

**INVESTIGASI PENGARUH *IN SITU DILATION*  
TERHADAP PERUBAHAN KARAKTERISTIK  
RESERVOIR PADA INJEKSI *STEAM ASSISTED  
GRAVITY DRAINAGE* DENGAN MENGGUNAKAN  
SIMULASI RESERVOIR**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**HARDIANTI MAYANG SARI**

**NPM 143210098**



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

**2021**

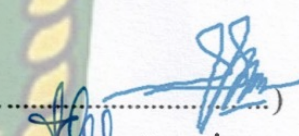
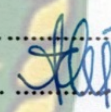
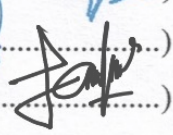
## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Hardianti Mayang Sari  
NPM : 143210098  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Investigasi Pengaruh *In Situ Dilation* Terhadap Perubahan Karakteristik Reservoir Pada Injeksi *Steam Assisted Gravity Drainage* Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir

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

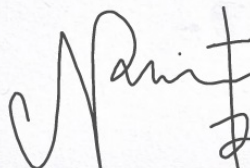
Pembimbing : Dike Fitriansyah Putra, S.T, M.Sc, MBA (.....)  
Penguji : Dr. Eng. Adi Novriansyah, MT (.....)  
Penguji : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 17 Desember 2021

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN



(Novia Rita, S.T., M.T.)



## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 17 Desember 2021

Hardianti Mayang Sari

NPM 143210098



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua Jalaluddin dan Ernawati, serta Adik Junita Maradani dan Peni Astika atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
2. Bapak Dike Fitriansyah Putra, S.T, M.Sc, MBA selaku Dosen Pembimbing, yang menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. selaku Pembimbing Akademik yang memberikan arahan, nasihat, penyemangat menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. Ketua dan Sekretaris Prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
5. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR yang telah memberi semangat kepada saya, terutama untuk kelas PE 14 A.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Desember 2021

Hardianti Mayang Sari

## DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	
HALAMAN PENGESAHAN.....	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
ABSTRAK .....	x
ABSTRACT .....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Manfaat Penelitian .....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Thermal Recovery .....	4
2.2 Steam Assisted Gravity Drainage .....	7
2.2.1 Screening Criteria .....	8
2.2.2 Mekanisme Steam Assisted Gravity Drainage .....	9
2.3 Parameter Reservoir SAGD .....	11
2.4 Heat Transfer pada SAGD .....	14
2.5 Dilation.....	15
2.6 Kelebihan dan Kekurangan Metode SAGD .....	17
2.6.1 Kelebihan metode SAGD .....	17
2.6.2 Kekurangan Metode SAGD .....	18
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	19

3.1 Metode Penelitian.....	19
3.2 Alur Penelitian ( <i>flow chart</i> ) .....	20
3.3 Reservoir Properties .....	21
3.4 Rock Properties .....	22
3.5 Pembuatan Grid.....	23
3.6 Skenario.....	25
3.7 Jadwal penelitian.....	26
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>27</b>
4.1 <i>Base Case</i> .....	27
4.2 Investigasi Pengaruh <i>Dilation</i> Terhadap Porositas .....	29
4.3 Investigasi Pengaruh <i>Dilation</i> Terhadap Permeabilitas .....	34
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>41</b>
5.1 Kesimpulan .....	41
5.2 Saran.....	41
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>42</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>Error! Bookmark not defined.</b>



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Metode Pengurasan Hidrokarbon .....	4
Gambar 2.2	Konsep Dari Proses <i>Gravity Drainage</i> .....	8
Gambar 2.3	Skema Dari Mekanisme Proses SAGD .....	9
Gambar 2.4	Skema Sumur Pada SAGD .....	10
Gambar 2.5	Urutan Parameter Dalam Analisis Sensitivitas .....	11
Gambar 2.6	Skema Perpindahan Panas di Tepi <i>Steam Chamber</i> .....	13
Gambar 2.7	Ilustrasi Mekanisme Konduksi dan Konveksi di Luar Antarmuka <i>Steam Chamber</i> .....	14
Gambar 2.8	Model Dilation Recompaction .....	16
Gambar 3.1	Grafik Hubungan Kr vs Sw .....	21
Gambar 3.2	Model <i>Ccartisian Grid</i> 2D .....	22
Gambar 3.3	Model <i>Cartisian Grid</i> 3D .....	23
Gambar 3.4	Lokasi Sumur Injeksi dan Produksi SAGD .....	23
Gambar 4.1	Grafik Porositas Antara <i>Base Case</i> dan Metode SAGD .....	26
Gambar 4.2	Grafik Permeabilitas Antara <i>Base Case</i> dan Metode SAGD .....	27
Gambar 4.3	Grafik Porositas Pada <i>Dilation</i> 6000 kPa dan 6500 kPa .....	28
Gambar 4.4	Grafik Porositas Pada <i>Dilation</i> 7000 kPa dan 7500 kPa .....	30
Gambar 4.5	Grafik Porositas Pada <i>Diation</i> 8000 kPa dan 8500 kPa .....	31
Gambar 4.6	Penyebaran Porositas .....	32
Gambar 4.7	Grafik Permeabilitas Pada <i>Dilation</i> 6000 kPa dan 6500 kPa .....	34
Gambar 4.8	Grafik Permeabilitas Pada <i>Dilation</i> 7000 kPa dan 7500 kPa .....	35
Gambar 4.9	Grafik Permeabilitas Pada <i>Dilation</i> 8000 kPa dan 8500 kPa .....	36
Gambar 4.10	Penyebaran permeabilitas .....	38

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Klasifikasi <i>Crude Oil</i> .....	6
Tabel 2.2	<i>Screening Criteria</i> SAGD .....	7
Tabel 3.1	Data Reservoir <i>Properties</i> .....	20
Tabel 3.2	Parameter Operasi .....	21
Tabel 3.3	Data Model <i>Properties</i> .....	22
Tabel 3.4	Tabel Hasil Inisialisasi .....	24
Tabel 3.5	Skenario <i>Dilation</i> dan <i>Recompaction</i> .....	24
Tabel 3.6	Jadwal Penelitian.....	25
Tabel 4.1	Nilai Porositas pada <i>Dilation</i> 6000 kPa dan 6500 kPa.....	29
Tabel 4.2	Nilai Porositas Pada <i>Dilation</i> 7000 kPa dan 7500 kPa .....	30
Tabel 4.3	Nilai Porositas Pada <i>Dilation</i> 8000 kPa dan 8500 kPa .....	31
Tabel 4.4	Nilai Permeabilitas Pada <i>dilation</i> 6000 kPa dan 6500 kPa .....	34
Tabel 4.5	Nilai Permeabilitas Pada <i>Dilation</i> 7000 kPa dan 7500 kPa .....	35
Tabel 4.6	Nilai Permeabilitas Pada <i>Dilation</i> 8000 kPa dan 8500 kPa .....	37



## DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
SAGD	<i>steam assisted gravity drainage</i>
mD	<i>millidarcy</i>
kPa	<i>KiloPascal</i>
Sw	<i>Water Saturation</i>
°C	<i>Degree Celcius</i>
m <sup>3</sup>	<i>Meter Cubic</i>



**INVESTIGASI PENGARUH *IN SITU DILATION* TERHADAP  
PERUBAHAN KARAKTERISTIK RESERVOIR PADA INJEKSI *STEAM*  
*ASSISTED GRAVITY DRAINAGE* DENGAN MENGGUNAKAN  
SIMULASI RESERVOIR**

**HARDIANTI MAYANG SARI  
NPM 143210098**

**ABSTRAK**

Metode SAGD biasanya dilakukan untuk sumur horizontal dengan cara menginjeksikan *steam* ke formasi. Ketika *steam* diinjeksikan ke reservoir yang relative tidak kompresibel maka tekanan formasi akan meningkat secara bertahap dari tekanan formasi awal yang ditandai dengan meningkatnya tekanan pori dan berkurangnya tekanan efektif, proses ini yang disebut *dilation*. Setelah tekanan menurun saat fluida hilang ke batuan reservoir maka akan menyebabkan pengurangan volume pori sehingga terjadi pemulihan *dilation*, dimana batuan mengalami pemadatan kembali (*recompaction*). Kedua fenomena ini akan menghasilkan deformasi pada batuan reservoir dengan peningkatan porositas dan permeabilitas yang cepat.

Di dalam penelitian ini akan dilakukan simulasi menggunakan *software* CMG STAR untuk melihat perubahan karakteristik reservoir seperti permeabilitas dan porositas yang disebabkan oleh *dilation* yang terjadi di batuan selama proses injeksi dengan metode SAGD. Penginjeksian *steam* dilakukan secara kontinu dengan berbagai variasi nilai tekanan di *dilation* dan *recompaction* yang berbeda yaitu 6000 kPa, 6500 kPa, 7000 kPa, 7500 kPa, 8000 kPa dan 8500 kPa dengan *recompaction* 5000 kPa, 8000 kPa, 11000 kPa, dan 14000 kPa.

Hasil penelitian menunjukkan perubahan peningkatan porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda pada setiap variasi *dilation* dengan berbagai *recompaction*. Untuk porositas sebesar 0,3127 – 0,3279 dan untuk permeabilitas 1674 – 1784 mD. Semakin rendah *dilation* dan semakin tinggi *recompaction* akan menyebabkan perubahan porositas dan permeabilitas yang semakin besar.

**Kata kunci:** SAGD, *dilation*, *recompaction*, permeabilitas, porositas.

**INVESTIGATION OF IN SITU DILATION EFFECT ON RESERVOIR  
CHARACTERISTICS CHANGES IN STEAM ASSISTED GRAVITY  
DRAINAGE INJECTION USING RESERVOIR SIMULATION**

**HARDIANTI MAYANG SARI  
NPM 143210016**

**ABSTRACT**

*The SAGD method is usually carried out for horizontal wells by injecting steam into the formation. When steam is injected into a relatively incompressible reservoir, the formation pressure will increase gradually from the initial formation pressure which is characterized by increasing pore pressure and decreasing effective pressure, this process is called dilation. After the pressure decreases when the fluid is lost to the reservoir rock, it will cause a reduction in pore volume resulting in dilation recovery, where the rock undergoes recompaction. Both of these phenomena will result in deformation of the reservoir rock with a rapid increase in porosity and permeability.*

*In this study, a simulation will be carried out using CMG STAR software to see changes in reservoir characteristics such as permeability and porosity caused by dilation that occurs in the rock during the injection process using the SAGD method. Steam injection is carried out continuously with various pressure values at different dilation and recompaction, namely 6000 kPa, 6500 kPa, 7000 kPa, 7500 kPa, 8000 kPa and 8500 kPa with recompaction 5000 kPa, 8000 kPa, 11000 kPa, and 14000 kPa.*

*The results showed that the changes in the increase in porosity and permeability were different for each variation of dilation with various recompressions. For the porosity of 0.3127 – 0.3279 and for the permeability of 1674 – 1784 mD. The lower the dilation and the higher the recompaction, the greater the porosity and permeability changes.*

**Keywords:** SAGD, dilation, recompaction, permeability, porosity.



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Hingga saat ini kebutuhan minyak bumi terus menerus mengalami peningkatan setiap tahun nya. Hal ini tidak sebanding dengan hasil produksi yang terus mengalami penurunan dalam sepuluh tahun terakhir (SKK Migas, 2017). Selain itu, sebagian besar cadangan yang banyak ditemukan merupakan minyak berat (*heavy oil*). Minyak ini memiliki API *gravity* yang kecil dan nilai viskositas yang tinggi sehingga produksi dengan cara konvensional sangat sulit dilakukan. Maka perlu diterapkan teknologi *enhanced oil recovery* (EOR) karena dianggap efektif bila diterapkan pada reservoir minyak berat.

*Enhance oil recovery* (EOR) adalah suatu proses pemulihan yang dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak yang tidak bisa diperoleh pada *primary recovery* dan *secondary recovery* (Jaffray, 2020). Banyak metode yang terdapat dalam EOR, salah satunya metode *thermal* yang pada umumnya banyak diterapkan reservoir dengan minyak berat. Metode ini memanfaatkan panas sebagai media untuk melakukan *treatment* pada reservoir sehingga dapat meningkatkan temperature reservoir dan menurunkan viskositas minyak berat. Ada berbagai jenis metode yang terdapat dalam *thermal* EOR seperti *cyclic steam system*, *in-situ combustion*, *steam gravity drainage* (SAGD), dan *steam drive* (Hama et al., 2014).

Metode *Enhanced Oil Recovery* yang digunakan untuk meningkatkan produksi pada lapangan ini adalah proses *steam assisted gravity* (SAGD). Teknik penginjeksian *thermal* dengan metode *steam assisted gravity drainage* (SAGD) merupakan metode yang umumnya paling banyak digunakan pada reservoir yang memiliki kandungan minyak berat (Ashrafi et al., 2011). Metode ini diakui sebagai teknik yang efektif dan mudah diterapkan dengan tingkat perolehan minyak yang tinggi yaitu hingga 70 % (Jack et al., 2007). SAGD merupakan proses pendesakan minyak menggunakan uap dengan memanfaatkan gaya gravitasi. Adanya perbedaan densitas antara uap dan minyak menyebabkan uap

akan cenderung naik ke atas dan minyak cenderung berada di bawah (Suranto et al., 2001). Proses SAGD yang dilakukan secara kontinu, selain dapat memengaruhi perubahan pada karakteristik fluida juga dapat mempengaruhi perubahan pada karakteristik batuan reservoir yang disebabkan oleh *dilation*. Terjadinya *dilation* disebabkan oleh tekanan atau temperature yang tinggi saat proses SAGD dilakukan dan ini sangat memungkinkan terjadi pada reservoir yang *unconsolidated sands*. *Dilation* yang terjadi dapat menyebabkan distorsi yang sangat signifikan dalam perubahan reservoir seperti porositas, permeabilitas dan juga keseragaman permeabilitas (Asl & Chalaturnyk, 2018).

Pada penelitian ini akan dilakukan investigasi pengaruh *in situ dilation* terhadap perubahan karakteristik reservoir untuk mengetahui seberapa besar perubahan karakteristik yang disebabkan oleh *dilation* pada proses SAGD. Investigasi yang dilakukan menggunakan metode simulasi yang dengan beberapa skenario. Simulasi yang dilakukan ini dengan menggunakan *software* reservoir seperti CMG STARS yang diharapkan dapat memberikan informasi terkait perubahan karakteristik reservoir yang disebabkan oleh *in situ dilation*.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan di atas maka adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini ialah untuk mengetahui pengaruh *dilation* terhadap karakteristik batuan reservoir seperti porositas dan permeabilitas pada proses *steam assisted gravity drainage* (SAGD).

## 1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini yaitu berupa:

1. Memberikan pengetahuan tentang EOR dan simulasi.
2. Memberikan alternative pengetahuan pada industry perminyakan.
3. Dijadikan sebagai publikasi ilmiah dalam bentuk jurnal atau *paper* sehingga dapat menjadi referensi untuk penelitian selanjutnya.

#### 1.4 Batasan Masalah

Agar penulisan tugas akhir ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari sasaran yang akan dituju, maka di penelitian ini terdapat beberapa batasan yaitu:

1. Simulasi reservoir menggunakan sebuah *software* yaitu CMG STARS
2. Tidak mempertimbangkan factor ekonomi, produksi dan *heat loss*.
3. Pada permodelan terdapat 19 skenario yaitu 7 varian dilation pada recompaction yang berbeda-beda.





## BAB II

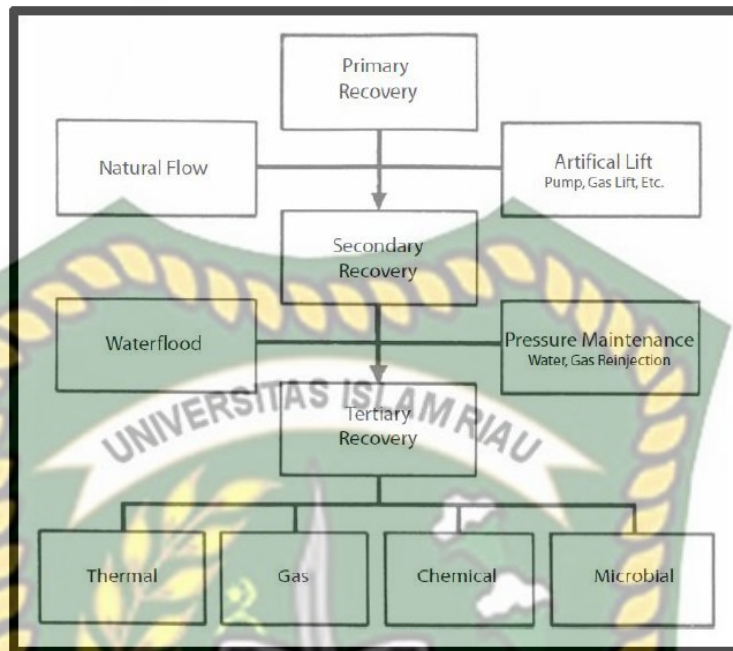
### TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Al-qur'an dijelaskan bahwa sumber daya alam yang diciptakan oleh Allah SWT di bumi untuk kepentingan dan kebutuhan manusia. Allah menjadikan manusia khalifah di bumi untuk mengurus dan memanfaatkannya tanpa merusak tatanan yang telah ada. Sumber daya alam bisa terdapat dimana saja, salah satunya di dalam tanah yaitu berupa minyak dan gas bumi.

Allah berfirman pada QS. AL-A'LA (87:5) yang artinya: "lalu dijadikannya (rumput-rumput) itu kering hitam-kehitaman". Ini menunjukkan bahwa Allah menumbuhkan rumput, lalu rumput tersebut bercampur dengan daun dan sampah yang membusuk dan kemudian mengendap di dasar bumi yang lama kelamaan tertutup lumpur. Dengan adanya pengaruh dari tekanan dan temperature di atasnya maka lambat laun lumpur tersebut dapat berubah menjadi batuan. Kemudian bakteri anaerob akan mengurai sisa-sisa jasad reni menjadi minyak dan gas bumi dengan adanya pengaruh dari tekanan dan temperatur tadi.

#### 2.1 Thermal Recovery

Proses operasi pengurusan hidrokarbon secara umum terdiri dari tiga tahapan yaitu *primary*, *secondary* dan *tertiary*. Pada tahap awal atau di sebut dengan *primary recovery*, produksi dihasilkan dari perpindahan energi dalam reservoir itu sendiri secara alami. Jika produksi pada tahap *primary recovery* mulai mengalami menurun, biasanya tahap kedua atau disebut *secondary recovery* baru dilakukan. *Secondary recovery* umumnya berupa injeksi gas, *water flooding*, dan *pressure maintenance*. Sedangkan tahap ketiga atau *Tertiary recovery*, dilakukan setelah metode *secondary recovery* apapun dilakukan. Bila tahap *primary recovery* dan *secondary recovery* sudah tidak ekonomis lagi, maka dilakukan *tertiary recovery* menggunakan bahan kimia, energi panas (*thermal*) dan *miscible gases* untuk meningkatkan produksi minyak (Sheng, 2011).



**Gambar 2.1** Metode Pengurusan Hidrokarbon (Speight, 2009)

*Enhanced Oil Recovery* (EOR) merupakan suatu metode yang melibatkan proses penginjeksian material yang bisa menyebabkan terjadinya perubahan dalam reservoir seperti komposisi minyak, temperature, rasio mobilitas dan karakteristik interaksi batuan-fluida (Rita, 2012). Metode EOR hanya berfokus pada pemulihan produksi sisa cadangan dalam reservoir yang selama penerapan pada tahap *primary recovery* dan *secondary recovery* energinya telah habis (Speight, 2013). Sebagian besar minyak yang telah diperoleh dari reservoir, telah menerapkan beberapa metode *tertiary recovery* yang mampu meningkatkan produksi minyak mulai dari 30% sampai dengan 60% atau lebih banyak dari ladang minyak (Speight, 2009). Walaupun kadang disebut sebagai *recovery tersier*, namun metode EOR ini bukan berarti hanya diterapkan setelah tahap *secondary*. Setelah tahap *primary*, beberapa metode EOR dapat diterapkan dan bahkan pada saat pencarian minyak (Kristanto, 2018).

Secara umum metode *thermal* merupakan suatu energi panas yang dimanfaatkan sebagai sumber energi untuk penerapan tahap *tertiary recovery* pada suatu sumur. Pada minyak yang tergolong berat (*heavy oil*), sering digunakan metode ini untuk meningkatkan produksi yang mana akan terjadi

penurunan viskositas akibat dari peningkatan temperature reservoir sehingga minyak dapat dengan mudah mengalir (Speight, 2016). Pada produksi minyak berat umumnya terdapat dua metode *thermal*, yaitu berupa proses panas yang diinjeksikan ke dalam reservoir serta panas yang dihasilkan dalam reservoir itu sendiri (Naqvi, 2012).

Metode *thermal* hanya berlaku untuk minyak berat dengan viskositas yang tinggi, dimana energi panas akan diinjeksikan ke dalam reservoir agar temperatur minyak meningkat dan viskositasnya dapat berkurang. Metode *thermal* terdiri dari beberapa kategori yaitu yang pertama, proses *thermal* yang umumnya digunakan pada saat ini berupa: *steam flooding* atau *steam drive* (SD), *cyclic steam stimulation* (CSS), *steam assisted gravity drainage* (SAGD) dan *in-situ combustion* (ISC). Yang kedua, proses *thermal* lainnya yang tidak diimplementasikan secara luas berupa: *electrical (electromagnetic heating)* dan *hot water flooding* (Hama et al., 2014). *In-situ combustion* merupakan injeksi udara dan minyak dibakar agar menghasilkan panas secara internal serta juga menghasilkan gas pembakar untuk meningkatkan produksi (Kokal & Al-Kaabi, 2010).

Pengujian metode *thermal* telah dilakukan sejak tahun 1950an dan merupakan metode yang paling canggih diantara metode EOR, sejauh menyangkut pengalaman lapangan dan teknologi. Metode ini paling cocok untuk minyak berat ( $10-20^\circ$  API) dan bitumen/oil sand ( $\leq 10^\circ$  API). Metode *thermal* menginjeksikan panas ke dalam reservoir untuk memanaskan minyak. Mekanisme utamanya termasuk pengurangan besar dalam viskositas dan peningkatan mobilitas. Mekanisme lainya seperti ekspansi batuan dan fluida, pemadatan serta destilasi uap. pada beberapa negara metode ini sangat sukses seperti di Kanada, Amerika Serikat, Venezuela, Indonesia dan negara-negara lainnya (Thomas, 2008).



## 2.2 Steam Assisted Gravity Drainage

Reservoir dengan minyak berat sangat sulit diproduksi menggunakan metode konvensional (Hidayat & Abdurrahman, 2018). Cadangan dengan jenis *heavy oil* dan bitumen merupakan sumber daya minyak yang tidak konvensional karena memiliki viskositas yang tinggi (sangat kental). Masalah utama dalam perolehan *heavy oil* dan bitumen ialah pada saat kondisi reservoir, bitumen tidak dapat bergerak sehingga diperlukan mekanisme pemulihan untuk mengurangi viskositas dengan menggunakan penerapan panas (Temizel et al., 2016). Proses *steam assisted gravity drainage* (SAGD) merupakan metode yang efektif untuk produksi cadangan jenis *heavy oil* dan bitumen (Gonzalez et al., 2012). Table 2.1 menunjukkan klasifikasi dari *crude oil*. Metode ini memastikan perpindahan yang stabil dengan menggunakan gravitasi sebagai kekuatan pendorong, serta juga sepasang sumur horizontal untuk injeksi dan produksi (Sedae Sola & Rashidi, 2006).

**Tabel 2.1** Klasifikasi *Crude Oil*

Material	Gravity, °API	$\rho$ , kg/m <sup>3</sup>	$\mu$ , cP
Bitumen	$\ll 10$	$\gg 1000$	$\gg 10.000$
Extra heavy	$< 10$	$> 1000$	$> 10.000$
Heavy oil	10 – 22,3	875 – 1000	$> 100$
Medium	22,3 – 31,1	825 – 875	10 – 100
Light oil	$> 31,1$	$< 875$	$< 10$

Sumber: (Afdhol et al., 2020)

*Steam assisted gravity drainage* atau sering dikenal dengan istilah SAGD pertama kalinya dipelopori oleh seorang professor di Universitas Calgary Kanada bernama Dr. Roger M. Butler pada tahun 1978 (Deutsch & McLennan, 2005). Mulai dikembangkan oleh Roger Butler pada tahun 1980 dan dapat diterima secara baik menjadi metode yang paling efektif di antara metode *thermal* lainnya untuk pemulihan minyak berat dan bitumen (Sabeti et al., 2016). Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA) melakukan pengujian dua sumur horizontal SAGD pertama yang terletak di antara sungai MacKay dan sungai Devon, Alberta Kanada pada tahun 1984. Kelayakan konsep SAGD

terbukti pada pengujian ini di mana pada tahun 1992 secara singkat memperoleh peningkatan produksi sekitar 2000 bbl per harinya (McLennan & Deutsch, 2004).

Pada metode SAGD, estimasi *recovery factor* berkisar di antara 50-70%. Metode ini dipakai pada beberapa lapangan di China, Venezuela, Rumania, Canada, dan termasuk juga lapangan Christina Lake dan MacKay (Chun, 2014).

### 2.2.1 Screening Criteria

Kriteria parameter *steam assisted gravity drainage* sangat perlu diperhatikan dalam upaya mencapai keberhasilan pada proses penerapannya. Pada tabel 2.2 menunjukkan *screening criteria* untuk *steam assisted gravity drainage* berdasarkan kondisi operasi minimal dan optimal yang terdiri dari kedalaman, jenis batuan reservoir, ketebalan formasi, saturasi air, *specific gravity*, viskositas fluida, permeabilitas, *areal continuity* dan *clay content*.

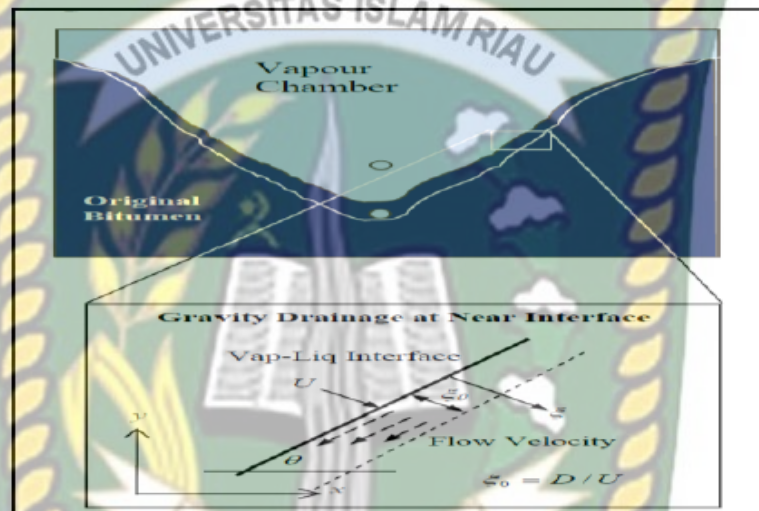
**Tabel 2.2 Screening Criteria SAGD**

Parameter	<i>Minimal Operation Condition</i>	<i>Optimum Operation Conditions</i>
<i>Depth (D)</i>	200 to 3700 ft	200 to 1600 ft
<i>Thickness (h)</i>	> 45 ft	60-100 ft
<i>Water saturation (Sw)</i>	< 30%	< 20%
API Gravity at 60 °F	< 20°	< 15°
<i>Viscosity (μ)</i>	> 100 cp	> 1000 cp
<i>Permeability (K)</i>	> 780 mD	> 3000 mD
$K_v/K_h$	> 0,25	> 0,5
<i>Porosity (Ø)</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%

Sumber: (Abdelkhalig et al., 2015)

### 2.2.2 Mekanisme Steam Assisted Gravity Drainage

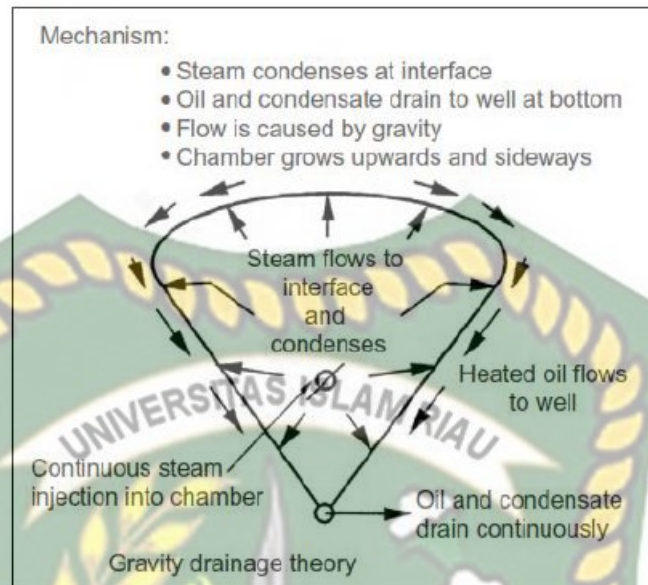
Pemulihan minyak berat dengan proses SAGD memanfaatkan gaya berat dari minyak itu sendiri. Minyak di reservoir memiliki densitas yang lebih berat dari *steam*. Saat reservoir diinjeksikan *steam* dengan densitas yang jauh lebih ringan dibandingkan minyak, maka kecenderungan *steam* akan naik ke atas dan minyak akan turun kebawah. Proses inilah yang disebut sebagai *Gravity Drainage*. Gambar 2.2 merupakan konsep dari fenomena tersebut.



Gambar 2.2 Konsep Dari Proses *Gravity Drainage* (Suranto, 2013)

Mekanisme pada proses SAGD dimulai saat *steam* diinjeksikan secara kontinyu ke dalam sumur formasi melalui sumur injeksi yang berada di atas sumur produksi dan kemudian membentuk zona *steam* jenuh yang biasanya disebut dengan *steam chamber*. *Steam* menyebar ke tepi *steam chamber* dan melepaskan panasnya ke formasi lalu mengembun. Dengan adanya pengaruh gravitasi, maka *steam* akan bergerak turun dengan minyak yang telah dipanaskan menuju ke sumur produksi yang berada di bawah sumur injeksi (Butler, 1991). *Steam chamber* terbentuk secara vertical dan menyebar ke lateral formasi, dengan seiringnya waktu akan menyebar ke bawah karena gaya gravitasi. Viskositas minyak di reservoir yang awalnya bernilai jutaan *centipoise* bisa berkurang hingga menjadi lebih kecil dengan penerapan metode SAGD ini. Dengan bantuan gravitasi yang sudah ada di reservoir, *heavy oil* dapat diproduksi. Gambar 2.3 menunjukkan skema dari mekanisme proses SAGD



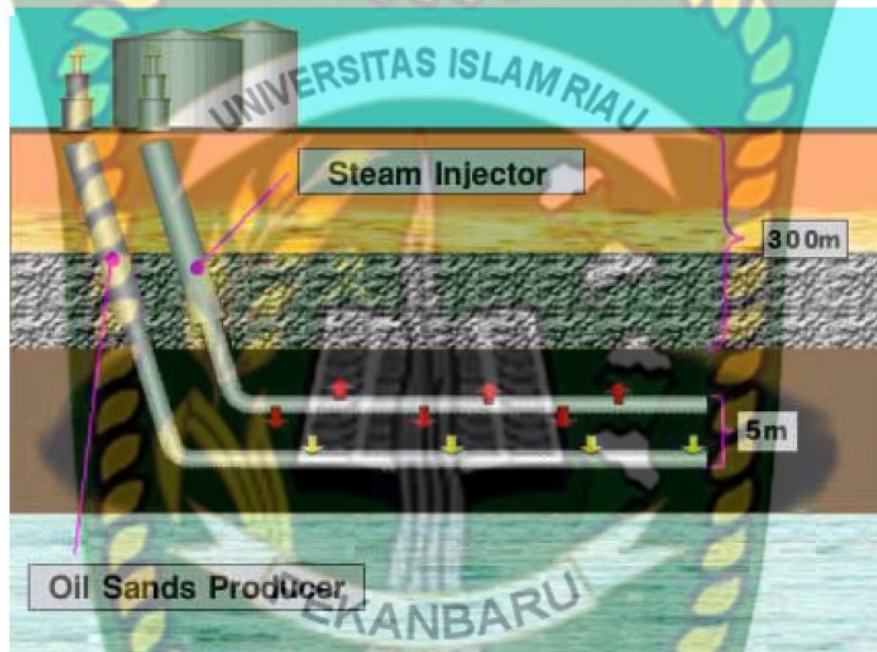


**Gambar 2.3** Skema Dari Mekanisme Proses SAGD (Butler, 2008)

Proses SAGD didominasi oleh gaya gravitasi. Dengan pengaruh gravitasi, prosesnya relative stabil jika dioperasikan dengan benar. Selama operasi harus dijaga keseimbangan injeksi dan produksi untuk mencapai target dan tekanan operasi yang stabil. Di sisi lain, gerak yang dipengaruhi gaya gravitasi relative lemah dibandingkan dengan gaya viskos yang biasanya mendominasi proses injeksi dan lambatnya proses drainase. Oleh karena itu mobilitas fluida harus cukup tinggi untuk mencapai sumur produksi. Ini dapat dicapai dengan cara menurunkan viskositas minyak melalui pemanasan dan memilih formasi dengan permeabilitas tinggi, terutama permeabilitas vertikal. Dalam metode SAGD, prosesnya terutama bergantung pada perbedaan densitas antara *steam chamber*, fasa cair, serta permeabilitas efektif vertikal reservoir (Barillas et al., 2009).

Konfigurasi sumur untuk SAGD adalah sejajar arah vertikal dan horizontal sumur dibor ke dalam reservoir, satu sumur terletak beberapa meter di atas sumur lain dengan sumur atas yang digunakan untuk injeksi *steam* dan sumur bawah digunakan untuk produksi fluida. Skema konfigurasi sumur SAGD ditunjukkan pada gambar 2.4. Biasanya, panjang sumur SAGD berkisar dari 500 hingga 1000 meter dan jarak antar sumur injeksi dan sumur produksi mulai dari 5 hingga 10 meter. Fungsi dari pasangan sumur ini untuk menciptakan zona aliran berlawanan arus dengan sumur atas sebagai sumur injeksi untuk menghasilkan *steam* bersuhu

tinggi yang akan naik dan menyebar ke formasi untuk memanaskan minyak berat sehingga nilai viskositasnya efektif menurun. injeksi *Steam* mengurangi viskositas minyak berat dengan nilai serendah 1 sampai 10 cP tergantung pada temperature dan kondisi awal reservoir. Kemudian kondensat dan *steam* akan didorong oleh gaya gravitasi ke sumur lebih rendah yang berada di bawah yaitu sumur produksi untuk perolehan (Carpenter, 2014).



Gambar 2.4 Skema Sumur Pada SAGD (Sedae Sola & Rashidi, 2006).

### 2.3 Parameter Reservoir SAGD

Beberapa parameter reservoir yang berpengaruh pada kinerja SAGD seperti porositas, ketebalan, saturasi minyak, konduktivitas *thermal* batuan, serta viskositas akan dipelajari dan dibahas hasilnya di bawah ini:

#### 2.3.1 Porositas

Pada beberapa literatur, menunjukkan pengaruh dari porositas reservoir terhadap kinerja SAGD. Dapat diperhatikan bahwa parameter pada sifat fisik batuan reservoir seperti porositas, saturasi minyak dan ketebalan memberikan pengaruh yang lebih signifikan pada kinerja SAGD dibandingkan sifat fisik aliran seperti viskositas minyak, tekanan reservoir, permeabilitas dan *API gravity*. Nilai porositas reservoir diamati dari 18% hingga dengan 36%. Porositas reservoir

mempunyai pengaruh terkuat pada perolehan minyak, hal ini ditunjukkan pada gambar 2.5. Terjadi perbedaan dengan penelitian yang dilakukan Vanegas Prada yang membuktikan bahwa parameter pertama yang berpengaruh ialah saturasi minyak. Pada semua kasus, tren NPV adalah linier dan mengikuti peningkatan porositas, terjadi peningkatan laju produksi di semua periode produksi. CSOR akan menurun pesat dan produksi air juga sedikit berkurang dengan meningkatnya porositas reservoir. Untuk proses SAGD, reservoir dengan nilai porositas yang lebih besar memiliki kualitas yang lebih baik. Dalam studi sensitivitas menunjukkan porositas batuan merupakan kriteria yang sangat penting untuk pemilihan proyek lapangan minyak (Nguyen et al., 2012).



**Gambar 2.5** Urutan Parameter Dalam Analisis Sensitivitas (Nguyen et al., 2012)

### 2.3.2 Ketebalan Formasi

Pada gambar 2.5 ditunjukkan bahwa tepat di sebelum porositas ada ketebalan merupakan parameter kedua yang paling berpengaruh. Pada berbagai referensi diterbitkan bahwa peningkatan produksi minyak diperhatikan dengan peningkatan ketebalan kolom minyak. Dari segi ekonomi reservoir yang tipis dengan ketebalan kurang dari 15meter tidak efisien. *Steam chamber* dengan cepat meningkat dalam orientasi vertikal hingga mencapai puncak reservoir. Waktu yang diperlukan *steam chamber* untuk mencapai batas atas tergantung pada



ketebalan kolom minyak. Waktu yang dihabiskan lebih singkat pada kolom minyak yang lebih tipis, begitu pula sebaliknya. Kehilangan panas ke lapisan teratas (*overbarden*) mulai mengurangi efisiensi kinerja SAGD saat *steam chamber* telah mencapai puncak reservoir atas. Oleh karena hal itu, diperkirakan kinerja dari SAGD akan makin memburuk bersamaan dengan penurunan ketebalan.

### 2.3.3 Saturasi Minyak

Dalam model reservoir, saturasi minyak mempunyai peran penting untuk memperkirakan OOIP. Gambar 2.5 menunjukkan saturasi minyak berada di posisi ketiga dalam mempengaruhi setelah porositas dan ketebalan pada Analisis sensitivitas. Pada saturasi minyak awal yang lebih tinggi, maka jumlah minyak yang diproduksi juga lebih tinggi. Kinerja SAGD berkurang pada saturasi minyak awal yang lebih rendah. Analisis simulasi menegaskan bahwa perolehan minyak akan semakin tinggi pada saturasi minyak yang lebih tinggi (Nguyen et al., 2012).

### 2.3.4 Viskositas

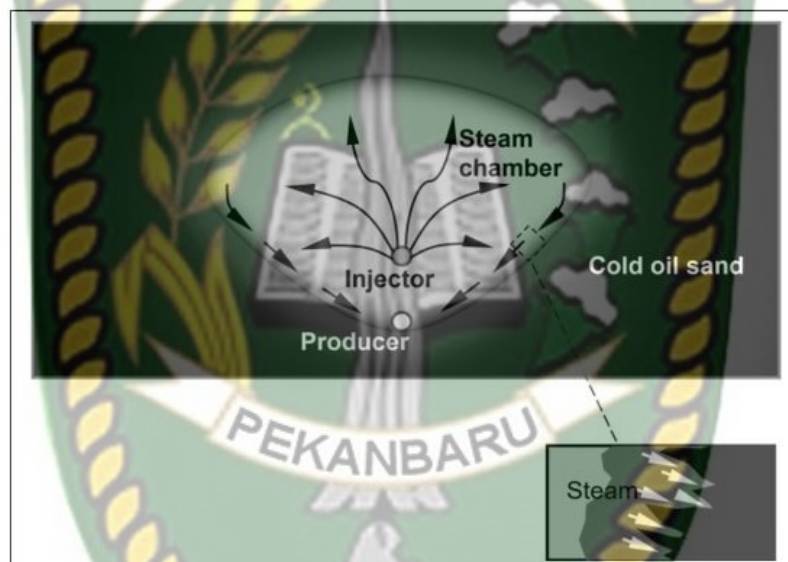
Tujuan utama dari produksi bitumen ialah mengurangi viskositas yang tinggi. Pada reservoir minyak berat yang tidak konvensional, viskositas yang tinggi merupakan hambatan utama (Ashrafi et al., 2011). Tingkat produksi efektif meningkat dengan minyak yang memiliki viskositas lebih rendah. Periode pemasaran bergantung pada viskositas minyak di reservoir. Semakin tinggi viskositas minyak, maka semakin lama periode pemanasannya. Setelah *steam chamber* mengembang ke puncak reservoir ketika viskositas minyak lebih rendah produksi minyak meningkat dengan cepat dalam model simulasi (Nguyen et al., 2012).

### 2.3.5 Konduktivitas *thermal* batuan

Berdasarkan definisi, konduktivitas *thermal* merupakan property pembawa yang mengkuantifikasi kapasitas suatu material buat menghantarkan panas. Konduktivitas *thermal* batuan yang tinggi akan membantu *steam chamber* untuk bisa berekspansi dengan lebih cepat secara vertikal maupun horizontal sehingga waktu pengoperasian dapat berkurang. Pada reservoir dengan viskositas minyak yang tinggi, konduktivitas *thrmal* batuan yang lebih tinggi sangat dibutuhkan untuk kinerja SAGD yang lebih baik (Nguyen et al., 2012).

## 2.4 Heat Transfer pada SAGD

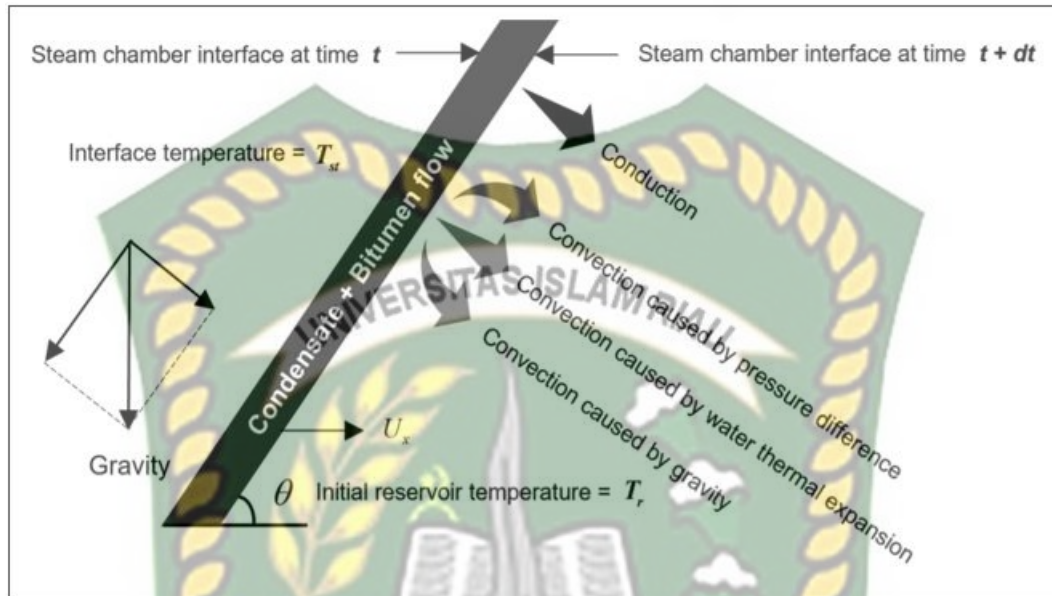
Dalam SAGD, *steam* diinjeksikan dari sumur injeksi ke dalam *steam chamber* yang terbentuk di reservoir. Ketika kontak dengan minyak berat di tepi *steam chamber*, maka *steam* akan melepaskan panas latennya untuk memanaskan minyak. Setelah minyak dipanaskan, maka viskositas minyak akan menurun sehingga dengan adanya pengaruh gravitasi minyak akan mengalir ke bawah menuju sumur produksi seperti yang diilustrasikan pada gambar 2.6. Oleh karena itu, perpindahan panas merupakan kunci penting dalam operasi SAGD (F. Wang et al., 2020).



**Gambar 2.6** Skema Perpindahan Panas di Tepi *Steam Chamber* (F. Wang et al., 2020)

Pada proses steam assisted gravity drainage (SAGD), energi panas dipindahkan dari *steam chamber* ke reservoir melalui mekanisme konduksi dan konveksi sehingga dapat menurunkan viskositas minyak (F. Wang et al., 2020). Meskipun energi panas dipindahkan dari *steam* ke reservoir melalui konduksi dan konveksi, perpindahan panas konveksi tidak dipertimbangkan dalam model matematika SAGD klasik seperti Butler (Irani & Ghannadi, 2013). Dengan penelitian lebih lanjut dalam beberapa tahun terakhir, semakin banyak bukti yang membuktikan bahwa konveksi panas merupakan factor yang sangat diperlukan dalam proses SAGD. Sketsa diagram perpindahan panas di tepi *steam chamber* diilustrasikan pada gambar 2.7, baik secara konduksi maupun konveksi ada dalam

proses perpindahan panas dan ada tiga jenis mekanisme konveksi (F. Wang et al., 2020).



**Gambar 2.7** Ilustrasi Mekanisme Konduksi dan Konveksi di Luar Antarmuka *Steam Chamber* (F. Wang et al., 2020).

Secara khusus, pengurangan viskositas melalui perpindahan panas dari *steam* ke minyak adalah langkah pertama, yang dilakukan melalui dua mekanisme yaitu konduksi dan konveksi. Konduksi adalah perpindahan panas melalui agitasi molekuler dalam suatu material tanpa ada gerakan material secara keseluruhan. Konduksi terjadi pada SAGD karena temperature minyak pada tepi *steam chamber* lebih tinggi daripada minyak yang jauh dari tepi *steam chamber*. Konveksi *thermal* adalah perpindahan panas dari satu tempat ke tempat lain melalui gerakan makro fluida. Konveksi terjadi di depan *steam chamber* ketika kondensat *steam* bergerak normal ke tepi *steam chamber* karena gradien tekanan ke arah itu (Jia et al., 2019).

## 2.5 Dilation

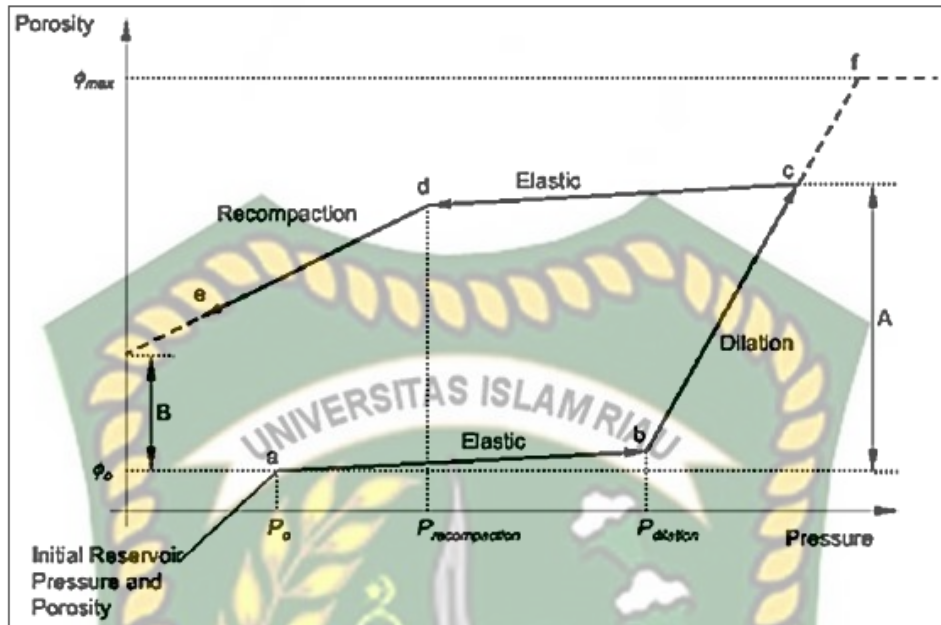
Saat uap diinjeksikan ke dalam reservoir, beberapa perubahan terjadi di dalam matriks batuan. Perubahan ini termasuk ekspansi termal, *agitation*, dan *dilation* yang menyebabkan gangguan matriks batuan karena peningkatan suhu



dan tekanan (Walters et al., 2000). *Dilation* reservoir menciptakan zona peningkatan permeabilitas dan porositas, yang akan mempengaruhi injeksi uap ke dalam reservoir dan produksi dari reservoir (Cokar et al., 2012).

Konsep *dilation* geomekanik melalui sirkulasi fluida (air, uap atau pelarut) baru-baru ini telah diusulkan dan digunakan dalam pasangan sumur SAGD untuk meningkatkan *dilation start-up* SAGD. Keberhasilan peningkatan *dilation* telah berhasil dicapai pada beberapa proyek SAGD (X. Wang et al., 2018).

*Dilation* batuan mengacu pada fenomena deformasi batuan di mana volume batuan berpori mengalami tegangan geser atau peningkatan tekanan pori (Sun et al., 2020). Deformasi reservoir disebabkan fluida yang diinjeksi bertekanan tinggi. Sebagai konsekuensi dari kenaikan tekanan pori, tegangan efektif rata-rata turun dan volume pori meningkat, proses ini yang disebut *dilation*. Setelah injeksi fluida berhenti, tekanan menurun saat fluida hilang ke batuan reservoir. Hal ini dapat menyebabkan pengurangan volume pori sehingga terjadi pemulihan *dilation*, dimana batuan mengalami pemadatan kembali, bagian dari proses ini disebut sebagai *recompaction* (Huang et al., 2016). *Recompaction* memiliki dua fase, yang pertama yaitu periode elastis awal ketika tidak ada pemulihan *dilation* dan porositas berubah yang hanya diakibatkan dari kompresibilitas asli. Yang kedua yaitu periode *recompaction* dengan peningkatan kompresibilitas yang memungkinkan terjadinya pemulihan beberapa *dilation* selama injeksi (Beattle et al., 1991). *Dilation* menciptakan porositas tambahan di dalam batuan serta peningkatan permeabilitas dan mobilitas fluida (Sun et al., 2020). Model *dilation-recompaction* ditunjukkan secara skematis pada gambar 2.8.



Gambar 2.8 Model Dilation Recompression (Beattle et al., 1991)

## 2.6 Kelebihan dan Kekurangan Metode SAGD

Menurut (Chun, 2014), pada proses SAGD terdapat berbagai kelebihan dan kekurangan. Sebagai berikut kelebihan dan kekurangannya:

### 2.6.1 Kelebihan metode SAGD

1. Area drainase meningkat, karena pada sumur horizontal memungkinkan untuk mencapai cadangan reservoir yang tidak dapat diperoleh dengan sumur vertikal.
2. Lebih bagus dalam mengelola formasi minyak tipis kontinuitas lateral yang besar dengan lapisan gas maupun akuifer di bawah.
3. Efisiensi penyapuan lebih baik dan tingkat perolehannya lebih besar.
4. Memungkinkan untuk mengurangi *water coning* karena penurunan tekanan lebih sedikit.
5. Mobilitas dari *crude oil* lebih besar. Setelah *steam* kontak dengan minyak di reservoir, minyak akan tetap panas saat mengalir sampai ke sumur produksi

6. Tidak memerlukan metode pengangkatan buatan untuk mendorong fluida ke permukaan pada sebagian besar proyek SAGD, tergantung pada kedalaman dan tekanan di reservoir.

#### 2.6.2 Kekurangan Metode SAGD

1. Tidak dapat menangani jumlah *steam* yang besar, khususnya pada sumur minyak dengan ketebalan reservoir yang tipis dan berkualitas rendah.
2. Kehilangan panas yang terjadi karena *overburden* yang lebih besar.
3. Membutuhkan sumber air tawar yang sangat banyak.
4. Terbatas pada kedalaman sumur minyak.





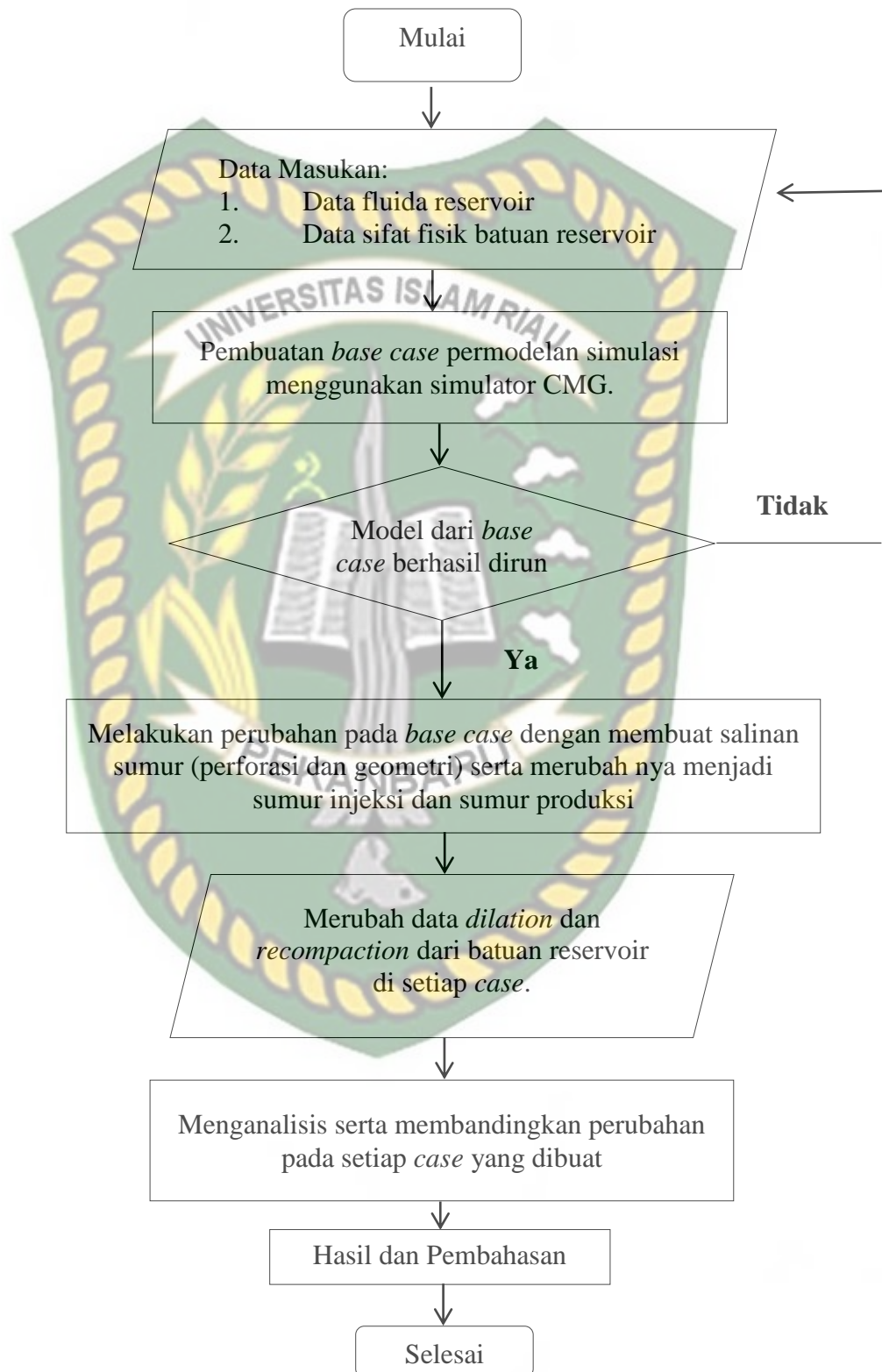
## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode Penelitian

Penelitian tugas akhir ini berjudul “Investigasi Pengaruh *In Situ Dilation* Terhadap Perubahan Karakteristik Reservoir pada Injeksi *Steam Assisted Gravity Drainage* dengan Menggunakan Simulasi Reservoir”. Penelitian dilakukan dengan membuat pemodelan simulasi reservoir menggunakan *software* CMG STARS (*thermal & advanced processes reservoir simulator*). Dalam penelitian ini, data yang digunakan berupa data sekunder yang berasal dari jurnal dan literature berkaitan dengan topik dari penelitian tugas akhir ini. Data sekunder tersebut meliputi data fluida dan juga data sifat fisik batuan reservoir.

### 3.2 Alur Penelitian (*flow chart*)



### 3.3 Reservoir Properties

Pada tabel 3.1 menunjukkan data-data karakteristik dari batuan reservoir (reservoir *properties*) yang digunakan pada pemodelan ini. Berdasarkan data tersebut dapat dilihat bahwa reservoir memiliki porositas dan permeabilitas yang sangat baik (*very good*). Hal ini dikarenakan nilai porositas berada diantara 20-30%, sedangkan nilai permeabilitas lebih besar dari 1000 mD. Pada tabel 3.2 menunjukkan data parameter operasi di pemodelan ini.

Tabel 3.1 Data Reservoir *Properties*

No	<i>Properties</i>	Satuan	Nilai
1	Kedalaman reservoir	Meter	760
2	Temperatur reservoir awal	°C	48
3	Tekanan reservoir awal	Kpa	5000
4	Ketebalan formasi	Meter	47
5	Porositas	Fraksi	0.25 - 0.3
6	Permeabilitas horizontal	mD	1468
7	Permeabilitas vertikal	mD	562
8	Kompresibilitas batuan	Kpa <sup>-1</sup>	1.8e <sup>-5</sup>
9	<i>Rock heat capacity</i>	J/(m <sup>3</sup> -C)	1.5e <sup>6</sup>
10	Reservoir, <i>underburden/overburden,</i> <i>volumetric heat capacity</i>	J/(m <sup>3</sup> -C)	1e <sup>6</sup>
11	Reservoir, <i>underburden/overburden, thermal</i> <i>conductivity</i>	J/(m-day-C)	8e <sup>4</sup>

Sumber: (Temizel et al., 2016)

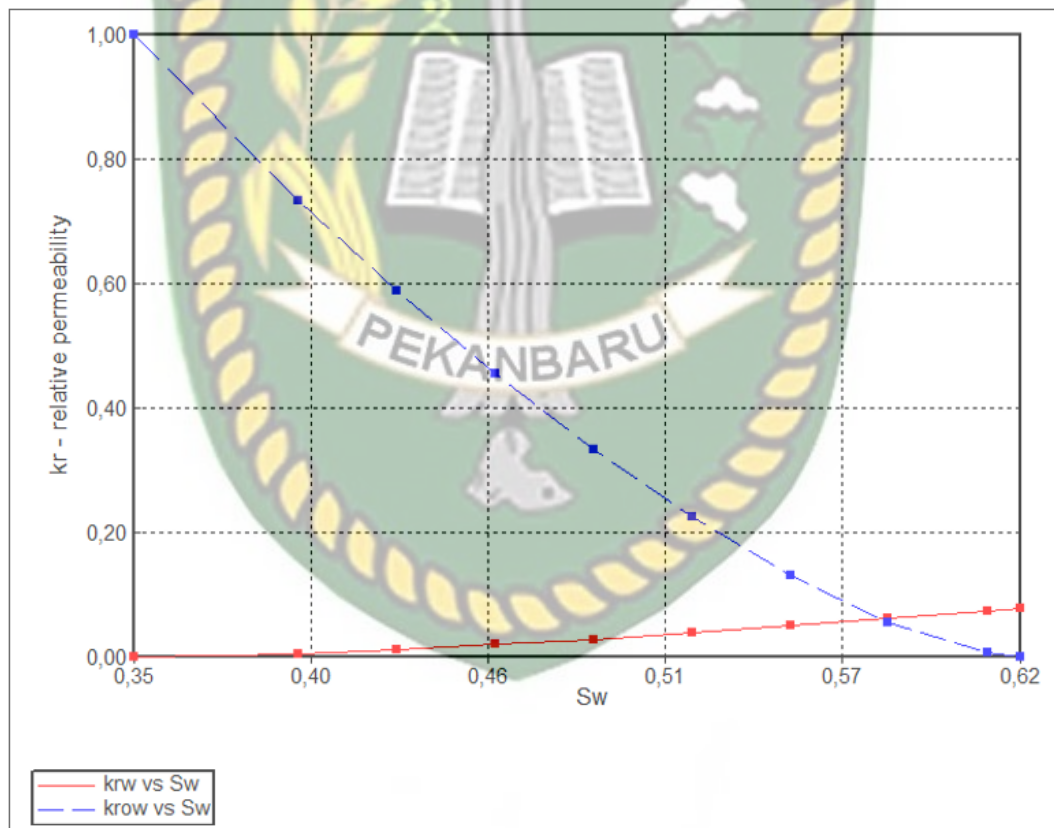


Tabel 3.2 Parameter Operasi

No	Parameter	Satuan	Nilai
1	Laju injeksi maksimum	m <sup>3</sup> /day	500
2	Jumlah sumur produksi injeksi	-	2
3	Jarak vertical sumur	Meter	10
4	<i>Simulation time</i>	Tahun	12

Sumber: (Temizel et al., 2016)

### 3.4 Rock Properties



Gambar 3.1 Grafik Hubungan Kr vs Sw

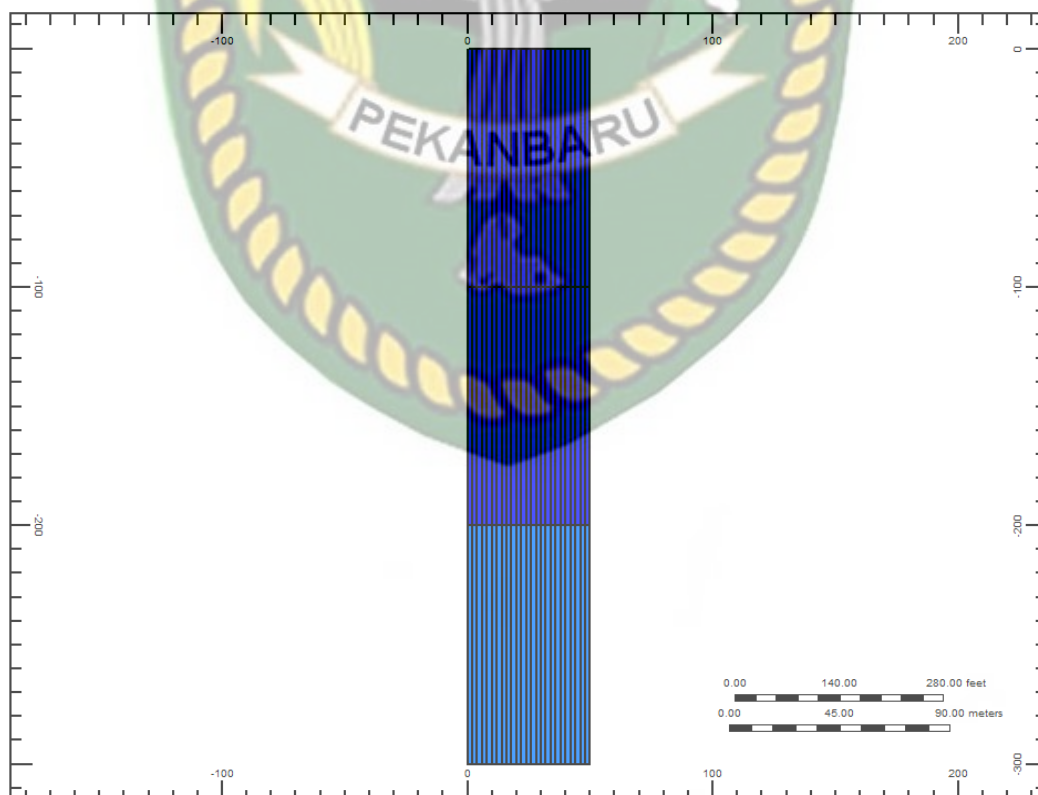
### 3.5 Pembuatan Grid

Pada tugas akhir ini, model yang dibuat menggunakan *cartesian grid* karena tipe grid ini digunakan untuk simulasi *multi well* sehingga cocok untuk dilakukan simulasi dengan metode SAGD. Model *properties* yang digunakan dalam model ini ditunjukkan pada tabel 3.3 sedangkan model *grid* dan lokasi sumur ditunjukkan oleh gambar 3.2, gambar 3.3 dan gambar 3.4.

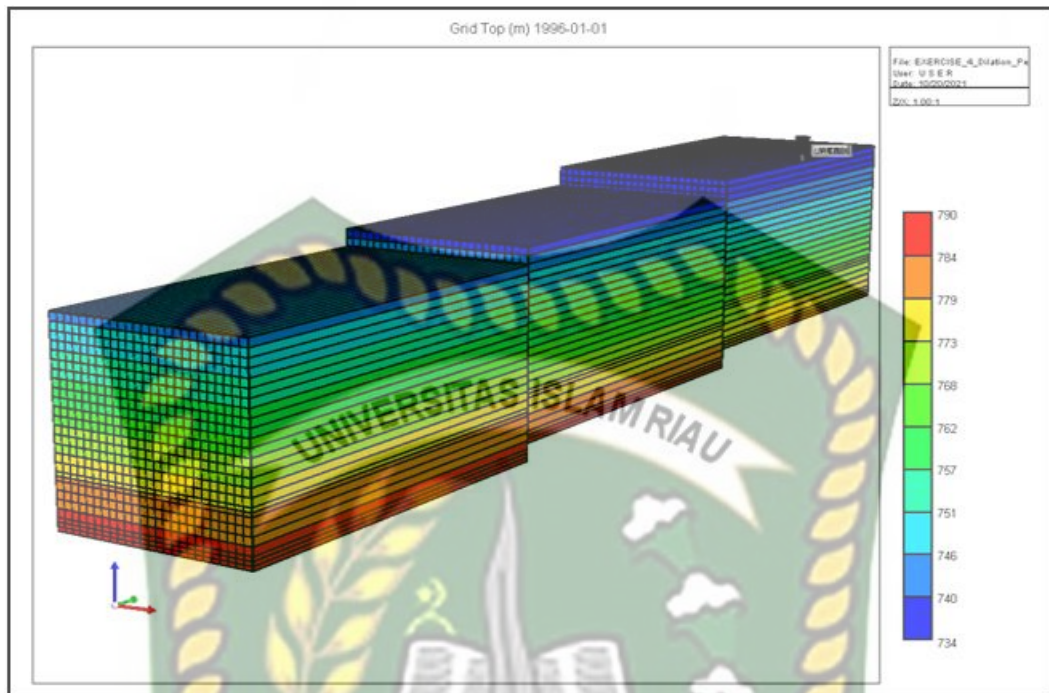
**Tabel 3.3** Data Model *Properties*

No	Model <i>properties</i>	Nilai
1	Tipe <i>grid</i>	<i>cartesian</i>
2	No <i>grid</i> pada I, J, dan K <i>direction</i>	25 × 3 × 26
3	<i>Layer</i>	26

Sumber: (Temizel et al., 2016)



**Gambar 3.2** Model *Ccartesian Grid 2D*



**Gambar 3.3** Model *Cartisian Grid 3D*



**Gambar 3.4** Lokasi Sumur Injeksi dan Produksi SAGD



Tabel 3.4 Tabel Hasil Inisialisasi

No	Parameter	satuan	nilai
1	<i>Gross formation volume</i>	m <sup>3</sup>	7.0500E+05
2	<i>Formation pore volume</i>	m <sup>3</sup>	1.8649E+05
3	<i>Aqueous phase volume</i>	m <sup>3</sup>	6.5270E+04
4	<i>Oil phase volume</i>	m <sup>3</sup>	1.2122E+05
5	<i>Gaseous phase volume</i>	m <sup>3</sup>	0

### 3.6 Skenario

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan pemodelan simulasi untuk melihat pengaruh dari *dilation* terhadap sifat fisik batuan seperti porositas dan permeabilitas pada injeksi *steam* dengan metode SAGD. Adapun skenarionya terdapat pada taber 3.5 ialah sebagai berikut:

Tabel 3.5 Skenario *Dilation* dan *Recompaction*

No	<i>Dilation</i>	<i>Recompaction</i>
1	-	-
2	6000	5000
		8000
4	6500	5000
		8000
6	7000	5000
		8000
		11000
9	7500	5000
		8000

		11000
12	8000	5000
		8000
		11000
		14000
16	8500	5000
		8000
		11000
		14000

### 3.7 Jadwal penelitian

Penelitian ini dilakukan di laboratorium teknik perminyakan Universitas Islam Riau dengan menggunakan *software* CMG STARS. Data yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini diperoleh dari hasil simulasi reservoir dari September 2018 – November 2021 dapat dilihat pada tabel 3.6.

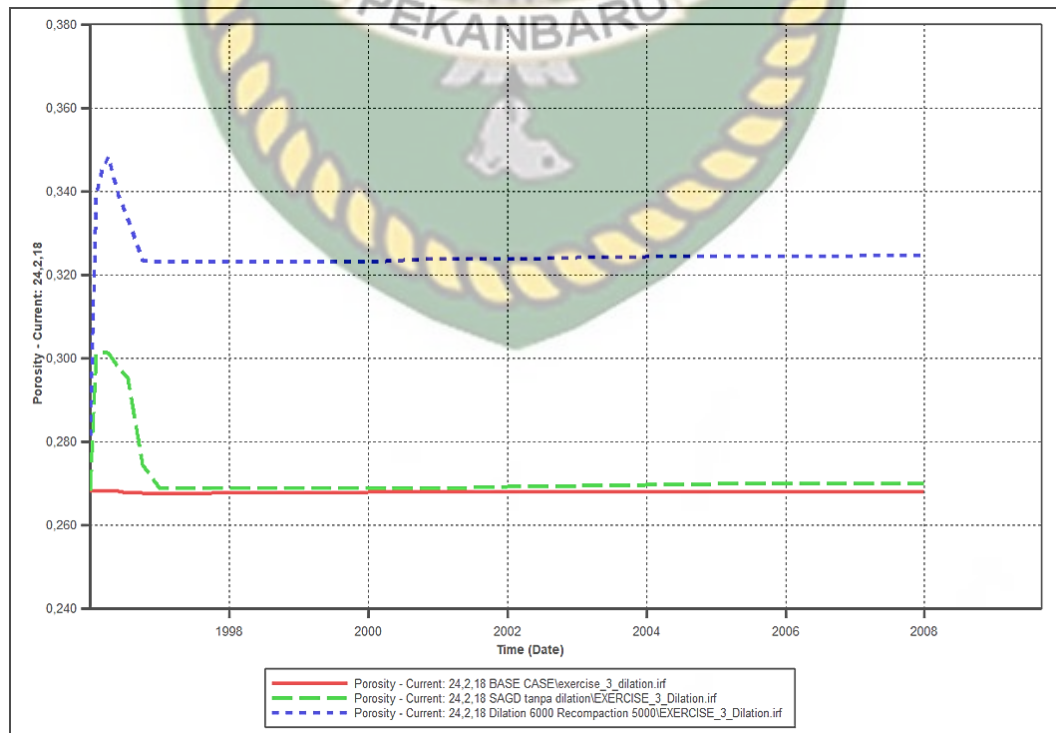
Tabel 3.6 Jadwal Penelitian

Kegiatan	2020	2021						
	12	1	2	3	4	5	6	7
Study Literatur								
Pembuatan Model								
Pengujian Skenario								
Hasil dan Pembahasan								

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Base Case

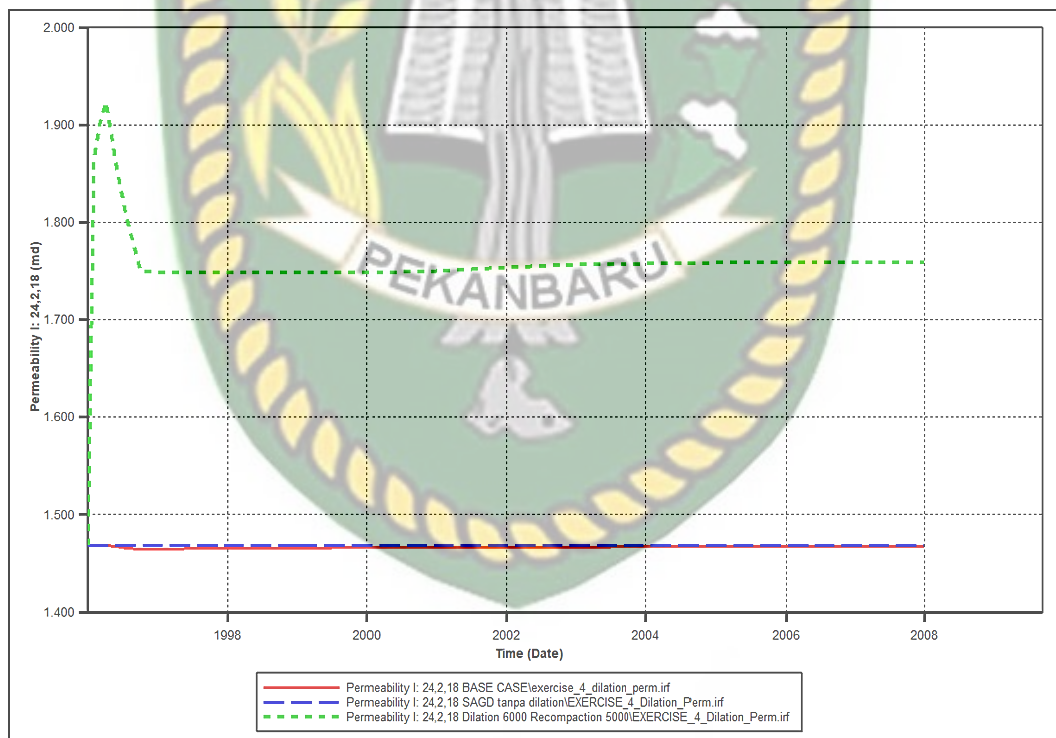
*Base case* pada penelitian ini merupakan hasil simulasi tanpa dilakukan injeksi *steam* dengan metode SAGD. Gambar 4.1 menunjukkan grafik perbandingan nilai perubahan porositas pada kondisi *base case* dengan kondisi injeksi SAGD tanpa adanya *dilation* dan adanya *dilation*. Pada kondisi *base case* atau kondisi tanpa dilakukan injeksi *steam*, nilai porositas mengalami perubahan menjadi 0,2679. Jika dibandingkan dengan nilai porositas awal yaitu sebesar 0,2805 di reservoir, maka dapat dilihat bahwa porositas pada kondisi *base case* mengalami penurunan dari porositas awal reservoir. Pada kondisi injeksi tapi tanpa adanya *dilation*, nilai porositas juga mengalami penurunan menjadi 0,2699 sedangkan pada kondisi yang dilakukan metode SAGD dengan adanya *dilation*, perubahan nilai porositas meningkat secara signifikan yaitu menjadi sebesar 0,3245.



**Gambar 4.1** Grafik Porositas Antara *Base Case* dan Metode SAGD



Gambar 4.2 menunjukkan grafik perbandingan nilai perubahan permeabilitas horizontal pada kondisi *base case* dengan kondisi injeksi menggunakan metode SAGD tanpa adanya *dilation* dan adanya *dilation*. Pada kondisi *base case* atau kondisi tanpa dilakukan injeksi *steam*, nilai permeabilitas mengalami sedikit perubahan yaitu berupa penurunan menjadi 1467 mD dari permeabilitas awal sebesar 1468 mD. Pada kondisi injeksi dengan metode SAGD tapi tanpa adanya *dilation*, nilai permeabilitas tidak mengalami penurunan maupun peningkatan. Nilai permeabilitas tidak berubah dan konstan dari awal simulasi sampai akhir simulasi yaitu sebesar 1468 mD sama seperti nilai permeabilitas awal. Saat pada kondisi yang dilakukan metode SAGD dengan adanya *dilation*, perubahan nilai permeabilitas mengalami peningkatan secara signifikan yaitu mencapai sebesar 1759 mD dari permeabilitas awal.



**Gambar 4.2** Grafik Permeabilitas Antara *Base Case* dan Metode SAGD

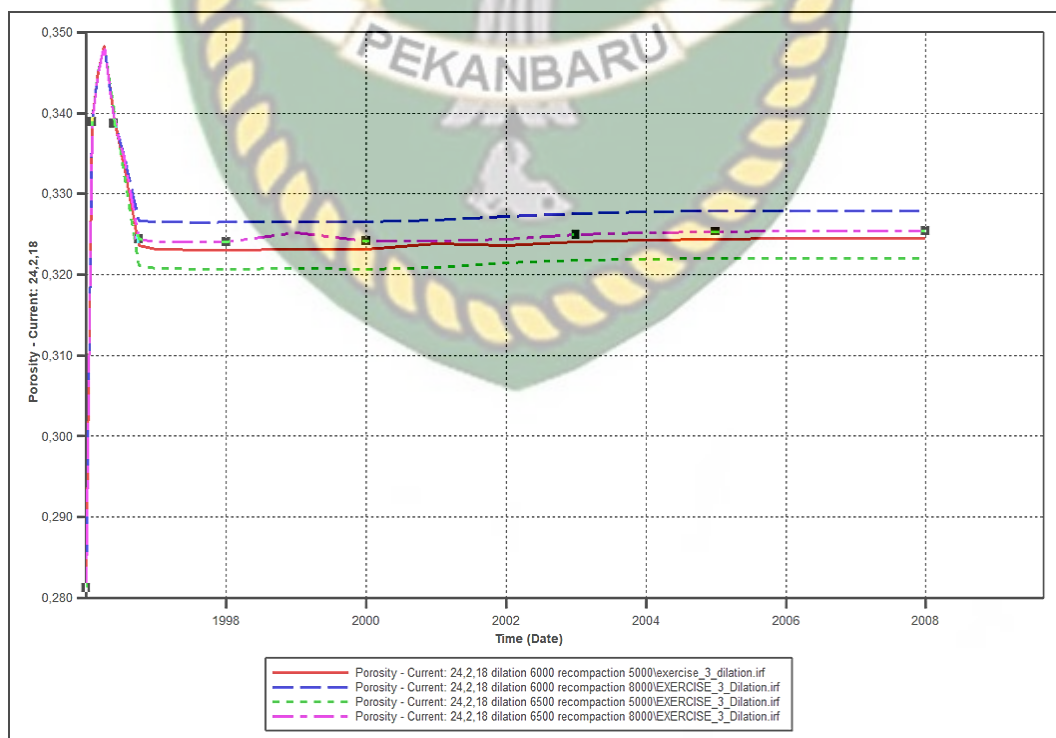
Dari hasil grafik porositas dan permeabilitas tersebut, dapat diketahui bahwa porositas maupun permeabilitas stabil pada kondisi *base case*. Porositas pada kondisi dilakukan metode metode SAGD tanpa adanya *dilation* mengalami penurunan sedangkan permeabilitas tidak mengalami perubahan atau penurunan

maupun peningkatan. Pada kondisi dilakukan SAGD dengan adanya *dilation*, porositas maupun permeabilitas mengalami peningkatan yang signifikan. Hal ini dikarenakan *dilation* reservoir dapat menciptakan zona peningkatan permeabilitas dan porositas (Cokar et al., 2012).

#### 4.2 Investigasi Pengaruh *Dilation* Terhadap Porositas

*Dilation* meningkatkan porositas batuan dan menyebabkan efek yang dapat dideteksi baik dalam eksperimen laboratorium maupun pengamatan lapangan. Efek tersebut secara mikroskopis dapat diamati sebagai peningkatan porositas dan permeabilitas pada batuan berpori (Yang et al., 2021).

Pada penelitian ini dilakukan simulasi di *reservoir* pada berbagai variasi nilai tekanan *dilation* dan tekanan *recompaction* untuk mengetahui pengaruhnya terhadap porositas batuan. Gambar 4.3 dan tabel 4.1 memperlihatkan hasil perubahan nilai porositas pada *dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa dengan *recompaction* 5000 kPa dan 8000 kPa.



Gambar 4.3 Grafik Porositas Pada *Dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa

**Tabel 4.1** Nilai Porositas pada *Dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa

<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Porositas		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
6000	5000	0,2930	0,3245	0,3487
	8000	0,2961	0,3279	0,3524
6500	5000	0,2909	0,3221	0,3461
	8000	0,2939	0,3254	0,3497

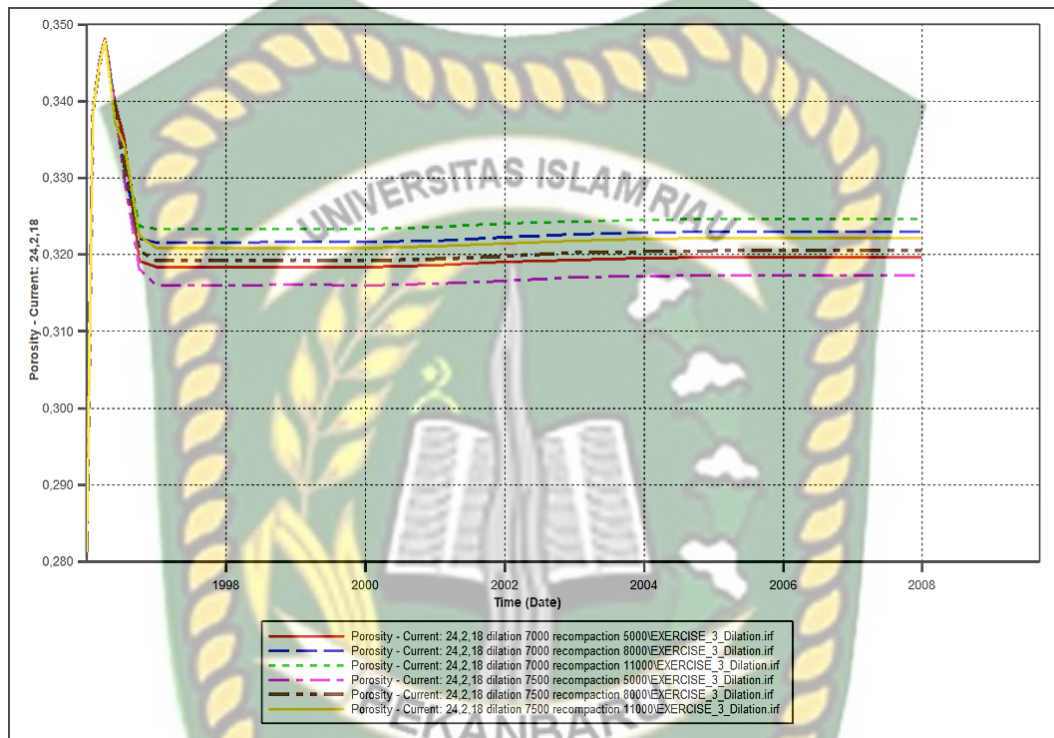
Dari grafik dan tabel diatas terlihat bahwa peningkatan nilai porositas tertinggi pada setiap grid terdapat pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,2961 grid a, 0,3279 grid b dan 0,3524 grid c. Untuk peningkatan nilai porositas terendah terdapat pada *dilation* 6500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,3221. Kenaikan nilai porositas pada pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 5000 lebih besar dari pada kenaikan nilai porositas pada *dilation* 6500kPa dan *recompaction* 5000 kPa. Begitu juga pada *recompaction* 8000 kPa, kenaikan porositas pada *dilation* 6000 kPa lebih besar dari pada *dilation* 6500 kPa. Pada *dilation* 6000 kPa, kenaikan nilai porositas pada *recompaction* 8000 kPa lebih tinggi dari pada *recompaction* 5000 kPa. Begitu juga pada *dilation* 6500 kPa.

Gambar 4.4 dan tabel 4.2 memperlihatkan hasil perubahan nilai porositas pada *dilation* yang lebih tinggi lagi yaitu *dilation* 7000 kPa dan *dilation* 7500 kPa. Selain itu dilakukan skenario *recompaction* mulai dari 5000 kPa, 8000 kPa dan 11000 kPa pada setiap *dilation* yang berbeda. Hasil dari peningkatan nilai porositas berbeda-beda pada berbagai *dilation* dan berbagai *recompaction*.

Pada grafik dan tabel di bawah ini terlihat bahwa peningkatan nilai porositas tertinggi terdapat pada *dilation* 7000 kPa dan *recompaction* 11000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,2932 grid a, 0,3247 grid b dan 0,3490 grid c. Untuk peningkatan nilai porositas terendah disetiap grid terdapat pada *dilation* 7500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,2861 grid a, 0,3174 grid b dan 0,3411 grid c. Pada *dilation* 7000 kPa, nilai



porositas mengalami peningkatan di setiap kenaikan *recompaction* begitu juga pada *dilation* 7500 kPa. Peningkatan nilai porositas di *dilation* 7000 kPa lebih besar jika dibandingkan dengan peningkatan nilai porositas di *dilation* 7500 kPa pada setiap *recompaction*.

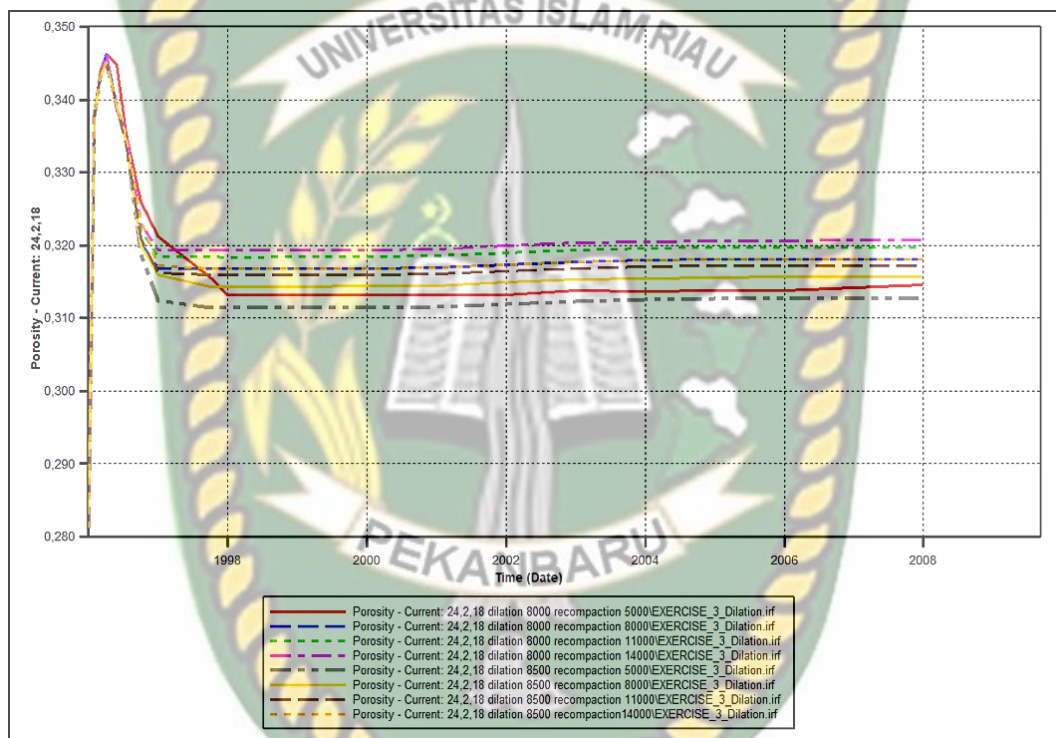


**Gambar 4.4** Grafik Porositas Pada *Dilation* 7000 kPa dan 7500 kPa

**Tabel 4.2** Nilai Porositas Pada *Dilation* 7000 kPa dan 7500 kPa

<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Porositas		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
7000	5000	0,2887	0,3197	0,3436
	8000	0,2917	0,3230	0,3471
	11000	0,2932	0,3247	0,3490
7500	5000	0,2861	0,3174	0,3411
	8000	0,2895	0,3206	0,3445
	11000	0,2910	0,3222	0,3463

Gambar 4.5 dan tabel 4.3 memperlihatkan hasil perubahan nilai porositas pada setiap *dilation* yang berbeda yaitu *dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa dengan berbagai *recompaction* yang berbeda. Variasi berbagai skenario *recompaction* pada *dilation* 8000 kPa yaitu mulai dari 5000 kPa, 8000 kPa, 11000 kPa dan 14000 kPa begitu juga pada *dilation* 8500 kPa. Nilai porositas mengalami peningkatan yang berbeda pada setiap *dilation* dan *recompaction* yang berbeda.



Gambar 4.5 Grafik Porositas Pada *Dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa

Tabel 4.3 Nilai Porositas Pada *Dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa

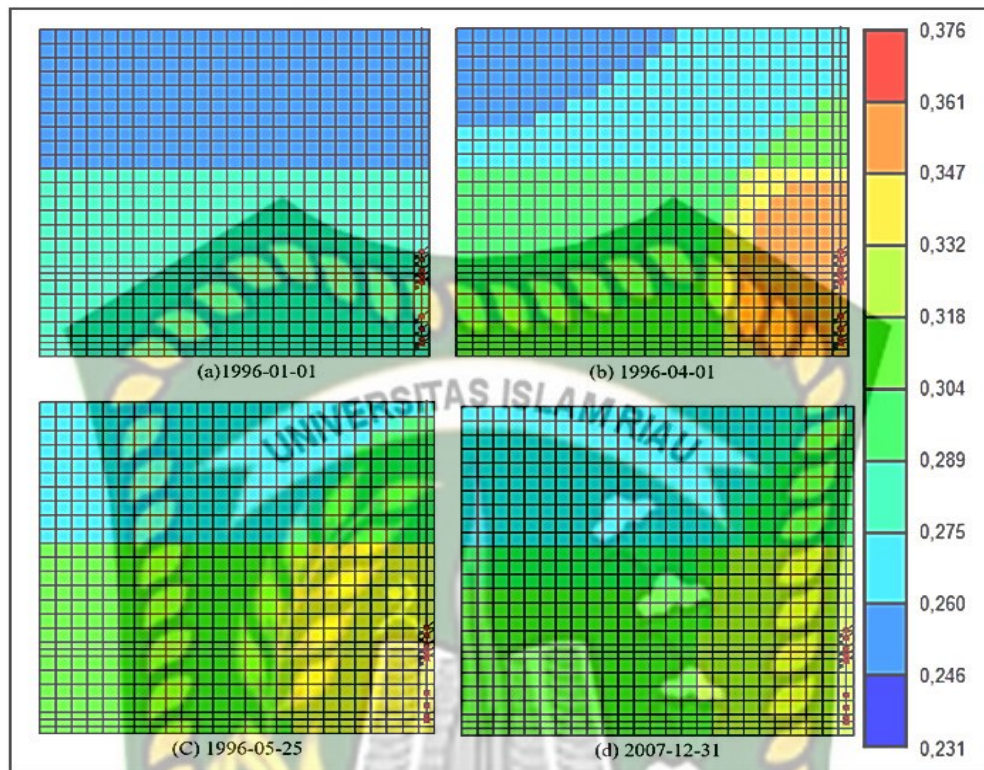
<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Porositas		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
8000	5000	0,2840	0,3145	0,3381
	8000	0,2872	0,3181	0,3419
	11000	0,2887	0,3197	0,3436
	14000	0,2896	0,3207	0,3447

8500	5000	0,2824	0,3127	0,3361
	8000	0,2851	0,3157	0,3393
	11000	0,2865	0,3172	0,3410
	14000	0,2873	0,3181	0,3419

Peningkatan nilai porositas tertinggi disetiap grid pada grafik dan tabel di atas terdapat pada *dilation* 8000 kPa dan *recompaction* 14000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,2896 grid a, 0,3207 grid b dan 0,3447 grid c. Untuk peningkatan nilai porositas terendah disetiap grid terdapat pada *dilation* 8500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,2824 grid a, 0,3127 grid b dan 0,3361 grid c. Pada *dilation* 8000 kPa, nilai porositas mengalami peningkatan di setiap kenaikan *recompaction* begitu juga pada *dilation* 8500 kPa. Peningkatan nilai porositas di *dilation* 8000 kPa lebih besar jika dibandingkan dengan peningkatan nilai porositas di *dilation* 8500 kPa pada setiap *recompaction*.

Dari semua hasil grafik dan tabel porositas ini menunjukkan bahwa, semakin kecil *dilation* maka semakin tinggi peningkatan nilai porositas (Collins, 2005). Pada *recompaction*, semakin tinggi *recompaction* maka semakin tinggi peningkatan nilai porositas (Li et al., 2004). Oleh karena itu, peningkatan nilai porositas tertinggi disetiap grid dari hasil keseluruhan grafik dan tabel porositas terdapat pada skenario *dilation* yang paling rendah dan *recompaction* yang paling tinggi pada *dilation* tersebut yaitu *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa. Salah satu nya dapat dilihat pada grid b dengan nilai porositas mencapai sebesar 0,3279. Jika dibandingkan dengan nilai porositas awal sebesar 0,2805 pada grid b maka kenaikannya yaitu sebesar 0,0474. Hal ini menunjukkan bahwa pengaruh *dilation* pada peningkatan porositas tidak begitu signifikan. Pada gambar 4.6 memperlihatkan bagaimana penyebaran peningkatan porositas selama simulasi.





**Gambar 4.6** Penyebaran Porositas

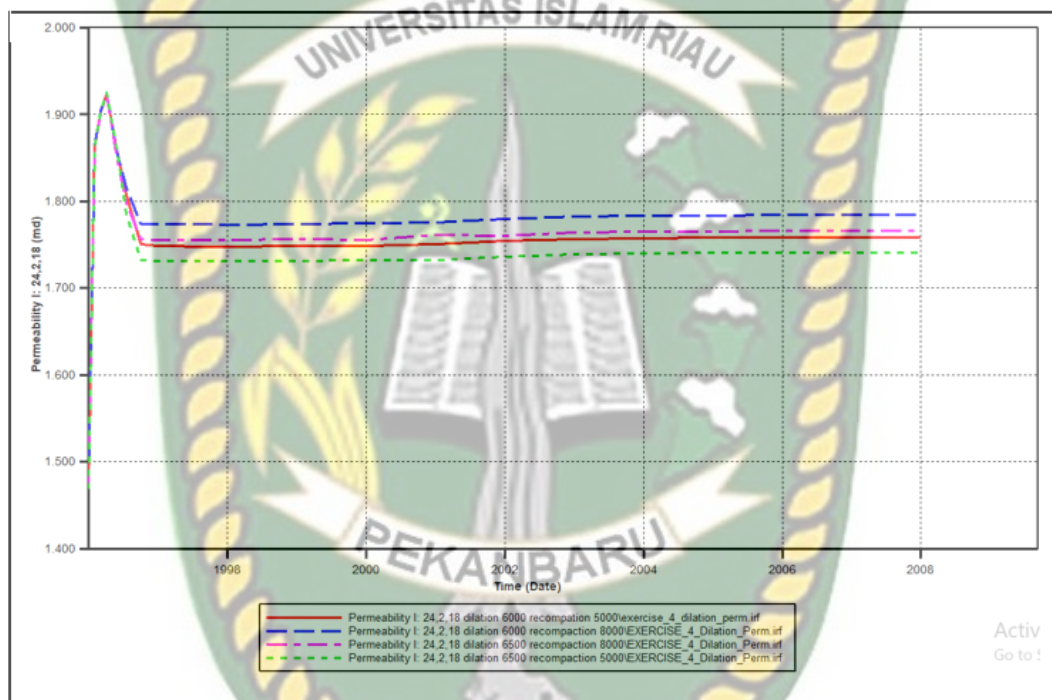
Gambar di atas memperlihatkan penyebaran perubahan porositas pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa dari awal sampai akhir simulasi. Pada gambar (a) merupakan nilai porositas awal yang tidak mengalami perubahan. Di gambar (b) sudah terjadi peningkatan porositas yang disebabkan adanya *dilation*. Kemudian terjadi penurunan porositas (pemulihan *dilation*) yang disebabkan *recompaction* pada gambar (c). penurunan terus terjadi sampai akhir simulasi seperti yang ditunjukkan pada gambar (d). tetapi penurunan yang terjadi tidak sampai seperti pada kondisi awal lagi. Hal ini dapat dilihat pada gambar (a) dan (d) yang terdapat perbedaan berupa peningkatan porositas dari kondisi awal yang disebabkan oleh *dilation*.

### 4.3 Investigasi Pengaruh *Dilation* Terhadap Permeabilitas

Dalam teori mekanika batuan, *dilation* dianggap sebagai fenomena deformasi batuan ketika kondisi tegangan efektif batuan saat ini dibebani melebihi kekuatan mekaniknya. *Dilation* meningkatkan porositas batuan dan menyebabkan efek yang dapat dideteksi baik dalam eksperimen laboratorium maupun

pengamatan lapangan. Efek tersebut secara mikroskopis dapat diamati sebagai peningkatan porositas dan permeabilitas pada batuan berpori (Yang et al., 2021).

Pada penelitian ini dilakukan simulasi di *reservoir* pada berbagai variasi nilai tekanan *dilation* dan tekanan *recompaction* untuk mengetahui pengaruhnya terhadap porositas batuan. Gambar 4.7 dan tabel 4.4 memperlihatkan hasil perubahan nilai permeabilitas pada *dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa dengan *recompaction* 5000 kPa dan 8000 kPa.



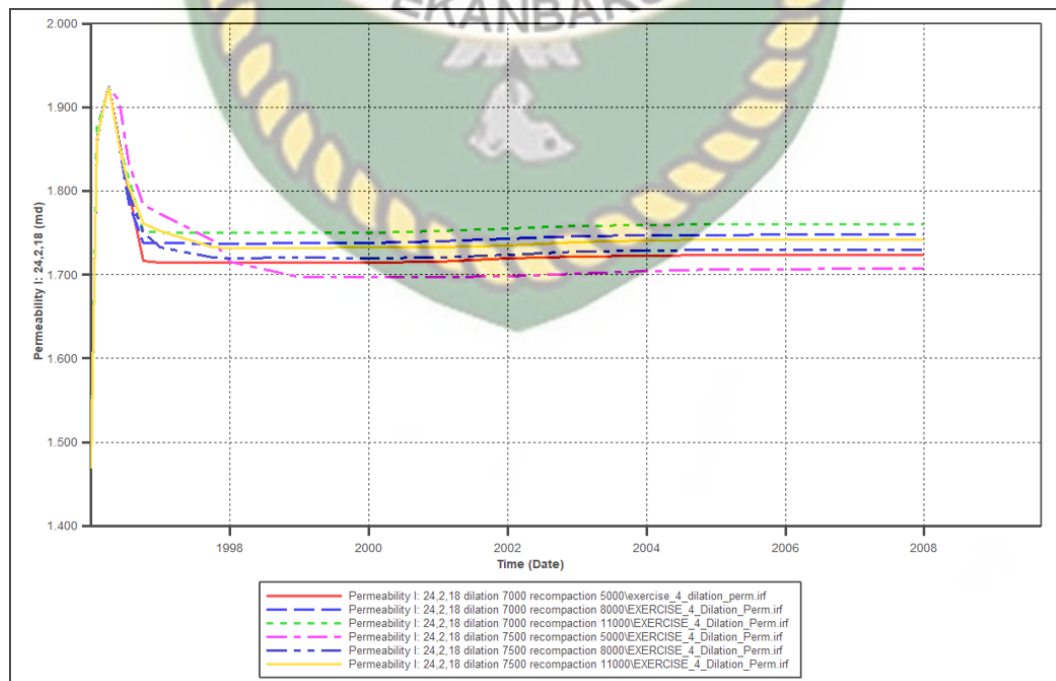
**Gambar 4.7** Grafik Permeabilitas Pada *Dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa

**Tabel 4.4** Nilai Permeabilitas Pada *dilation* 6000 kPa dan 6500 kPa

<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Permeabilitas (mD)		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
6000	5000	1718	1759	1792
	8000	1740	1784	1821
6500	5000	1703	1741	1773
	8000	1724	1766	1801

Pada grafik dan tabel diatas terlihat bahwa peningkatan nilai permeabilitas tetinggi disetiap grid terdapat pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa dengan nilai permeabilitas mencapai sebesar 1740 mD grid a, 1784 mD grid b dan 1821 mD grid c. Untuk peningkatan nilai permeabilitas terendah terdapat pada *dilation* 6500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai porositas mencapai sebesar 1703 mD grid a, 1741 mD grid b dan 1773 mD grid c. Kenaikan nilai permeabilitas pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 5000 lebih besar dari pada kenaikan nilai porositas pada *dilation* 6500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa, begitu juga pada *recompaction* 8000 kPa. Pada *dilation* 6000 kPa, kenaikan nilai porositas pada *recompaction* 8000 kPa lebih tinggi dari pada *recompaction* 5000 kPa. Begitu juga pada *dilation* 6500 kPa.

Gambar 4.8 dan tabel 4.5 menunjukkan hasil perubahan nilai permeabilitas pada *dilation* yang lebih tinggi lagi yaitu *dilation* 7000 kPa dan *dilation* 7500 kPa. Selain itu dilakukan juga skenario *recompaction* mulai dari 5000 kPa, 8000 kPa sampai 11000 kPa pada setiap *dilation* yang berbeda. Hasil peningkatan nilai permeabilitas yang diperoleh berbeda pada berbagai *dilation* dan *recompaction* ini.



**Gambar 4.8** Grafik Permeabilitas Pada *Dilation* 7000 kPa dan 7500 kPa

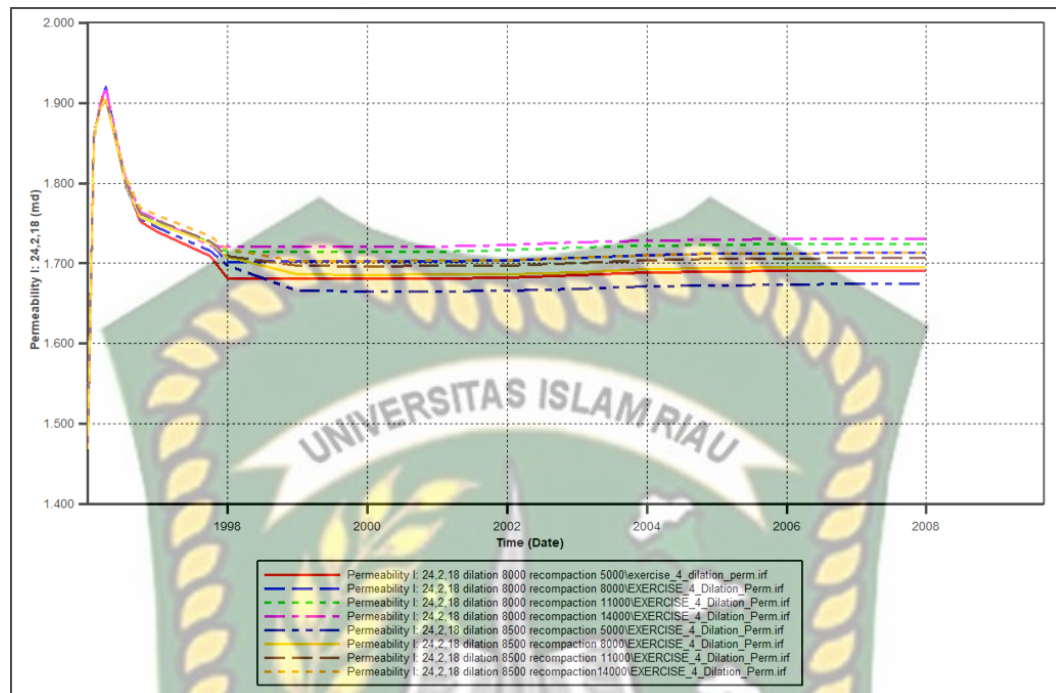


**Tabel 4.5** Nilai Permeabilitas Pada *Dilation* 7000 kPa dan 7500 kPa

<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Permeabilitas (mD)		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
7000	5000	1689	1724	1754
	8000	1709	1748	1781
	11000	1720	1761	1795
7500	5000	1674	1707	1735
	8000	1694	1730	1761
	11000	1704	1742	1774

Peningkatan nilai permeabilitas tertinggi yang diperoleh grafik dan tabel di atas terdapat pada *dilation* 7000 kPa dan *recompaction* 11000 kPa di setiap grid dengan nilai permeabilitas mencapai sebesar 1720 mD, 1761 mD grid b dan 1795 mD grid c. Sedangkan peningkatan nilai permeabilitas terendah terdapat pada *dilation* 7500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai permeabilitas mencapai sebesar 1674 mD grid a, 1707 mD grid b dan 1735 mD grid c. Pada *dilation* 7000 kPa, nilai permeabilitas mengalami peningkatan di setiap kenaikan *recompaction* begitu juga pada *dilation* 7500 kPa. Peningkatan nilai permeabilitas di *dilation* 7000 kPa lebih besar jika dibandingkan dengan peningkatan nilai porositas di *dilation* 7500 kPa pada setiap *recompaction*.

Pada gambar 4.9 dan tabel 4.6 memperlihatkan hasil perubahan nilai permeabilitas yang diperoleh pada *dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa dengan berbagai *recompaction* yang berbeda. Skenario *recompaction* pada *dilation* 8000 kPa yaitu mulai dari 5000 kPa, 8000 kPa, 11000 kPa sampai 14000 kPa begitu juga pada *dilation* 8500 kPa. Nilai permeabilitas mengalami peningkatan yang berbeda pada setiap *dilation* dan *recompaction* di sini.



**Gambar 4.9** Grafik Permeabilitas Pada *Dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa

**Tabel 4.6** Nilai Permeabilitas Pada *Dilation* 8000 kPa dan 8500 kPa

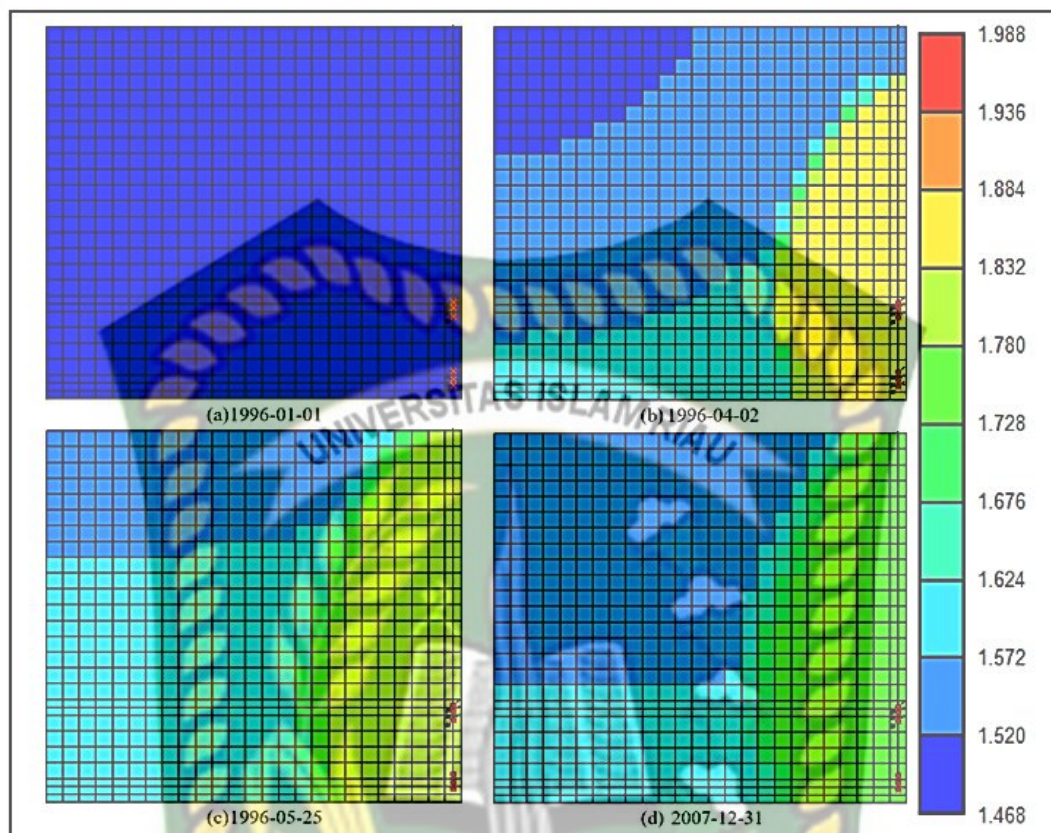
<i>Dilation</i> (kPa)	<i>Recompaction</i> (kPa)	Permeabilitas (mD)		
		Grid A (24,1,18)	Grid B (24,2,18)	Grid C (24,3,18)
8000	5000	1660	1691	1716
	8000	1679	1713	1741
	11000	1689	1724	1754
	14000	1694	1731	1762
8500	5000	1646	1674	1698
	8000	1665	1695	1722
	11000	1674	1707	1734
	14000	1679	1713	1741

Peningkatan nilai permeabilitas tertinggi jika dilihat dari hasil yang diperoleh grafik dan tabel di atas terdapat pada *dilation* 8000 kPa dan *recompaction* 14000 kPa dengan nilai permeabilitas sebesar 1694 mD grid a, 1731

mD grid b dan 1762 grid c. Peningkatan nilai permeabilitas terendah diperoleh pada *dilation* 8500 kPa dan *recompaction* 5000 kPa dengan nilai permeabilitas mencapai sebesar 1646 mD grid a, 1674 mD grid b dan 1698 mD grid c. Pada *dilation* 8000 kPa, nilai permeabilitas mengalami peningkatan di setiap kenaikan *recompaction* begitu juga pada *dilation* 8500 kPa. Peningkatan nilai permeabilitas pada *dilation* 8000 kPa lebih besar jika dibandingkan dengan peningkatan nilai porositas pada *dilation* 8500 kPa di setiap *recompaction*.

Dari seluruh hasil yang diperoleh pada grafik dan tabel permeabilitas dalam penelitian ini menunjukkan bahwa, semakin kecil *dilation* maka semakin tinggi peningkatan nilai permeabilitas (Collins, 2005). Pada *recompaction*, semakin tinggi *recompaction* maka semakin tinggi peningkatan nilai porositas (Li et al., 2004). Oleh sebab itu, peningkatan nilai porositas tertinggi dari hasil keseluruhan grafik dan tabel permeabilitas disetiap grid terdapat pada skenario *dilation* yang paling rendah dan *recompaction* yang paling tinggi pada *dilation* tersebut yaitu *dilation* 6000 kPa dengan *recompaction* 8000 kPa. Salah satunya dapat dilihat pada grid b yang memperoleh nilai permeabilitas sebesar 1784 mD. Apabila dibandingkan dengan nilai permeabilitas awal sebesar 1468 mD maka kenaikan yang diperoleh yaitu sebesar 316 mD. Hal ini menunjukkan bahwa pengaruh *dilation* pada peningkatan permeabilitas sangat signifikan. Pada gambar 4.10 memperlihatkan bagaimana penyebaran peningkatan permeabilitas pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa selama simulasi.





**Gambar 4.10** Penyebaran permeabilitas

Gambar di atas menunjukkan penyebaran perubahan permeabilitas pada *dilation* 6000 kPa dan *recompaction* 8000 kPa dari awal sampai akhir simulasi. Pada gambar (a) merupakan nilai permeabilitas awal yang tidak mengalami perubahan. Di gambar (b) sudah terjadi peningkatan permeabilitas yang disebabkan adanya *dilation*. Kemudian terjadi penurunan porositas (pemulihan *dilation*) yang disebabkan *recompaction* terlihat pada gambar (c). penurunan terus terjadi sampai akhir simulasi seperti yang ditunjukkan pada gambar (d). tetapi penurun yang terjadi tidak sampai seperti pada kondisi awal seperti pada gambar a lagi. Hal ini dapat dilihat pada gambar (a) dan (d) yang terdapat perbedaan berupa peningkatan permeabilitas dari kondisi awal yang disebabkan oleh *dilation*.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian serta pembahasan yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan pada penelitian ini bahwa penggunaan injeksi *Steam* pada metode SAGD tanpa adanya *dilation* atau dengan adanya *dilation* membuat perbedaan pada kenaikan peningkatan nilai porositas maupun permeabilitas. Porositas dan permeabilitas dengan metode SAGD yang tanpa adanya *dilation* tidak mengalami peningkatan sama sekali, sedangkan pada metode SAGD dengan adanya *dilation* mengalami peningkatan dari kondisi awal. Hal ini menandakan bahwa *dilation* terbukti dapat mempengaruhi batuan yaitu berupa peningkatan pada porositas dan permeabilitas.

Semakin rendah nilai *dilation* dan semakin tinggi nilai *recompaction* membuat nilai porositas maupun permeabilitas semakin besar dan sebaliknya. Oleh karena itu, peningkatan nilai porositas dan permeabilitas terbesar diperoleh pada *dilation* 6000 kPa dengan *recompaction* 8000 yang merupakan *dilation* terendah dengan *recompaction* tertinggi pada skenario penelitian ini. Terdapat sedikit perbedaan pengaruh *dilation* terhadap porositas dengan pengaruh *dilation* pada permeabilitas. Pengaruh *dilation* pada porositas sangat kecil dan tidak begitu signifikan, sedangkan pengaruh *dilation* pada permeabilitas cukup besar dan cukup signifikan.

#### 5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya ialah dapat melanjutkan dan mengembangkan penelitian dengan menganalisis pengaruh *dilation* pada peningkatan produksi. Serta melihat pengaruhnya juga terhadap *preheating period*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdelkhalig, H., Abdelrahman, A., Mahmoud, A., Abdelsamad, M., Omer, M., Alshaikh, E., Mahmoud, A., & Abdelsamad, M. (2015). Feasibility Study to Implement Steam Assisted Gravity Drainage ( SAGD) For Fula North East (FNE) Sudanese Oil Field. *Department of Petroleum Engineering, October*. <http://repository.sustech.edu/handle/123456789/11841>
- Afdhol, M. K., Erfando, T., Hidayat, F., Hasibuan, M. Y., & Regina, S. (2020). The Prospect of Electrical Enhanced Oil Recovery for Heavy Oil: A Review. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(2). <https://doi.org/10.25299/jeee.2019.4874>
- Ashrafi, M., Souraki, Y., Karimaie, H., & Torsaeter, O. (2011, May 7). Experimental and Numerical Study of Steam Flooding in Fractured Porous Media. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/144462-MS>
- Asl, Y. A., & Chalaturnyk, R. J. (2018). In-Situ Dilation Affects Solvent-Assisted Steam-Assisted-Gravity-Drainage Performance: The Case of a Shallow Athabasca-Type Oil-Sands Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21(2). <https://doi.org/10.2118/180722-pa>
- Barillas, J. L. M., Dutra, T. V., & Da Mata, W. (2009). Noncontinuous Steam Injection Optimization For SAGD Process For Heavy Oil Recovering. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2.
- Beattle, C. I., Boberg, T. C., & McNab, G. S. (1991). Reservoir Simulation of Cyclic Steam Stimulation in the Cold Lake Oil Sands. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 6(2). <https://doi.org/10.2118/18752-pa>
- Butler, R. M. (1991). Steam Assisted Gravity Drainage. In *Thermal Recovery of Oil and Bitumen* (p. 528). Prentice Hall.
- Butler, R. M. (2008). Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. *SPE Reprint Series*, 61, 44–50. <https://doi.org/10.2118/94-02-05>



- Carpenter, C. (2014). The Role of Autonomous Flow Control in SAGD Well Design. *Journal of Petroleum Technology*, 66(03). <https://doi.org/10.2118/0314-0136-jpt>
- 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>
- Cokar, M., Kallos, M. S., & Gates, I. D. (2012). Reservoir Simulation of Steam Fracturing in Early-Cycle Cyclic Steam Stimulation. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 15(6). <https://doi.org/10.2118/129686-PA>
- Collins, P. M. (2005). Geomechanical Effects on the SAGD Process. *SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium Proceedings, 2005*. <https://doi.org/10.2118/97905-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.
- Gonzalez, L. E., Ficocelli, P., & Bostick, T. (2012). Real Time Optimization of SAGD Wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012*, 2. <https://doi.org/10.2118/157923-ms>
- Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2014*, 1. <https://doi.org/10.2118/170031-ms>
- Hidayat, F., & Abdurrahman, M. (2018). A Prospective Method to Increase Oil Recovery in Waxy-Shallow Reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 306(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/306/1/012040>
- Huang, X., Wang, J., Chen, S. (Nancy), & Gates, I. D. (2016). A Simple Dilation-Recompaction Model for Hydraulic Fracturing. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 16. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2016.09.006>

- Irani, M., & Ghannadi, S. (2013). Understanding the Heat-Transfer Mechanism in the Steam-Assisted Gravity-Drainage (SAGD) Process and Comparing the Conduction and Convection Flux in Bitumen Reservoirs. *SPE Journal*, 18(1). <https://doi.org/10.2118/163079-PA>
- Jack, S., Simon, G., & Sung, Y. (2007). *Christina Lake Thermal Project*. <https://doi.org/10.2523/65520-ms>
- Jaffray, J. (2020). New Model Development For Polymer Chemical Enhanced Oil Recovery EOR. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2020-October*. <https://doi.org/10.2118/204269-stu>
- Jia, X., Qu, T., Chen, H., & Chen, Z. (2019). Transient Convective Heat Transfer in a Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process. *Fuel*, 247. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.022>
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced Oil Recovery: Challenges and Opportunities. *Global Energy Solutions*.
- Kristanto, D. (2018). *Modern Reservoir Management Approach in Enhanced Oil Recovery Projects*. <https://doi.org/10.29118/ipa.996.487>
- Li, P., Chalaturnyk, R. J., & Polikar, M. (2004). Issues With Reservoir Geomechanical Simulations of the SAGD Process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(5). <https://doi.org/10.2118/04-05-02>
- Mclennan, J., & Deutsch, C. V. (2004). SAGD Reservoir Characterization Using Geostatistics: Application to the Athabasca Oil Sands, Alberta, Canada. *Centre for Computational Geostatistics*.
- Naqvi, S. A. A. (2012). Enhanced Heavy Oil Recovery by Using Thermal and Non-Thermal Methods. *IIOAB Journal*, 7.
- Nguyen, H. X., Wisup, B., Tran, X. V., Ta, D. Q., & Nguyen, D. H. (2012). *Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oil Sands*. <https://doi.org/10.2118/154778-ms>
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1). <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.926>

- Sabeti, M., Rahimbakhsh, A., & Mohammadi, A. H. (2016). Using Exponential Geometry for Estimating Oil Production in the SAGD Process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.014>
- Sedae Sola, B., & Rashidi, F. (2006). Application of the SAGD to an Iranian Carbonate Heavy-Oil Reservoir. *2006 SPE Western Regional AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting*, 2006. <https://doi.org/10.2523/100533-ms>
- Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20241-8>
- SKK Migas. (2017). *Laporan Tahunan SKK Migas 2017*.
- Speight, J. G. (2009). Thermal Methods of Recovery. In *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. <https://doi.org/10.1016/b978-1-933762-25-8.50012-2>
- Speight, J. G. (2013). Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. In *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-15525-0>
- Speight, J. G. (2016). Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. In *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-01296-8>
- Sun, X., Qian, G., Xu, B., Li, B., & Du, J. (2020). SAGD Dilation Startup and Its Applications in a Shallow Super Heavy-Oil Reservoir in Xinjiang Oil Field, China. *54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. Sun, X., Qian, G., Xu, B., Li, B., & Du, J. (2020). *SAGD Dilation Startup and Its Applications in a Shallow Super Heavy-Oil Reservoir in Xinjiang Oil Field, China. 54th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.Mpo.
- Suranto. (2013). Pengaruh Barrier Dalam Pengurasan Minyak Berat Dengan Model 2D SAGD. *Ilmu Kebumihan Teknologi Mineral*, 53(9), 1689–1699.
- Suranto, Abdassah, D., & Rachmat, S. (2001). Studi Pendesakan Uap Untuk Minyak Berat Dengan Proses “ Steam Assisted Gravity Drainage .” *Proceeding Simposium Nasional IATMI*, 3–5.



- Temizel, C., Tuna, T., & Putra, D. (2016). A Critical Investigation of Optimization of Steam-Assisted Gravity Drainage SAGD in Naturally-Fractured Heavy Oil Carbonate Reservoirs Under Uncertainty. *Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016*. <https://doi.org/10.4043/26446-ms>
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil and Gas Science and Technology*, 63(1 SPEC. ISS.). <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- Walters, D. A., Settari, A., & Kry, P. R. (2000). Poroelastic Effects of Cyclic Steam Stimulation in the Cold Lake Reservoir. *SPE/AAPG Western Regional Meetings*. <https://doi.org/10.2523/62590-ms>
- Wang, F., Yang, Z., Wang, X., & Lin, R. (2020). Convection Beyond the Steam Chamber Interface in the Steam-Assisted-Gravity-Drainage Process. *ACS Omega*, 5(47). <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c04264>
- Wang, X., Chalaturnyk, R., Huang, H., & Leung, J. (2018). Experimental Study on Geomechanical Dilation of Oil Sands During Cold-Water Injection. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 21(2). <https://doi.org/10.2118/174453-pa>
- Yang, Z., Sun, X., Luo, C., Xu, B., Yang, B., & Li, B. (2021). Vertical-Well-Assisted SAGD Dilation Process in Heterogeneous Super-Heavy Oil Reservoirs: Numerical Simulations. *Underground Space (China)*. <https://doi.org/10.1016/j.undsp.2020.12.003>