

**OPTIMASI *RECOVERY FACTOR* DAN SOR PADA INJEKSI  
*STEAMFLOOD* MENGGUNAKAN *PARTICLE SWARM*  
*OPTIMIZATION***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh:

**QARY LUKMANUL HAKIM**

**173210142**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2022**

**OPTIMASI *RECOVERY FACTOR* DAN SOR PADA INJEKSI  
*STEAMFLOOD* MENGGUNAKAN *PARTICLE SWARM*  
*OPTIMIZATION***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**QARY LUKMANUL HAKIM**

**NPM 173210142**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2022**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Qary Lukmanul Hakim  
NPM : 173210142  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Proposal : OPTIMASI *RECOVERY FACTOR* DAN *SOR*  
PADA INJEKSI *STEAM FLOOD*  
MENGUNAKAN *PARTICLE SWARM*  
*OPTIMIZATION*

Telah berhasil dipertahankan di hadapan 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 : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. ( ..... )  
Penguji I : Tomi Erfando, S.T., M.T ( ..... )  
Penguji II : Dr.-Eng, Adi Novriansyah, M.T ( ..... )

Ditetapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : 27 Juli 2022

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 tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, Mei 2022

Qary Lukmanul Hakim

NPM. 173210142



## KATA PENGANTAR

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

1. Bapak Fiki Hidayat, S.T., M.Eng atau sering disapa dengan Mas Fiki selaku dosen pembimbing akademik dan dosen pembimbing dalam penulisan tugas akhir ini yang telah meluangkan banyak waktu, tenaga dan pikiran sehingga tugas akhir ini bisa selesai,
2. Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen lainnya yang belum bisa saya sebutkan satu persatu dalam tugas akhir ini. Terima kasih telah membantu dan mengajari penulis selama masa perkuliahan.
3. Mentor saya Bang Bhakti Setiawan, S.T., Kak Azkhiatun Nisa, S.T., yang telah banyak memberikan dan mengajarkan ilmu baru bagi saya terutama dalam bidang simulasi CMG STARS.
4. Ambok saya tercinta Safrudin dan mama saya Rina Dwiana serta kakak dan adik saya, Marina Utami Putri, Salsa Bila Humairoh, Muhammad Zaki Hakim yang tidak pernah berhenti mendoakan saya dan memberikan dukungan penuh secara material maupun moral
5. Sherly Atika Hernis S.Ak yang tidak pernah berhenti membantu dan memberikan dukungan kepada saya mulai dari saya menjadi mahasiswa baru.
6. Diri saya sendiri Qary Lukmanul Hakim karena masih bisa bertahan sampai akhir dan tidak menyerah, sehingga bisa menyelesaikan skripsi.
7. Sahabat terbaik saya Ega Hermalia, Fina Ainun Hutasuhut S.T, Ilham Cahyo Satrio, Meichy Amanda Musti, Muhammad Alfaridzi, Muhammad Riswandi dan juga teman teman lainnya yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

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

Pekanbaru, Mei 2022

Penulis

Qary Lukmanul Hakim



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR</b> .....	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>vi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>4</b>
2.1 <i>STEAM FLOOD</i> .....	4
2.2 PARAMETER <i>STEAM FLOODING</i> .....	5
2.3 STATE OF THE ART.....	6
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>10</b>
3.1 SIMULASI RESERVOIR.....	10
3.2 DIAGRAM ALIR PENELITIAN .....	14
3.3 PEMODELAN <i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i> .....	14
3.4 JENIS PENELITIAN .....	14
3.5 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN .....	15
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>16</b>

4.1 PENENTUAN <i>OBJECTIVE FUNCTION</i> .....	16
4.2 OPTIMASI MENGGUNAKAN <i>PARTICLE SWARM OPTIMIZATION</i> .	18
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	<b>23</b>
5.1 KESIMPULAN .....	23
5.2 SARAN .....	23
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>24</b>
<b>LAMPIRAN</b> .....	<b>28</b>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
 Perpustakaan Universitas Islam Riau



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Teknik steam flooding (Suhag et al., 2017) .....	5
<b>Gambar 3.1</b> Model reservoir 3D CMG .....	12
<b>Gambar 3.2</b> Pengaturan parameter pada CMG CMOST .....	13
<b>Gambar 3.3</b> Diagram Alir Penelitian .....	14
<b>Gambar 4.1</b> Proses optimasi menggunakan PSO (quadratic) .....	19
<b>Gambar 4.2</b> Proses optimasi menggunakan PSO (linear) .....	20
<b>Gambar 4.3</b> Hubungan antara parameter dan objective function.....	21



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b> Data Reservoir dan Properti Fluida .....	10
<b>Tabel 3.2</b> Parameter yang mempengaruhi performa pada Steamflooding .....	12
<b>Tabel 3.3</b> Waktu Penelitian .....	15
<b>Tabel 4.1</b> Nilai RMSE, $R^2$ , dan adjusted $R^2$ dengan menggunakan 1000 data .....	17
<b>Tabel 4.2</b> Perbandingan Performa Sebelum dan Sesudah Optimasi .....	18



## DAFTAR SINGKATAN

<b>API</b>	<i>American Petroleum Index</i>
<b>EOR</b>	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
<b>OOIP</b>	<i>Original Oil In Place</i>
<b>RF</b>	<i>Recovery Factor</i>
<b>SOR</b>	<i>Steam Oil Ratio</i>
<b>BHP</b>	<i>Bottom Hole Pressure</i>
<b>PSO</b>	<i>Particle Swarm Optimization</i>
<b>CMG</b>	<i>Computer Modelling Group</i>
<b>AI</b>	<i>Artificial Intelligent</i>
<b>CSS</b>	<i>Cyclic Steam Stimulation</i>
<b>PSI</b>	<i>Pounds per Square Inch</i>
<b>BTU</b>	<i>British Thermal Unit</i>
<b>CP</b>	<i>Centi Poise</i>
<b>Md</b>	<i>Mili Darcy</i>
<b>STB</b>	<i>Stock Tank Barrel</i>
<b>BBL</b>	<i>Barrel</i>
<b>Ft</b>	<i>Feet</i>
<b>STARS</b>	<i>Thermal &amp; Advanced Process Reservoir Simulator</i>
<b>DoE</b>	<i>Design of Experiment</i>
<b>RMSE</b>	<i>Root Mean Square Error</i>

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran 1</b> Hasil run, prediksi 1000 data sampel.....	28
<b>Lampiran 2</b> Coding yang digunakan .....	51



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

# OPTIMASI *RECOVERY FACTOR* DAN *SOR* PADA INJEKSI *STEAM FLOOD* MENGGUNAKAN *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

QARY LUKMANUL HAKIM  
173210142

## ABSTRAK

*Steamflooding* merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang termasuk dalam metode *thermal* yang paling sering digunakan dalam peningkatan perolehan minyak karna tingkat pemulihannya yang tinggi yaitu 50-60% dari *Original Oil In Place* (OOIP). Karna banyaknya penggunaan *steamflooding* dalam peningkatan perolehan minyak, maka perlu dilakukan penelitian terkait optimasi *Recovery Factor & Steam Oil Ratio* (SOR) pada injeksi *steamflooding*.

Penelitian ini akan dilakukan dengan menggunakan metode simulasi menggunakan *Software Computer Modeling Group* (CMG) STARS. Agar mempermudah pengerjaan dan lebih efisien penelitian ini menggunakan salah satu metode dari *artificial intelligence* (AI) yang disebut *particle swarm optimization* (PSO) untuk dapat melakukan optimasi terhadap parameter yang mempengaruhi nilai RF & SOR karna PSO dapat bekerja lebih cepat dan memiliki hasil lebih optimum disbanding hanya menggunakan simulasi reservoir. Pada injeksi *steamflood* terdapat beberapa parameter yang mempengaruhi nilai RF & SOR yaitu kualitas uap, tekanan uap, laju injeksi uap, volume injeksi, *well spacing*, dan *well pattern*.

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan, pada optimasi menggunakan PSO (*Reduced Quadratic*), hasil terbaik didapatkan pada iterasi ke 902 dengan nilai RF 17.4769 dan SOR 1.6102. dibandingkan dengan *basecase* RF mengalami peningkatan sebesar 6.6% dan SOR hanya meningkat sebesar 6.9%. Sedangkan ada PSO (*Reduced Linear*), hasil terbaik didapatkan setelah melakukan running pada iterasi ke- 804 dengan nilai RF 17.5314 dan SOR 1.5952, mengalami peningkatan RF sebesar 6.9% dan SOR hanya meningkat sebesar 5.9%. Sedangkan optimasi hanya menggunakan CMG peningkatan RF sebesar 7.2% dan SOR sebesar 8.3%. Berdasarkan hasil optimasi ketiga metode dan dengan mempertimbangkan peningkatan *Recovery Factor & SOR* nya, metode optimasi menggunakan *Particle Swarm Optimization (Linear)* merupakan metode optimasi paling optimal. Dengan hasil optimasi sebagai berikut, Laju Injeksi 1250 bbl/day, Volume Injeksi 2282500 bbl, Tekanan Injeksi 300 psia, Temperatur Injeksi 550 °F, Kualitas uap 0.9 dan mendapatkan nilai RF & SOR sebesar 17.5314 & 1.59525.

**Kata Kunci** : *Steam flood, Optimization, Recovery Factor, SOR, Particle Swarm Optimization, CMG.*

# **OPTIMIZATION OF RECOVERY FACTOR AND SOR IN STEAMFLOOD INJECTION USING PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**

**QARY LUKMANUL HAKIM  
173210142**

## **ABSTRACT**

*Steamflooding is one of the Enhanced Oil Recovery (EOR) methods which is included in the thermal method that is most often used in increasing oil recovery because of its high recovery rate, which is 50-60% of Original Oil In Place (OOIP). Due to the large number of uses of steamflooding in increasing oil recovery, it is necessary to conduct research related to optimization of Recovery Factor & Steam Oil Ratio (SOR) in steamflooding injection.*

*This research will be conducted using the simulation method using the STARS Computer Modeling Group (CMG) Software. In order to make the work easier and more efficient, this research uses a method from artificial intelligence (AI) called particle swarm optimization (PSO) to be able to optimize the parameters that affect RF & SOR values because PSO can work faster and have more optimum results than using only reservoir simulation. In steamflood injection, there are several parameters that affect RF & SOR values, namely steam quality, steam pressure, steam injection rate, injection volume, well spacing, and well pattern.*

*Based on the simulation that has been done, on optimization using PSO (Reduced Quadratic), the best results are obtained in the 902th iteration with an RF value of 17.4769 and an SOR of 1.6102. compared to basecase RF increased by 6.6% and SOR only increased by 6.9%. While there is PSO (Reduced Linear), the best results are obtained after running on the 804th iteration with RF values of 17.5314 and SOR of 1.5952, experiencing an increase in RF of 6.9% and SOR only increasing by 5.9%. While the optimization only uses CMG, the RF increase is 7.2% and the SOR is 8.3%. With the following optimization results, injection rate 1250 bbl/day, injection volume 2282500 bbl, injection pressure 300 psia, injection temperature 550 oF, steam quality 0.9 and getting RF & SOR values of 17.5314 & 1.59525.*

**Key Words:** *Steam flood, Optimization, Recovery Factor, SOR, Particle Swarm Optimization, CMG.*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Pada dasarnya minyak yang berada pada perut bumi memiliki variasi viskositas yang berbeda berdasarkan indek gravitasi menurut American Petroleum Index (API). Perbedaan tersebut menyebabkan minyak digolongkan pada minyak tipe ringan (*light oil*) dan minyak tipe berat (*heavy oil*). Minyak mentah tipe berat sangat sulit untuk dipompa ke permukaan karena bentuk kepadatannya lebih besar. Hal ini, dikarenakan properti massa yang dimilikinya berbeda sehingga berpengaruh terhadap tingkat liquiditasnya. (Sutarna, Ardhillah, Suherman, & Ardiyanti, 2016)

Minyak bumi jenis *heavy oil* memiliki kekentalan yang relative tinggi sehingga sulit untuk mengalir. Teknologi produksi *heavy oil* dengan tekanan alami reservoir hanya sanggup mengambil sekitar 12% cadangan yang ada didalam batuan reservoir. Untuk mengatasi hal itu biasanya digunakan metode EOR.

Metode EOR *thermal* umumnya digunakan pada minyak bumi jenis *heavy oil* dan memiliki viskositas yang tinggi, dengan menginjeksikan energi panas kedalam reservoir untuk meningkatkan temperature minyak dan mengurangi viskositasnya. Injeksi uap merupakan metode pemulihan yang paling populer. Beberapa metode yang umum digunakan pada injeksi uap ialah *huff & puff*, *steamflood* dan SAGD. (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

*Steamflood* merupakan salah satu cabang dari *thermal* EOR yang terkenal, yaitu metode pengurasan reservoir tahap ketiga. *Steamflood* adalah proses EOR dimana panas atau uap diinjeksikan secara terus menerus kedalam reservoir. *Steamflood* bekerja sebagai teknologi suksesor setelah metode *huff & puff* untuk secara efektif meningkatkan *recovery factor*. (Qi et al., 2020)

Pada proses *steamflood* terdapat beberapa parameter yang berpengaruh dalam meningkatkan *oil recovery* dan mengurangi nilai SOR. Untuk itu perlu dilakukan penelitian tentang optimasi *oil recovery* dan SOR dengan menggunakan beberapa

yaitu, kualitas uap, tekanan injeksi, temperature uap, laju injeksi, serta alokasi uap.(Kumar et al., 2018)

Pada penelitian Siavashi & Doranehgard (2017) membahas tentang optimasi *hot water injection* proses di lapangan minyak berat menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO). Pengaruh suhu injeksi air panas, dan laju injeksi air dan BHP produsen diselidiki pada produksi minyak kumulatif dari reservoir minyak berat. Pertama, melalui optimasi proses *hot water flooding* di reservoir heterogen 2D dengan 13 sumur, telah ditunjukkan bahwa ada nilai optimal untuk temperatur injeksi air dari sumur yang berbeda. Kedua, ide tersebut telah berhasil diuji dalam reservoir lapangan 3D. Hasil menunjukkan bahwa PSO dapat diterapkan dengan baik untuk optimalisasi proyek *hot water injection*.

Selain itu penelitian yang dilakukan oleh Moussa et al., (2018) menggunakan PSO dalam menentukan lokasi sumur yang optimal di reservoir minyak berat yang sedang berproduksi menggunakan proses pemulihan yang baru, dimana uap dihasilkan di insitu menggunakan reaksi termokimia. Metode self adaptive differential evolution (SaDE) dan PSO digunakan sebagai pengoptimal global untuk menemukan konfigurasi sumur yang optimal yang akan menghasilkan NPV tertinggi.

Pada proses pengembangan steamflood tidak lepas dari penggunaan simulator komersial, dimana penggunaan simulator komersial dapat memakan waktu saat mengerjakan kasus dalam jumlah besar untuk pengoptimalan. Sebagai tambahan peneliti menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO) untuk membantu pengerjaan agar tidak memakan waktu. PSO memiliki keunggulan dibandingkan metode lain dalam hal waktu, biaya dan hasil yang lebih baik. Selain itu karna pada PSO dapat melakukan penyesuaian terhadap beberapa parameter sekaligus.(Tarique & Gabbar, 2013)

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari tugas akhir ini yaitu :

Dapat mengoptimasi nilai *recovery factor* dan SOR pada injeksi *steamflood* dengan menggunakan metode *Particle Swarm Optimization* (PSO). Hasil paling



optimal dipertimbangkan melalui peningkatan RF & SOR. Parameter yang diuji dalam penelitian ini ialah kualitas uap, tekanan injeksi, laju injeksi, temperature uap, volume injeksi.

### 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Penelitian ini diharapkan dapat dimanfaatkan sebagai informasi atau data penunjang bagi industry hulu migas dalam hal optimasi *recovery factor* (RF) dan SOR pada injeksi *steam flood* dengan metode *particle swarm optimization*. Diharapkan juga menjadi model optimasi untuk meningkatkan efektifitas waktu tanpa hanya menggunakan simulasi reservoir komersial yang akan menghabiskan waktu yang lama.

### 1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini selesai sesuai dengan tujuan yang diharapkan maka dalam penelitian tugas akhir ini dibatasi pada beberapa hal sebagai berikut :

1. Software yang digunakan adalah *Computer Modelling Group* (CMG) dan Python
2. Menggunakan AI yaitu metode *Particle Swarm Optimization* (PSO)
3. Parameter yang diuji dalam penelitian ini ialah kualitas uap, tekanan injeksi, laju injeksi, temperatur uap, *volume injeksi*
4. Analisis hasil penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomis.

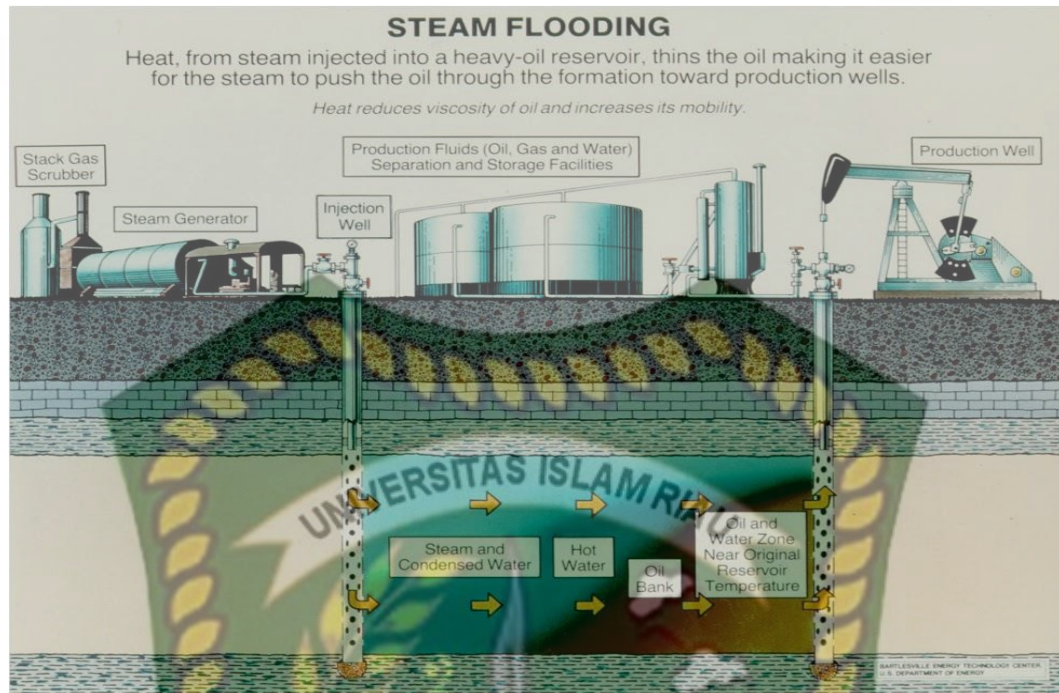
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 STEAM FLOOD

*Steamflood* adalah salah satu metode EOR yang telah digunakan selama 5 dekade untuk meningkatkan pemulihan minyak. *Steam flood* telah secara luas diaplikasikan dalam pemulihan reservoir minyak berat maupun minyak ringan. California dan Venezuela merupakan tempat pertama penggunaan *steam flood* untuk meningkatkan pemulihan minyak berat. (Bagheripour Haghghi et al., 2012)

*Steam flood* menggunakan dua sumur terpisah, satu sumur injeksi dan sumur satunya merupakan sumur produksi. Uap diinjeksikan terus menerus, hingga membentuk zona uap yang bergerak mendesak minyak perlahan. Minyak tersebut menjadi lebih mudah mengalir karena pengurangan viskositas. Saturasi minyak pada zona sapuan juga bias ditekan serendah 10%. *Recovery factor* dari *steam flood* berada dikisaran 50-60% OOIP. (Thomas, 2008). *Steamflood* adalah metode pemulihan termal yang menjanjikan dan efisien dimana panas ditransfer melalui uap yang diinjeksikan ke dalam reservoir minyak berat untuk memobilisasinya dengan menurunkan viskositasnya (Bruns & Babadagli, 2020). Uap yang diinjeksikan memanaskan lubang sumur dan akhirnya membentuk zona uap (*steam zone*) yang terus meningkat seiring injeksi terus menerus. Uap menurunkan saturasi minyak di zona uap ke nilai terendah dan kemudian mendesak minyak keluar dari zona uap menuju daerah yang tidak terpanaskan (*unheated zone*) yang berada didepan zona uap. Disanalah minyak terakumulasi dan membentuk kantung minyak. kondensasi air panas juga bergerak menuju *oil bank*, memanaskan minyak dan menggantikan posisi akumulasi minyak. Minyak yang sudah diturunkan viskositasnya bergerak menuju dan diproduksi di sumur produksi. Kegiatan ini dilanjutkan sampai sumur mencapai kapasitas ekonomisnya. (Suhag et al., 2017)



**Gambar 2.1** Teknik *steam flooding* (Suhag et al., 2017)

Batasan utama dari *steam flooding* ialah metode ini merupakan metode yang mahal. Kehilangan panas yang signifikan terjadi selama periode injeksi uap yang ekstensif. Penghindaran dan pencegahan penyumbatan pasir di *bottom hole* serta peningkatan efisiensi sapuan uap masih menjadi tantangan utama dalam operasi *steamflood*, terutama dalam formasi minyak sangat berat (Nekabari Nwideo et al., 2018)

## 2.2 PARAMETER STEAM FLOODING

Berikut ini beberapa parameter yang mempengaruhi *performance* dari *steam flooding*, sebagai berikut :

### 2.4.1 Steam Quality

Kualitas uap mewakili angka tanpa dimensi dari 0 hingga 1 yang menunjukkan berapa banyak air yang diubah menjadi uap. Kualitas uap mempengaruhi efisiensi perpindahan dengan pengurangan viskositas dan mekanisme lain yang membantu menentukan kondisi *steamflooding* yang optimal (Srochviksit & Maneeintr, 2016). Kualitas steam yang seragam, selama periode injeksi adalah pendekatan yang optimal untuk perolehan yang lebih baik. Pengurangan laju injeksi dengan kualitas uap tinggi yang konstan memberikan

pemulihan lebih banyak daripada mengubah kualitas uap dengan laju injeksi konstan (Kirmani et al., 2021)

#### 2.4.2 Laju Injeksi

Laju injeksi merupakan parameter yang signifikan untuk mempengaruhi kinerja injeksi uap. Secara umum, perolehan minyak akan lebih tinggi apabila laju injeksi juga tinggi, jadi pada dasarnya *oil recovery* berbanding lurus dengan laju injeksi. Namun laju injeksi yang lebih tinggi membutuhkan lebih banyak konsumsi energi untuk generator uap (Srochviksit & Maneeintr, 2016).

#### 2.4.3 Tekanan Injeksi

Injeksi uap merupakan metode penting untuk pemulihan minyak berat. Masalah utama untuk operasi *steamflooding* ialah suhu tinggi di sumur produksi setelah *steam breakthrough*. Salah satu parameter yang mempengaruhi suhu sumur produksi ialah tekanan injeksi. Injeksi uap dengan tekanan tinggi dapat meningkatkan volume minyak yang terproduksi namun temperature pada sumur produksi ikut meningkat. Sebaliknya pengurangan tekanan injeksi menyebabkan minyak yang terproduksi berkurang namun temperature pada sumur produsen jauh lebih terkontrol (Agarwal & Kovscek, 2017).

### 2.3 STATE OF THE ART

Steamflooding terdiri dari proses penyuntikan uap secara terus menerus ke dalam injektor untuk memanaskan minyak di sekitar reservoir dan meningkatkan produksi di produsen terdekat. Steam yang disuntikkan memanaskan dan menurunkan viskositas minyak antara injektor dan sumur produksi sehingga menghasilkan laju aliran dan faktor pemulihan yang lebih besar

Steamfloods sangat berhasil di ladang minyak berat dangkal di San Joaquin Valley of California. Namun, skala dari banyak steamflood dengan ratusan atau bahkan ribuan sumur, heterogenitas reservoir lateral dan vertikal yang signifikan, variasi spasial kualitas steam, kualitas dan metode penyelesaian historis yang bervariasi, tingkat kematangan pola yang berbeda di seluruh lapangan, dll juga memberikan optimasi yang signifikan. peluang. Dengan demikian, operasi steamflood memiliki beberapa variabel kontrol yang dapat dioptimalkan Sarma et al., (2018).

Pada penelitian Han et al (2020) membahas mengenai cara peningkatan perolehan minyak untuk mengoptimalkan produksi menggunakan steam flooding. Ada beberapa parameter yang sangat berpengaruh terhadap performa produksi, yaitu laju injeksi, *steam quality*, dan rasio produksi-injeksi. Optimalisasi terhadap parameter ini akan dilakukan menggunakan simulasi reservoir. Berdasarkan beberapa pengalaman di lapangan *onshore*, *steam quality* yang disarankan ialah 0.4 – 0.6. Terdapat 2 *case* optimasi, yang pertama menggunakan laju injeksi 350 m<sup>3</sup>/d, *steam quality* 0.6, dan rasio produksi-injeksi 1.2. Hasil kinerja dari optimasi ini menunjukkan tingkat *recovery rate* sebesar 14%, dimana mampu memproduksi 36.1 x 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, dan cumulative SOR 0.28. Pada case 2 menggunakan laju injeksi 300 m<sup>3</sup>/d, *steam quality* 0.6, rasio produksi-injeksi 1.4. Hasil kinerja dari optimasi ini tingkat *recovery rate* sebesar 17.88% mampu memproduksi 44.8 x 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, dan kumulatif SOR 0.409.

Pada penelitian Agarwal & Kovscek (2017) menyajikan dampak dari memvariasikan kualitas dan tekanan uap injeksi pada produksi minyak kumulatif. Terdapat 3 *case* berbeda, pertama ialah base case, mulai dari injeksi uap 800 psi dan kualitas uap 1. Setelah berjalan kualitas uap diturunkan menjadi 0.8 dan kemudian diganti lagi antara 0.8 dan 0 (*hot water*) pada tekanan konstan. Yang mana menunjukkan hasil *recovery* sebesar 63% OOIP. Untuk case 2, injeksi uap dimulai 800 psi dan kualitas uap 1, kemudian kualitas dikurangi jadi 0.8 dan kemudian diganti antara 0.8 pada 800 psi dan 0 (*hot water*) pada 435 psi. case ini mendapatkan hasil *recovery* sebesar 65% OOIP. Dan case 3, injeksi dimulai pada 800 psi dan kualitas uap 1. Kemudian kualitas uap diturunkan menjadi 0.5 dan kemudian diselingi antara 800 psi dan tekanan berkurang 435 psi pada kualitas uap konstan. Hasilnya menunjukkan terjadi peningkatan pada *recovery* sebesar 70% OOIP.

Pada penelitian Bagheripour Haghighi et al (2012) mempelajari tentang perbandingan performa dari *steamflooding* pada *reservoir* minyak berat dan minyak ringan. Uji coba ini didasari dengan simulasi numerik, dimana parameter yang digunakan untuk mengoptimasi performa *steamflooding* ialah laju injeksi, *steam quality*, perforasi sumur injeksi. Dengan meningkatkan laju injeksi uap, produksi minyak kumulatif dari lapangan akan sedikit meningkat. Menurut Bahonar et al

(2007) ada beberapa kriteria penentuan laju injeksi terbaik, antara lain factor ekonomis, biaya produksi uap, kapasitas dan biaya pembangkit uap, serta injektivitas, fasilitas sumur bor, fasilitas permukaan, harga minyak. Dalam penelitian ini laju injeksi uap terbaik dioptimalkan sesuai dengan SOR dan air terproduksi. Untuk tujuan ini, beberapa tingkat injeksi diteliti. Dilakukan penelitian terhadap laju injeksi 50 m<sup>3</sup>/d, 100 m<sup>3</sup>/d, 200 m<sup>3</sup>/d.

Pada penelitian (Al Shaibi & Al Abri, 2018) membahas mengenai pengurangan laju injeksi uap dan penurunan kualitas uap dengan menganalisa dan pengamatan dari data lapangan *steamflooding* menggunakan simulasi konseptual untuk menyelidiki dampak dari penurunan kualitas uap. Hasil dari pengamatan ini menunjukkan bahwa dampak peningkatan kualitas steam di permukaan jauh lebih tinggi pada pola injeksi yang rendah. Analisa disajikan untuk menunjukkan hubungan antara distribusi kualitas uap di kepala sumur injektor dan perubahan kualitas uap permukaan jalur injeksi rata-rata.

Pada penelitian Siavashi & Doranehgard (2017) membahas tentang optimasi *hot water injection* proses di lapangan minyak berat menggunakan *Particle Swarm Optimization* (PSO). Pengaruh suhu injeksi air panas, dan laju injeksi air dan BHP produsen diselidiki pada produksi minyak kumulatif dari reservoir minyak berat. Pertama, melalui optimasi proses *hot water flooding* di reservoir heterogen 2D dengan 13 sumur, telah ditunjukkan bahwa ada nilai optimal untuk temperatur injeksi air dari sumur yang berbeda. Kedua, ide tersebut telah berhasil diuji dalam reservoir lapangan 3D. Hasil menunjukkan bahwa PSO dapat diterapkan dengan baik untuk optimalisasi proyek *hot water injection*. Dalam metode ini sekelompok (*swarm*) partikel (kandidat solusi) didistribusikan sebagai titik dalam ruang dimensi-N. Dimana N menunjukkan jumlah variabel yang ingin kita optimalkan. Setiap partikel memiliki dua vektor N-dimensi termasuk posisi dan vektor kecepatan. Vektor ini menunjukkan kuantitas dan tingkat variasi variabel keputusan masing-masing. Pada penelitian ini setiap partikel berisi informasi tentang suhu dan laju injeksi air, dan BHP produsen. Untuk setiap partikel, fungsi tujuan (*fitness*), volume produksi minyak kumulatif, dihitung menggunakan vektor posisi lokal saat ini dan ketika sebuah partikel menemukan posisi yang lebih baik dari semua posisi sebelumnya, posisi terbaik yang baru akan menjadi disimpan dalam vektor posisi

terbaik lokal. Selanjutnya posisi terbaik diantara semua partikel (*swarm*) pada langkah spesifik tersebut akan disimpan dalam vektor posisi terbaik global.

Pada penelitian yang dilakukan oleh Moussa et al., (2018) menggunakan PSO dalam menentukan lokasi sumur yang optimal di reservoir minyak berat yang sedang berproduksi menggunakan proses pemulihan yang baru, dimana uap dihasilkan di insitu menggunakan reaksi termokimia. Metode self adaptive differential evolution (SaDE) dan PSO digunakan sebagai pengoptimal global untuk menemukan konfigurasi sumur yang optimal yang akan menghasilkan NPV tertinggi.

Selain itu pada penelitian yang dilakukan oleh Wang & Qiu, (2013) membahas tentang aplikasi dari PSO pada operasi CSS di reservoir minyak berat lepas pantai. Pada penelitian menggunakan beberapa tipe algoritma dari PSO dan berdasarkan dari beberapa tipe PSO yang digunakan semuanya memiliki efektifitas yang tinggi dalam mencari *objective function* yang optimal. Untuk permasalahan spesifik dalam reservoir didapatkan hasil berupa temperature *steam injection* harus lebih tinggi dari 300 C untuk mendapatkan *recovery factor* yang tinggi. Dan laju injeksi gas yang tinggi juga meningkatkan nilai dari *recovery* minyak. selain itu laju injeksi *steam* dan laju produksi memiliki efek yang rendah dalam *oil recovery factor* akhir.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 SIMULASI RESERVOIR

Pada penelitian ini menggunakan metode simulasi menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*) dan menggunakan *software* python beberapa parameter yang akan dioptimasi. Data yang digunakan ialah data sekunder yang didapat dari jurnal. Penelitian ini dilakukan pada lapangan x yang memiliki dimensi dimensi 25x25x5 sehingga total grid block sebanyak 3125 grid blocks dan memiliki *number of layering* sebanyak 5 layer. Pemilihan pola sumur didasarkan pada penelitian sebelumnya (Kusumastuti, Erfando, & Hidayat, 2019) yang menunjukkan bahwa lapangan dengan pola sumur *Inverted Seven-Spot* memiliki nilai *Recovery Factor* paling tinggi dibandingkan dengan pola lainnya. Dibawah ini merupakan data reservoir dan properti fluida pada lapangan X yang berasal dari penelitian (Erfando et al., 2019; Gunadi et al., 2013) yang ditunjukkan pada tabel berikut ini

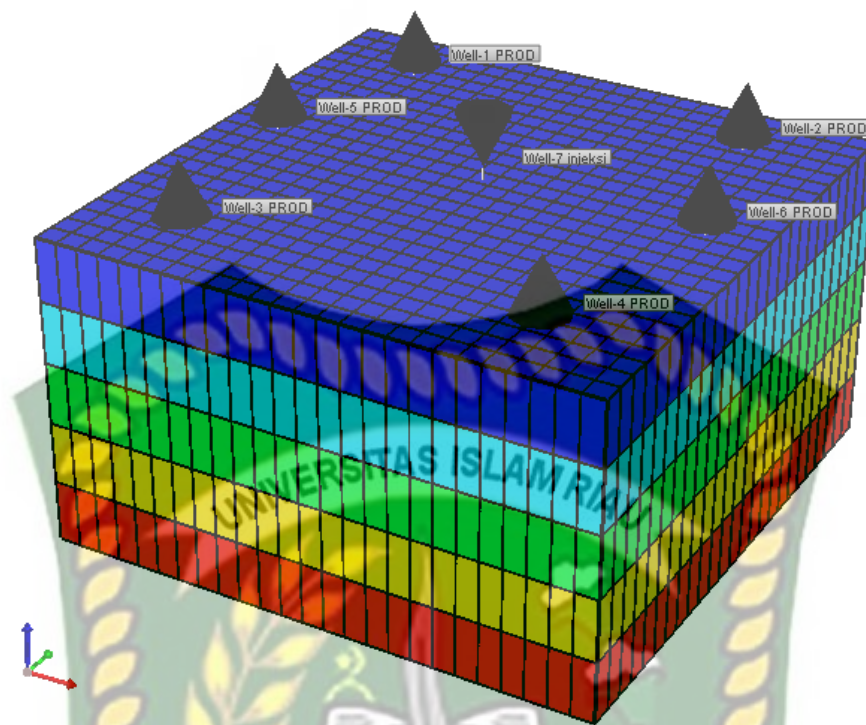
**Tabel 3.1** Data Reservoir dan Properti Fluida

Properties	Satuan	Angka
Porositas	-	0.25
<i>Initial Water Saturation</i>	-	0.2
<i>Initial Oil Saturation</i>	-	0.8
<i>Irreducible Oil Saturation</i>	-	0.1
<i>Initial Formation Temperature</i>	°F	110
<i>Saturated Steam Temperature</i> @ 500 psig	°F	450
<i>Average Formation Thickness</i>	Ft	70
<i>Specific Heat Rock</i>	Btu/lb°F	0.21



<i>Specific Heat Water</i>	Btu/lb°F	0.938
<i>Specific Heat Oil</i>	Btu/lb°F	0.5
<i>Rock Grain Density</i>	lb/ft <sup>3</sup>	167
<i>Water Density</i>	lb/ft <sup>3</sup>	62.4
<i>Oil Density</i>	API	11
<i>Ov.Brdn. Thermal Conductivity</i>	ft-hr-°F	1.5
<i>Ov.Brdn. Thermal Diffusivity</i>	ft <sup>2</sup> /hr	0.0482
<i>Available Heat of Steam</i>	Btu/lb	1150
<i>Quality Steam</i>	-	0.9
<i>Reservoir Depth</i>	Ft	2000
<i>Initial Reservoir Pressure</i>	Psia	1000
<i>Permeability i</i>	Md	300
<i>Permeability j</i>	Md	300
<i>Permeability k</i>	Md	150
<i>Maximal Bottom Hole Pressure</i>	Psia	1100
<i>Minimal Bottom Hole Pressure</i>	Psia	100
<i>Maximal Injection Rate</i>	STB/D	1000
<i>Compressibility</i>	1/psi	5E-6
<i>Viscosity</i>	Cp	500

Sumber: (Erfando et al., 2019; Gunadi et al., 2013)

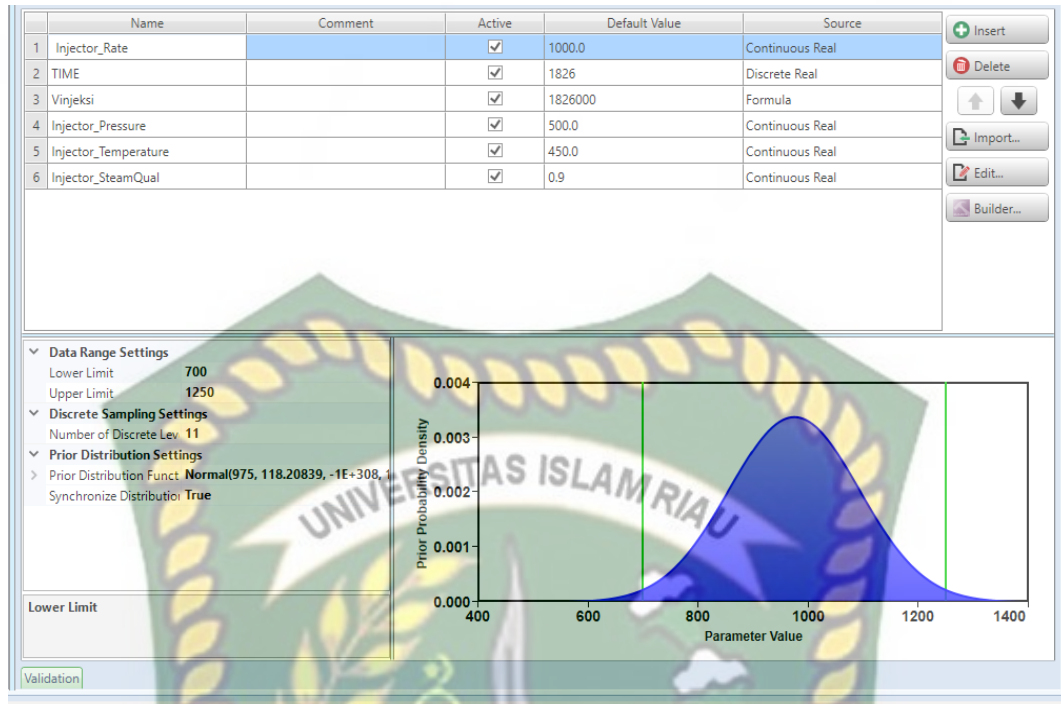


**Gambar 3.1** Model reservoir 3D CMG

Parameter uji pada penelitian ini adalah laju injeksi, volume injeksi, tekanan injeksi, temperatur injeksi, dan *steam quality* yang dimana masing-masing dapat berpengaruh dalam perubahan nilai RF & SOR. Parameter ini didapat dari sumber terpercaya yang sebelumnya telah membahas tentang metode *steamflood*.

**Tabel 3.2** Parameter yang mempengaruhi performa pada *Steamflooding*

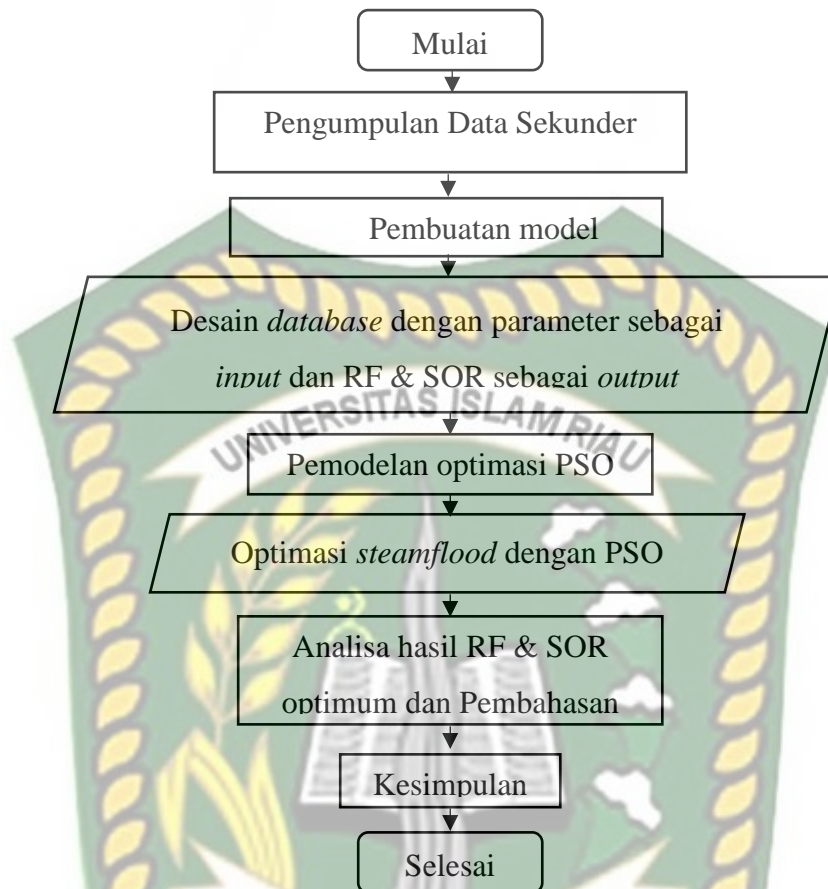
Parameter	Range	Sumber
Tekanan Injeksi Uap	300 – 650	(Agarwal et al., 2017)
Kualitas Uap	0.5 – 0.9	(Temizel et al., 2013)
Laju injeksi uap	700 – 1250	(Al Shaibi et al., 2018)
Temperatur uap	300 - 550	(Kumar et al., 2018)
Volume injeksi	Disesuaikan dengan laju injeksi	(Elbaloula et al., 2016)



**Gambar 3. 2** Pengaturan parameter pada CMG CMOST

Dengan menggunakan 5 *operation* parameter tersebut maka terbentuk *random sample* terhadap masing-masing parameter seperti pada (Gambar 3.2), kemudian terbentuk *random sample* sesuai dengan batas terendah dan batas tertinggi dari standard yang telah ditentukan sehingga menghasilkan 1000 *Design of Experiment* (DoE) yang diakses melalui CMOST dari *Computer Modelling Group* (CMG)

### 3.2 DIAGRAM ALIR PENELITIAN



**Gambar 3.3** Diagram Alir Penelitian

### 3.3 PEMODELAN *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

PSO adalah metode optimasi stokastik global yang didasarkan pada simulasi perilaku social. PSO mengeksplorasi populasi solusi yang potensial untuk menyelidiki ruang pencarian. PSO bergantung pada pertukaran informasi antara individu, yang disebut *particles* dari populasi yang disebut *swarm*. Sehingga setiap partikel menyesuaikan lintasannya menuju posisi terbaik sebelumnya dan menuju posisi terbaik sebelumnya yang telah dicapai oleh setiap anggota tetangganya. Dengan demikian pertukaran informasi secara global terjadi dan masing-masing partikel mendapat keuntungan yaitu menemukan lintasan yang paling optimum.

### 3.4 JENIS PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan kombinasi dari simulasi reservoir dan desain eksperimen menggunakan *software* simulasi CMG dan python.

### 3.5 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Fakultas Teknik Program Studi Perminyakan Universitas Islam Riau selama 3 bulan dimulai dari bulan Maret 2022 hingga bulan Mei 2022. Data yang digunakan bersifat data sekunder dan data ini didapat dari jurnal syang berkaitan dengan penelitian ini.

**Tabel 3.3 Waktu Penelitian**

No.	Kegiatan dan Waktu Pelaksanaan	Maret			April				Mei	
		2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literatur									
2	Pembuatan Model menggunakan software CMG									
3	Optimasi menggunakan metode <i>Particle Swarm Optimization</i>									
4	Analisa hasil CMG dan <i>Particle Swarm Optimization</i>									
5	Laporan Akhir									

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini peneliti melakukan optimasi terhadap parameter yang mempengaruhi nilai *Recovery Factor* & SOR pada proses *steamflood* menggunakan algoritma *Particle Swarm Optimization* (PSO). Penerapan PSO dalam penelitian ini bertujuan untuk mempercepat perhitungan nilai RF & SOR terhadap parameter-parameter injeksi *steamflood* menggunakan aplikasi simulasi reservoir CMG.

Setelah dilakukan *running* terhadap data *input* sesuai dengan *range* yang telah ditentukan menggunakan CMG CMOST, maka didapatkan 1000 *Design of Experiment* (DoE) yang akan digunakan untuk menentukan *objective function* dengan output berupa RF & SOR.

#### 4.1 PENENTUAN *OBJECTIVE FUNCTION*

*Objective function* ditujukan untuk menentukan kearah mana sistem *steamflood* dioptimalkan. Tentunya tujuan dari penelitian ini ialah untuk memaksimalkan nilai *recovery factor* dan SOR yang minimum. Peneliti menggunakan 2 persamaan yang didapat setelah melakukan *running* 1000 (DoE), yaitu *reduced quadratic* & *reduced linear*.

##### Persamaan *Reduced Quadratic*

$$\begin{aligned} \text{RF} = & 9.11554 + (0.0132562 * \text{Inj\_Rate}) - (0.000189658 * \text{Inj\_Press}) - \\ & (0.00752512 * \text{Inj\_Temp}) - (1.0618 * \text{Inj\_Squal}) - (4.70036\text{E-}07 * \\ & \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_rate}) + (1.15829\text{E-}06 * \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_Temp}) - \\ & (0.000592545 * \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_Squal}) + (1.95954\text{E-}07 * \text{Inj\_Press} * \\ & \text{Inj\_Press}) + (7.94173\text{E-}06 * \text{Inj\_Temp} * \text{Inj\_Temp}) + (0.00216106 * \\ & \text{Inj\_Temp} * \text{Inj\_Squal}) + (0.825342 * \text{Inj\_Squal} * \text{Inj\_Squal}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SOR} = & 1.75398 + (0.00183808 * \text{Inj\_Rate}) + (1.26731\text{E-}05 * \text{Inj\_Press}) - \\ & (0.00226083 * \text{Inj\_Temp}) - (1.70634 * \text{Inj\_Squal}) - (4.82233\text{E-}07 * \\ & \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_rate}) - (1.0106\text{E-}07 * \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_Temp}) - \\ & (0.000477947 * \text{Inj\_Rate} * \text{Inj\_Squal}) - (3.30071\text{E-}08 * \text{Inj\_Press} * \\ & \text{Inj\_Temp}) + (1.40012\text{E-}06 * \text{Inj\_Temp} * \text{Inj\_Temp}) + (0.00148826 * \\ & \text{Inj\_Temp} * \text{Inj\_Squal}) + (0.668886 * \text{Inj\_Squal} * \text{Inj\_Squal}) \end{aligned}$$

### Persamaan *Reduced Linear*

$$\begin{aligned} \text{RF} &= 10.9095 + 0.00416785 * \text{Inj\_Rate} - 8.10923\text{E-}06 * \text{Inj\_Press} + \\ &0.00186517 * \text{Inj\_Temp} + 0.431914 * \text{Inj\_Squal} \\ \text{SOR} &= 1.57973 + 0.000526808 * \text{Inj\_Rate} - 7.18048\text{E-}06 * \text{Inj\_Press} - \\ &0.000157833 * \text{Inj\_Temp} - 0.615643 * \text{Inj\_Squal} \end{aligned}$$

**Tabel 4.1** Nilai RMSE,  $R^2$ , dan adjusted  $R^2$  dengan menggunakan 1000 data

Objective Function	RMSE	R-Square	R-Square Adjusted
RF (Reduced Quadratic)	0.000827902	0.998563	0.998547
SOR (Reduced Quadratic)	0.0000254057	0.998375	0.998357
RF (Reduced Linear)	0.0197131	0.965550	0.965412
SOR (Reduced Linear)	0.000691576	0.955455	0.955277

Tingkat keakuratan sebuah data dapat dilihat berdasarkan *coeficent determination (R-Square)* dimana merupakan hubungan antara data prediksi dan aktual. Dari 1000 DoE yang telah didapatkan nilai *R-Square* pada metode *Quadratic* untuk RF yaitu 0.998563 dan untuk SOR 0.998375, nilai ini lebih baik jika dibandingkan dengan metode *Linear* yaitu pada RF 0.965550 dan untuk SOR 0.955455. Serta untuk nilai RMSE pada metode *Quadratic* untuk RF yaitu 0.000827902 dan SOR 0,0000254057. sedangkan pada metode *Linear* untuk RF yaitu 0.0197131 dan SOR 0.000691576.

*Root mean square error (RMSE)* merupakan parameter yang digunakan untuk mengevaluasi nilai hasil dari pengukuran terhadap nilai sebenarnya atau nilai dianggap benar. Berbanding terbalik dengan *R-Square*. Semakin kecil nilai RMSE mendekati angka 0 maka keakuratan prediksinya semakin bagus (Dan et al., 2016).

Hal ini juga dipertegas oleh kutipan yang ditulis oleh Wahyu Widayati, (2013) nilai RMSE terkecil merupakan kriteria metode estimasi kesalahan pengukuran yang akurat.

Pada kedua metode ini memiliki tingkat keakurasian dan nilai error yang tergolong bagus, hal ini dikarekanan oleh jumlah data yang digunakan sebanyak 1000 data dan faktor lain yang berpengaruh yaitu data ini merupakan hasil simulasi yang konsisten. Hasil ini tentu akan berbeda jika data yang digunakan ialah data real atau data lapangan.

#### 4.2 OPTIMASI MENGGUNAKAN *PARTICLE SWARM OPTIMIZATION*

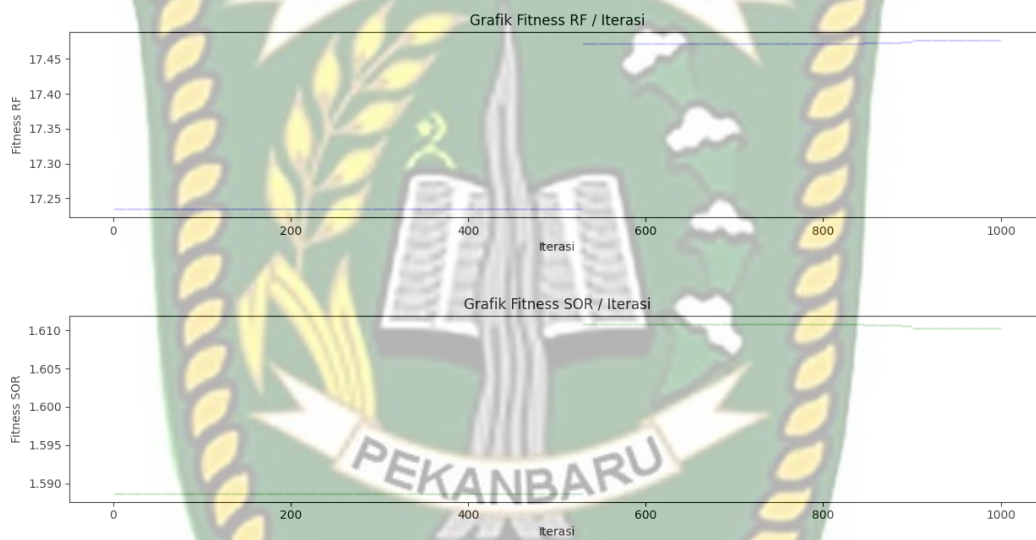
*Objective function* dari optimasi ini ialah *recovery factor* & SOR. Variabel yang dioptimasi ialah laju injeksi, volume injeksi, tekanan injeksi, temperatur injeksi, dan *steam quality*. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Majid Siavashi 2017 yang membahas mengenai Optimasi *recovery factor* pada lapangan *thermal EOR* menggunakan PSO, terdapat beberapa parameter dalam menggunakan algoritma PSO seperti berat inersia, coefficient 1 & 2 serta jumlah partikel. Peneliti menggunakan penelitian yang dilakukan oleh (Poli et al., 2007) sebagai acuan dalam penentuan parameter PSO. Nilai parameter yang disarankan dalam penggunaan algoritma PSO adalah sebagai berikut.  $W = 0.729$ ,  $c_1 = c_2 = 1.4962$ , jumlah partikel = 35, jumlah iterasi = 1000. Hasil optimasi dari masing-masing *objective function* dapat dilihat pada Tabel 4.1

**Tabel 4.2** Perbandingan Performa Sebelum dan Sesudah Optimasi

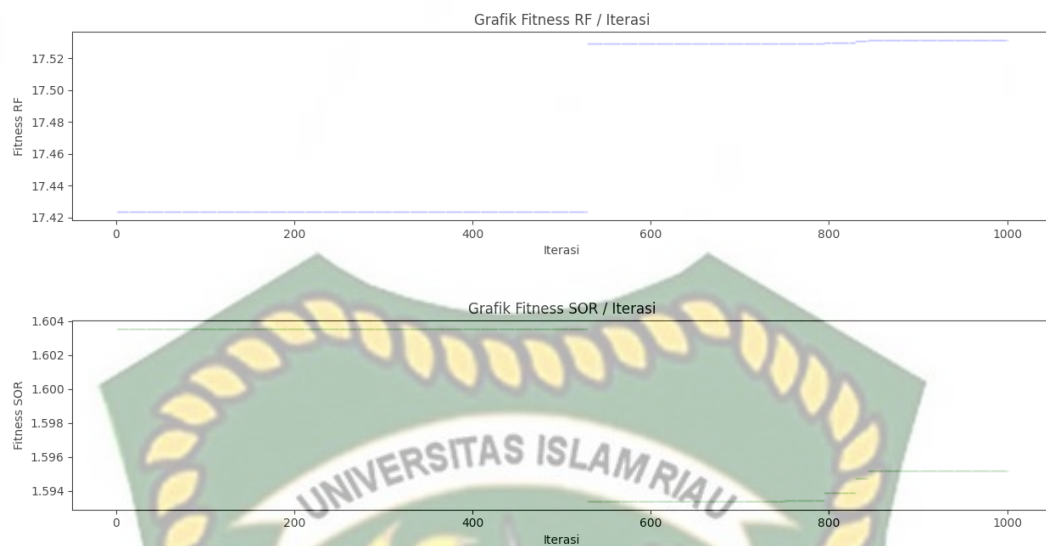
Parameter	<i>Basecase</i>	Optimasi (CMG)	Optimasi PSO ( <i>Quadratic</i> )	Optimasi PSO ( <i>Linear</i> )
Laju Injeksi (bbl/day)	1000	1250	1250	1250
Volume injeksi (bbl)	1826000	2282500	2282500	2282500
Tekanan Injeksi (psia)	500	545	639	300



Temperature injeksi (°F)	450	550	550	550
Steam Quality	0.9	0.9	0.9	0.9
Recovery Factor	16.392569	17.585466	17.4769	17.5314
SOR	1.5052505	1.6313858	1.6102	1.59525
Lama Optimasi	-	12 jam	< 1 menit	< 1 menit



**Gambar 4.1** Proses optimasi menggunakan PSO (*quadratic*)



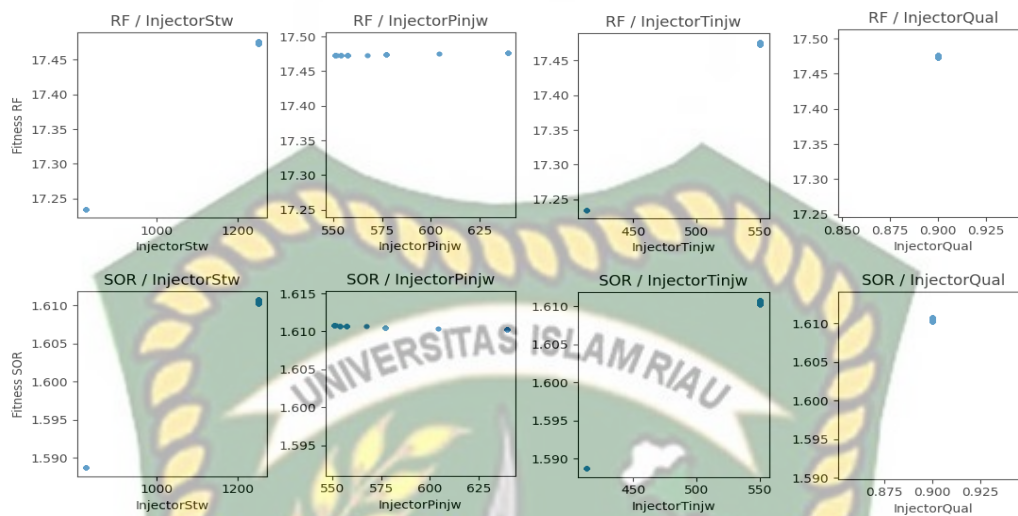
**Gambar 4.2** Proses optimasi menggunakan PSO (*linear*)

Pada PSO (*Reduced Quadratic*), hasil terbaik didapatkan pada iterasi ke 902 dengan nilai RF 17.4769 dan SOR 1.6102. dibandingkan dengan *basecase* yang nilai RF & SOR nya hanya 16.392569 & 1.5052505, RF mengalami peningkatan sebesar 6.6% dan SOR hanya meningkat sebesar 6.9%.

Pada PSO (*Reduced Linear*), hasil terbaik didapatkan setelah melakukan running pada iterasi ke- 804 dengan nilai RF 17.5314 dan SOR 1.5952, mengalami peningkatan RF sebesar 6.9% dan SOR hanya meningkat sebesar 5.9%. Sedangkan dari tabel 4.1 dapat dilihat bahwa peningkatan RF pada optimasi menggunakan CMG sebesar 7.2% dan SOR sebesar 8.3%. Berdasarkan hasil perbandingan antara menggunakan PSO dan hanya menggunakan CMG, dapat dikatakan bahwa penggunaan PSO mendapatkan hasil yang lebih optimal karena dilihat dari peningkatan RF nya tidak berbeda jauh dari menggunakan CMG tapi pada peningkatan SOR nya mengalami perbedaan yang cukup signifikan.

Berdasarkan hasil diatas dapat dilihat bahwa optimasi menggunakan PSO (*linear*) memiliki hasil sedikit lebih tinggi dibanding dengan PSO (*quadratic*) hal ini disebabkan karna metode *linear* hanya menggunakan hubungan antara masing-masing parameter independen, sedangkan untuk *quadratic* dipengaruhi oleh

hubungan antara setiap parameter yang ada. Oleh karena itu *quadratic* memiliki tingkat akurasi yang lebih tinggi dibanding *linear*.



**Gambar 4.3** Hubungan antara parameter dan *objective function*

Untuk memverifikasi hasil di atas, penulis juga akan menunjukkan hubungan antara *objective function* dan setiap parameter pada gambar 4.3. Peneliti hanya menunjukkan proses yang dihasilkan oleh metode PSO (*Reduced Quadratic*) karena merupakan metode dengan tingkat akurasi tertinggi. Pada gambar tersebut menunjukkan bahwa laju injeksi lebih tinggi akan menghasilkan *Recovery Factor* yang lebih tinggi. Hal ini sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh (Srochviksit & Maneeintr, 2016) dimana semakin tinggi laju injeksi maka akan semakin tinggi juga *Recovery factor*. Dan semakin tinggi laju injeksi akan menyebabkan SOR semakin tinggi pula, sesuai dengan hasil yang ditunjukkan pada gambar 4.1

Pada gambar 4.3 hubungan antara tekanan injeksi dan *objective function* menunjukkan bahwa tekanan injeksi optimal berada pada angka 639 psi, dimana tekanan injeksi yang tinggi sejalan dengan *recovery factor* yang tinggi. Hal ini sesuai dengan hasil penelitian (Agarwal & Kovscek, 2017) injeksi uap dengan tekanan tinggi akan meningkatkan volume minyak yang terproduksi. Namun dalam hal ini distribusi titik lebih tersebar, yang menunjukkan RF dan SOR tidak terlalu terpengaruh terhadap tekanan injeksi.

Pada hubungan antara temperatur injeksi dan *objective function* menunjukkan bahwa temperatur uap yang lebih tinggi akan menghasilkan *recovery factor* yang

lebih tinggi. Hal ini sesuai dengan penelitian Wang & Qiu, (2013) dimana temperatur tinggi memperoleh *recovery factor* yang tinggi, hal ini dikarenakan semakin tinggi temperatur uap injeksi maka viskositas minyak akan semakin rendah, dan mobilitas minyak akan meningkat. Namun perlu dicatat, *recovery factor* akan rendah ketika temperatur uap dibawah 520 °C, setelah temperatur diatas 520 ada lompatan dalam peningkatan *recovery factor*. Oleh karna itu, direkomendasikan temperatur uap harus dipertahankan diatas 520 °C. Hubungan antara SOR dan temperatur menunjukkan hal serupa dengan SOR dan laju injeksi, memiliki distribusi titik yang tersebar dan menunjukkan temperature tidak terlalu mempengaruhi terhadap tinggi nya SOR.

Pada gambar 4.3 hubungan antara *steam quality* dan *objective function* menunjukkan hubungan antara *steam quality* dan *recovery factor*. Pada penelitian yang dilakukan oleh Salam, (2017) menyatakan bahwa uap dengan kualitas rendah mempunyai efisiensi pendesakan yang lebih besar, namun efisiensi penyapuannya lebih kecil. Sebaliknya pada uap dengan kualitas tinggi mempunyai efisiensi penyapuan lebih besar dan efisiensi pendesakan kecil. Oleh karna itu kualitas uap yang lebih tinggi akan menghasilkan *recovery factor* yang tinggi dibanding kualitas uap yang rendah. Pada hubungan antara SOR dan *steam quality* menunjukkan hasil yang sama terhadap seperti RF, dimana semakin tinggi *steam quality* maka SOR akan semakin tinggi pula.

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan serta analisis dari simulasi yang telah dilakukan maka didapatkan kesimpulan pada penelitian ini yaitu:

1. Berdasarkan hasil optimasi ketiga metode dan dengan mempertimbangkan peningkatan *Recovery Factor* & SOR nya, metode optimasi menggunakan *Particle Swarm Optimization (Linear)* merupakan metode optimasi paling optimal. Dengan hasil optimasi sebagai berikut :

- Laju Injeksi            1250 bbl/day
- Volume Injeksi        2282500 bbl
- Tekanan Injeksi        300 psia
- Temperatur Injeksi    550 °F
- Kualitas Steam        0.9

Mendapatkan nilai RF & SOR sebesar 17.5314 & 1.59525.

### 5.2 SARAN

Melalui penelitian ini, peneliti memberikan saran agar lebih dikembangkan kembali kepada penelitian selanjutnya. Adapun saran dari peneliti sebagai berikut:

1. Melakukan identifikasi terhadap parameter yang mempengaruhi RF & SOR pada injeksi *steamflood*.
2. Melakukan analisis keekonomian pada proses *steamflood*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Agarwal, A., & Kovscek, A. R. (2017). Producer Well Temperature Control and Optimal Oil Production During a Steamflood Methodology & Numerical Simulation Cases. *Society of Petroleum Engineers*, *iii*.
- Al Shaibi, R., & Al Abri, A. (2018). Steam optimization topic, injection rate reduction vs. Surface steam quality reduction. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2018, 2018-March*, 1–8. <https://doi.org/10.2118/190474-ms>
- Bagheripour Haghighi, M., Ayatollahi, S., & Shabaninejad, M. (2012). Comparing the performance and recovery mechanisms for steam flooding in heavy and light oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2012, 1*, 28–36. <https://doi.org/10.2118/144797-ms>
- Bahonar, M., Ataei, A., Masoudi, R., & Mousavi Mirkalaei, S. M. (2007). Evaluation of steam injection in a fractured heavy-oil carbonate reservoir in Iran. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2*, 802–811. <https://doi.org/10.2523/105299-ms>
- Bruns, F., & Babadagli, T. (2020). Heavy-oil recovery improvement by additives to steam injection: Identifying underlying mechanisms and chemical selection through visual experiments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *188*(October 2019), 106897. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106897>
- Dan, M., Means, F. C.-, Hafiyusholeh, M., Asyhar, A. H., & Mantik, J. M. (2016). Perbandingan Pengklustera Data IRIS Menggunakan Metode K-Means Dan Fuzzy C-Means. *Jurnal Matematika "MANTIK," 02*.
- Elbaloula, H., Pengxiang, H., Elammas, T., Alwad, F., Petroenergy, E., & Rdwan, M. (2016). Designing and Implementation of the First Steam Flooding Pilot Test in Sudanese Oil Field and Africa. *Society of Petroleum Engineers*, 1–21.
- Erfando, T., Kusumastuti, I., & Hidayat, F. (2019). Effects of Various Steam Flooding Injection Patterns and Steam Quality on Oil Recovery Factor. *Journal of Earth Energy Engineering*, *8*(1), 33–39.

- Gunadi, T. A., Bae, W., Lee, J., Hidayat, F., & Netzhanova, A. (2013). Revitalizing Indonesia ' s Potential for Oil Production : The Study of Electromagnetically Heated Gravel Packs for Steam-produced Heavy Oil Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.
- Han, X., Zhong, L., Liu, Y., Wang, Q., Chen, C., & Wu, X. (2020). Study and optimization of the first horizontal well steamflooding pilot for offshore oilfield. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2020-May*. <https://doi.org/10.4043/30563-ms>
- Kirmani, F. U. D., Raza, A., Gholami, R., Haidar, M. Z., & Fareed, C. S. (2021). Analyzing the effect of steam quality and injection temperature on the performance of steam flooding. *Energy Geoscience*, 2(1), 83–86. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.11.002>
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. *Global Energy Solution, Paper 1*.
- Kumar, A., Novlesky, A., Bityutsky, E., Koci, P., & Wightman, J. (2018). Field surveillance and ai based steam allocation optimization workflow for mature brownfield steam floods. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018*. <https://doi.org/10.2118/193700-MS>
- Moussa, T., Patil, S., Mahmoud, M., & Elkatatny, S. (2018). Well-placement optimization in a novel heavy oil recovery process using in-situ steam generated by thermochemicals. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018*. <https://doi.org/10.2118/192378-ms>
- Nekabari Nwideo, L., Theopilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., & Iglauer, S. (2018). Chemical Enhanced Oil Recovery - a Practical Overview. In *EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements* (Issue 2016, pp. 267–322). INTECH. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/64828>
- Poli, R., Kennedy, J., & Blackwell, T. (2007). Particle swarm optimization. *Swarm*

*Intelligence*, 1(1), 33–57. <https://doi.org/10.1007/s11721-007-0002-0>

- Qi, Z., Liu, T., Xi, C., Zhang, Y., Shen, D., Mu, H., Dong, H., Zheng, A., Yu, K., Li, X., Jiang, Y., Wang, H., Li, H., & Babadagli, T. (2020). A field pilot test on CO<sub>2</sub> assisted steam-flooding in a steam-flooded heavy oil reservoir in China. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020*, 3. <https://doi.org/10.2118/201832-ms>
- Salam, A. H. (2017). Optimalisasi Produksi pada Operasi Steamflood dengan Menggunakan Injeksi Kualitas Uap Model Gelombang. *Jurnal Sains Dan Teknologi Industri* 15, 15(1), 41–46.
- Sarma, P., Lawrence, K., Zhao, Y., Kyriacou, S., & Saks, D. (2018). Implementation and assessment of production optimization in a steamflood using machine-learning assisted modeling. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018, June 2017*. <https://doi.org/10.2118/193680-MS>
- Siavashi, M., & Doranehgard, M. H. (2017). Particle swarm optimization of thermal enhanced oil recovery from oilfields with temperature control. In *Applied Thermal Engineering*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.109>
- Srochviksit, S., & Maneeintr, K. (2016). Simulation on Heavy Oil Production from Steam-Flooding. *MATEC Web of Conferences*, 68, 8–11. <https://doi.org/10.1051/mateconf/20166807002>
- Stosur, G. J. (2003). EOR: Past, Present and What the Next 25 Years May Bring. *Proceedings - SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 99–103. <https://doi.org/10.2523/84864-ms>
- Suhag, A., Ranjith, R., Balaji, K., Peksaglam, Z., Malik, V., Zhang, M., Biopharm, F., Putra, D., Energy, R., Wijaya, Z., Dhannoon, D., Temizel, C., & Aminzadeh, F. (2017). Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 2017-April*, 1168–1203. <https://doi.org/10.2118/185653-ms>



- Tarique, A., & Gabbar, H. A. (2013). Particle Swarm Optimization (PSO) Based Turbine Control. *Intelligent Control and Automation*, 04(02), 126–137. <https://doi.org/10.4236/ica.2013.42018>
- Temizel, C., Energy, A., Purwar, S., Dursun, S., & Hancioglu, B. (2013). Understanding the Key Parameters in Optimization of Steamfloods in Heavy Oil Fields with Application on SPE Comparative Solution Project. *Society of Petroleum Engineers*, 2001(Wu 1977).
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst>
- Wahyu Widayati, C. S. (2013). Komparasi Beberapa Metode Estimasi Kesalahan Pengukuran. *Jurnal Penelitian Dan Evaluasi Pendidikan*, 13(2), 182–197. <https://doi.org/10.21831/pep.v13i2.1409>
- Wang, X., & Qiu, X. (2013). Application of Particle Swarm Optimization for Enhanced Cyclic Steam Stimulation in a Offshore Heavy Oil Reservoir. *International Journal of Information Technology, Modeling and Computing*, 1(2), 37–47. <https://doi.org/10.5121/ijitmc.2013.1204>