalam proses SAGD dapat meningkatkan *sweep efficiency* yang disebabkan berkurangnya mobilitas uap karena adanya lapisan *foam*. Pada kondisi *base case* (SAGD) diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 46% sedangkan pada kondisi injeksi FA-SAGD nilai *recovery factor* meningkat sebesar 80.55% dengan nilai CSOR 2.13 bbl/bbl *oil cumulative* sebesar 192735.5 bbl untuk metode *cyclic* dan 83.03% dengan nilai CSOR 4.09 bbl/bbl *oil cumulative* sebesar 198658.6 bbl untuk metode *continuous*.

Kata Kunci : *foam*, SAGD, *foam assisted-SAGD*, *steam channelling*, *steam override*, *cyclic continuous*, *sweep efficiency*, *recovery factor*

COMPARISONAL INVESTIGATION OF FA-SAGD INJECTION WITH CONTINUOUS INJECTION AND CYCLIC INJECTION METHODS USING STARS SIMULATOR (CMG) IN WELL X FIELD Y

ALIEF VIRGA MAULUDIKA
193210829

ABSTRACT

The SAGD method was first introduced in 1980 with high effectiveness in recovering heavy oil and bitumen. SAGD is one of the thermal methods whose application is by injecting steam into the well continuously through the injection well, causing steam to flow upwards to fill the formation and form a steam chamber, then steam flows to the edge of the steam chamber and releases its latent heat. into the formation and condensed so that heavy oil can move vertically, due to gravity and flow into production wells. The SAGD method has several advantages but from these advantages there are several disadvantages, namely steam channeling and steam override. The use of foam is done to overcome the shortcomings of SAGD or what is called foam assisted-SAGD because it has succeeded in increasing the efficiency of steam injection which serves to reduce steam mobility thereby increasing sweep efficiency and reducing heat loss. In this study, a comparison analysis of FA-SAGD injection with continuous injection and cyclic injection methods will be carried out as an effort to increase the oil recovery factor by testing the sensitivity of FA-SAGD to variations in surfactant concentration, injection flow rate and preheating period. In this research, the reservoir model is conceptualized using secondary data which will be simulated using the CMG STARS simulator. Adding foam in the SAGD process can increase sweep efficiency due to reduced vapor mobility due to the foam layer. In the base case (SAGD) condition, the recovery factor value is 46%, while in the FA-SAGD injection condition, the recovery factor value increases by 80.55% with a CSOR value of 2.34 bbl/bbl cumulative oil of 192735.5 bbl for the cyclic method and 83.03% with a CSOR value of 4.59. bbl/bbl oil cumulative is 198658.6 bbl for continuous method.

Keyword : foam, SAGD, foam assisted-SAGD, steam channelling, steam override, cyclic continuous, sweep efficiency, recovery factor

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Enhanced Oil Recovery (EOR) adalah suatu metode yang digunakan untuk memulihkan hidrokarbon tambahan apabila metode *primary recovery* dan *secondary recovery* tidak ekonomis lagi karena *primary recovery* dan *secondary recovery* hanya mampu menghasilkan sepertiga dari *original oil in place* (OOIP), namun dengan menerapkan *tertiary recovery* yang biasa disebut dengan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) produksi mampu mencapai 40 % hingga 60 % minyak di reservoir (Alagorni et al., 2015). Sebagian besar cadangan hidrokarbon dunia berupa minyak berat dan bitumen dan metode yang paling umum dan efisien yang digunakan untuk reservoir minyak berat yaitu metode termal (Ghani et al., 2019). Di Indonesia metode termal telah diterapkan pada tahun 1976 pada lapangan Duri metode yang digunakan adalah *steam flooding* karena memiliki kondisi lapangan minyak berat dan berhasil memproduksi minyak sebesar 300.000 BOPD pada tahun 1994 (Abdurrahman et al., 2017).

Metode termal merupakan suatu proses untuk menurunkan viskositas minyak dengan cara menambahkan panas ke dalam reservoir sehingga minyak dapat didorong secara lebih efektif ke sumur produksi. Terdapat dua metode utama dalam *Enhanced Oil Recovery* metode termal yaitu *steam injection dan in-situ combustion* (Council & on Enhanced Recovery Techniques, 1976). Diantara beberapa metode termal lainnya, *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) merupakan salah satu proses pemulihan *in-situ* yang paling efisien untuk memperoleh minyak berat dan bitumen dari reservoir dengan cara menginjeksikan uap ke dalam sumur secara terus menerus melalui sumur injeksi (*upper*) sehingga menyebabkan uap mengalir ke atas mengisi formasi dan membentuk ruang uap (*steam chamber*) (Chen et al., 2010). Uap mengalir menuju tepi ruang uap dan melepaskan panas latennya ke formasi dan terkondensasi sehingga minyak berat dapat bergerak secara vertikal, akibat adanya gravitasi dan mengalir ke sumur produksi (*lower*) (Shen, 2013).

Teknik SAGD bisa lebih menarik daripada metode termal lainnya karena beberapa keuntungan, akan tetapi dari keuntungan tersebut terdapat beberapa

kekurangan yaitu *steam channeling* serta *steam override* (Ghani et al., 2019; Nguyen et al., 2019). *Steam channelling dan override* terjadi karena mobilitas *steam* yang tinggi, perbedaan viskositas antara minyak dan uap yang menyebabkan uap cenderung mengalir ke daerah permeabilitas yang tinggi sehingga minyak residu tidak dapat tersapu secara efektif (Dai et al., 2019; P. Liu et al., 2015). Diantara injektor dan produsen terdapat zona permeabilitas tinggi akibat pengaruh dari temperatur uap yang di injeksikan yang memungkinkan uap yang di injeksikan mengalir ke produsen tanpa melepaskan panasnya (Sanders et al., 2017).

Foam telah digunakan pada tahun 1970 dan telah terbukti berhasil dalam meningkatkan efisiensi injeksi *steam* dimana *foam* dihasilkan dari injeksi surfaktan dan *steam* ke dalam reservoir. *Foam* berfungsi untuk mengurangi mobilitas uap sehingga meningkatkan *sweep efficiency* dan mengurangi *heat loss* (Delamaide et al., 2016). Penggunaan *foam* dilakukan untuk mengatasi kekurangan SAGD atau yang disebut dengan *foam assisted-SAGD* (Ghani et al., 2019).

Berdasarkan pemaparan diatas maka peneliti tertarik untuk melakukan penelitian mengenai analisa sensitivitas FA-SAGD sebagai upaya dalam peningkatan *oil recovery factor* dengan menguji FA-SAGD terhadap variasi konsentrasi surfaktan, laju alir injeksi dan variasi *preheating period* 10, 20 dan 30 hari serta menentukan *steam oil ratio* (SOR) dan skema injeksi pada FA-SAGD. Pada penelitian ini dilakukan pada sumur x lapangan y yang mengandung reservoir minyak berat dan akan membahas masalah tersebut dengan menggunakan *software* simulator CMG STARS.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penulisan Tugas Akhir ini antara lain:

1. Menentukan variasi konsentrasi surfaktan terhadap *oil recovery* pada proses FA-SAGD,
2. Menentukan laju injeksi serta *preheating period* optimum untuk injeksi FA-SAGD,
3. Menentukan *steam oil ratio* (SOR) dan perbandingan skema injeksi FA-SAGD antara *continuous dan cyclic injection*.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat yang dapat diperoleh dalam penulisan proposal ini antara lain :

1. Sebagai bahan referensi suatu perusahaan yang akan merencanakan kegiatan FA-SAGD *injection*,
2. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menambah ilmu pengetahuan dan wawasan mengenai uji sensitivitas FA-SAGD sebagai upaya peningkatan *oil recovery factor*,
3. Hasil penelitian ini diharapkan dapat digunakan sebagai referensi untuk penelitian selanjutnya mengenai injeksi FA-SAGD.

1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang efektif, maka dalam penelitian ini dilakukan dengan pemodelan simulasi dengan beberapa batasan lain yang dilakukan :

1. Tidak memperhitungkan keekonomian,
2. Pemodelan reservoir berupa model konseptual dan homogen,
3. Penelitian ini menggunakan reservoir simulator CMG STARS,
4. Tidak memperhatikan pengaruh *petrophysics* dan *heat loss*
5. Tidak menganalisis *delineation factor (Geomechanics)*,
6. Uji Sensitivitas hanya dilakukan pada variasi konsentrasi surfaktan, laju injeksi, periode *preheating* dilakukan pada 10, 20, 30 hari, dan skema injeksi FA-SAGD antara *continuous dan cyclic injection*.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan segala sesuatunya sangat berlimpah yaitu akan sumber daya alamnya agar umat manusia dapat memanfaatkannya dengan baik. Sebagaimana telah dijelaskan dalam firman Allah SWT QS. An-Nahl ayat 14 yang artinya “dan Dia-lah, Allah yang menundukan lautan (untukmu), agar kamu dapat memakan daripadanya daging yang segar (ikan), dan kamu melihat bahtera berlayar padanya, dan supaya kamu mencari (keuntungan) dari karunia-Nya dan supaya kamu bersyukur”. Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT berikan semata-mata untuk kita manfaatkan karena Allah SWT telah berjanji barangsiapa yang mensyukuri nikmat-Nya maka akan ditambah apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih.

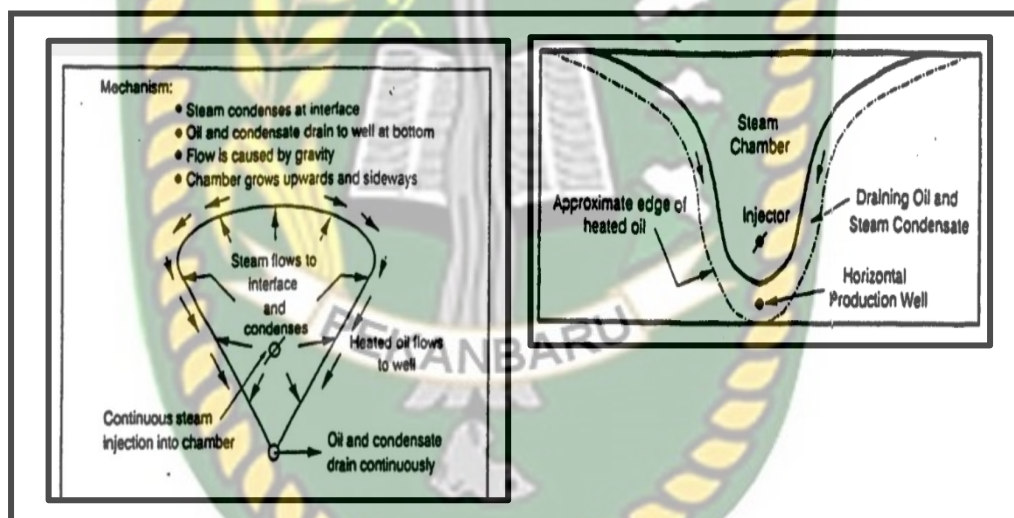
2.1 *Enhanced Oil Recovery (EOR)*

Enhanced Oil Recovery adalah pengurusan minyak tahap lanjut. EOR adalah perolehan minyak yang berasal dari salah satu atau beberapa metode pengurusan minyak yang menggunakan energi luar reservoir. Jadi peningkatan perolehan produksi minyaknya berasal dari menginjeksikan fluida dalam reservoir. Mekanisme secara umum dari EOR adalah memperbaiki karakteristik reservoir minyak, diharapkan dari perbaikan tersebut akan diperoleh minyak masih tersisa di dalam reservoir yang semula susah untuk diproduksi dengan tenaga alamiah (*Natural Flow*) (Dr.Ir. Septorarno Siregar, Ir dedy Kristanto, 1999).

Metode termal merupakan salah satu jenis metode pengurusan minyak tahap lanjut atau *Enhanced Oil Recovery (EOR)* dengan cara menambahkan panas atau menginjeksikan panas ke reservoir untuk mengurangi viskositas minyak dan dilakukan pada reservoir – reservoir yang mengandung minyak berviskositas tinggi atau minyak berat (10-20 °API). Selain menambahkan panas, proses ini juga memberikan kekuatan pendorong atau tekanan untuk memindahkan minyak ke sumur produksi. Terdapat 2 teknik dalam metode termal yaitu injeksi fluida panas (injeksi air panas dan injeksi *steam*) dan *in-situ* (Council & on Enhanced Recovery Techniques, 1976).

2.2 Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)

Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) merupakan metode konvensional yang diperkenalkan pertama kali oleh Butler. Metode termal ini terbukti yang paling efisien untuk memperoleh minyak berat dan bitumen (H. X. Nguyen et al., 2012). Pada tahun 1980an konsep SAGD pertama kali uji coba di lapangan di daerah Kanada Barat (Chen et al., 2010). Secara konsep SAGD adalah metode injeksi uap melalui sumur injeksi horizontal, uap mengalir menuju tepi ruang uap dan membentuk zona akumulasi uap di reservoir lalu melepaskan panas latennya ke formasi dan terkondensasi sehingga minyak berat dapat bergerak secara vertikal, akibat adanya gravitasi dan mengalir ke sumur produksi yang terletak kira-kira 5-10 meter di bawah sumur injeksi (Ahmed & Meehan, 2011; Shen, 2013).



Gambar 2.1 Konsep Dasar *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD)(Butler, 2008)

Pada tahun 1996 metode SAGD telah berhasil dilakukan pada lapangan Celtic dan Saskatchewan di Kanada dengan kondisi dimana ketebalan *net-pay* sebesar 20 ft dan viskositas minyak 15.000 cp, reservoir homogen serta temperatur uap 240°C dapat menurunkan viskositas minyak menjadi 3 cp dengan produksi minyak sekitar 200 m³/day (Egermann et al., 2002)

Beberapa negara yang telah menerapkan metode SAGD antara lain lapangan di Amerika Serikat, Kanada, Venezuela, Rumania yang telah mencapai faktor *recovery factor* lebih dari 50% (Rodriguez, E. Orjeula, 2006).

Keuntungan dari SAGD menurut (Chun, 2014) adalah :

1. Effisiensi penyapuan dan produktivitas minyak yang lebih tinggi,
2. SAGD tidak memerlukan metode pengangkatan bantuan untuk membawa fluida ke permukaan,
3. Volume produksi minyak yang lebih tinggi dibandingkan volume uap yang diinjeksikan,
4. Mengurangi kemungkinan *water coning*, karena terjadi penurunan tekanan.

Kekurangan dari SAGD menurut (Ghani et al., 2019) adalah :

1. Dipengaruhi oleh heterogenitas reservoir,
2. Penggunaan *steam* yang tinggi,

Tabel 2.1 *Screening Criteria SAGD*

Parameter	<i>Minimal operation conditions</i>	<i>Ideal operation conditions</i>
<i>Gravity</i> (API)	< 20	< 15
<i>Viscosity</i> (cp)	> 100	> 1000
<i>Permeability</i> (mD)	> 2000	> 3000
<i>Porosity</i> (%)	> 18	> 30
<i>Depth</i> (ft)	200 – 5000	200 – 3800
<i>Net Thickness</i> (ft)	>4 5	60 – 100
<i>Water Saturation</i> (%)	< 30	< 20

Sumber : (Chun, 2014)

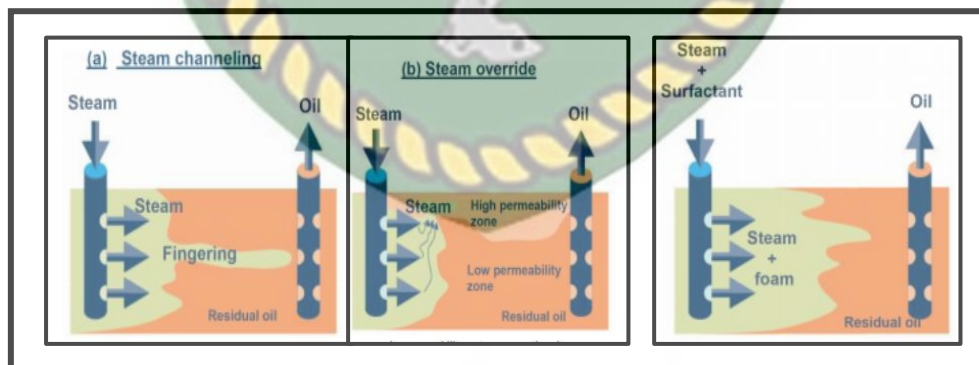
Menurut Zhang et al., 2007 SAGD merupakan metode yang efektif untuk pengembangan minyak berat dan *oil sand* akan tetapi SAGD juga dapat dipengaruhi oleh heterogenitas reservoir yang mengakibatkan pembentukan *steam chamber* tidak merata (Xia et al., 2018). Dalam penerapannya, kinerja SAGD dipengaruhi oleh beberapa kondisi yaitu adanya *shale barriers*, diantara injektor dan produksi terdapat jalur aliran, serta permeabilitas rendah (Hyundon Shin & Choe, 2009).

2.3 *Foam Assisted - Steam Assisted Gravity Drainage (FA-SAGD)*

Teknik SAGD bisa lebih menarik daripada metode termal lainnya karena beberapa keuntungan yaitu dapat mengandalkan efek pemanasan uap yang besar untuk menghasilkan pengurangan viskositas yang signifikan untuk minyak berat,

untuk menjaga efisiensi produksi yang tinggi, pertumbuhan ruang uap yang seragam harus dipertahankan serta panas yang hilang ke lapisan penutup harus dibatasi (Hirasaki, 1989) akan tetapi dari keuntungan tersebut terdapat beberapa kekurangan pada proses kinerjanya dari SAGD yaitu *steam channeling* serta *steam override* (Nguyen et al., 2019; Ghani et al., 2019). *Steam channeling* dan *override* terjadi karena mobilitas *steam* yang tinggi, perbedaan viskositas antara minyak dan uap yang menyebabkan uap cenderung mengalir ke daerah permeabilitas yang tinggi sehingga minyak residu tidak dapat tersapu secara efektif (Dai et al., 2019; P. Liu et al., 2015). Diantara injektor dan produsen terdapat zona permeabilitas tinggi akibat pengaruh dari temperatur uap yang di injeksikan yang memungkinkan uap yang di injeksikan mengalir ke produsen tanpa melepaskan panasnya (Sanders et al., 2017).

Injeksi *foam* uap merupakan strategi yang tepat untuk mengurangi mobilitas uap sehingga meningkatkan efisiensi penyapuan dan mengurangi kehilangan panas serta memulihkan minyak tambahan (Delamaide et al., 2016). *Foam* telah digunakan pada 1970 dan telah terbukti berhasil dalam meningkatkan kinerja dari injeksi *steam*. Injeksi surfaktan bersama dengan *steam* kedalam reservoir akan menghasilkan sebuah *foam* (Delamaide et al., 2016). Dimana, *foam* didefinisikan sebagai dispersi gas dalam fase air kontinu dengan film tipis (*lamella*) yang bertindak sebagai pemisah (Li et al., 2015).

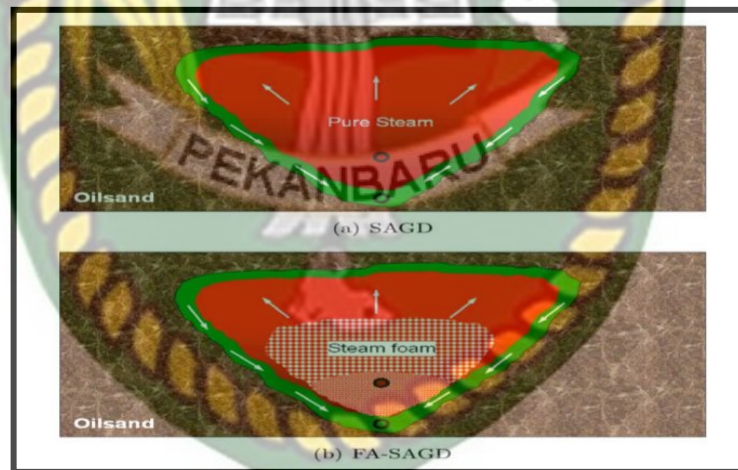


Gambar 2.2 Perbedaan Injeksi SAGD dengan Injeksi FA-SAGD (T. Nguyen et al., 2019)

Dalam proses FA-SAGD, larutan surfaktan dan uap di injeksikan secara terus menerus atau secara bertahap bersamaan agar menghasilkan *foam* uap yang kuat dan stabil di tempatnya (*chamber*) (Adetunji et al., 2019). *Foam* uap selama operasi SAGD berpotensi meningkatkan kinerja SAGD dengan cara yaitu adanya

ketergantungan yang kuat dari tekstur *foam* pada saturasi *phase* cair yang dapat mengalami perubahan dalam ruang uap. Pada gambar 2.2 menggambarkan distribusi uap untuk SAGD konvensional dan FA-SAGD yang menunjukkan pergerakan uap akibat gaya gravitasi dimana, pada bagian atas ruang uap merupakan tempat terakumulasinya uap kualitas tinggi atau uap (kering) dan pada bagian bawah merupakan uap kualitas rendah atau uap basah (cair) (Chen et al., 2010).

Kualitas uap dalam ruang uap dapat diilustrasikan dengan warna pada gambar (a), warna merah terang menunjukkan kualitas uap tinggi dan warna merah gelap menunjukkan kualitas rendah, gambar (b), pada bagian atas ruang uap hanya *foam* rendah yang diharapkan karena kehadiran *foam* uap tinggi akan menyebabkan peningkatan hambatan aliran uap. Menurut Edmunds (1998) pada proses FA-SAGD terdapat hambatan aliran yang tinggi di daerah antar sumur yang mengurangi aliran uap menuju sumur produksi yang disebut dengan kontrol *steam trap* (Chen et al., 2010).



Gambar 2.3 Skema (a) SAGD dan (b) FA-SAGD (Chen et al., 2010).

.Pada pengaplikasian FA-SAGD, terdapat beberapa pertimbangan yang harus diperhatikan diantaranya adalah kualitas *steam*, laju injeksi, metode injeksi surfaktan, volume surfaktan, suhu, gas tidak terkondensasi, dan risiko produksi surfaktan dan emulsi (Delamaide et al., 2020).

Patzek and Myhill (1989) melakukan penelitian mengenai performa penggunaan *foam* uap yang diterapkan pada reservoir minyak berat. Dimana, pada tahun 1980 Shell melakukan 2 pilot *foam* uap di Mecra Lease dan Bishop Fee di

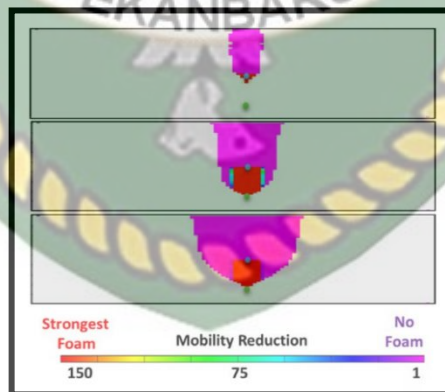
ladang sungai Kern. Pada pilot Bishop Fee berhasil mencapai produksi minyak sebesar 5,5% lebih banyak. *Foam* yang dihasilkan dengan menginjeksikan uap secara berkelanjutan dengan komposisi 50 % uap, NaCl 4%, surfaktan 0.5 % dan nitrogen 0.006 % (Li et al., 2017).

2.4 Metode Injeksi FA-SAGD

2.4.1 Injeksi Uap Secara Terus Menerus (*Continuous*)

Pada gambar 2.3 menjelaskan penyebaran *foam* dalam kasus injeksi uap dan surfaktan secara terus menerus, dimana pengurangan mobilitas uap adalah ruang uap ditampilkan pada waktu yang berbeda. Mobilitas yang berkurang (merah muda) menunjukkan bahwa uap sedang dalam keadaan mobilitas asli (tidak ada gelembung), dan bagian merah dari ruang adalah bagian yang terdapat pengurangan mobilitas lebih tinggi, yaitu menunjukkan area terkuat dari *foam* (Ghani et al., 2019).

Saat injeksi terus menerus, karena adanya efek gravitasi, gelembung uap di bagian atas ruang uap dikeringkan secara bersamaan saat cairan terus mengalir ke bawah dan menumpuk, maka di bagian bawah ruang uap akan lebih basah. Cairan ini penuh dengan gelembung Ini berarti bahwa sebagian besar surfaktan yang di injeksikan akan tetap berada di dasar ruang uap (Delamaide et al., 2020).



Gambar 2.4 Penyebaran *Foam* Dengan Injeksi Surfaktan kontinyu Setelah 8,14, 16 bulan (Delamaide et al., 2020)

2.4.2 Injeksi *Cyclic*

Ketika *steam* dan surfaktan di injeksikan secara kontinu, ia berdifusi karena fase gas dan air tidak lagi di injeksikan secara bersamaan. Oleh karena itu, peningkatan urutan injeksi harus memastikan bahwa difusi *foam* ke atas dibatasi.

Keberadaan uap dan air di tempat yang sama di reservoir dapat mengurangi jumlah limbah ke produsen dan pada saat yang sama mengurangi biaya penginjeksian surfaktan untuk membentuk *foam*, sehingga meningkatkan efisiensi surfaktan yang di injeksikan (Ghani et al., 2019).

Tabel 2.2 Urutan Injeksi SAGD Alternatif

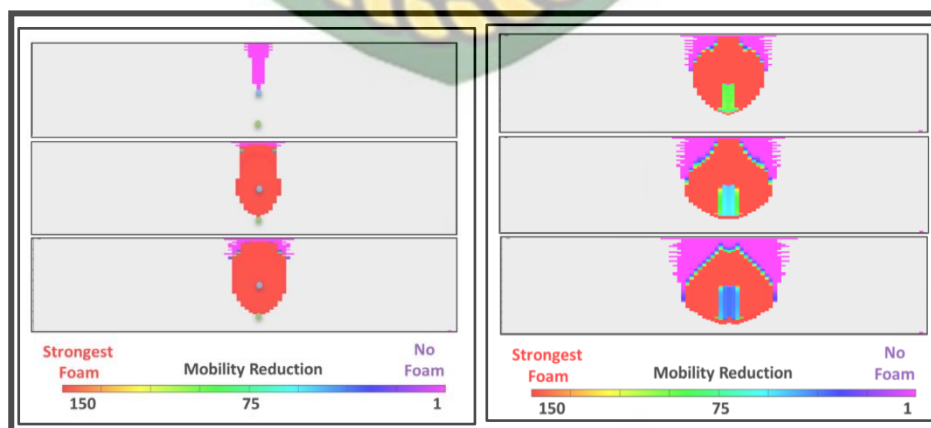
<i>Heating periode</i>	SAGD	<i>Slug</i>	SAGD
(180 days)	(60 days)	(30 days)	

Sumber : (Ghani et al., 2019).

Pada periode SAGD pertama yaitu dengan menginjeksi uap yang bertujuan untuk menciptakan ruang uap agar penyebaran *foam* tidak terganggu oleh minyak, karena minyak dianggap sebagai ancaman serius terhadap *foam* karena kepadatan dan viskositasnya.

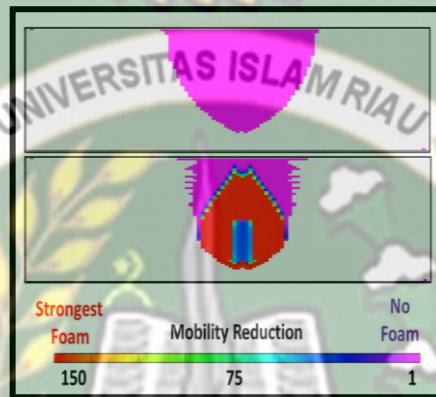
Slug: Setelah ruang uap terbentuk, mulailah menginjeksikan air panas dan berhenti injeksi uap karena dengan adanya uap, *foam* akan menjadi hambatan aliran ke atas. Air yang di injeksikan mengandung *foaming agent*. Uap yang menempati ruang sebelumnya akan terkondensasi menjadi cairan, dan satu-satunya fase gerak di dalam ruang adalah air sehingga surfaktan dapat menempati ruang tersebut.

Pada periode SAGD kedua setelah surfaktan masuk ke dalam *chamber*, untuk menghasilkan *foam* dibutuhkan gas, karena *foaming agent* sudah ada maka *steam* diinjeksikan kembali. Hal ini benar-benar menciptakan *foam* di area tempat surfaktan berada (Ghani et al., 2019).



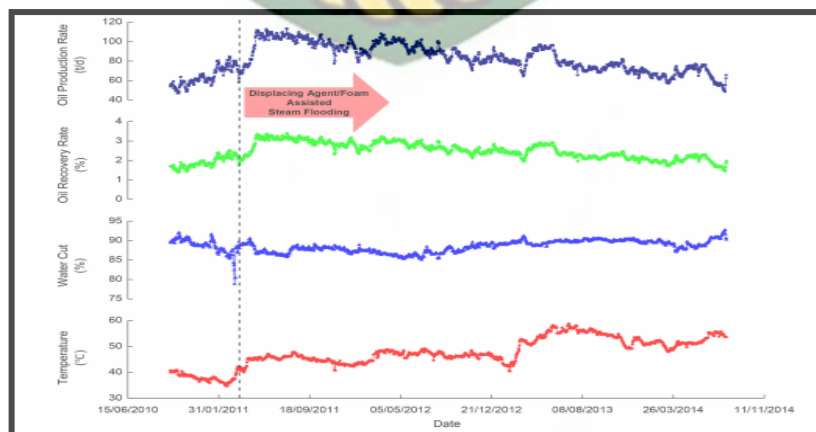
Gambar 2.5 Penyebaran *Foam* dalam Injeksi Surfaktan *Cyclic* a) Setelah 8, 14, dan 16 Bulan, b) Setelah 20, 24, dan 28 Bulan (Delamaide et al., 2020)

Menurut (Ghani et al., 2019) gambar 2.5 menunjukkan perbedaan antar bentuk ruang dalam proses SAGD murni (Gambar 2.5 di atas) FA-SAGD dengan injeksi surfaktan secara berkala (Gambar 2.5 di bawah). Meskipun efek *foam* di bagian atas ruang mulai berkurang, bentuk ruang uap tidak cepat berubah ke bentuk yang terlihat dalam prosesnya SAGD murni. Menjaga jarak dekat dengan batas ruang vertikal penting untuk mempertahankan pelepasan minyak yang lebih tinggi dan mengurangi kontak penutup, sehingga mengurangi kehilangan panas.



Gambar 2.6 Kondisi Ruang Uap Setelah 28 Bulan Pengembangan Untuk a) SAGD dan b) FA-SAGD Dengan Injeksi Surfaktan Secara Berkala (Ghani et al., 2019).

Menurut (H. Liu et al., 2014) pengaplikasian *steam foam* pada reservoir minyak berat di ladang minyak Shengli membuktikan bahwa injeksi uap-kimiawi dapat meningkatkan produksi minyak dari 70.1 t/d menjadi 113 t/d sebesar dan mengurangi *water cut* berasal dari 83,8 % menjadi 79,4 %, sehingga secara signifikan dapat meningkatkan pemulihan minyak dari reservoir minyak berat di ladang minyak Shengli.



Gambar 2.7 Oil Recovery Menggunakan FA-SAGD (H. Liu et al., 2014).

2.5 State of The Art

Beberapa jurnal penelitian yang telah dilakukan terkait dengan injeksi *foam* uap SAGD antara lain :

Tabel 2.3 *State of The Art*

No	Judul Penelitian	Skala Pengujian	Metode	Hasil
1.	<i>Chemical Additives and Foam to Enhance SAGD Performance</i> (Li et al., 2015)	Laboratorium	Menggunakan simulator CMG STARS untuk menggambarkan kinerja CAFA-SAGD serta membandingkannya dengan SAGD.	CAFA-SAGD lebih efisien karena menghasilkan <i>cumulative oil</i> sebesar 27,3 % lebih banyak dengan SOR (<i>Steam Oil Ratio</i>) lebih sedikit daripada SAGD.
2	<i>Improving Steam Assisted Gravity Drainage Using Mobility Control Foams : Foam Assisted - SAGD (FA-SAGD)</i> (Chen et al., 2010)	Laboratorium	Membandingkan kinerja SAGD konvensional dengan FA-SAGD dalam beberapa kondisi seperti produksi uap, laju produksi minyak, mobilitas uap, serta bentuk ruang uap dengan menggunakan simulator CMG STARS.	FA-SAGD dapat mengendalikan produksi uap karena adanya <i>foam</i> yang kuat yang dihasilkan sehingga produksi uap lebih rendah dibandingkan SAGD konvensional, dalam FA-SAGD bentuk ruang uap seperti mangkuk serta dengan adanya <i>foam</i> dapat mengurangi mobilitas uap sehingga laju produksi minyak

				mengalami penurunan.
3	<i>Chemical Additives and Foam Assisted SAGD Model Development</i> (Li et al., 2017)	Laboratorium	Mensimulasikan pembentukan <i>foam</i> , runtuhnya gelembung, perilaku <i>foam</i> dengan menggunakan simulator CMG STARS	Pembentukan <i>foam</i> dapat meningkatkan efisiensi sapuan dan mengurangi <i>heat loss</i> . Gelembung <i>foam</i> terakumulasi di sekitar ruang uap yang membatasi pergerakan uap, serta <i>foam</i> dapat runtuh akibat besarnya tekanan kapiler.
4	<i>Oil Recovery or Heavy Oil by Displacing Agent/Foam Assisted Steam Flooding : Laboratory Experiment, Numerical Simulations and Field Performance</i> (H. Liu et al., 2014)	Laboratorium dan Lapangan	Mensimulasikan <i>steam flooding</i> dengan bantuan <i>foam</i> dengan menggunakan CMG STARS serta melakukan uji coba pada lapangan minyak Gudao.	<i>Steam flooding</i> dengan bantuan <i>foam</i> dapat meningkatkan efisiensi sapuan <i>steam</i> serta meningkatkan mobilitas minyak. Dalam aplikasi lapangan injeksi uap-kimia sangat efisien dalam meningkatkan produksi minyak dan mengurangi <i>water cut</i> .

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

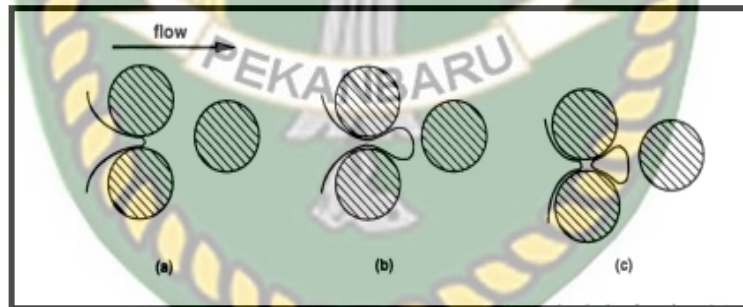
Pada penelitian ini, peneliti akan melakukan uji sensitivitas reservoir menggunakan metode injeksi FA-SAGD. Pemodelan dilakukan dengan menggunakan *software* CMG STARS dan data yang digunakan untuk membuat model reservoir secara konseptual berasal dari jurnal, buku dan prosiding yang sesuai dengan topik penelitian.

3.2 Mekanisme Pembentukan *Foam*

Menurut (Kovscek & Radke, 1994) dalam pembentukan *foam* terdapat tiga mekanisme mendasar antara lain : *snap-off*, *lamella division*, serta *leave-behind*.

1. *Snap-off*

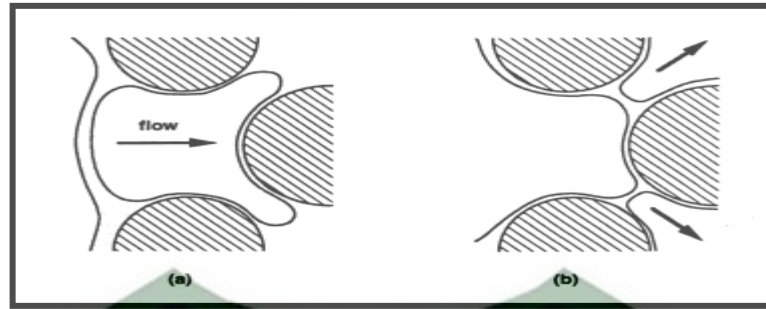
Snap-off merupakan mekanisme yang sangat relevan dalam pembentukan *foam*. Ketika gas mengalir kedalam media berpori yang berisi fluida akibat adanya tekanan kapiler yang berkurang maka akan menghasilkan gelembung yang akan membentuk *foam*.



Gambar 3.1 Skema Mekanisme *Snap-Off* (Kovscek & Radke, 1994)

2. *Lamella Division*

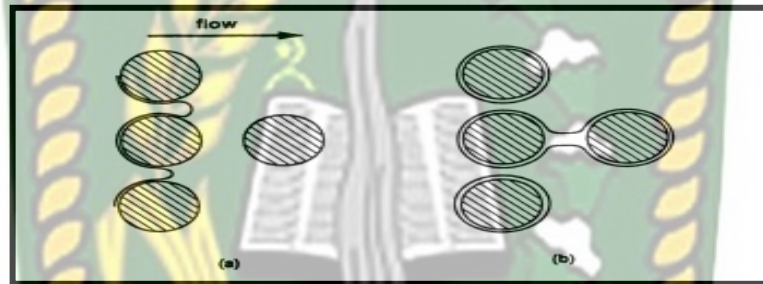
Divisi *Lamella* merupakan pembagian gelembung atau *lamella*, dimana gelembung awal yang mengalir di dalam media pori bertemu dengan titik cabang dan mengalir menjadi beberapa bagian dan berperan sebagai penentu jalur pembagian untuk *lamella* selanjutnya mengalir.



Gambar 3.2 Skema Mekanisme *Lamella Division* (Kovscek & Radke, 1994)

3. *Leave-Behind*

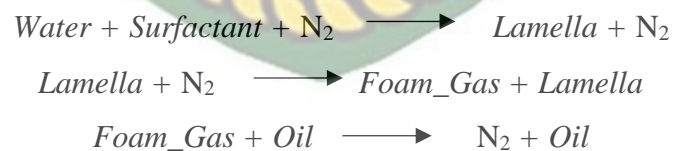
Leave-behind merupakan mekanisme yang terjadi ketika 2 fluida mengalir melalui pori yang berdekatan dan meninggalkan sebuah *lamella*. Pada umumnya *lamella* yang terbentuk sejajar dengan arah aliran.



Gambar 3.3 Skema Mekanisme *leave-behind* (Kovscek & Radke, 1994)

3.3 Reaksi *Foam*

(Teerakijpaiboon, 2012) mengatakan bahwa untuk membuat *foam* di simulator, diperlukan reaksi dari setiap proses. Proses *foam* yang dimaksud dalam penelitian ini adalah pembentukan *foam* dan degradasi *foam* yang digambarkan sebagai reaksi kimia seperti di tunjukan dibawah ini:



3.4 Parameter Analisa

Dalam penelitian ini terdapat beberapa kondisi yang harus di pertimbangkan dalam melakukan FA-SAGD karena berengaruh terhadap proses *recovery* (Delamaide et al., 2020).

1. Konsentrasi surfaktan

Konsentrasi surfaktan dalam pembentukan *foam* ketika di injeksikan berpengaruh terhadap nilai perolehan minyak yang diperoleh. Karena semakin tinggi konsentrasi yang digunakan maka semakin tinggi rendemen minyak yang dihasilkan (Ismail, 2014)

2. Laju atau Kecepatan Injeksi

Menurut (Batôt et al., 2016) kualitas *foam* yang kuat dapat dihasilkan dengan menginjeksikan surfaktan dengan kecepatan tinggi, kemudian *foam* tersebut akan masuk ke dalam formasi yang mengakibatkan kontrol mobilitas menjadi lebih efektif.

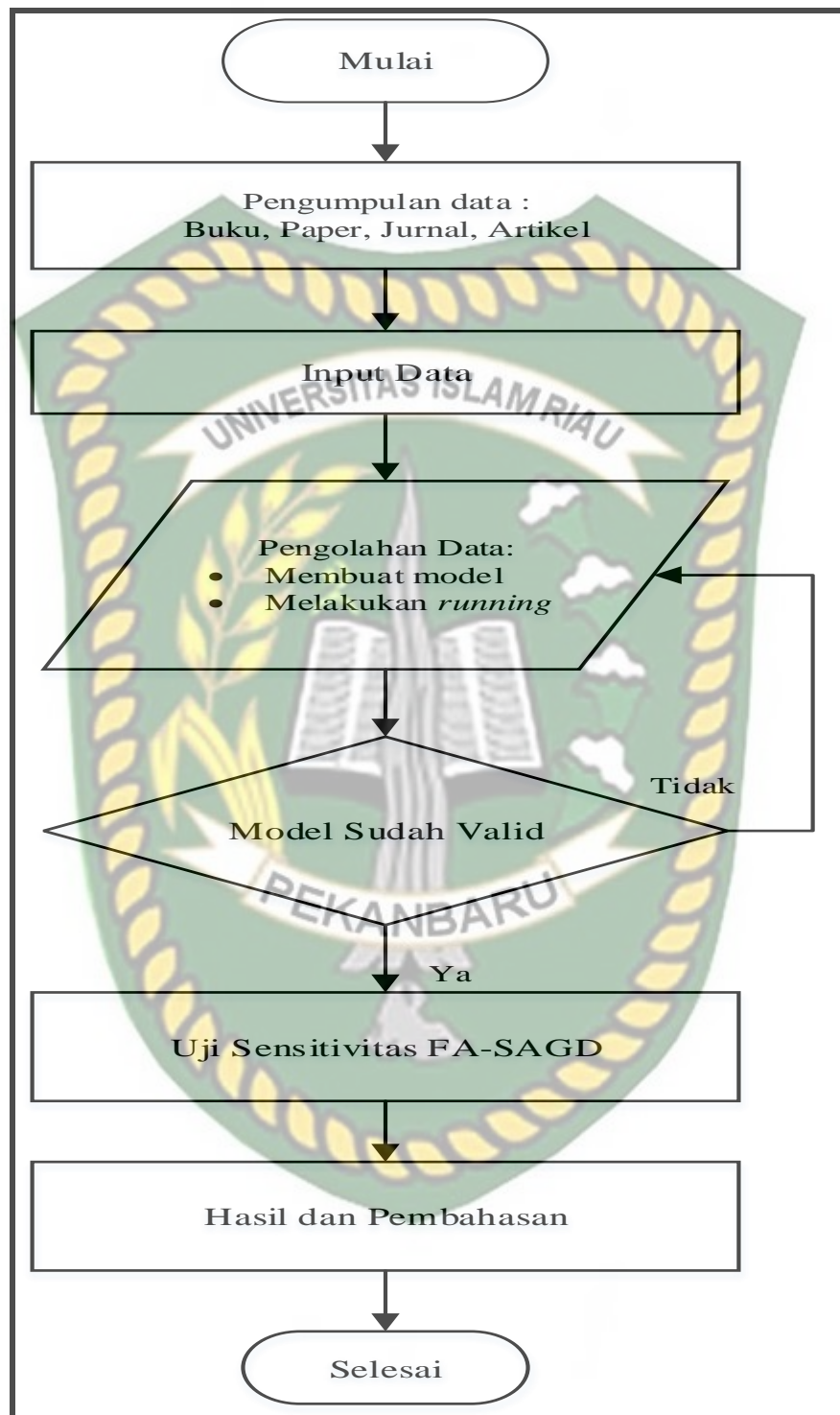
3. *Preheating Period*

Menurut (Gao et al., 2018) hubungan termal antara sumur injeksi dan sumur produksi diperlukan untuk keberhasilan operasi SAGD karena untuk membangun komunikasi hidrolik dan termal antar sumur dan menciptakan ruang uap yang stabil, yang sangat mempengaruhi efisiensi dalam *recovery*. Pada umumnya uap di injeksikan melalui sumur injeksi dan produksi selama 50 hari hingga 200 hari pada proses *preheating period* (Vanegas et al., 2011).

4. Metode Injeksi

Foam tidak dihasilkan di permukaan melainkan terbentuk di reservoir ketika surfaktan dan uap memasuki media berpori, kemudian dapat beregenerasi selama ada cukup air dan surfaktan dan kecepatan injeksinya cukup tinggi. Metode injeksi sangat berpengaruh terhadap terbentuknya *foam* yang kuat seperti penelitian yang dilakukan oleh (Ghani et al., 2019) menyatakan bahwa metode injeksi surfaktan secara kontinu tidak terlalu efisien dan tidak memungkinkan penyebaran *foam* yang baik di reservoir serta pada produksi surfaktan dapat menyebabkan masalah emulsi pada fasilitas permukaan (Delamaide et al., 2020).

3.5 Flowchart



Gambar 3.4 Diagram Alir Penelitian

3.6 Data yang Dibutuhkan

Data yang dibutuhkan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang diambil dari beberapa referensi seperti jurnal, Adapun datanya sebagai berikut:

3.7 Reservoir Section

Pada penelitian ini model reservoir yang digunakan adalah konseptual, dimana model yang dibuat menggunakan *software* CMG 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 et al., 2015)

Model reservoir yang dipelajari dibuat sebagai *grid cartesian* dan mempresentasikan reservoir yang *homogen*, data properties di dapatkan dari jurnal berdasarkan reservoir minyak seperti tekanan reservoir, permeabilitas, porositas, dan data lainnya.

Tabel 3.1 Data Reservoir *Properties*

<i>Property</i>	Nilai	Satuan
<i>Top reservoir depth</i>	500	ft
<i>Reservoir pressure</i>	300	psi
<i>Reservoir temperature</i>	100	°F
<i>Thickness</i>	75	ft
<i>Porosity</i>	0.34	fraksi
<i>Oil Viscosity @at reservoir</i>	320	cp
<i>Permeability</i>	1500	mD
<i>Oil Density</i>	12.4	°API
<i>Water Saturation</i>	0.4	Fraksi
<i>Rock compressibility</i>	5.7e-6	Psi ⁻¹
<i>Formation Volume Factor</i>	1.02	Bbl/STB
<i>Rock thermal conductivity</i>	72	BTU/ft-day-°F
<i>Oil thermal conductivity</i>	1.8	BTU/ft-day-°F
<i>Water thermal conductivity</i>	8.6	BTU/ft-day-°F
<i>Gas termal conductivity</i>	1	BTU/ft-day-°F
<i>Reservoir, Underburden/overburden</i>	33.2	BTU ft ³ -°F

<i>volumetric heat capacity</i>		
Reservoir, <i>Underburden/overburden</i> <i>thermal conductivity</i>	27.4	BTU/ft-day-°F

Sumber: (Ni et al., 2017; Souraki et al., 2012; Suranto et al., 2016)

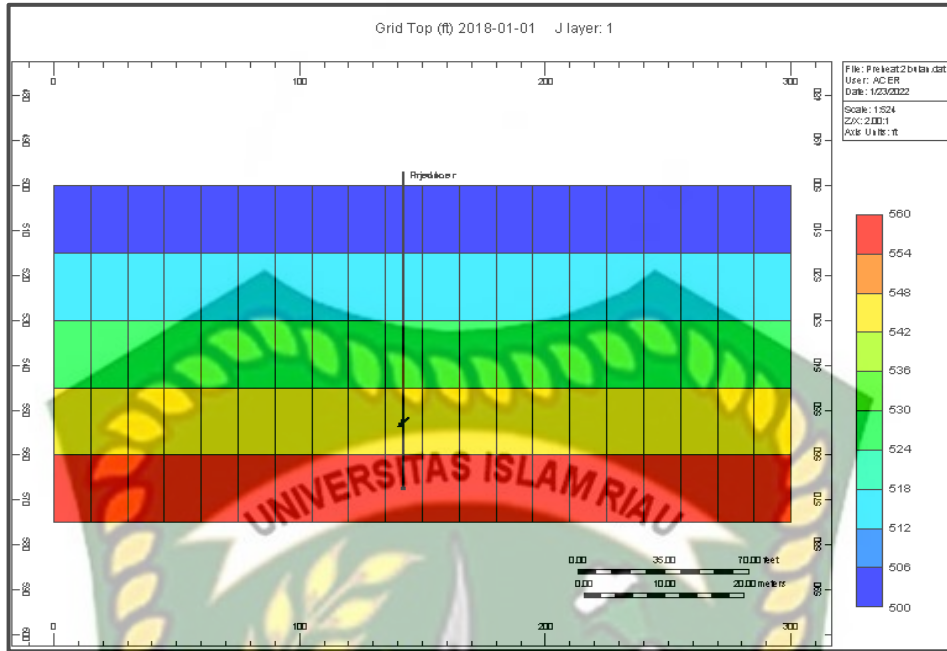
Tabel 3.2 Data Parameter Operasi

Parameter	Nilai	Satuan
Laju Injeksi	1000	Bbl/d
Tekanan Injeksi	60	Psi
Jarak vertikal sumur	30	ft
Temperatur uap	500	°F
Steam quality	0.85	Fraksi
Foam quality	0.80	Fraksi
Cyclic	7:7	day

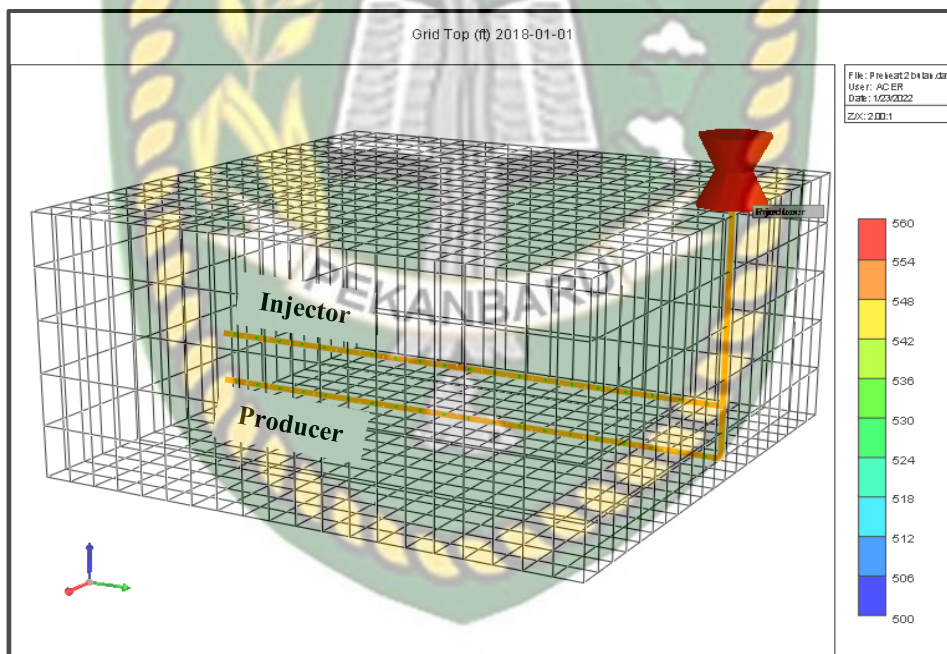
Tabel 3.3 Model *Properties*

Model Properties	Nilai
Grid Type	<i>Cartesian</i>
Grid Block Number	20X20X5
Thickness, ft	15
Layer	5

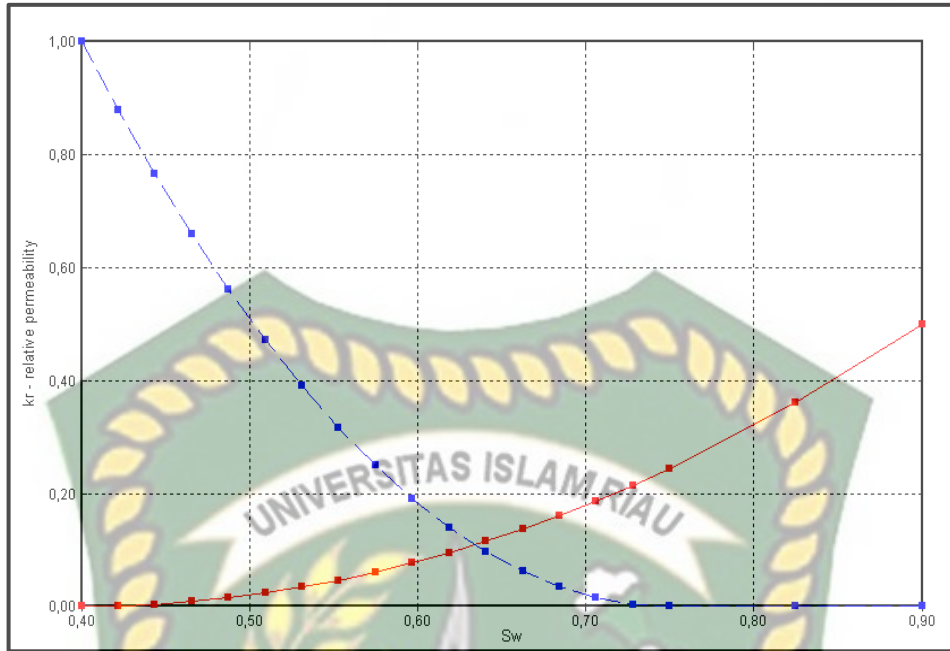
Model yang digunakan berbentuk *Cartesian* karena tipe *grid* ini dapat digunakan untuk simulasi *multi well* sehingga cocok untuk simulasi dengan metode SAGD. Sumur injeksi diletakkan pada layer 3 sedangkan untuk sumur produksi berada pada layer 5.



Gambar 3.5 2D Reservoir Model

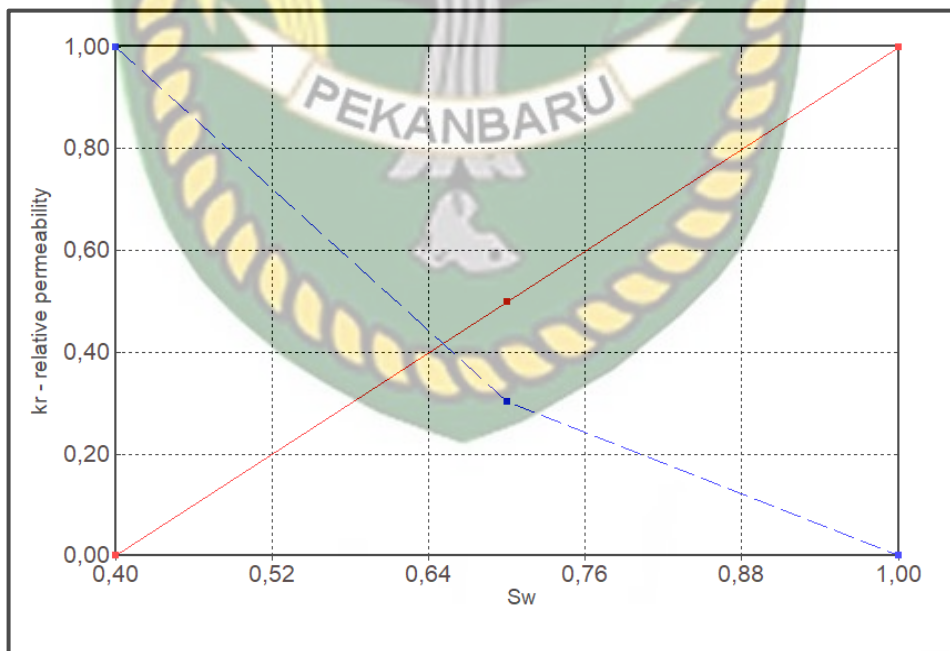


Gambar 3.6 3D Model View



Gambar 3.7 Grafik Kurva Permeabilitas *Relative*

Pada Gambar 3.7 merupakan grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air yang menunjukkan bahwa *region* reservoir ini bersifat *water-wet* karena grafik lebih condong ke kiri, dan perpotongan kurva terletak pada nilai 0.64.



Gambar 3.8 Grafik Kurva Permeabilitas *Relative* Setelah Injeksi FA-SAGD

Pada gambar 3.8 merupakan grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air setelah di injeksikan FA-SAGD dimana ketika melakukan pembentukan foam pada proses wizard dan menghasilkan kurva seperti gambar diatas.

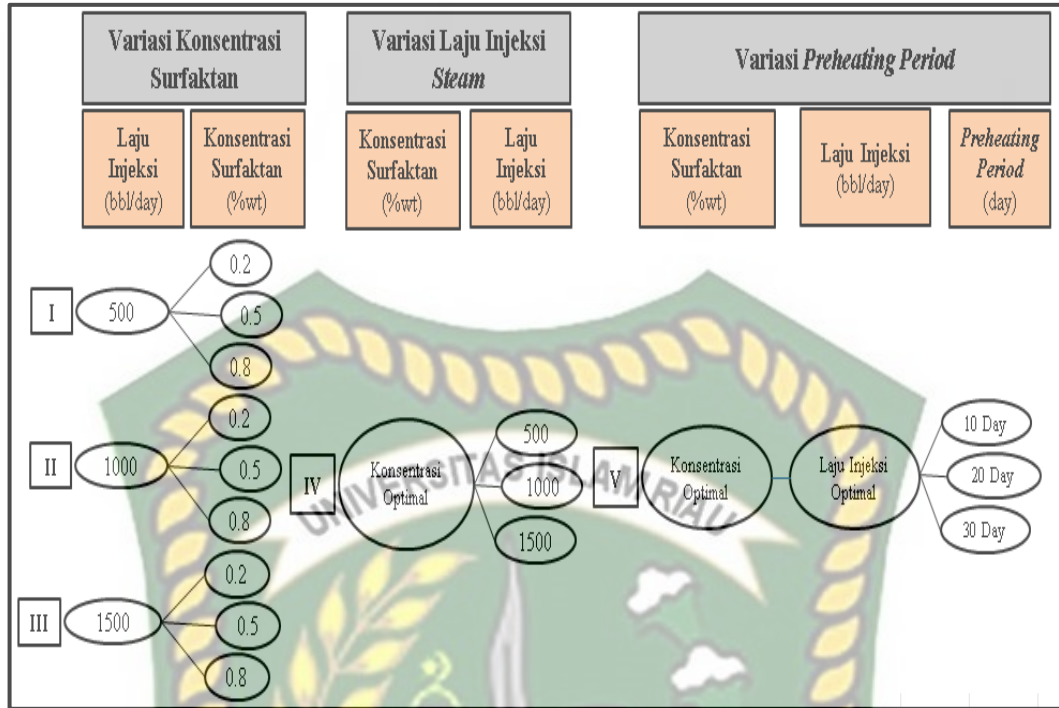
Tabel 3.4 Hasil Inisialisasi Simulasi

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	<i>Gross Formation Volume</i>	1.172.164,37	bbl
2	<i>Formation Pore Volume</i>	3.978.54,0882	bbl
3	<i>Aqueous Phase Volume</i>	1.594.280,33	bbl
4	<i>Oil Phase Volume</i>	239.145,6116	bbl
5	<i>Gaseous Phase Volume</i>	0	bbl

3.8 Skenario

Pada penelitian ini akan dilakukan beberapa skenario seperti yang dijelaskan pada gambar 3.8 dimana terdapat 5 skenario dan masing-masing skenario terdapat 3 *case* dan total keseluruhannya terdapat 15 *case*. Skenario tersebut dilakukan dengan tujuan untuk melihat kinerja dari SAGD foam dalam meningkatkan produksi minyak. Adapun parameter yang diuji meliputi:

1. Melakukan uji sensitivitas terhadap variasi konsentrasi surfaktan untuk menentukan nilai optimal dari konsentrasi surfaktan yang digunakan,
2. Melakukan uji sensitivitas terhadap variasi laju injeksi *steam* untuk menentukan nilai optimal dari laju injeksi yang digunakan,
3. Melakukan uji sensitivitas terhadap variasi *preheating period* untuk menentukan nilai optimal dari *preheating period* yang digunakan,
4. Setelah mendapatkan nilai optimal dari konsentrasi surfaktan, laju injeksi, dan *preheating period* yang digunakan lalu melakukan uji sensitivitas terhadap tipe injeksi seperti *cyclic* dan *continuous* untuk membandingkan skenario mana yang paling optimal.



Gambar 3.9 Skenario Penelitian

3.9 Tempat dan Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan November 2021 sampai dengan Januari 2022, dimana penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

Tabel 3.5 Jadwal Penelitian

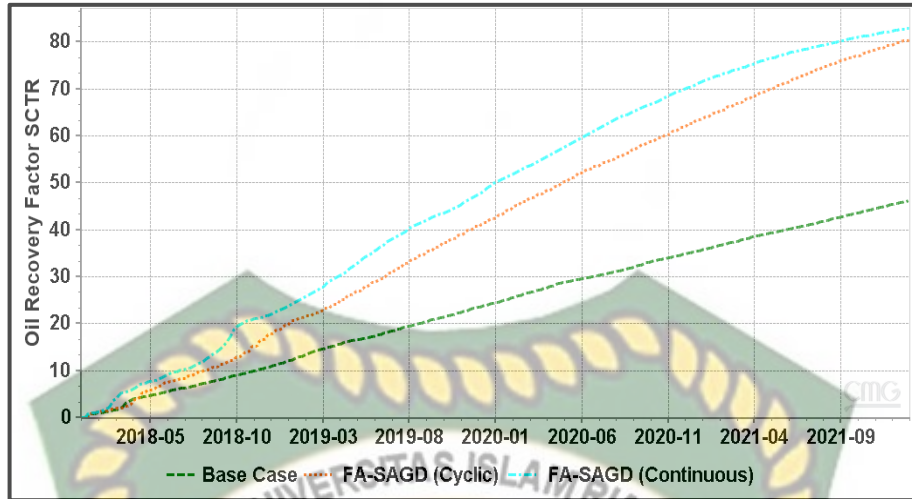
Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
	November 2021				Desember 2021				Januari 2022			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur	■	■										
Pembuatan <i>base case</i> SAGD Konvensional			■	■								
Pembuatan <i>base case</i> FA-SAGD					■	■						
Pengujian Skenario							■	■				
Melakukan Analisa Skenario dan									■	■	■	

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

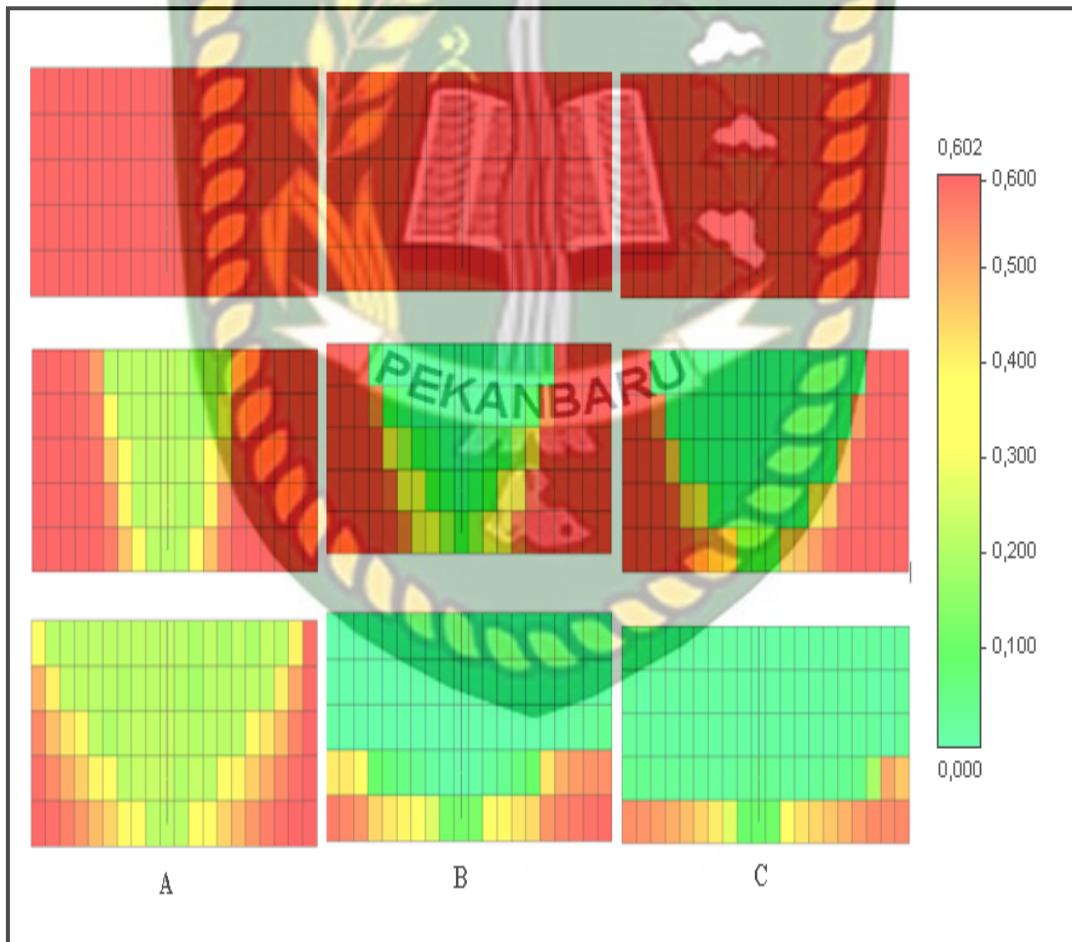
Hadis riwayat at-tirmidzi menjelaskan bahwa “barang siapa yang menghendaki kehidupan di dunia maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa yang menghendaki kehidupan akherat, maka wajib baginya memiliki ilmu dan barang siapa menghendaki keduanya maka wajib baginya memiliki ilmu” (HR. At-tirmidzi). Maka dari itu, penelitian ini ilmu pengetahuan yang berkembang dan didukung oleh teknologi yang berkembang pesat. Sama halnya dengan dunia perminyakan khususnya dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan yang sudah mengalami penurunan produksi atau tidak optimal di lapangan minyak. Salah satu cara atau upaya untuk meningkatkan produksi minyak pada suatu lapangan yaitu dengan digunakannya metode EOR yang mana pada penelitian ini menggunakan metode EOR dengan menginjeksikan SAGD *foam* ke dalam reservoir minyak.

4.1 Base Case

Pada penelitian ini, *base case* merupakan hasil simulasi yang dilakukan dengan metode SAGD konvensional dan menjadi tolak ukur dalam uji sensitivitas FA-SAGD. Gambar 4.1 menunjukkan grafik perbandingan nilai *recovery factor* pada kondisi *base case* dengan kondisi injeksi FA-SAGD terlihat bahwa pada *base case* atau injeksi SAGD mendapatkan nilai sebesar 46%. Sedangkan untuk model FA-SAGD mendapatkan nilai *recovery factor* sebesar 80.55% untuk tipe injeksi *cyclic* dan 83.03% untuk tipe *continuous*. Dari hasil tersebut, dapat diketahui bahwa sumur pada lapangan Y tidak dapat memproduksi minyak secara maksimal dikarenakan *steam* yang di injeksikan mengalami *steam override* dan *channeling* serta *heatloss*. Sehingga diperlukan adanya upaya menanggulangi masalah tersebut dengan menambah *foam* untuk memperoleh hasil yang maksimal.



Gambar 4.1 Grafik *Oil Recovery Factor* (RF) antara *Base Case* (SAGD) dan FA-SAGD (*Cyclic & Continuous*)



Gambar 4. 2 Skema Mobilisasi *Oil Saturation* Pada Saat Injeksi a) SAGD b) FA-SAGD (*Cyclic*) c) FA-SAGD (*Continuous*)

4.2 Sensitivitas Konsentrasi Surfaktan

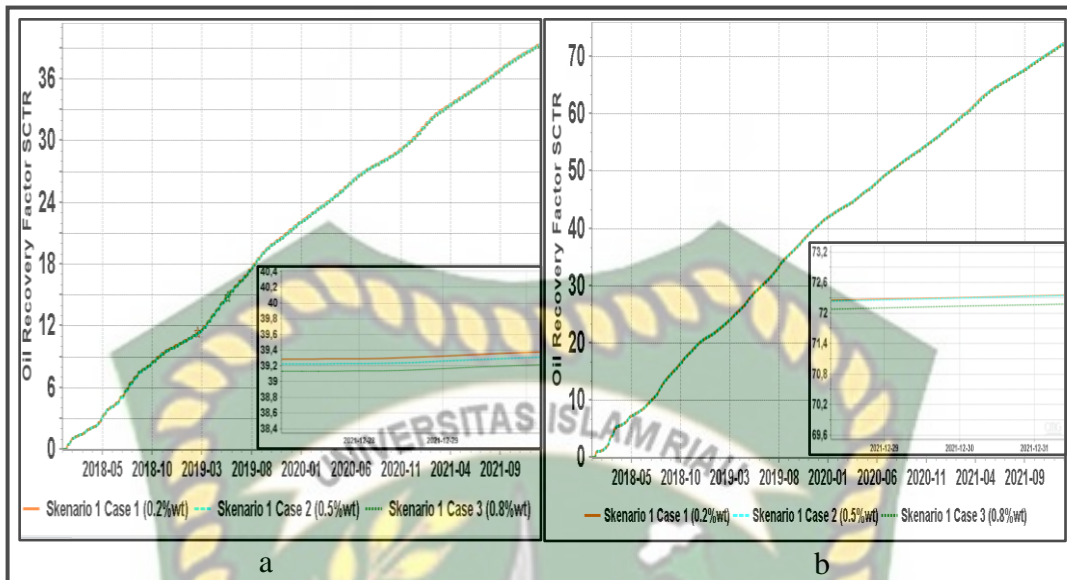
Pada tahap uji sensitivitas ini terdapat 3 skenario yang akan dilakukan dengan *case* yang berbeda-beda untuk mengetahui pengaruh konsentrasi surfaktan terhadap *recovery factor* (RF) dan *oil production cumulative*. Injeksi FA-SAGD dilakukan dengan metode *cyclic* dengan skema 7:7 dan *continuous*.

Tabel 4.1 Variasi Konsentrasi Surfaktan

No	Skenario	Case	Steam Injection Rate (bbl/day)	Surfactant Concentration (%wt)
1	Skenario 1	Case 1	500	0.2
2		Case 2	500	0.5
3		Case 3	500	0.8
4	Skenario 2	Case 1	1000	0.2
5		Case 2	1000	0.5
6		Case 3	1000	0.8
7	Skenario 3	Case 1	1500	0.2
8		Case 2	1500	0.5
9		Case 3	1500	0.8

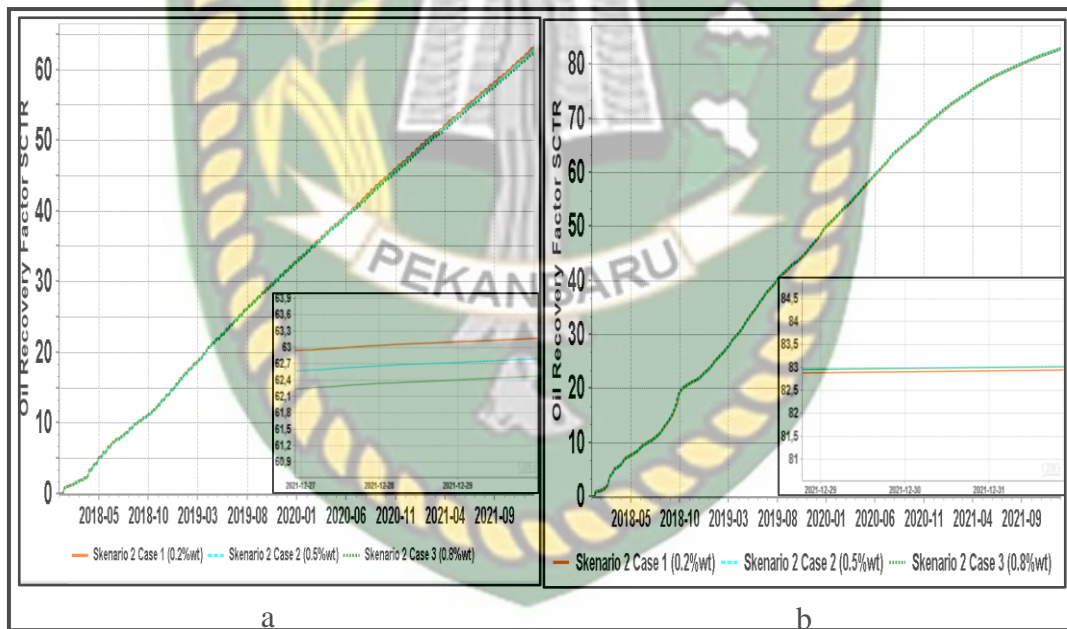
Pada tahap pertama dilakukan pengujian konsentrasi surfaktan dengan menambahkan nilai konsentrasi surfaktan untuk setiap *case* yang akan diuji pada masing-masing skenario untuk menentukan konsentrasi optimal pada injeksi SAGD *foam* dalam meningkatkan *oil recovery factor*.

4.2.1 Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan



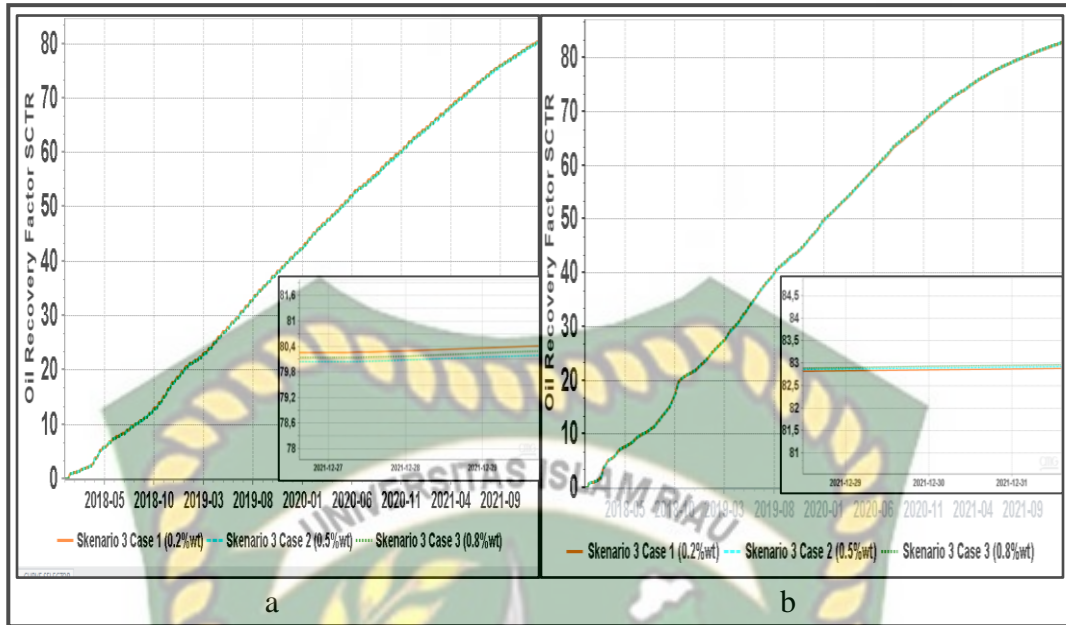
Gambar 4.3 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario

1 a) Cyclic b) Continuous.



Gambar 4.4 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario

2 a) Cyclic b) Continuous.



Gambar 4.5 Grafik Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan Skenario 3 a) Cyclic b) Continuous.

Tabel 4.2 Perolehan Oil Recovery Factor vs Time Variasi Konsentrasi Surfaktan

No	Skenario	Case	Steam Injection Rate (bbl/day)	Surfactant Concentration (%wt)	Cyclic	Continuous
					Recovery Factor (%)	Recovery Factor (%)
1	Skenario 1	Case 1	500	0.2	39.44	72.38
2		Case 2		0.5	39.37	72.37
3		Case 3		0.8	39.28	72.20
4	Skenario 2	Case 1	1000	0.2	63.32	82.94
5		Case 2		0.5	62.94	83.03
6		Case 3		0.8	62.63	83.01
7	Skenario 3	Case 1	1500	0.2	80.55	82.97
8		Case 2		0.5	80.34	82.93
9		Case 3		0.8	80.43	82.89

Pada tabel 4.2 menunjukkan grafik perolehan oil recovery factor vs time Berdasarkan hasil tersebut, pada metode cyclic konsentrasi 0.2 %wt memberikan persentase hasil penyapuan yang paling tinggi di masing-masing skenario, sedangkan untuk metode continuous konsentrasi 0.5 %wt yang memberikan persentase hasil paling tinggi. Pada continuous ketika konsentrasi surfaktan di

naikkan ke 0.8 %wt yang dapat dilihat pada tabel 4.2 hasilnya menurun karena pada 0.5 %wt sudah tersaturasi sehingga ketika di naikkan berapapun angkanya hasilnya akan tetap menurun.

Dalam pembentukan *foam* di dalam reservoir, konsentrasi surfaktan yang optimal sangat dibutuhkan karena konsentrasi *foam* dipengaruhi langsung oleh konsentrasi surfaktan (Mohd Emir Bin Ismail, 2014). Pada model ini konsentrasi surfaktan sebesar 0.2 %wt dan 0.5 %wt merupakan konsentrasi surfaktan yang optimal dalam memperoleh *recovery factor* yang tinggi saat dilakukan injeksi FA-SAGD.

4.3 Sensitivitas Laju Injeksi

Setelah mendapatkan nilai konsentrasi surfaktan yang optimal pada injeksi FA-SAGD sebesar 0.2 %wt dan 0.5 %wt selanjutnya dilakukan pengujian kedua dengan menaikkan dan memvariasikan nilai laju injeksi uap untuk setiap kasus yang diuji seperti pada tabel 4.3.

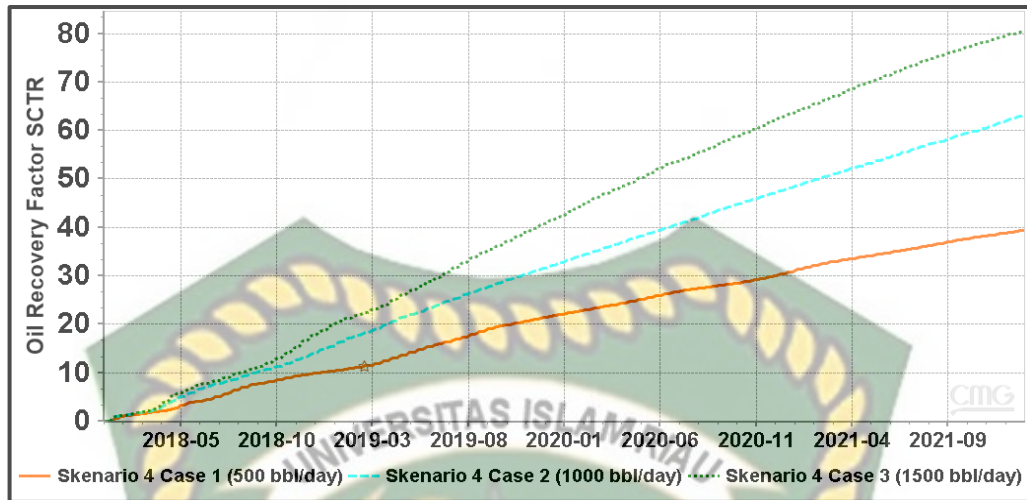
Tabel 4.3 Variasi Laju Injeksi Pada Metode *Cyclic*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)
1	Skenario 4	Case 1	0.2	500
2		Case 2		1000
3		Case 3		1500

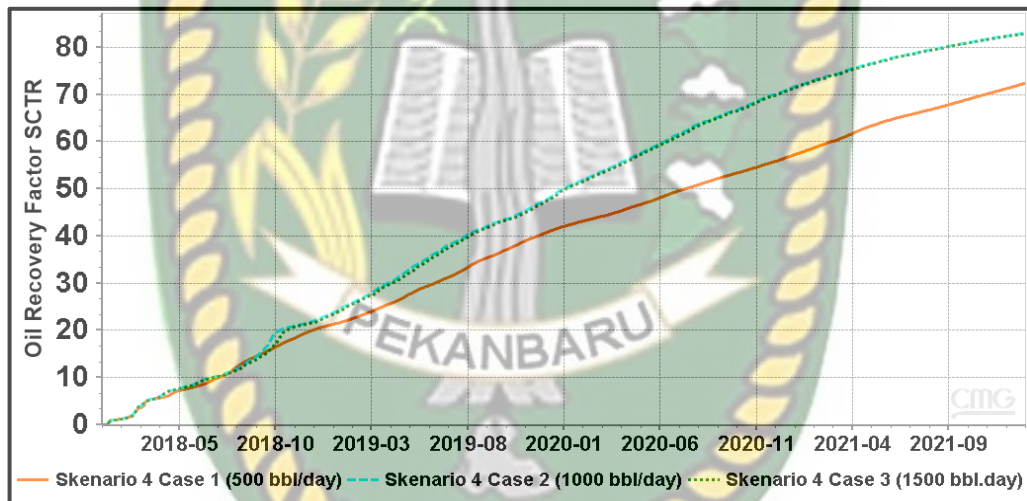
Tabel 4.4 Variasi Laju Injeksi Pada Metode *Continuous*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)
1	Skenario 4	Case 1	0.5	500
2		Case 2		1000
3		Case 3		1500

4.3.1 Oil Recovery Factor vs Time Variasi Laju Injeksi



Gambar 4.6 Grafik Pengaruh Laju Injeksi Uap Terhadap *Recovery Factor* Pada Metode *Cyclic*



Gambar 4.7 Grafik Pengaruh Laju Injeksi Uap Terhadap *Recovery Factor* Pada Metode *Continuous*

Tabel 4.5 Hasil Pengaruh Sensitivitas Laju Injeksi Uap Dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Oil Recovery* Pada Metode *Cyclic*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Recovery Factor (%)	Oil Cumulative (bbl)
1	Skenario 4	Case 1	0.2	500	39.44	94357.6
2		Case 2	0.2	1000	63.32	151497.2
3		Case 3	0.2	1500	80.55	192735.5

Tabel 4.6 Hasil Pengaruh Sensitivitas Laju Injeksi Uap Dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Oil Recovery* Pada Metode *Continuous*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Recovery Factor (%)	Oil Cumulative (bbl)
1	Skenario 4	Case 1	0.5	500	72.37	173142.5
2		Case 2	0.5	1000	83.03	198658.6
3		Case 3	0.5	1500	82.93	198423.6

Hasil Tabel 4.5 menunjukkan bahwa pada metode *cyclic* skenario 4 case 3 dengan laju injeksi uap sebesar 1500 bbl/day dan konsentrasi surfaktan 0.2 % wt memperoleh nilai *recovery factor* paling tinggi diantara case lainnya yaitu sebesar 80.55%. Sedangkan pada metode *continuous* skenario 4 case 2 yang dapat dilihat pada tabel 4.6 dengan laju injeksi uap sebesar 1000 bbl/day dan konsentrasi surfaktan 0.5 % wt memperoleh nilai *recovery factor* paling tinggi dari case lainnya yaitu sebesar 83.03 %. Semakin besar laju injeksi uap maka *foam* yang dihasilkan juga semakin halus dan kuat yang dapat menyapu sisa minyak dengan lebih baik Teerakijpaiboon, (2012). Akan tetapi pada model penelitian ini tidak berlaku untuk metode *continuous* dimana semakin tinggi laju injeksi maka perolehan *recovery factor* nya justru menurun dikarenakan pada case 3 mengalami *water breakthrough*.

4.4 Sensitivitas *Preheating Period*

Uji sensitivitas ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh *preheating period* terhadap *recovery factor* dan *cumulative steam oil ratio* (CSOR). *Period preheating* pada metode SAGD merupakan parameter penting dalam pemulihan minyak berat. Hal ini sesuai dengan pernyataan Gao et al., (2018) bahwa hubungan termal antara sumur injeksi dan sumur produksi diperlukan untuk keberhasilan operasi SAGD karena untuk membangun komunikasi hidrolik dan termal antar sumur dan menciptakan ruang uap yang stabil, yang sangat mempengaruhi efisiensi dalam *recovery*.

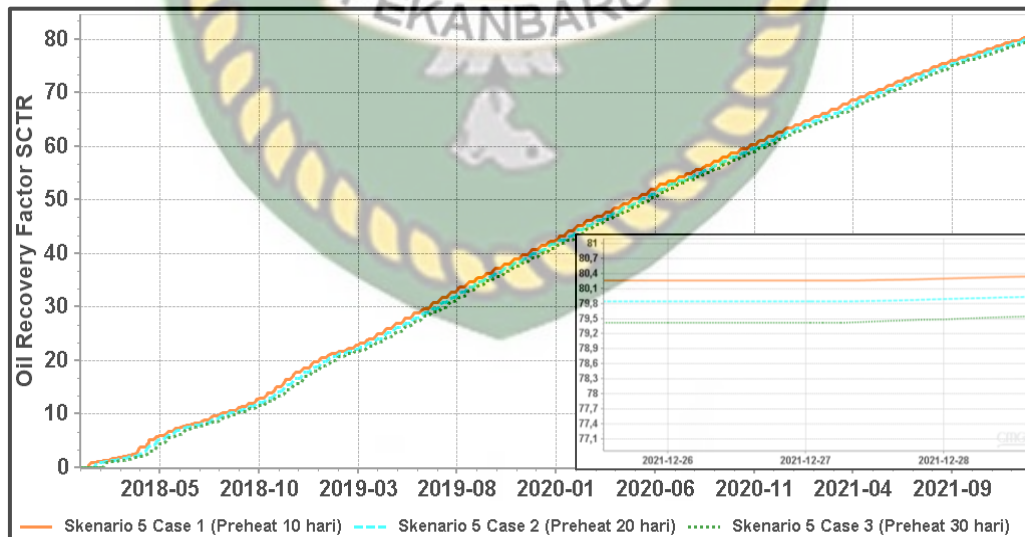
Tabel 4.7 Variasi *Preheating Period* Pada Metode *Cyclic*

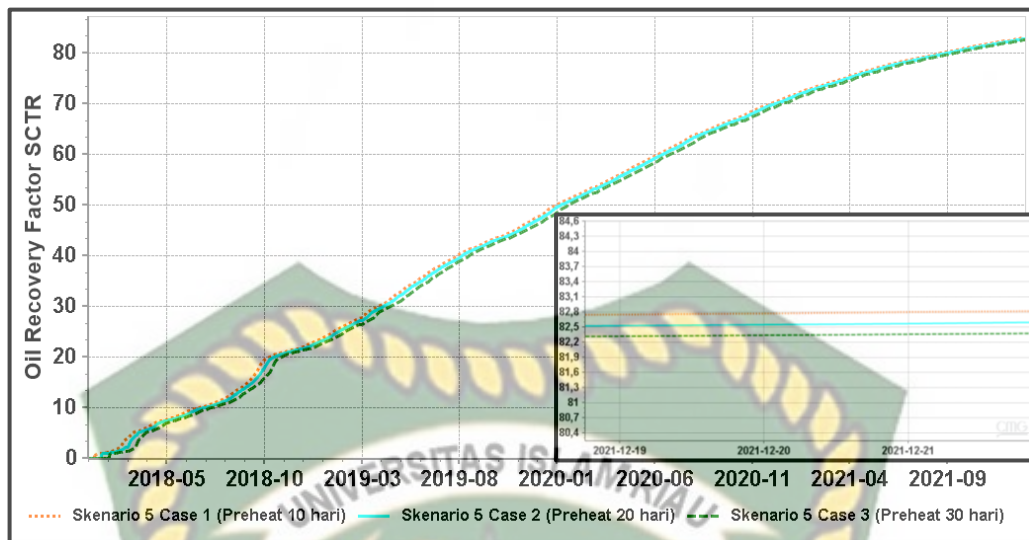
NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)
1	Skenario 5	Case 1	0.2	1500	10 hari
2		Case 2			20 hari
3		Case 3			30 hari

Tabel 4.8 Variasi *Preheating Period* Pada Metode *Continuous*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)
1	Skenario 5	Case 1	0.5	1000	10 hari
2		Case 2			20 hari
3		Case 3			30 hari

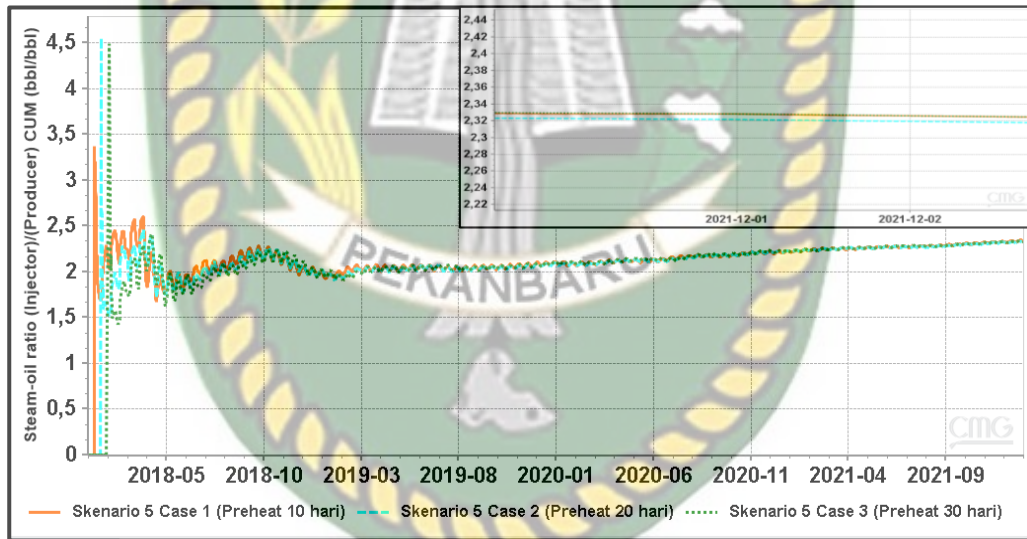
4.4.1 Oil Recovery Factor vs Time Variasi *Preheating Period*

**Gambar 4.8** Grafik Pengaruh *Preheating Period* Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap *Recovery Factor* Pada Metode *Cyclic*

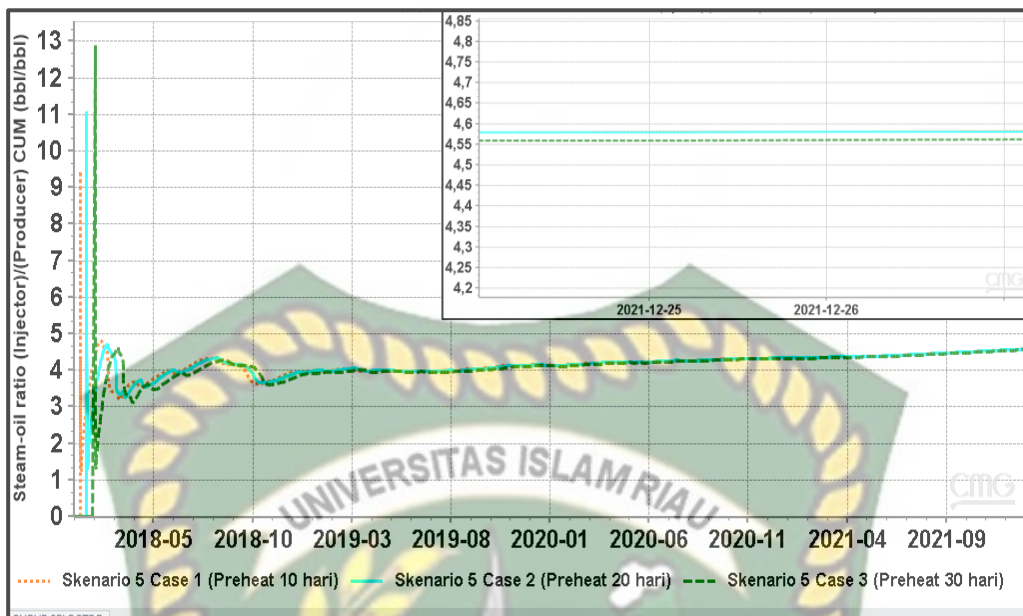


Gambar 4.9 Grafik Pengaruh *Preheating Period* Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap *Recovery Factor* Pada Metode *Continuous*

4.4.2 Cumulative Steam Oil Ratio vs Time Variasi *Preheating Period*



Gambar 4.10 Grafik Pengaruh *Preheating Period* Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap CSOR Pada Metode *Cyclic*



Gambar 4.11 Grafik Pengaruh *Preheating Period* Dengan Waktu Yang Berbeda Terhadap CSOR Pada Metode *Continuous*

Tabel 4.9 Hasil Pengaruh Sensitivitas *Preheating Period* dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Oil Recovery Factor* Pada Metode *Cyclic*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)	Recovery Factor (%)
1	Skenario 5	Case 1	0.2	1500	10 hari	80.55
2		Case 2			20 hari	80.16
3		Case 3			30 hari	79.78

Tabel 4.10 Hasil Pengaruh Sensitivitas *Preheating Period* dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Oil Recovery Factor* Pada Metode *Continuous*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)	Recovery Factor (%)
1	Skenario 5	Case 1	0.5	1000	10 hari	83.03
2		Case 2			20 hari	82.81
3		Case 3			30 hari	82.60

Tabel 4.11 Hasil Pengaruh Sensitivitas *Preheating Period* dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Cumulative Steam Oil Ratio* Pada Metode *Cyclic*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)	CSOR (bbl/bbl)
1	Skenario 5	Case 1	0.2	1500	10 hari	2.13
2		Case 2			20 hari	2.10
3		Case 3			30 hari	2.08

Tabel 4.12 Hasil Pengaruh Sensitivitas *Preheating Period* dengan Nilai Yang Berbeda Terhadap *Cumulative Steam Oil Ratio* Pada Metode *Cyclic*

NO	Skenario	Case	Surfactant Concentration (%wt)	Steam Injection Rate (bbl/day)	Preheating Period (day)	CSOR (bbl/bbl)
1	Skenario 5	Case 1	0.5	1000	10 hari	4.09
2		Case 2			20 hari	4.07
3		Case 3			30 hari	4.01

Tabel 4.9 dan 4.10 menunjukkan bahwa metode *cyclic* maupun metode *continuous* pada skenario 5 case 1 dengan waktu *preheating period* selama 10 hari memperoleh *recovery factor* paling optimal dibandingkan dengan case lainnya yaitu sebesar 80.55 % untuk metode *cyclic* dan 83.03 % untuk metode *continuous*. Hal ini dikarenakan pada tahapan *preheating* yang lebih singkat jumlah perolehan air dalam produksi akan semakin kecil sehingga produksi minyak akan lebih meningkat seiring dengan perolehan *steam oil ratio* menurun.

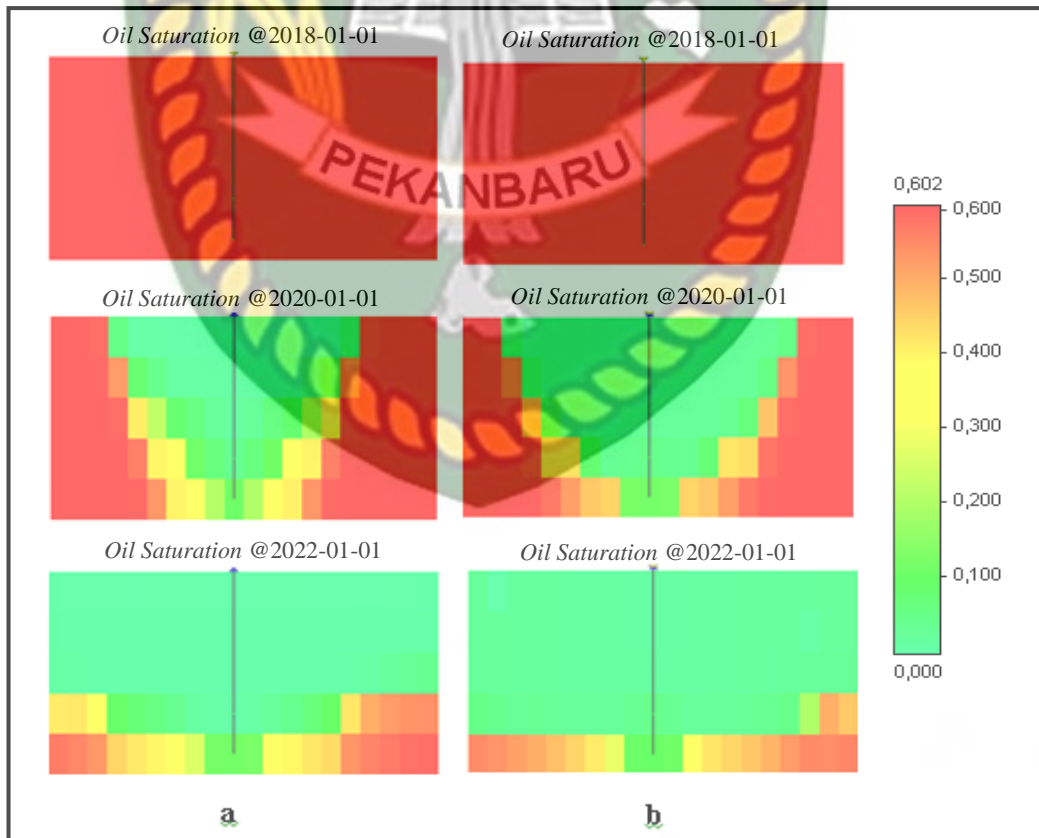
Pada hasil CSOR yang terlihat pada tabel 4.11 dan 4.12 menunjukkan bahwa skenario 5 case 3 dengan waktu *preheating period* selama 30 hari menghasilkan nilai CSOR akhir paling rendah dibandingkan dengan case lainnya yaitu 2.08 bbl/bbl untuk metode *cyclic* dan 4.01 bbl/bbl untuk metode *continuous*. Hal ini dikarenakan CSOR cenderung menurun apabila waktu *preheating period* semakin lama. Akan tetapi, apabila waktu *preheating period* semakin lama juga akan menyebabkan hilangnya waktu produksi (*cost of heating vs cost of steam*) serta tidak terlalu berpengaruh pada proses SAGD (H. Shin & Polikar, 2007;)

4.5 Perbandingan Injeksi FA-SAGD Menggunakan *Continuous* Dan *Cyclic Injection*

Setelah melakukan uji sensitivitas maka didapatkan injeksi FA-SAGD yang paling optimal pada metode *cyclic* terdapat pada skenario 5 case 1 dengan konsentrasi surfaktan sebesar 0.2 %wt dan laju injeksi uap sebesar 1500 bbl/day serta *preheating period* selama 10 hari memperoleh hasil *recovery factor* yang paling optimal sebesar 80.55 %. Sedangkan pada metode *continuous* pada skenario 5 case 1 dengan konsentrasi surfaktan sebesar 0.5 %wt dan laju injeksi uap sebesar 1000 bbl/day serta *preheating period* selama 10 hari memperoleh hasil *recovery factor* yang paling optimal sebesar 83.03 %.

Setelah mengetahui hasil dari injeksi FA-SAGD maka selanjutnya akan dilakukan analisis perbandingan injeksi FA-SAGD menggunakan metode *cyclic* dan *continuous* dilihat dari *oil saturation*, *cumulative steam oil ratio*, *water injection cumulative* dan *steam chamber*.

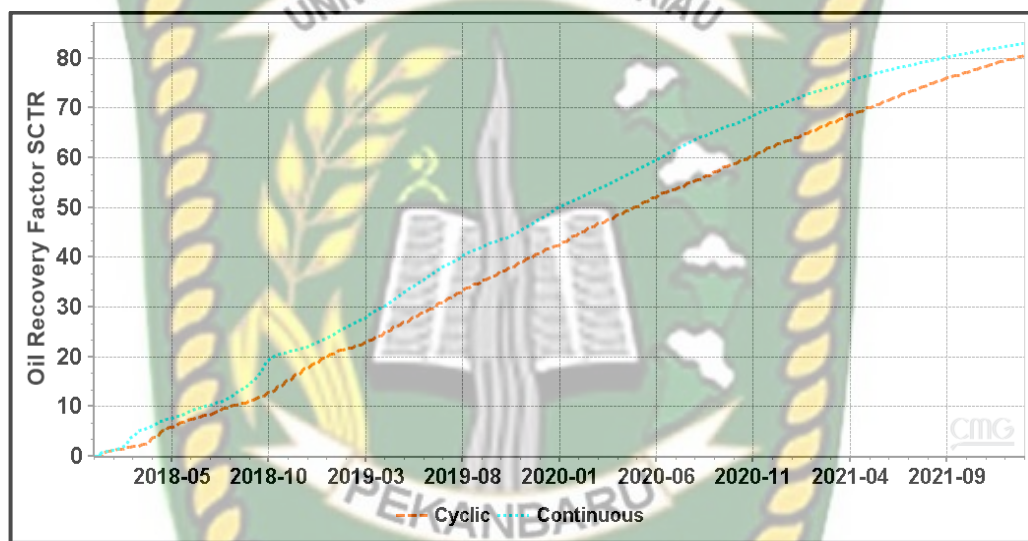
4.5.1 Perbandingan *Oil Saturation* Injeksi FA-SAGD



Gambar 4. 12 Skema Mobilisasi *Oil Saturation* Pada Saat Injeksi FA-SAGD a) *Cyclic* b) *Continuous*

Pada gambar 4.11 menunjukkan pada tahun 2020 ruang uap yang terbentuk antara metode *cyclic* dan *continuous* tidak terlihat berbeda akan tetapi di tahun 2022 ruang uap mengalami perbedaan dikarenakan menurut Delamaide et al., (2020) pada metode *continuous* ketika *foam* di injeksikan secara terus menerus karena drainase gravitasi, busa uap menjadi lebih kering di bagian atas ruang uap sementara itu di bagian bawah lebih basah yang menyebabkan fluida terus menerus menumpuk dibawah ruang uap sehingga penyebaran *foam* pada metode *continuous* tidak merata di bagian bawah ruang uap.

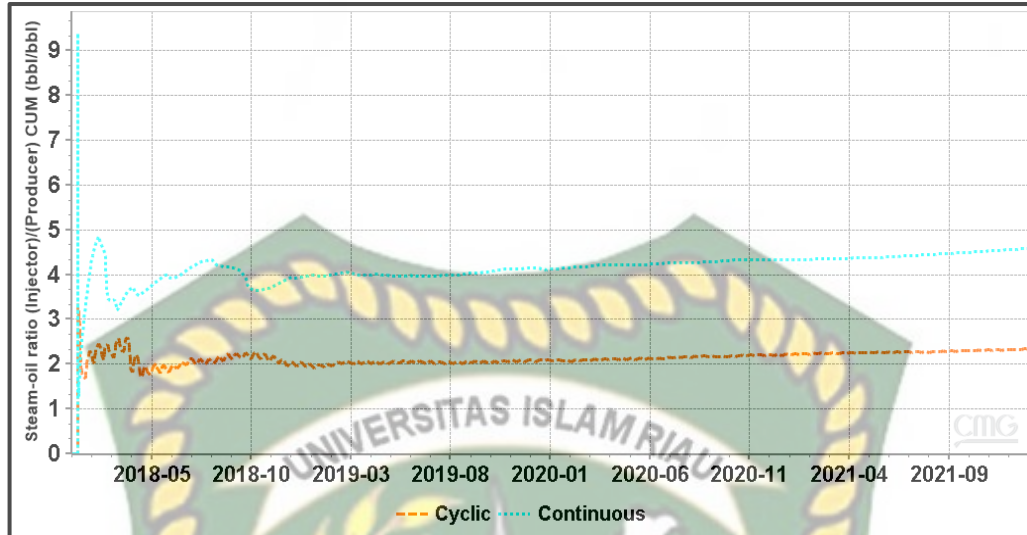
4.5.2 Perbandingan *Oil Recovery Factor vs Time*



Gambar 4.13 Grafik Perbandingan *Oil Recovery Factor vs Time*

Pada gambar 4.12 menunjukkan bahwa pada metode *continuous* memberikan hasil *recovery factor* yang paling tinggi daripada metode *cyclic*, karena pada *cyclic* mengalami masa *depressurizing* atau penghentian laju injeksi yang mempengaruhi produksi minyak.

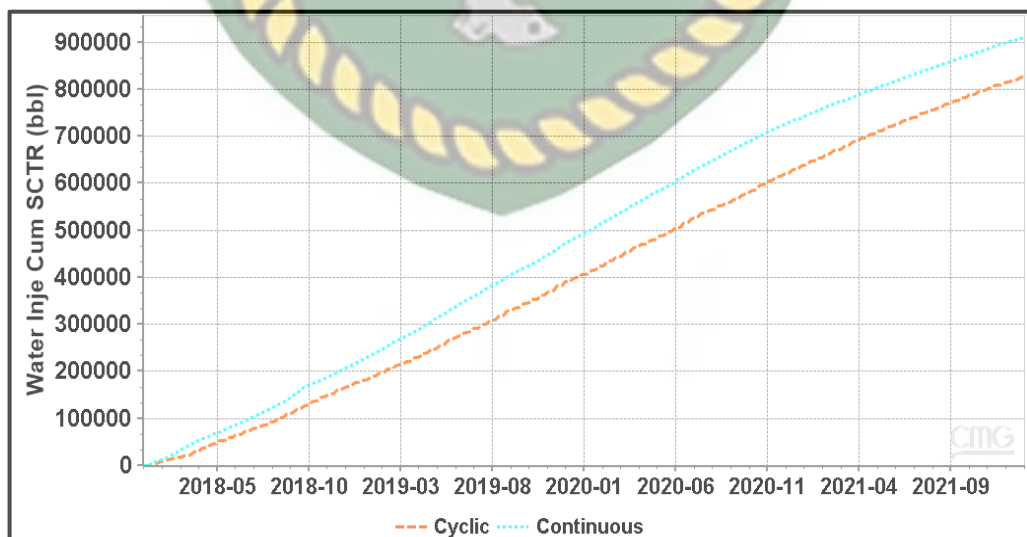
4.5.3 Perbandingan *Cumulative Steam Oil Ratio vs Time*



Gambar 4.14 Grafik Perbandingan *Cumulative Steam Oil Ratio (CSOR) vs Time*

Gambar 4.13 pada tahun awal terlihat grafik mengalami kenaikan karena penyebaran uap belum merata. ketika uap dalam formasi telah merata grafik SOR akan turun kembali. pada perbedaan perolehan *steam oil ratio*. Dimana, metode *continuous* mendapatkan nilai SOR lebih besar di bandingkan dengan *cyclic*. SOR merupakan jumlah steam yang diperlukan untuk menghasilkan satu unit volume minyak yang artinya semakin rendah nilai SOR maka semakin baik (Ghani et al., 2019).

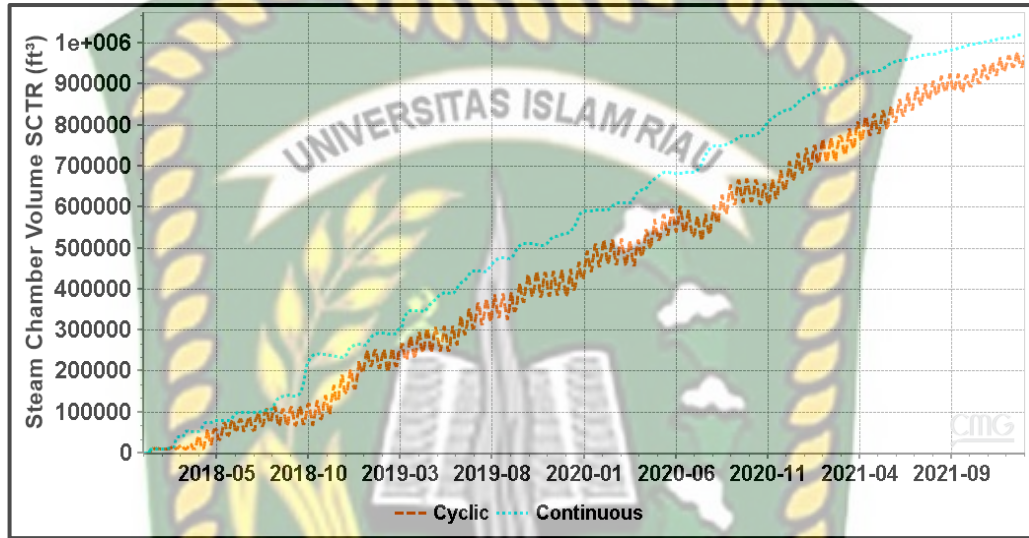
4.5.4 Perbandingan *Water Injection Cumulative vs Time*



Gambar 4.15 Grafik Perbandingan *Water Injection Cumulative vs Time*

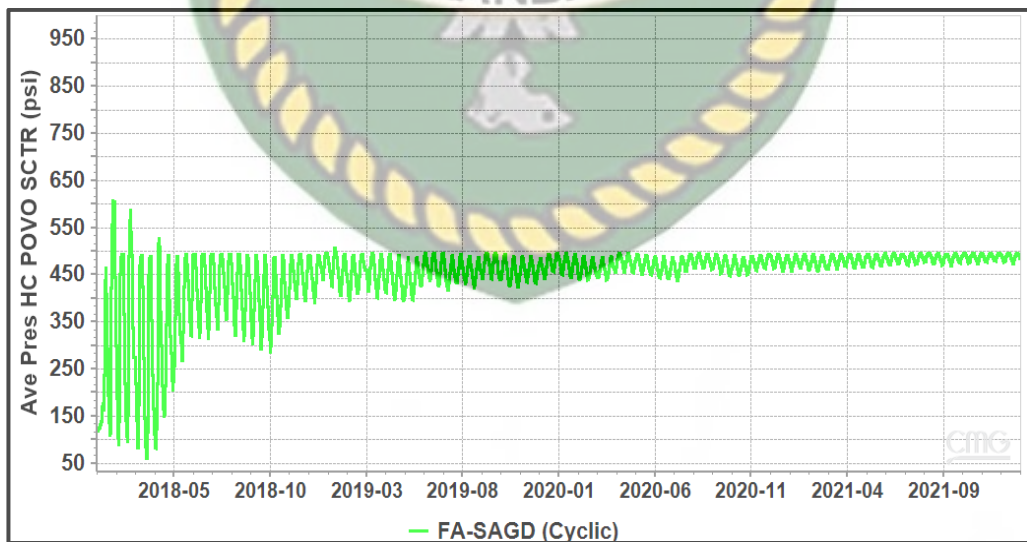
Dari hasil perbandingan *water injection cumulative vs time* pada gambar 4.14 menunjukkan bahwa pada metode *continuous* mendapatkan nilai *water injection cumulative* lebih besar dari pada *cyclic*. Pada kedua metode tersebut masih dikatakan layak karena nilai perbandingan antara *water injection cumulative* dengan *cumulative liquid* mendapatkan nilai sebesar 0.9.

4.5.5 Perbandingan *Steam Chamber vs Time*

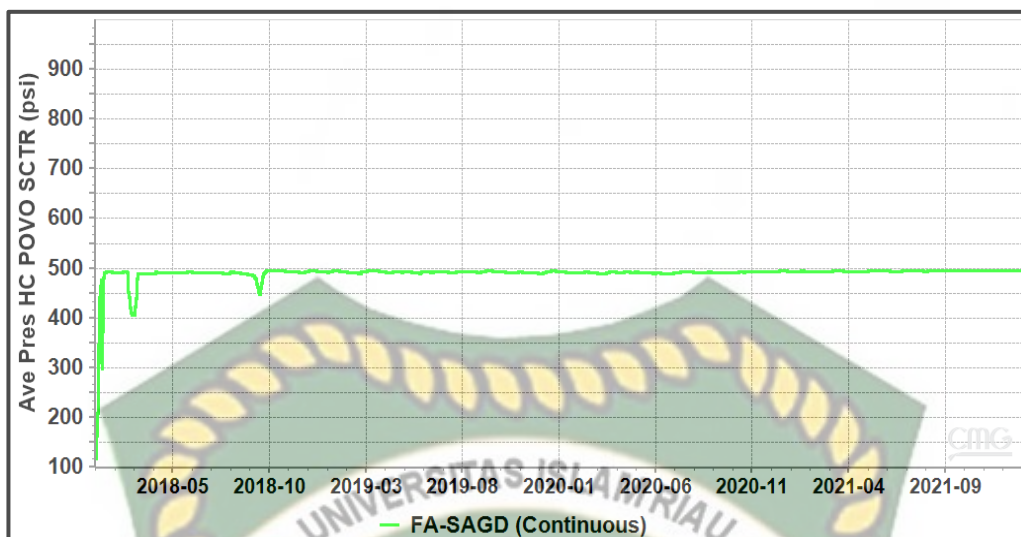


Gambar 4.16 Grafik Perbandingan *Steam Chamber vs Time*

4.5.6 Perbandingan Reservoir Pressure vs Time



Gambar 4. 17 Grafik Reservoir Pressure vs Time Pada Injeksi FA-SAGD (*Cyclic*)



Gambar 4. 18 Grafik Reservoir *Pressure vs Time* Pada Injeksi FA-SAGD (*Continuous*)

Pada gambar 4.17 merupakan grafik reservoir *pressure vs time* pada metode *cyclic* dimana setelah melakukan *preheating period* selama 10 hari dan pertama kali melakukan produksi maka akan mengalami kenaikan *pressure*, selanjutnya setiap 7 hari sekali akan mengalami masa *depressurizing* atau penghentian laju injeksi sehingga *trend* akan mengalami penurunan lalu 7 hari berikutnya *trend* akan naik kembali karena mengalami masa *pressurizing*. Sedangkan untuk metode *continuous* yang dapat di lihat pada gambar 4.18 dimana pada awal produksi *trend* mengalami kenaikan setelah melakukan masa *preheating period*, untuk tahun berikutnya *pressure reservoir* tetap stabil.

Tabel 4.13 Hasil Perbandingan Perolehan *Oil Recovery Factor, Cumulative Steam Oil Ratio, Water Injection Cumulative*, dan *Steam Chamber*

No	Parameter	<i>Cyclic</i>	<i>Continuous</i>
1	<i>Recovery Factor (%)</i>	80.55	83.03
2	<i>Oil Cumulative (bbl)</i>	192735.5	198658.6
3	<i>Cumulative Steam Oil Ratio (Bbl/bbl)</i>	2.13	4.09
4	<i>Water Injection Cumulative (bbl)</i>	827383.88	911218.94
5	<i>Steam Chamber Volume (bbl)</i>	970956.44	1023603.94

Pada tabel 4.13 menunjukkan bahwa metode *continuous* merupakan metode yang optimum dalam meningkatkan *recovery factor* dibandingkan dengan metode *cyclic*. Akan tetapi, apabila dilihat dari nilai CSOR dan *Water Injection Cumulative* nya maka metode *cyclic* yang paling efisien karena semakin rendah nilai CSOR berapa semakin baik yang terbukti dengan nilai dari *water injection cumulative* nya lebih rendah dibandingkan dengan metode *continuous*.

Tabel 4.14 Sisa Cadangan

Skema Injeksi	Sisa Cadangan (bbl)
<i>Cyclic</i>	46410.11
<i>Continuous</i>	40487.0

BAB V KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil uji sensitivitas yang telah dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan antara lain :

1. Penggunaan konsentrasi surfaktan yang optimum pada model ini yaitu sebesar 0.2 %wt dan memperoleh nilai *oil recovery* sebesar 80.55% untuk metode *cyclic* sedangkan pada metode *continuous* konsentrasi surfaktan yang optimum sebesar 0.5 %wt dengan nilai *recovery factor* sebesar 83.03 %. Pada kondisi *base case* (SAGD) diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 46% sedangkan pada kondisi injeksi *foam* (FA-SAGD) nilai *recovery factor* sebesar 80.55% dan 83.03 %. terbukti bahwasannya metode SAGD yang telah ditambah *foam* dapat meningkatkan *oil recovery factor*.
2. Penggunaan laju injeksi yang optimum pada model ini 1500 bbl/d yaitu sebesar 80.55% untuk *cyclic* sedangkan untuk metode *continuous rate injection* yang optimum yaitu 1000 bbl/day dengan *oil recovery* sebesar 83.03 % yang merupakan nilai laju injeksi dengan *oil recovery* tertinggi pada model ini. Dengan meningkatnya laju injeksi maka dapat meningkatkan laju produksi minyak akan tetapi CSOR cenderung meningkat. Lalu untuk sensitivitas *preheating period* yang optimum pada model ini sebesar 10 hari dengan memperoleh nilai *recovery factor* sebesar 80.55 % untuk *cyclic* dan 83.03% untuk *continuous* .
3. Injeksi FA-SAGD secara *continuous* menunjukkan nilai *recovery factor* sebesar dan 83.03 % dengan nilai CSOR sebesar 4.09 bbl/bbl sedangkan untuk *cyclic* hanya sebesar 80.55 % dengan nilai CSOR sebesar 2.13 bbl/bbl. Sehingga injeksi FA-SAGD dengan metode *cyclic* lebih efisien karena memperoleh banyak *oil recovery factor* dengan rendahnya nilai CSOR

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah di jabarkan, diharapkan pada penelitian selanjutnya melakukan analisis mengenai sensitivitas pada parameter reservoir yang mempengaruhi kinerja metode FA-SAGD, membutuhkan

kelengkapan data lapangan dan diperlukan history matching agar model yang dihasilkan lebih representatif saat melakukan permodelan EOR.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. S., & Masduki, A. (2017). EOR in Indonesia: *Past, present, and future. International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250–270. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.087024>
- Adetunji, L. A., Ben-Zvi, A., & Filstein, A. (2019). *Foam formulation for high temperature SAGD applications. Society of Petroleum Engineers - SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium 2019, TWID 2019*. <https://doi.org/10.2118/198919-ms>
- Ahmed, T., & Meehan, N. (2011). *Advanced Reservoir Management and Engineering*. Elsevier Science. <https://books.google.co.id/books?id=PbyHo9V0uG4C>
- Alagorni, A. H., Yaacob, Z. Bin, & Nour, A. H. (2015). *An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. International Journal of Environmental Science and Development*, 6(9), 693–701. <https://doi.org/10.7763/ijesd.2015.v6.682>
- 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. This Dissertation Is Submitted as a Partial Requirement of B.Sc. Degree (Honor) in Petroleum Engineering, August*.
- Batôt, G., Delaplace, P., Bourbiaux, B., Pedroni, L. G., Nabzar, L., Douarche, F., & Chabert, M. (2016). *WAG management with foams: Influence of injected gas properties and surfactant adsorption. Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/183326-ms>
- Butler, R. M. (2008). *Steam-assisted gravity drainage: Concept, development, performance and future. SPE Reprint Series, 61*. <https://doi.org/10.2118/94-02-05>
- Chen, Q., Gerritsen, M. G., & Kovscek, A. R. (2010). *Improving steam-assisted gravity drainage using mobility control foams: Foam assisted-SAGD (FA-SAGD). SPE - DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings, 2*.

<https://doi.org/10.2118/129847-ms>

Chun, N. A. A. P. (2014). *Assessment of thermal recovery: Steam assisted gravity drainage (SAGD) to improve recovery efficiency in the heavy-oil fields of the Peruvian Jungle. Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America 2014, LAHO 2014.*
<https://doi.org/10.2118/171108-ms>

Council, N. P., & on Enhanced Recovery Techniques, N. P. C. C. (1976). *Enhanced Oil Recovery, EOR: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States, 1976 to 2000.* National Petroleum Council. <https://books.google.co.id/books?id=wEdAAAAIAAJ>

Dai, C., Gu, C., Liu, B., Lyu, Y., Yao, X., He, H., Fang, J., & Zhao, G. (2019). *Preparation of low-temperature expandable graphite as a novel steam plugging agent in heavy oil reservoirs. Journal of Molecular Liquids, 293.*
<https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111535>

Delamaide, E., Batôt, G., & Ayache, S. V. (2020). *Practical aspects of foam-assisted SAGD. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2020-July.* <https://doi.org/10.2118/199081-ms>

Delamaide, E., Cuenca, A., & Chabert, M. (2016). *State of the art review of the steam foam process. Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference 2016.*
<https://doi.org/10.2118/181160-ms>

Dr.Ir. Septorato Siregar, Ir dedy Kristanto, M. S. (1999). *Pengurusan minyak tahap lanjut (Enhanced Oil recovery).* universitas Pembangunan Nasional "VETERAN."

Egermann, P., Renard, G., & Delamaide, E. (2002). *Steam-assisted gravity drainage performance optimization. JPT, Journal of Petroleum Technology, 53(6).* <https://doi.org/10.2118/0601-0047-jpt>

Gao, Y., Chen, M., Lin, B., Jin, Y., Liu, X., & Wen, H. (2018). *Modeling of reservoir deformation upon preheating in SAGD wells considering phase change of bitumen. 52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.*

Ghani, M. A., Ayache, S. V., Batôt, G., Gasser-Dorado, J., & Delamaide, E. (2019). *Improvement of the SAGD process by use of steam-foam: Design and*

- assessment of a pilot through reservoir simulation. Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2019, RCSC 2019.* <https://doi.org/10.2118/196676-ms>
- 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.* *Fuel*, 122. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.12.057>
- Hirasaki, G. J. (1989). *Steam-foam process.* *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 41(5). <https://doi.org/10.2118/19505-pa>
- Kovscek, A. R., & Radke, C. J. (1994). *Fundamentals of Foam Transport in Porous Media.* <https://doi.org/10.1021/ba-1994-0242.ch003>
- Li, R., Etmnan, S. R., & Chen, Z. (2015). *Chemical additives and foam to enhance SAGD performance.* *Society of Petroleum Engineers - SPE Canada Heavy Oil Technical Conference 2015, CHOC 2015.* <https://doi.org/10.2118/174489-ms>
- Li, R., Wang, D., & Chen, Z. (2017). *Chemical additives and foam assisted SAGD model development.* *Society of Petroleum Engineers - SPE Canada Heavy Oil Technical Conference 2017.* <https://doi.org/10.2118/185015-ms>
- Liu, H., Hou, J., Wu, G., Wei, T., Wang, D., & Wang, C. (2014). *Oil recovery for heavy oil by displacing agent/foam assisted steam flooding: Laboratory experiments, numerical simulations and field performances.* *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2014: Heavy Oil Innovations Beyond Limitations.* <https://doi.org/10.2118/172861-ms>
- Liu, P., Li, W., & Shen, D. (2015). *Experimental study and pilot test of urea- and urea-and-foam-assisted steam flooding in heavy oil reservoirs.* *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 135. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.09.026>
- Mohd Emir Bin Ismail. (2014). *Determination of The Best Foam Injection Strategy in Ensuring High Hydrocarbon Recovery.* *University Teknologi PETRONAS*, 564, 1–73.
- Nguyen, H. X., Bae, W., Mai, L. C., & Nguyen, D. H. (2012). *Successful*

- application of discontinuous SAGD technique to maximize oil recovery in Alberta's oil sands. Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012, 2(2005), 1175–1189. <https://doi.org/10.2118/157866-ms>*
- Nguyen, T., Raj, A., Rommerskirchen, R., & Fernandez, J. (2019). *Development of structure-property relationships for steam foam additives for heavy oil recovery. Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2019. <https://doi.org/10.2118/193634-ms>*
- 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>*
- Rodriguez, E. Orjeula, J. (2006). *Feasibility to apply the steam assisted gravity drainage (SAGD) technique in the country's heavy crude-oil fields. Fuel and Energy Abstracts, 47(5). [https://doi.org/10.1016/s0140-6701\(06\)82049-7](https://doi.org/10.1016/s0140-6701(06)82049-7)*
- Sanders, A., Nguyen, M. N., Ren, G., Westmoreland, D., Nguyen, Q., Dong, S., & Rojas, C. (2017). *Development of novel foaming agents for high temperature steam applications. Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017, 2017-Janua, 2. <https://doi.org/10.2118/188682-ms>*
- Shen, C. (2013). *SAGD for Heavy Oil Recovery. In Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. <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. In Journal of Canadian Petroleum Technology (Vol. 46, Issue 1). <https://doi.org/10.2118/07-01-04>*
- Shin, Hyundon, & Choe, J. (2009). *Shale barrier effects on the SAGD performance. Society of Petroleum Engineers - SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference 2009 - Overcoming Modeling Challenges to Optimize Recovery, 1. <https://doi.org/10.2118/125211-ms>*
- Souraki, Y., Ashrafi, M., Karimaie, H., & Torsaeter, O. (2012). *Experimental Analyses of Athabasca Bitumen Properties and Field Scale Numerical Simulation Study of Effective Parameters on SAGD Performance. Energy*

and Environment Research, 2(1). <https://doi.org/10.5539/eer.v2n1p140>

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). <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2016.074289>

Teerakijpaiboon, K. (2012). *The Effect of Foam Stability in CO2 foam Flooding. Chulalongkorn University; Bangkok.*

Vanegas, J. W., Cunha, L., & Deutsch, C. V. (2011). *Proxy models for fast transfer of static uncertainty to reservoir performance uncertainty. AAPG Memoir*, 96. <https://doi.org/10.1306/13301415M961039>

Xia, Y., Huang, S., Chen, X., Cao, M., & Yang, L. (2018). *Study on the characteristics of production performance and steam chamber of SAGD considering interlayer. Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018.* <https://doi.org/10.2118/193759-MS>

Zhang, W., Youn, S., & Doan, Q. (2007). *Understanding reservoir architectures and steam-chamber growth at Christina Lake, Alberta, by using 4D seismic and crosswell seismic imaging. SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 10(5). <https://doi.org/10.2118/97808-pa>