

**PENENTUAN PARAMETER OPERASI UNTUK CYCLIC
STEAM STIMULATION DENGAN MENGGUNAKAN
FRACTIONAL FACTORIAL DESIGN**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Oleh:

ILHAM FEBRIANDI

143210712



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

2020

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
UCAPAN TERIMA KASIH	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
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 <i>CYCLIC STEAM STIMULATION</i>	4
2.2 PARAMETER <i>CYCLIC STEAM STIMULATION</i>	9
2.2.1 Volume Injeksi Uap	9
2.2.2 <i>Soaking Time</i>	9
2.2.3 <i>Number Of Cycle</i>	10
2.2.4 Temperatur Injeksi Uap.....	10
2.2.5 Laju Injeksi Uap.....	11
2.2.6 <i>Steam Dryness</i>	11
2.3 PENELITIAN TERDAHULU	12
2.4 <i>SCREENING ANALYSIS</i>	13
2.4.1 <i>Fractional Factorial Design</i>	13
2.4.2 Desain Resolusi	14
BAB III PERMODELAN RESERVOIR	17

3.1	KARAKTERISTIK RESERVOIR	18
3.1.1	Reservoir <i>Properties</i>	18
3.1.2	Komponen Hidrokarbon.....	19
3.2	<i>MODEL HUFF AND PUFF</i>	20
3.3	PEMODELAN SIMULASI.....	22
3.4	TEMPAT PENELITIAN	24
3.5	JADWAL PENELITIAN	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		25
4.1	ANALISIS HASIL PEMODELAN EKSPERIMENT.....	26
4.2	ANALISA PARAMETER DOMINAN DALAM INJEKSI UAP SECARA BERKALA PADA <i>HUFF AND PUFF</i>	29
4.3	ANALISIS PENGARUH PARAMETER UJI TERHADAP <i>RECOVERY</i> FAKTOR MINYAK.....	32
4.3.1	Volume Injeksi Uap	32
4.3.2	Laju Injeksi Uap	33
4.3.3	<i>Number Of Cycle</i>	34
4.3.4	<i>Steam Dryness</i>	35
4.3.5	<i>Soaking Time</i>	35
4.3.6	Temperatur Injeksi Uap.....	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		37
5.1	KESIMPULAN.....	37
5.2	SARAN	37
DAFTAR PUSTAKA		38
LAMPIRAN.....		41

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Tahapan Proses <i>Cyclic Steam Stimulation</i>	5
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	17
Gambar 3.2 Grafik Hubungan Kr vs Sw	19
Gambar 3.3 Model Radial 3D.....	20
Gambar 3.4 Model Radial dari Permukaan	21
Gambar 3.5 Model Radial dengan Sumur Injeksi dan Produksi	21
Gambar 4.1 Diagram <i>Summary Plot</i>	26
Gambar 4.2 Tabel ANOVA (<i>Analysis Of Variance</i>).....	27
Gambar 4.3 Grafik Hubungan Data Observasi dan Prediksi Sebagai Tes Validasi. 28	28
Gambar 4.4 <i>Coefficient List</i> Tiap Parameter	30
Gambar 4.5 <i>Coefficient Plot</i>	31
Gambar 4.6 Pengaruh Parameter Volume Injeksi Uap Terhadap RF.....	32
Gambar 4.7 Pengaruh Parameter Laju Injeksi Uap Terhadap RF	33
Gambar 4.8 Pengaruh Parameter <i>Number of Cycle</i> Terhadap RF	34
Gambar 4.9 Pengaruh Parameter <i>Steam Dryness</i> Terhadap RF	35
Gambar 4.10 Pengaruh Parameter <i>Soaking Time</i> Terhadap RF	35
Gambar 4.11 Pengaruh Parameter Temperatur Injeksi Uap Terhadap RF.....	36

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Screening Criteria Metode EOR.....	8
Tabel 2.2 Produksi CSS dengan Durasi <i>Soaking</i> yang Berbeda di Sumur Herringbon	10
Tabel 2.3 Tiga Proyek CSS Terbesar di Dunia	12
Tabel 2.4 Rangkuman Penggunaan <i>Fractional Factorial Design</i>	15
Tabel 3.1 Data Reservoir <i>Properties</i>	18
Tabel 3.2 Komponen Hidrokarbon.....	19
Tabel 3.3 Hasil Inisialisasi Simulasi	21
Tabel 3.4 Data Masing-masing Parameter	23
Tabel 4.1 Desain Eksperimen dan Hasil <i>Run RF</i> pada Simulator CMG.....	25
Tabel 4.2 Hasil Data Observasi dan Prediksi pada <i>Software Modde 5</i>	29
Tabel 4.3 <i>Main Effect</i> Masing-masing Parameter pada <i>Software Modde 5</i>	31

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Gambar <i>Cumulative Water Injection</i>	41
Lampiran II Contoh <i>Case</i>	42
Lampiran III Perhitungan <i>Injection Time</i>	42



DAFTAR SINGKATAN



API	<i>American of Petroleum Institute</i>
Bbl	<i>Barrels</i>
CMG	<i>Computer Modeling Grup</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
CSS	<i>Cyclic Steam Stimulation</i>
Cuft	<i>Cubic Feet</i>
DOE	<i>Design of Experiment</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FFD	<i>Fractional Factorial Design</i>
Ft	<i>Feet</i>
HCPV	<i>Hidrocarbon Pore Volume</i>
MCF	<i>Million Cubic Feet</i>
MMP	<i>Minimum Miscibility Pressure</i>
MSCF	<i>Million Standard Cubic Feest</i>
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
Psi	<i>Pounds per Square Inch</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>

DAFTAR SIMBOL

- α Alfa (*significant level*), fraksi
- μ Viskositas, cp
- ϕ Porositas, fraksi
- A Luas, *acre*
- h Ketebalan, ft
- K_r Permeabilitas relatif, mD
- K Permeabilitas, mD
- P *Probability*, %
- S_w Saturasi air, fraksi



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

**PENENTUAN PARAMETER OPERASI UNTUK CYCLIC
STEAM STIMULATION DENGAN MENGGUNAKAN
FRACTIONAL FACTORIAL DESIGN**

ILHAM FEBRIANDI
NPM 143210712

ABSTRAK

Enhanced Oil Recovery merupakan metode perolehan minyak bumi pada tahap *tertiary recovery*, setelah melewati tahapan *primary recovery* dan *secondary recovery*. Dimana, EOR ini diterapkan pada lapangan minyak dengan performa produksi yang telah mengalami penurunan. Metode-metode produksi tahap lanjut yang digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak atau dikenal juga sebagai metode EOR secara garis besar dapat menjadi 4 kategori utama yaitu pertama *chemical flooding* seperti injeksi surfaktan-polimer, kedua *miscible gas injection or immiscible gas injection* seperti injeksi CO_2 atau *inert gas*, ketiga *thermal* seperti *steam stimulation* atau yang disebut juga dengan *huff and puff*, *steam flood* dan *in situ combustion*, dan terakhir *Microbial Enhanced Oil Recovery* yaitu dengan bantuan mikroba.

Dalam penelitian ini *fractional factorial design* digunakan sebagai *design of experiment* yang berguna untuk penyaringan faktor percobaan karena mampu mengidentifikasi faktor percobaan yang mempunyai pengaruh besar. *Cyclic steam stimulation* merupakan metode dengan menginjeksikan uap secara berkala dengan menggunakan satu sumur yang berfungsi sebagai sumur injeksi dan sekaligus sumur produksi. Metode ini dianggap efektif untuk meningkatkan *oil recovery* dengan menurunkan viskositas minyak dan metode ini banyak diterapkan pada reservoir minyak berat. Ada banyak hal yang harus diperhatikan dalam metode CSS ini, seperti durasi pada tahap *soaking*, jumlah siklus yang diperlukan, tekanan injeksi uap, laju injeksi uap, volume injeksi uap, *steam dryness* atau kualitas uap, dan temperatur injeksi uap. Dari parameter-parameter tersebut tersebut akan didapatkan nilai *recovery factor* yang dapat menentukan keefektifan dari metode CSS.

Hasil penelitian menunjukkan parameter paling dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak pada injeksi uap secara berkala adalah volume injeksi uap dengan koefisien bernilai negatif sebesar -1,81. Parameter dominan yang kedua yaitu laju injeksi uap dengan koefisien bernilai positif sebesar 1,68. Dan parameter yang ketiga yaitu *number of cycle* dengan koefisien bernilai negatif sebesar -1,45. Sementara untuk *steam dryness*, temperatur injeksi uap, dan *soaking time* tidak memberikan pengaruh yang signifikan dalam penelitian ini.

Kata Kunci : *Enhanced oil recovery*, *fractional factorial design*, *cyclic steam stimulation*, simulasi.

DETERMINATION OF OPERATION PARAMETER FOR CYCLIC STEAM STIMULATION USING FRACTIONAL FACTORIAL DESIGN

ILHAM FEBRIANDI
NPM.143210712

ABSTRACT

Enhanced Oil Recovery (EOR) is a method of obtaining petroleum in the tertiary recovery stage, after the process of primary and secondary recovery could not produce oil into optimal amount, EOR is needed to be done. Advanced production methods is used to increase oil recovery, also known as the EOR method which can be divided into 4 main categories; chemical flooding that using injection of polymer flooding, and then there is gas injection (miscible or immiscible gas injection) such as CO₂ injection or inert gas, also there is thermal method such as steam stimulation or also known as huff and puff, steam flood, and in situ combustion, and the last one is Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) that used microbial activities.

This study, Fractional factorial design was used as a design of experiment. FFD is very useful in factor screening test (factor screening) that is able to identify experimental factors that have a large influence. In the thermal method, cyclic steam stimulation or also known as huff and puff method is a method that is working by injecting steam regularly using one well that functions as an injection well and at the same time as a production well. This method is considered effective for increasing oil recovery by reducing oil viscosity and this method is widely applied to heavy oil reservoirs. There are many things that must be considered in this CSS method, such as the duration in the soaking stage, the number of cycles needed, steam injection pressure, steam injection rate, steam injection volume, steam dryness or steam quality, and steam injection temperature. By these parameters, the value of recovery factor will be obtained which can determine the effectiveness of the CSS method.

The result shows that the most dominant parameter that can increase oil recovery factor at steam injection is the volume of steam injection with a negative coefficient of -1,81. The second dominant parameter is steam injection rate and the coefficient also has a positive value of 1,68. And the third dominant parameters is number of cycle and the coefficient also has a negative value of -1,45. Whereas for soaking time, steam injection temperature, and steam dryness did not have a significant effect in this study.

Keywords : Enhanced oil recovery, fractional factorial design, cyclic steam stimulation, simulation.

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan *tertiary recovery* atau merode perolehan minyak tahap lanjut yang dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak dengan cara menginjeksikan bahan-bahan yang berasal dari luar reservoir (Lake, 2017). Dimana, EOR ini diterapkan pada lapangan minyak dengan performa produksi yang telah mengalami penurunan. Metode-metode produksi tahap lanjut yang digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak atau dikenal juga sebagai metode EOR secara garis besar dapat menjadi 4 kategori utama yaitu pertama pendesakan injeksi kimia (*chemical flooding*) seperti injeksi surfaktan-polimer (*polymer flooding*), kedua injeksi gas (*miscible gas injection or immiscible gas injection*) seperti injeksi CO₂ atau *inert gas*, ketiga metode panas (*thermal*) seperti *steam stimulation* atau yang disebut juga dengan *huff and puff*, *steam flood* (injeksi air panas) dan *in situ combustion*, dan terakhir MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) yaitu dengan bantuan mikroba (Perera et al., 2016).

Meyer et al (2007) mengatakan total estimasi dari cadangan minyak berat diperkirakan sebesar 3.396 miliar barrel, dimana barrelnya diidentifikasi sebagai cadangan prospek yang sudah diproduksikan (Suranto, Permadi, & Bae, 2016). Kesempatan untuk meningkatkan produksi dapat diperoleh dari aplikasi EOR. Bahkan, setelah tahap *primary recovery*, proses *recovery* minyak secara umum dilanjutkan dengan tahap sekunder dan /atau tahap *enhanced oil recovery* (EOR) (M Abdurrahman, Permadi, Bae, & Masduki, 2017). Dalam beberapa tahun terakhir tingkat pergantian cadangan yang dihasilkan oleh penemuan baru telah menurun secara signifikan. Oleh karena itu, untuk memenuhi permintaan energi yang terus meningkat ditahun-tahun mendatang, *recovery factor* dari lapangan tua dibawah produksi *tertiary recovery* akan sangat penting untuk dilakukan (Alvarado & Manrique, 2010).

Salah satu metode tahap lanjut untuk meningkatkan perolehan minyak yang sudah terbukti dapat meningkatkan produksi minyak adalah *cyclic steam stimulation* (CSS) atau juga dikenal dengan metode *huff and puff* merupakan metode dengan menginjeksikan uap secara berkala dengan menggunakan satu

sumur yang berfungsi sebagai sumur injeksi dan sekaligus sumur produksi (Alvarez & Han, 2013). Metode ini dianggap efektif untuk meningkatkan *oil recovery* dengan menurunkan viskositas minyak dan metode ini banyak diterapkan pada reservoir minyak berat. Ada banyak hal yang harus diperhatikan dalam metode CSS ini, seperti durasi pada tahap *soaking*, jumlah siklus yang diperlukan, tekanan injeksi uap, laju injeksi uap, volume injeksi uap, *steam dryness* atau kualitas uap, dan temperatur injeksi uap. Dari parameter-parameter tersebut tersebut akan didapatkan nilai *recovery factor* yang dapat menentukan keefektifan dari metode CSS. Oleh karena itu, dalam penelitian ini saya akan membahas beberapa parameter dari metode CSS dengan melakukan *screening* guna mengetahui parameter dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak dengan menggunakan *fractional factorial design*.

Fractional Factorial Design (FFD) merupakan rancangan faktorial yang biasanya digunakan di bidang statistik dalam berbagai penelitian. Dalam penelitian ini, FFD digunakan sebagai *Design Of Experiment (DOE)*. Dimana, FFD dalam penelitian ini digunakan untuk memeriksa reaktifitas dari tiap-tiap parameter operasi yang paling signifikan. FFD sangat berguna dalam penyaringan faktor percobaan (*factor screening*) karena mampu mengidentifikasi faktor-faktor percobaan yang memiliki pengaruh besar.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Berdasarkan latar belakang penelitian, maka tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui parameter operasi diantaranya volume injeksi uap, temperatur injeksi uap, laju injeksi uap, *soaking time*, *number of cycle* dan *steam dryness* yang paling dominan atau signifikan terhadap *recovery factor* dengan menggunakan *fractional factorial design*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat yang diharapkan dalam penelitian ini dapat diuraikan sebagai berikut :

1. Penelitian ini diharapkan dapat menambah wawasan dan pengetahuan dalam menentukan parameter operasi untuk *cyclic steam stimulation* dengan menggunakan *frational factorial design*.

2. Penelitian ini diharapkan dapat menambah pengetahuan dalam menggunakan *software CMG* dan *software Modde 5*.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini mendapatkan hasil yang lebih terarah dan terfokus, maka perlu adanya pembatasan masalah. Adapun batasan masalah yang diberikan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Model reservoir yang digunakan dalam penelitian ini memiliki penyebaran karakteristik yang homogen.
2. Analisis parameter paling berpengaruh terhadap *cyclic steam stimulation* dilakukan dengan metode *screening* terhadap parameter operasi diantaranya volume injeksi uap, temperatur injeksi uap, laju injeksi uap, *soaking time*, *number of cycle* dan *steam dryness*.
3. Analisis hasil penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang muncul secara alami yang dapat digunakan untuk pemenuhan kebutuhan manusia pada umumnya agar dapat hidup sejahtera. Allah subhanahu wata'ala telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkannya. Indonesia terkenal dengan kekayaan sumber daya alam yang melimpah, seperti air, minyak dan gas bumi, serta tanah yang subur. Dalam hal ini, Allah subhanahu wata'ala juga mencukupi sumber daya minyak dan gas bumi termasuk kedalam sumber daya yang tidak dapat diperbaharui. Dimana minyak dan gas bumi ini akan dapat habis dan punah jika di eksplorasi terus-menerus. Pemanfaatan minyak dan gas bumi tersebut harus dilakukan dengan bijaksana, Allah subhanahu wata'ala berfirman dalam QS. Al-A'raf:10 yang artinya "Sesungguhnya kami telah menempatkan kamu sekalian dimuka bumi dan Kami adakan bagimu di muka bumi itu (sumber) penghidupan. Amat sedikitlah kamu bersyukur". Ayat ini mengandung pengertian bahwasanya Allah subhanahu wata'ala telah memberikan karunia yang sangat berlimpah bagi manusia dimuka bumi. Semua karunia dan nikmat yang Allah subhanahu wata'ala berikan adalah untuk memenuhi kebutuhan hidup baik jasmani secara perorangan maupun secara berkelompok yang akan dijadikan batu loncatan untuk memenuhi dan menjaga kesejahteraan hidup rohani guna kesucian diri dan mempersiapkan diri untuk hidup kekal di akhirat nanti serta memperoleh nikmat dan kebahagiaan abadi yang tak berkesudahan. Atas semua karunia dan nikmat yang tak terhitung banyaknya itu maka wajiblah manusia bersyukur, mensyukuri penciptanya yaitu Allah subhanahu wata'ala.

2.1 CYCLIC STEAM STIMULATION

Thermal recovery telah diaplikasikan di Indonesia sejak tahun 1967. *Thermal recovery* merupakan proses EOR yang paling banyak digunakan karena dapat menyumbangkan sejumlah besar minyak dalam produksi harian. Dimana, sebagian besar cara untuk meningkatkan produksi minyak dari *thermal recovery* berasal dari *steam flooding* dan *cyclic steam stimulation*. Proyek pertama injeksi panas adalah *huff & puff*. Proyek ini merupakan awal dari *steam flooding* dimana hasilnya telah memperpanjang umur Duri Field hingga saat ini. Sejak tahun 1975 CPI (Chevron

Pacific Indonesia) telah melakukan dua pilot proyek metode EOR, yaitu menggunakan metode injeksi kaustik dan metode *steam flooding*. Pada tahun 1979, injeksi kaustik dihentikan karena gagal dalam meningkatkan produksi minyak (Muslim Abdurrahman, Novriansyah, Khalid, & Bae, 2016). Salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* yang dapat digunakan untuk meningkatkan *recovery* pada lapangan ini adalah *cyclic steam stimulation* atau disebut juga dengan *Huff & Puff* yang termasuk ke dalam metode *thermal*.

Lebel (2002) mengatakan *cyclic steam stimulation* merupakan proses injeksi yang dilakukan pada satu sumur yang terdiri dari tiga tahapan yang disebut dengan siklus dimana dapat dilakukan pada sumur *vertical*, *horizontal*, dan terarah (Azad, Alnuaim, & Awotunde, 2013). Menurut Ezekwe (2011) siklus seperti itu harus dilakukan berulang-ulang hingga rasio minyak terproduksi oleh injeksi *steam* menurun sampai ke level tidak ekonomis lagi untuk diproduksikan (Hama, 2014).



Gambar 2.1 Tahapan Proses *Cyclic Steam Stimulation* (Stark, 2011)

Berikut merupakan tahapan-tahapan pada *cyclic steam stimulation* seperti yang telah ditunjukkan pada gambar 2.1 sebagai berikut :

a. Tahap Injeksi

Roger M. Butter (1991) mengatakan, secara reservoir general, steam merupakan hal penting untuk mensukseskan siklus panas dalam reservoir, dimana dilakukan pengontrolan di sumur produksi (Elbaloula & Musa, 2018). Uap diinjeksikan ke dalam sumur produksi untuk membawa karakteristik uap tersebut pada reservoir. Nilai viskositas minyak berbanding terbalik dengan

kenaikan temperatur, yang artinya kenaikan temperatur reservoir akan menyebabkan viskositas minyak menurun sehingga dapat membantu dalam mendapatkan laju alir minyak lebih awal.

b. Tahap *Soaking*

Untuk mendapatkan penyebaran panas yang merata di reservoir, sumur akan ditutup selama beberapa hari. Waktu dari soaking merupakan fase sensitif dimana yang dipengaruhi oleh fluida dan ini juga merupakan pencapaian tahap injeksi. Seiring periode soaking menurun, rasio minyak yang dihasilkan terhadap cadangan minyak juga akan meningkat (Alvarez & Han, 2013). Densitas juga mempengaruhi letak komponen, dimana komponen yang ringan akan naik keatas dan komponen yang lebih berat akan turun ke bawah sementara uap yang lebih ringan akan mengapung di reservoir karena efek gravitasi. Secara logika, jika dilihat dari sisi perpindahan panas, pemisahan ini terjadi melalui proses konveksi antara dua cairan dengan kepadatan yang berbeda.

c. Tahap Produksi

Minyak akan lebih banyak diproduksi dan temperatur tinggi di zona panas akan menurun dan akan menyebabkan penurunan laju alir awal. Dimana dengan injeksi uap yang dipanaskan dan temperatur akan sangat mempengaruhi laju alir minyak awal yang akan meningkat. Kenaikan temperatur dan penurunan viskositas minyak akan menyebabkan laju produksi minyak meningkat dibandingkan dengan produksi tanpa menggunakan metode CSS. Dan juga untuk zona panas yang telah terbentuk selama tahap injeksi dan tahap *soaking* dengan peningkatan akan mengimbangi minyak yang terproduksi dan juga mengantikannya untuk menghemat energi reservoir tersebut.

Sebagai tambahan, *cyclic steam stimulation* juga memiliki tujuan lain yaitu sebagai berikut :

- a. Menstimulasi secara mekanis pada sumur dengan *productivity index* yang rendah.
- b. Mempercepat penambahan panas yaitu dengan memasukkan uap panas yang lebih banyak kedalam reservoir.

- c. Mempercepat kesesuaian panas dengan pola injeksi terutama di bagian-bagian yang kurang terjangkau oleh injeksi panas (Abdullah, Suleiman, Abdesslam, & Sumaiya, 2016).

Berikut ditampilkan Tabel 2.2 menunjukkan *screening criteria* untuk berbagai macam metode EOR. Dari tabel tersebut terlihat bahwa untuk metode EOR dengan menggunakan *steam* memiliki kriteria *specific gravity* $> 8^\circ$ hingga 13.5° API, viskositas <200.000 cp, *oil saturation* $>40\%$, dengan jenis formasi *high-porosity sand* atau *sandstone*, ketebalan 20 ft, permeabilitas rata-rata >200 md, dengan kedalaman sumur <1350 ft. Artinya, lapangan minyak dengan parameter-parameter yang memenuhi kriteria tersebut dapat diproduksi tahap lanjut dengan metode *cyclic steam stimulation*.

Tabel 2.1 Screening Criteria Metode EOR (Taber, Martin, & Seright, 1997)

Detail Table in Ref.16	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
		Gravity (°API)	Viscosity	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
<i>Gas Injection Methods (Miscible)</i>										
1	<i>Nitrogen and Flue Gas</i>	>35	<0.4	<i>Large % of C1 to C7</i>	>40	<i>Sandstone or carbonate</i>	<i>Thin unless dipping</i>	<i>NC</i>	>1800	NC
2	<i>Hydrocarbon</i>	>23	<3	<i>Large % of C2 to C7</i>	>30	<i>Sandstone or carbonate</i>	<i>Thin unless dipping</i>	<i>NC</i>	>1250	NC
3	<i>CO₂</i>	>22	<10	<i>Large % of C5 to C12</i>	>20	<i>Sandstone or carbonate</i>	<i>Wide range</i>	<i>NC</i>	>750	NC
1-3	<i>Immiscible Gases</i>	>12	<600	<i>NC</i>	>35	<i>NC</i>	<i>NC if dipping and/or good vertical permeability</i>	<i>NC</i>	>640	NC
<i>(Enhanced) Waterflooding</i>										
4	<i>Micellar/Polymer, ASP, and Alkaline Flooding</i>	>20	<35	<i>Light, Intermediate, Some organic acids for alkaline floods</i>	>35	<i>Sandstone preferred</i>	<i>NC</i>	<i>>10</i>	<2700	80-200
5	<i>Polymer Flooding</i>	>15	10-150	<i>NC</i>	>50	<i>Sandstone preferred</i>	<i>NC</i>	<i>>10</i>	<2700	140-200
<i>Thermal/Mechanical</i>										
6	<i>Combustion</i>	>10	<5000	<i>Some asphaltic components</i>	>50	<i>High-porosity sand/sandstone</i>	<i>>10</i>	<i>>50</i>	<3450	100-135
7	<i>Steam</i>	>8 to 13.5	<200,000	<i>NC</i>	>40	<i>High-porosity sand/sandstone</i>	<i>>20</i>	<i>>200</i>	<1350	NC

NC = Non Critical

2.2 PARAMETER CYCLIC STEAM STIMULATION

Berikut ini terdapat beberapa parameter operasi yang dapat mempengaruhi *performance* dari *cyclic steam stimulation*. Parameter tersebut adalah sebagai berikut:

2.2.1 Volume Injeksi Uap

Dalam pengembangan *thermal recovery* minyak berat, parameter volume injeksi uap ini secara langsung juga memiliki efek dari CSS. Dengan batasan tertentu, minyak yang diproduksikan dan siklus volume injeksi uap juga sesuai. Volume injeksi uap memiliki rentang yang optimal dalam reservoir minyak berat tertentu. Produksi minyak akan rendah jika volume injeksi uap terlalu kecil, dan semakin besar rentang pemanasannya maka semakin besar volume injeksi uap dan produksi minyak akan meningkat. Akan tetapi, jika volume injeksi uap terlalu besar, ini akan menyebabkan rasio uap minyak turun, minyak akan terdorong jauh dari dasar sumur dan mangakibatkan produksi minyak menurun (Cuiyu, Yuetian, Peiqing, Chunhong, & Jingli, 2013).

2.2.2 Soaking Time

Salah satu persyaratan CSS yaitu periode *soaking*, dimana *soaking* berguna untuk memperbaiki penyebaran panas ke reservoir, oleh karena itu periode *soaking* yang cukup singkat tidak cukup memberikan pemanfaatan uap yang baik. Akan tetapi, periode *soaking* yang lama juga tidak dianjurkan, karena dapat menunda produksi. Periode waktu yang panjang dalam *soaking* akan menyebabkan penurunan produksi air kumulatif dan produksi minyak kumulatif (Ali, Hassan, & Alkhider, 2015). Dalam efektifitas perolehan minyak, waktu periode *soaking* sangat penting. Namun waktu *soaking* yang sangat lama juga tidak akan memberikan efek dalam peningkatan faktor perolehan (Janiga, Czarnota, Stopa, & Wojnarowski, 2018).

Berikut ditampilkan tabel 2.3 yang merupakan contoh dari efek produksi CSS dengan durasi *soaking* yang berbeda pada sumur Herringbone. Tabel tersebut menunjukkan temperatur *bottom hole* akan berkurang secara signifikan dengan meningkatnya durasi *soaking*, dan produksi minyak kumulatif terus meningkat dan akan berkurang. Produksi minyak relatif kecil karena efek dari durasi *soaking*.

Dimana, waktu yang baik untuk durasi soaking adalah 4 - 7 hari untuk meningkatkan temperatur *bottom-hole* dan waktu produksi yang lebih singkat.

Tabel 2.2 Produksi CSS dengan Durasi *Soaking* yang Berbeda di Sumur Herringbone (Cuiyu et al., 2013)

<i>Soak Time (d)</i>	<i>Cumulative Oil Production (t)</i>	<i>Oil-Steam Ratio (t/t)</i>	<i>Cumulative Steam Injection (t)</i>	<i>Bottom-hole Temperature (C)</i>
3	8359	1,19	7000	209
4	8685	1,24	7000	196
5	8701	1,24	7000	192
6	8712	1,24	7000	182
7	8740	1,25	7000	181
8	8737	1,25	7000	172

2.2.3 Number Of Cycle

Cycle merupakan tahapan dari injeksi, *soaking*, dan produksi yang dilakukan secara berulang-ulang. Untuk meningkatkan *recovery factor* minyak, *cycle* yang bagus digunakan adalah 2 *cycle*. Yu, li & Sheng mengatakan di lapangan Jiangsu, Monger & Coma pada tahun 1988 saat evaluasi lapangan South Lousiana, dimana *oil rate* yang tinggi untuk 2 *cycle* dipengaruhi oleh tekanan yang tinggi. Untuk 3 *cycle*, tekanan nya ,lebih kecil. Oleh karena itu *oil rate* yang dihasilkan juga kecil (Yu, Li, & Sheng, 2016). Sedangkan untuk *cycle-cyle* berikutnya, tekanan pada *cycle* sudah tidak optimal untuk menghasilkan *oil rate* yang tinggi. Li *et al* (2016) mengatakan bahwa seiring *number of cycle* yang bertambah maka *incremental oil* tiap *cycle* akan menurun. Dan juga setelah mengulang siklus, tekanan maksimum pada proses *huff* akan turun dan tekanan minimum pada proses *puff* akan meningkat (Li, Sheng, & Sheng, 2016).

2.2.4 Temperatur Injeksi Uap

Temperatur laju injeksi dan tekanan uap memiliki hubungan satu sama lain, dimana jika temperatur dan tekan yang lebih tinggi dibawah kualitas konstan dan kecepatan injeksi, maka akan semakin tinggi pula produksi dan perolehan air. Ada beberapa efek dari temperatur uap pada minyak kumulatif yang hasilnya bernilai kecil, ini dikarenakan oleh sensitivitas temperatur uap pada kualitas uap berbeda,

tekanan yang tinggi memaksa minyak menghasilkan pada awal periode produksi, naiknya temperature uap yang diinjeksikan yang membutuhkan tekanan tinggi, dan kerugian panas yang sangat sensitif terhadap temperatur uap (Ali et al., 2015).

2.2.5 Laju Injeksi Uap

Salah satu dampak dari kinerja CSS adalah laju injeksi uap. Dimana, jika laju injeksi rendah dapat menyebabkan kehilangan uap meningkat, kualitas uap sangat menurun, sehingga terjadi perbedaan antara kualitas uap dipermukaan dan di *bottom hole*. Efisiensi dari keseluruhan proses juga mempengaruhi penurunan kualitas uap. Oleh karena itu, untuk menghindari kehilangan panas, maka laju injeksi uap tidak boleh terlalu rendah. Akan tetapi, tingkat injeksi yang tinggi akan memerlukan tekanan injeksi tinggi yang dapat menyebabkan terbentuknya rekahan dan uap yang diinjeksikan akan masuk kerekahan tersebut dan mengakibatkan kehilangan volume uap yang tinggi. Untuk menghindarinya yaitu dengan cara menyesuaikan nilai optimum dari injeksi tidak ada uap atau panas yang hilang (Ali et al., 2015). Laju injeksi uap juga tergantung pada viskositas minyak, ketebalan reservoir, tekanan injeksi, tekanan reservoir, dan daya serap uap reservoir (Cuiyu et al., 2013).

2.2.6 Steam Dryness

Salah satu faktor penting yang mempengaruhi CSS adalah *steam dryness*. Ini berdasarkan simulasi numerik, simulasi *physical*, dan produksi awal minyak. Dimana, *steam dryness* adalah indikator langsung terhadap entalpi uap, yang artinya semakin besar radius pemanasnya, maka semakin besar pula nilai entalpi panas yang dikandung oleh uap. Oleh sebab itu, jika semakin tinggi *steam dryness* maka semakin banyak hasil produksi dari suatu sumur. Apabila *steam dryness* cukup rendah, maka uap akan berubah menjadi air panas, dan juga merusak proses CSS. Dan apabila *steam dryness* cukup tinggi, maka volume minyak yang dipanaskan oleh uap akan meningkat. Dan *steam dryness* yang tinggi juga akan memerlukan biaya tambahan untuk insulasi tabung agar mencegah kehilangan panas. Ini dikarenakan *steam dryness* sebagai kecepatan injeksi yang dibatasi oleh kapasitas boiler (Cuiyu et al., 2013).

2.3 PENELITIAN TERDAHULU

Mekanisme pada *cyclic steam stimulation* adalah dengan menurunkan nilai viskositas pada minyak berat maka minyak pada reservoir tersebut dapat diproduksikan ke permukaan (Makky & Kasmungin, 2015). Salah satu contohnya di Amerika Serikat, lebih dari 4 miliar barrel minyak yang diproduksikan dari tahun 1980 hingga tahun 2002 (Nwidee, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016). *Cyclic steam stimulation* atau bisa disingkat dengan CSS ini pertama kali terjadi karena adanya suatu kejadian di area Lake Maracaibo pada tahun 1959 di Venezuela, dimana setelah terjadi *blowout*, uap keluar dibalik casing di sumur injeksi (Ali et al., 2015). Sumur ini mengalirkan minyak dengan laju alir 100 hingga 200 *barrel per day*, yang mana sebelumnya tidak menghasilkan minyak.

Pada tahun 1965, metode CSS menyebar dengan cepat di California. Beberapa proyek CSS tersebut dilakukan pada sebagian besar reservoir minyak berat. Metode CSS ini juga diterapkan di lapangan minyak berat atau ringan seperti pada lapangan Bolivar Coastal & Santa Barbara di Venezuela, Cold Lake di AB Canada, Midway-Sunset di Californian USA, Xinjing dan Liaohe di China dan berbagai lapangan minyak lainnya (Jamaloei, Singh, & Solberg, 2014).

Tabel 2.3 Tiga Proyek CSS Terbesar di Dunia (Jamaloei et al., 2014)

	Midway-Sunset, California	Cold Lake, Canada	Bolivar Coastal, Venezuela
<i>Average recovery factor, % OOIP</i>	-	30%	10 - 40%
<i>Injection time/rate/volume</i>	15 hari/1600 - 2400 m^3 /siklus	2 - 3 bulan/200 m^3 /hari	5000 ton/siklus
<i>Soaking time</i>	3 - 5 hari	1 - 2 bulan	3 - 5 hari
<i>Production time/rate</i>	6 - 12 bulan/8 m^3 per hari	3 - 6 bulan/ 20 - 30 m^3 per hari	3 - 12 bulan/ 80 m^3 per hari
<i>Steam oil ratio (SOR)</i>	1 - 2	2 - 5	0,3 – 1
<i>Injection pressure</i>	2 Mpa	10 - 18 Mpa	4 Mpa
<i>Viscosity (at reservoir temperature)</i>	1000 - 5000 cp	100.000 cp	1000 - 5000 cp

Tabel 2.3 menunjukkan tiga proyek CSS terbesar di dunia, yaitu Lapangan Midway-Sunset di California, Cold Lake di Canada, dan Bolivar Coastal di Venezuela. Tabel tersebut menunjukkan parameter-parameter CSS seperti volume injeksi, durasi *soaking*, laju produksi, *steam oil ratio* (SOR), tekanan injeksi, viskositas pada temperatur reservoir, dan *recovery factor* rata-rata yang diperoleh dari tiga proyek pada CSS di lapangan-lapangan tersebut.

2.4 SCREENING ANALYSIS

Screening analysis merupakan metodologi yang digunakan untuk memilih proses yang patut digunakan pada berbagai kondisi atau juga dapat menentukan parameter dominan dalam hal tertentu. Diperlukan desain eksperimen dalam hal *screening*. Dimana hal ini telah banyak digunakan untuk memilih parameter utama atau dominan dalam teknik *enhanced oil recovery* (Fereidooni, Fereidooni, Moradi, & Zargar, 2012).

2.4.1 Fractional Factorial Design

Dalam suatu percobaan yang dilakukan oleh peneliti seringkali melibatkan K (K menunjukkan jumlah faktor, K>1) buah faktor dimana masing-masing faktor terdiri atas beberapa buah taraf, hal ini disebut rancangan faktorial. Percobaan yang didasarkan pada rancangan faktorial, dimaksudkan untuk menentukan faktor mana diantara sejumlah faktor yang secara potensial memberikan efek pada respon. Namun, jika melibatkan jumlah faktor yang besar dan diikuti jumlah kombinasi perlakuan yang besar pula, percobaan menjadi tidak efisien untuk dilakukan. Untuk itu digunakan rancangan faktorial fraksional untuk menurunkan jumlah kombinasi perlakuan yang ada (Montgomery, 2001).

Desain faktorial merupakan solusi paling efisien pada saat meneliti pengaruh dari dua atau lebih faktor. Namun pada desain faktorial apabila jumlah kombinasi perlakuan yang besar, eksperimen menjadi tidak efisien untuk dilakukan, karena bertambahnya biaya, waktu dan tenaga yang dibutuhkan. Maka untuk menghindari masalah di atas akan diselesaikan dengan menggunakan desain fraksional faktorial. Dalam prakteknya, sering kali data yang diperoleh dari hasil eksperimen tidak lengkap. Melakukan eksperimen kembali guna memperoleh data yang hilang kurang efisien mengingat besarnya biaya, tenaga, terutama karena kondisi eksperimen telah mengalami perubahan mengingat keterbatasan waktu dalam

melakukan penelitian. Oleh karena itu akan lebih efisien mengestimasi nilai-nilai yang hilang tersebut.

Fractional Factorial Design (FFD) merupakan rancangan faktorial yang biasanya digunakan untuk meneliti pengaruh dari dua faktor atau lebih di bidang statistik. Dalam penelitian ini FFD digunakan sebagai *Design Of Experiment* (DOE) karena semua kemungkinan kombinasi tiap level dari faktor dapat diselidiki secara lengkap. FFD ini akan digunakan untuk memeriksa reaktifitas dari tiap-tiap parameter operasi yang paling signifikan. *Fractional Factorial Design* diperkenalkan oleh Tippett pada tahun 1934, dan sejak tahun 1980-an telah menjadi perhatian dan dianggap rancangan ini relatif lebih efisien. FFD sangat berguna dalam penyaringan faktor percobaan (*factor screening*) karena mampu mengidentifikasi faktor-faktor percobaan yang memiliki pengaruh terbesar. Tujuan dari *fractional factorial design* adalah mengurangi jumlah *run* dalam percobaan (Granato, Maria, & Calado, 2014).

2.4.2 Desain Resolusi

Dalam *screening analysis* ini, ada beberapa rancangan resolusi yang penting dan harus diperhatikan untuk menggunakan *design of experiment*, yaitu sebagai berikut :

a. Resolusi III

Resolusi III merupakan rancangan yang tidak memiliki efek utama atau digabungkan dengan berbagai efek utama lainnya. Akan tetapi, efek utama sama dengan interaksi dua faktor dan interaksi dua faktor sama dengan interaksi dua faktor lainnya. Sebagai contoh yaitu rancangan $2^3 - 1$ dengan I = ABC yang merupakan generator (Montgomery, 2001). Untuk mendapatkan pola alias yang paling diinginkan, desain faktorial pecahan dari resolusi tertinggi biasanya akan digunakan; Namun, ada pengecualian penting terhadap aturan tersebut (Box, Hunter, & Hunter, 2005)

b. Resolusi IV

Resolusi IV merupakan rancangan yang efek utamanya bebas dari interaksi dua faktor dan untuk beberapa interaksi dua faktor saling sama satu dengan lainnya. Sebagai contoh yaitu rancangan $2^4 - 1$ dengan I = ABCD yang merupakan generator (Montgomery, 2001). Secara umum,

resolusi dari setiap desain *half-fraction* sama dengan jumlah huruf dalam relasi pembangkitannya (Box et al., 2005).

Tabel 2.4 Rangkuman Penggunaan *Fractional Factorial Design*

Number of Factor (K)	Design Spesification	Number of Runs (N)
3	$2III^{3-1}$	4
4	$2IV^{4-1}$	8
5	$2V^{5-1}$	16
5	$2III^{5-2}$	8
6	$2VI^{6-1}$	32
6	$2IV^{6-2}$	16
6	$2III^{6-3}$	8
7	$2VII^{7-1}$	64
7	$2IV^{7-2}$	32
7	$2IV^{7-3}$	16
7	$2III^{7-4}$	8
8	$2VIII^{8-1}$	64
8	$2V^{8-2}$	32
8	$2IV^{8-3}$	16
8	$2IV^{8-4}$	8
9	$2VI^{9-2}$	128
9	$2IV^{9-3}$	64
9	$2IV^{9-4}$	32
9	$2III^{9-5}$	16
10	$2V^{10-3}$	128
10	$2IV^{10-4}$	64
10	$2IV^{10-5}$	32
10	$2III^{10-6}$	16
11	$2V^{11-4}$	128
11	$2IV^{11-5}$	64
11	$2IV^{11-6}$	32

Lanjutan Tabel 2.4

Number of Factor (K)	Design Spesification	Number of Runs (N)
11	2III ¹¹⁻⁷	16
15	2III ¹⁵⁻¹¹	16
31	2III ³¹⁻²⁶	32

Sumber: (Nist Sematech, 2006)

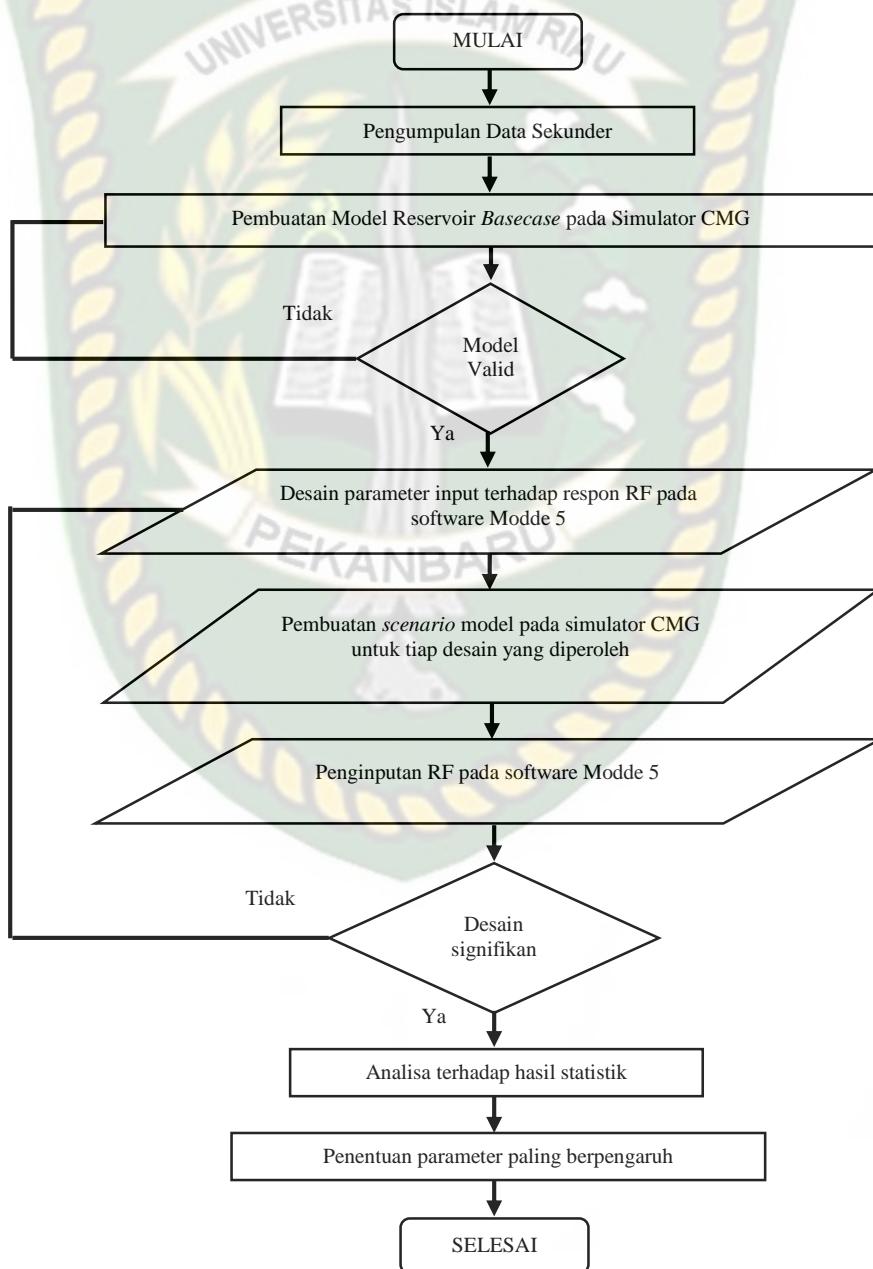


Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB III PERMODELAN RESERVOIR

Dalam penyusunan Tugas Akhir ini, penulis melakukan penelitian Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Penulis akan melakukan simulasi reservoir dengan menggunakan *fractional factorial design* untuk menganalisa beberapa parameter dalam metode CSS yaitu volume injeksi uap, temperatur injeksi uap, laju injeksi uap, *soaking time*, *number of cycle*, dan *steam dryness*.

DIAGRAM ALIR PENELITIAN



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan membuat permodelan simulator reservoir, yaitu CMG (*Computer Modelling Group*) dan *software* analisis statistik Modde 5. Untuk pengumpulan data yaitu data sekunder didapat dari hasil penelitian, buku referensi, jurnal, dan makalah yang sesuai dengan topik penelitian.

3.1 KARAKTERISTIK RESERVOIR

3.1.1 Reservoir *Properties*

Pada pemodelan percobaan ini, sumur yang dilakukan studi ini adalah sumur yang mengandung parafin tinggi, dengan jenis reservoir *sandstone* yang *consolidated* dan ketebalan reservoir yaitu 10 ft. Berikut adalah data reservoir *properties* pada sumur I pada tabel 3.1.

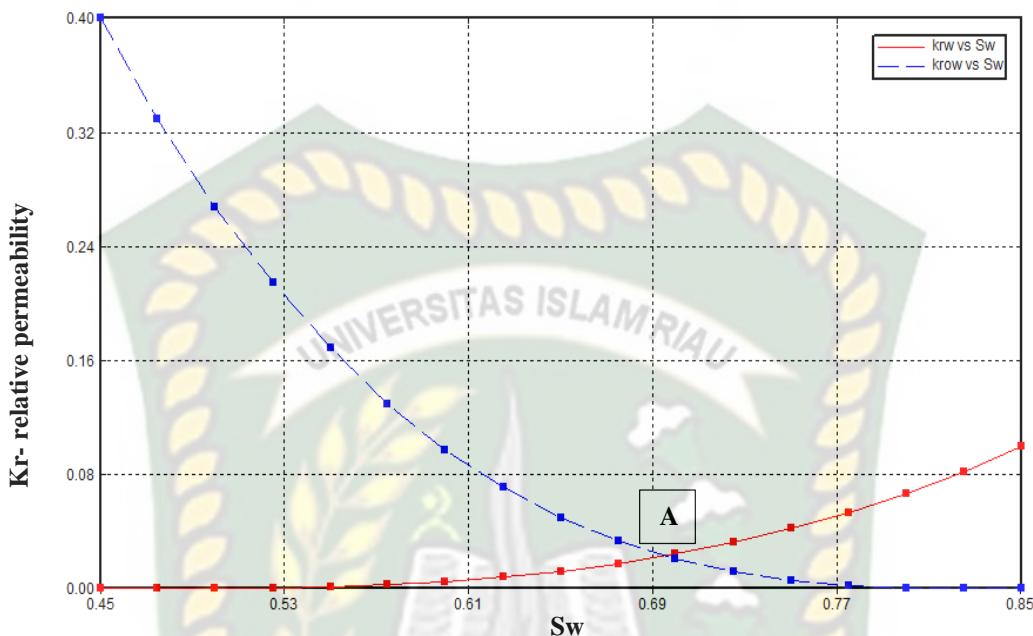
Tabel 3.1 Data Reservoir *Properties*

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Oil gravity</i>	°API	30,8
2	Densitas air	lb/ft ³	62,60
3	Viskositas minyak	Cp	14,4 @ P & T Reservoir
4	Viskositas air	Cp	0,5 @ P & T Reservoir
5	Kompresibilitas batuan	psi ⁻¹	$5,8 \times 10^{-6}$
6	Faktor volume formasi	bbl/STB	1,049
7	Kedalaman Reservoir	Ft	1000
8	Temperatur Reservoir	°F	136
9	Tekanan Reservoir	Psi	532
10	Tekanan <i>bubble point</i>	Psig	113
11	Saturasi minyak	Fraksi	0,6
12	<i>Drainage area</i>	Ft	350
13	Porositas	Fraksi	0,15
14	Permeabilitas	mD	400

(Sumber : Langgak Field)

Data reservoir *properties* tersebut menunjukkan bahwa nilai tekanan *bubble point* yaitu 113 psig, dimana menunjukkan bahwa kondisi tersebut adalah reservoir *undersaturated*. Ini dikarenakan tekanan *bubble point* lebih rendah dari

tekanan reservoir yang tinggi, dan juga pada data *oil gravity* bernilai tinggi, dimana dapat dikatakan bahwa minyak tergolong *light oil*.



Gambar 3.2 Grafik Hubungan Kr vs Sw

Gambar 3.1 adalah grafik permeabilitas *relative* terhadap saturasi air yang menunjukkan bahwa reservoir ini bersifat *water wet* untuk sistem minyak-air karena grafik ini terlihat lebih condong ke kanan, dan titik perpotongan kurva terletak pada nilai A dan bernilai 0,7 yang menunjukkan bahwa melebihi titik tengah saturasi. *Water wet* adalah sifat batuan dimana air cenderung membiasai batuan dan memiliki sudut kontak *wettability* sebesar $< 90^\circ$.

3.1.2 Komponen Hidrokarbon

Pada tabel 3.2 merupakan data komponen hidrokarbon yang digunakan pada pemodelan ini. Dimana dari data komponen fluida dengan persentase komponen terbesar pada tabel tersebut yaitu C7-C12 sebesar 27,47%.

Tabel 3.2 Komponen Hidrokarbon

No	Component	Mol Percent
1	CO ₂	0,56
2	N ₂	0,00
3	C ₁	0,67

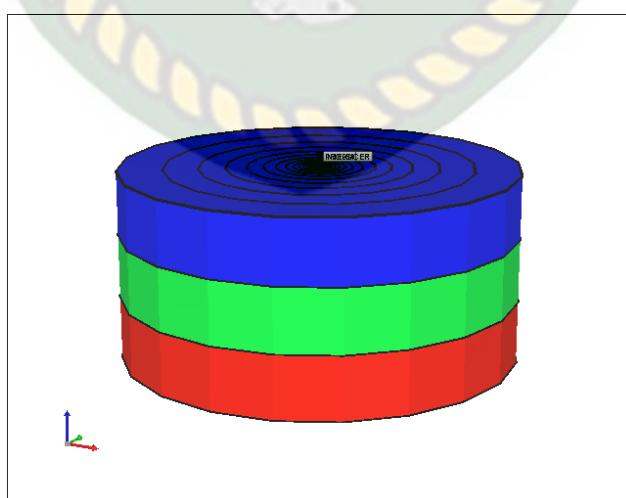
Lanjutan Tabel 3.2

No	Component	Mol Percent
4	C ₂	0,67
5	C ₃	1,51
6	iC ₄	0,90
7	nC ₄	1,57
8	iC ₅	1,56
9	nC ₅	1,50
10	C ₆	0,35
11	C ₇ -C ₁₂	27,47
12	C ₁₃ -C ₁₈	19,15
13	C ₁₉ -C ₂₄	13,35
14	C ₂₅ -C ₃₀	9,30
15	C ₃₁₊	21,44
Total		100

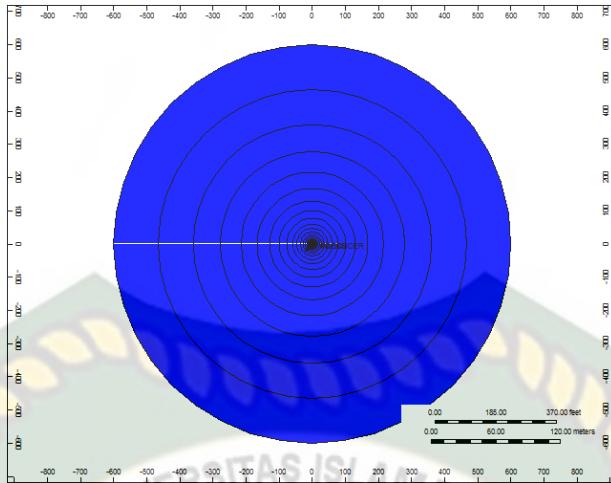
(Sumber : Langgak Field)

3.2 MODEL HUFF AND PUFF

Model reservoir dibuat homogen dan tersusun atas 3 layer grid radial dengan jumlah blok grid 10 (10×1×1). *Outer radius* yaitu 600 ft dan *inner radius* yaitu 0.28 ft.

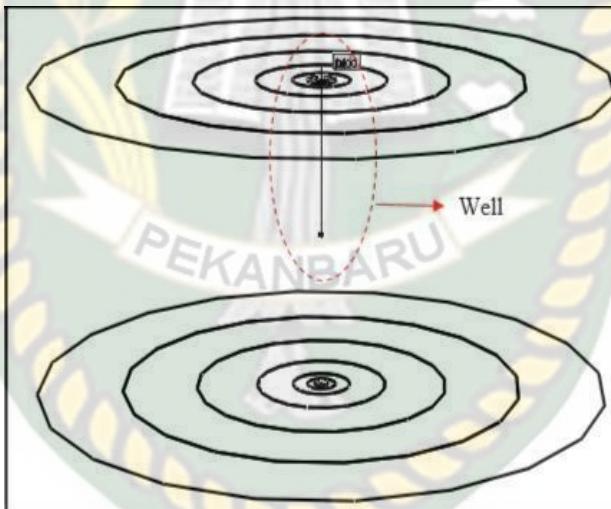


Gambar 3.3 Model Radial 3D



Gambar 3.4 Model Radial dari Permukaan

Titik injeksi diletakkan pada titik yang sama dengan sumur produksi yaitu pada blok (1,1,1), dimana injeksi ini juga dilakukan pada sumur yang sama dengan sumur produksi.



Gambar 3.5 Model Radial dengan Sumur Injeksi dan Produksi

Tabel 3.3 Hasil Inisialisasi Simulasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Gross formation volume</i>	Barrel	$6,0430 \times 10^6$
2	<i>Oil phase volume</i>	Barrel	$4,9948 \times 10^5$
3	<i>Formation pore volume</i>	Barrel	$9,0814 \times 10^5$
4	<i>Gasseous phase volume</i>	Barrel	0

Untuk mendapatkan data hasil simulasi seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.3, pemodelan reservoir harus valid terlebih dahulu. Valid dalam pemodelan ini artinya data yang dimasukkan sudah *match* sehingga dapat *di-run*. Sebagai contoh, nilai input *grid top* harus sama dengan nilai input kedalaman reservoir. Jika tidak, maka model tidak bisa *di-run* yang menandakan bahwa model tidak valid. Selain itu perlu juga diperhatikan *event* pada skenario simulasi.

3.3 PEMODELAN SIMULASI

Pada percobaan simulasi ini, pemodelan dilakukan menggunakan *software* CMG *thermal* dan *advanced processes* reservoir simulator (STARS) yang biasanya digunakan untuk memodelkan *steam*, thermal EOR, *compositional*, *geotechnical* (kompaksi, rekahan dan *rock failure*), komponen-komponen terdispersi (*gel*, polimer, emulsi, *fines*, dan *foams*) dan juga proses *in-situ combustion* (Ali et al., 2015). Berikut ini terdapat beberapa batasan dalam proses simulasi, yaitu :

1. Model tidak menggunakan geomekanik
2. Model untuk reservoir yang homogen
3. Injeksi yang digunakan adalah metode *cyclic steam stimulation*
4. Biasanya juga digunakan untuk optimasi parameter, dimana sejarah produksi sebelumnya dapat diabaikan.

Software Modde 5 juga digunakan dalam pemodelan simulasi ini, dimana modde 5 mampu memodelkan metode *screening* yang digunakan sebagai metode utama untuk menganalisa beberapa parameter operasi yang telah terpilih agar dapat diketahui parameter yang dominan dalam meningkatkan *recovery factor* minyak. *Fractional Factorial Design* (FFD) merupakan rancangan faktorial yang biasanya digunakan untuk meneliti pengaruh dari dua faktor atau lebih di bidang statistik dan FFD juga digunakan untuk mendapatkan beberapa model ataupun simulasi yang akan dijalankan oleh simulator CMG yang kemudian hasilnya berupa nilai *recovery factor* minyak dan akan dianalisis oleh *software* modde 5. Dalam penelitian ini FFD digunakan sebagai *Design Of Experiment* (DOE) karena semua kemungkinan kombinasi tiap level dari faktor dapat diselidiki secara lengkap. Tabel 3.4 menampilkan data yang digunakan dari setiap parameter dalam CSS.

Tabel 3.4 Data Masing-masing Parameter

Name	Abbreviation	Units	Type	Use	Settings
Volume Injeksi Uap	Vol	PV	Quantitative	Controlled	0,05 to 0,10
Soaking Time	Soak	Days	Quantitative	Controlled	4 to 7
Number of Cycle	Num	Cycle	Quantitative	Controlled	2 to 3
Temperatur Injeksi Uap	Temp	oF	Quantitative	Controlled	392 to 662
Laju Injeksi Uap	Inj	Cuft/day	Quantitative	Controlled	800 to 1500
Steam Dryness	Steam	Percent	Quantitative	Controlled	50 to 95

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Data yang didapatkan oleh penulis dalam mengerjakan tugas akhir ini diperoleh dari hasil pemodelan di Laboratorium simulasi pada tanggal 2 Februari 2018 . Tempat penelitian ini dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir, Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan Februari 2018 hingga bulan April 2019 dengan rincian sebagai berikut :

No.	Kegiatan	2018												2019			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	
1	Pengumpulan Literatur																
2	Pembuatan Model																
3	Analisa Hasil																
4	Laporan Akhir																

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Simulasi yang dilakukan pada rancangan faktorial ini digunakan untuk menentukan parameter mana diantara sejumlah parameter yang akan di uji secara potensial memberikan pengaruh terhadap respon. Pada simulasi ini *fractional factorial design* resolusi IV digunakan dan menjadi *first recommendation* pada software Modde 5 yang dinotasikan dengan notasi 2^{6-2} dan jumlah run yaitu 16 run.

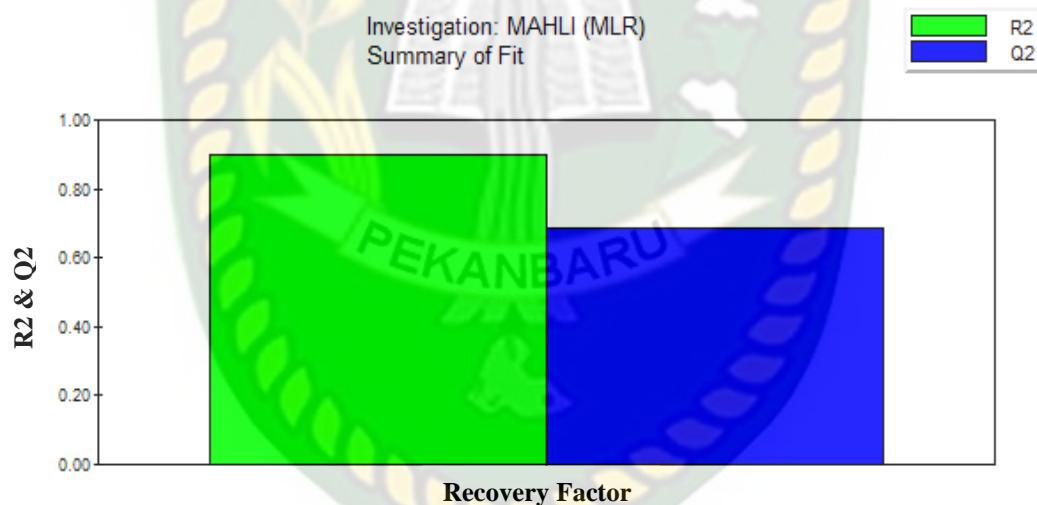
Tabel 4.1 Desain Eksperimen dan Hasil *Run RF* pada Simulator CMG

Exp Num	Volume Injeksi Uap (PV)	Soaking time (Days)	Number of Cycle (Cycle)	Temperatur Injeksi Uap (Fahrenheit)	Laju Injeksi Uap (Cuft/day)	Steam Dryness (%)	RF (%)
1	0,05	4	2	392	800	50	25,36
2	0,10	4	2	392	1500	50	26,41
3	0,05	7	2	392	1500	95	27,24
4	0,10	7	2	392	800	95	24,23
5	0,05	4	3	392	1500	95	26,66
6	0,10	4	3	392	800	95	22,02
7	0,05	7	3	392	800	50	24,53
8	0,10	7	3	392	1500	50	23,98
9	0,05	4	2	662	800	95	27,09
10	0,10	4	2	662	1500	95	26,18
11	0,05	7	2	662	1500	50	26,26
12	0,10	7	2	662	800	50	23,88
13	0,05	4	3	662	1500	50	26,29
14	0,10	4	3	662	800	50	22,32
15	0,05	7	3	662	800	95	24,66
16	0,10	7	3	662	1500	95	24,55

Proses penginputan nilai minimum dan maksimum dari tiap-tiap parameter telah dilakukan sehingga diperoleh tabel eksperimen dengan 16 *run* yang ditunjukkan pada tabel 4.1. Kemudian nilai *recovery factor* minyak yang diperoleh dari simulator CMG diinput pada tabel eksperimen sebagai respon terhadap ke enam parameter yang dianalisis.

4.1 ANALISIS HASIL PEMODELAN EKSPERIMENT

Software Modde 5 digunakan untuk *screening* parameter paling dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak pada injeksi uap secara berkala EOR *huff and puff immiscible* di sumur *heavy oil*. Diagram *summary plot* yang ditunjukkan oleh gambar 4.1 memperlihatkan grafik nilai R^2 dan Q^2 . R^2 adalah fraksi varian yang menjelaskan respon dari model yang telah dilakukan. Sedangkan Q^2 adalah fraksi varian yang dapat memprediksi respon model yang telah dilakukan.



Gambar 4.1 Diagram *Summary Plot*

Gambar 4.2 merupakan tabel ANOVA yang menjelaskan variasi data dari penelitian yang telah dilakukan. Pada penelitian ini, digunakan nilai α (tingkat signifikansi) yang menunjukkan *error* yang diizinkan adalah $1 - \text{confidence level}$. *Confidence level* yang digunakan pada *software* ini yaitu sebesar 95 % (0,95) sehingga diperoleh nilai α sebesar 0,05. Signifikan level sebesar 95 % artinya model memiliki tingkat kebenaran sebesar 95% serta peluang memperoleh kesalahan maksimal yaitu sebesar 5 % (toleransi kesalahan). Untuk mendapatkan model yang valid, nilai P harus di bawah nilai α . Pada tabel ANOVA dapat dilihat nilai P

(*probability*) menunjukkan angka 0 yang berarti nilai $P < \alpha$ yang menandakan bahwa hasil penelitian dikatakan baik atau diperoleh model yang signifikan berdasarkan *confidence level* sebesar 95% (gambar 4.2).

	1	2	3	4	5	6	7
1	Recovery Factor	DF	SS	MS	F	p	SD
2				(variance)			
3	Total	16	10125	632.813			
4	Constant	1	10086.8	10086.8			
5							
6	Total Corrected	15	38.2305	2.5487		1.59646	
7	Regression	6	34.4298	5.7383	13.5883	0.000	2.39547
8	Residual	9	3.80067	0.422297			0.649843
9							
10	Lack of Fit (Model Error)	--	--	--	--	--	--
11	Pure Error (Replicate Error)	--	--	--			--
12							
13							
14							
15	N = 16	Q2 = 0.686	Cond. no. = 1.0000				
16	DF = 9	R2 = 0.901	Y-miss = 0				
17		R2 Adj. = 0.834	RSD = 0.6498				

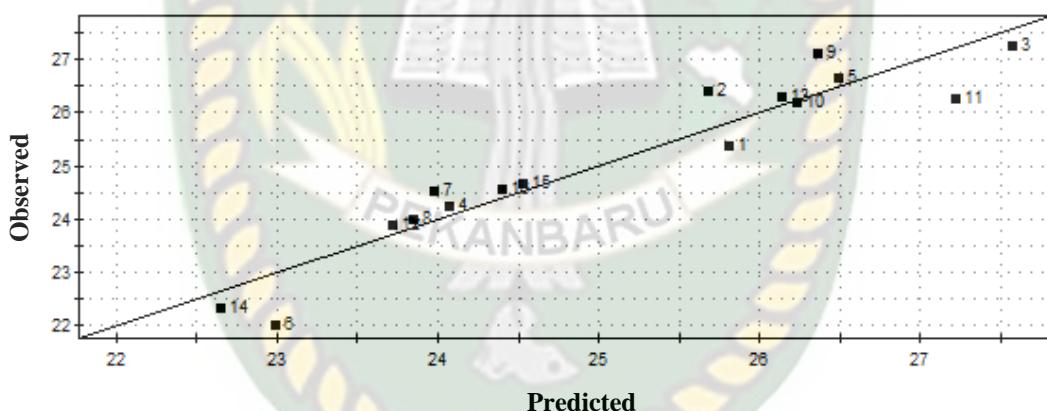
The probability for the regression is significant at 95%. The model is statistically good.

Gambar 4.2 Tabel ANOVA (*Analysis Of Variance*)

Kemudian, jika R^2 dan $R^2_{adjusted}$ mendekati nilai 1, diperoleh kesesuaian model dengan data sehingga analisis dapat dilakukan (Bengar, Moradi, Ganjeh-Ghazvini, & Shokrollahi, 2017). $R^2_{adjusted}$ adalah fraksi dari variasi respon yang telah disesuaikan. Pada penelitian ini diperoleh hasil R^2 dan $R^2_{adjusted}$ sebesar 0,901 & 0,834. R^2 menunjukkan koefisien determinasi berkisar 0 - 1. Semakin kecil R^2 maka hubungan antar variabel akan semakin lemah, sebaliknya jika R^2 semakin mendekati 1, maka hubungan antara variabel semakin kuat. Angka ini akan diubah ke dalam bentuk persen untuk mempermudah penentuan besar kecilnya pengaruh variabel, yang berarti persentase sumbangan pengaruh variabel independen terhadap variabel dependen. Variabel independen atau disebut juga dengan variabel bebas adalah variabel yang memengaruhi atau menjadi sebab perubahan sehingga menimbulkan variabel terikat (dependen). Variabel independen dalam penelitian ini yaitu parameter uji meliputi volume injeksi uap, *number of cycle*, *steam dryness*, temperatur injeksi uap, *soaking time* dan laju injeksi uap. Sementara variabel dependen adalah variabel yang telah dipengaruhi oleh adanya

variabel independen. Variabel dependen dalam penelitian ini adalah *recovery factor*.

Pada tabel ANOVA (gambar 4.2) dapat dilihat nilai R^2 adalah 0,901 artinya sumbangannya pengaruh volume injeksi uap, *soaking time*, *number of cycle*, *temperature*, laju injeksi uap, *steam dryness* terhadap *recovery factor* minyak sebesar 90,1 %. Sedangkan sisanya dipengaruhi oleh variabel lain yang tidak dimasukkan ke dalam model / variabel independen tersebut. Simbol RSD (Residual Standar Deviasi) adalah tingkat penyimpangan data. Pada tabel ANOVA nilai RSD sebesar 0,6498, jadi tingkat penyimpangannya tidak cukup besar dan data yang didapat termasuk baik. Semakin besar nilai RSD maka data sampel semakin menyebar (bervariasi). Sebaliknya jika semakin kecil, maka data sampel semakin homogen (hampir sama). Ketika nilai semakin mendekati 0 maka model semakin baik dalam melakukan prediksi, sebaliknya semakin menjauhi 0 atau lebih dari 1 maka semakin tidak baik model dalam melakukan prediksi.



Gambar 4.3 Grafik Hubungan Data Observasi dan Prediksi sebagai Tes Validasi.

Penyebaran data hasil penelitian dapat dikatakan baik apabila plot antara *observed* (penelitian) vs *prediction* (*software*) mendekati *straight line*. Dari gambar 4.3 dapat dilihat titik-titik penyebaran sudah hampir mendekati *straight line* yang diharapkan.

Tabel 4.2 menunjukkan hasil penelitian dengan hasil prediksi pada *software* Modde 5 tidak jauh berbeda. Kedekatan hasil yang didapat mengindikasikan bahwa penelitian yang telah dilakukan mendekati kata berhasil. Terdapat beberapa hasil penelitian yang kurang mendekati hasil prediksi seperti pada penelitian nomor 6 dan 11. Yang kurang mendekati ini mungkin dikarenakan oleh hasil RF yang

tergantung dari kombinasi parameter yang diujikan. Kombinasi dari parameter yang berbeda untuk pengaruh dari setiap parameternya akan memberikan dampak yang berbeda pula.

Tabel 4.2 Hasil Data Observasi dan Prediksi pada *Software Modde 5*

Nomor	<i>Observed (%)</i>	<i>Prediction (%)</i>
1	25,36	25,81
2	26,41	25,68
3	27,24	27,57
4	24,23	24,07
5	26,66	26,49
6	22,02	22,99
7	24,53	23,97
8	23,98	23,85
9	27,09	26,36
10	26,18	26,23
11	26,26	27,22
12	23,88	23,72
13	26,29	26,14
14	22,32	22,64
15	24,66	24,53
16	24,55	24,40

4.2 ANALISA PARAMETER DOMINAN DALAM INJEKSI UAP SECARA BERKALA PADA *HUFF AND PUFF*

Dalam penelitian ini, untuk mengetahui parameter dominan perlu dilihat terlebih dahulu apakah tiap-tiap parameter merupakan parameter signifikan berdasarkan signifikan level sebesar 95% yang digunakan pada *software Modde 5* ini. Nilai P (*probability*) untuk masing-masing parameter uji, dapat dilihat pada gambar 4.4.

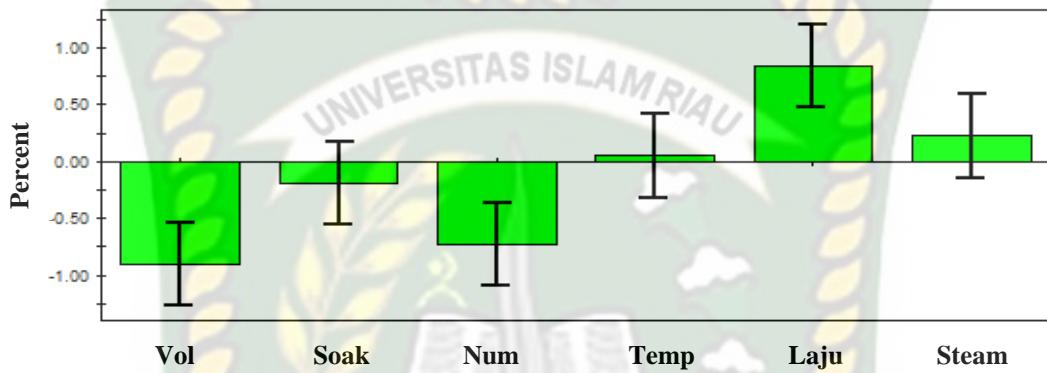
	1	2	3	4	5
1	Recovery Factor	Coeff. SC	Std. Err.	P	Conf. int(±)
2	Constant	25.1082	0.162461	1.01063e-016	0.367515
3	Vol	-0.906593	0.162461	0.000342784	0.367515
4	Soa	-0.18872	0.162461	0.275264	0.367515
5	Num	-0.72858	0.162461	0.00152219	0.367515
6	Tem	0.0500309	0.162461	0.765123	0.367515
7	Laj	0.842694	0.162461	0.000573903	0.367515
8	Ste	0.225493	0.162461	0.198537	0.367515
9					
10	N = 16	Q2 = 0.686		Cond. no. = 1.0000	
11	DF = 9	R2 = 0.901		Y-miss = 0	
12		R2 Adj. = 0.834		RSD = 0.6498	
13				Conf. lev. = 0.95	

At 95% confidence level, the coefficient Soa is not significant for the response Recovery Factor.

Gambar 4.4 Coefficient List tiap Parameter

Confidence level yang digunakan pada *software* ini yaitu sebesar 95 % sehingga diperoleh nilai α sebesar 0,05. Hasil dari penelitian menunjukkan bahwa parameter *soaking time*, *temperature injeksi uap* dan *steam dryness* merupakan parameter yang tidak signifikan karena nilai P tidak signifikan terhadap respon *recovery factor* berdasarkan *confidence level* 95% seperti yang ditunjukkan oleh gambar 4.4. Pada tabel, dapat dilihat bahwa nilai P untuk parameter *steam dryness* sebesar 0,198537 , *soaking time* sebesar 0,275264 dan temperatur injeksi uap 0,765123. Ini tidak signifikan dengan *confidence level* sebesar 95 % yang mana jika *confidence level* sebesar 95% maka α adalah 0,05 yang artinya memiliki tingkat kebenaran sebesar 95% serta peluang memperoleh kesalahan maksimal yaitu sebesar 5 % (toleransi kesalahan). Untuk *confidence level* sebesar 95%, nilai P tiap parameter haruslah di bawah nilai α . Jika nilai P di atas 0,05, itu berarti tingkat kebenarannya tidak sebesar 95 % dan toleransi kesalahannya lebih besar dari 5%. Sementara untuk parameter laju injeksi uap, *number of cycle*, dan volume injeksi uap merupakan parameter signifikan dengan nilai P di bawah 0,05. Nilai P paling kecil yaitu parameter volume injeksi uap. Semakin kecil nilai P, maka akan semakin besar pengaruh (*main effect*) yang diberikan oleh parameter uji terhadap respon.

Gambar 4.5 menunjukkan *coefficient plot* dari masing-masing parameter. *Coefficient plot* pada volume injeksi uap, *soaking time*, dan *number of cycle* menunjukkan arah negatif yang artinya dengan menurunkan nilai dari parameter, akan berdampak kepada *recovery factor* minyak yang meningkat. Sementara *coefficient plot* pada temperatur injeksi uap, laju injeksi uap dan *steam dryness* menunjukkan arah positif yang artinya dengan meningkatkan nilai dari parameter uji akan berdampak kepada nilai *recovery factor* minyak yang meningkat.



Gambar 4.5 Coefficient Plot

Tabel 4.3 menunjukkan *main effect* masing-masing parameter. *Main effect* adalah pengaruh utama dari parameter tersebut tanpa memperhitungkan pengaruh interaksi dengan parameter lain. Terlihat bahwa parameter paling dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak pada injeksi uap *huff and puff* secara berkala adalah volume injeksi uap, dengan koefisien terbesar yaitu -1,81 yang artinya dengan menurunkan volume injeksi uap dalam rentang 0,05 – 0,1 PV akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak.

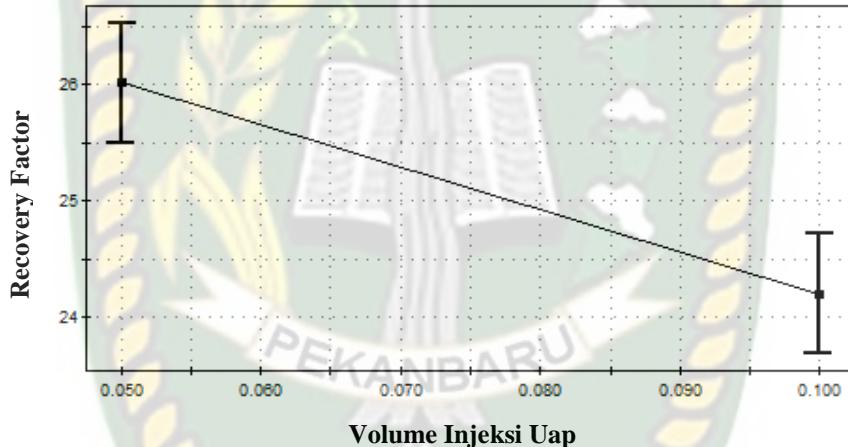
NO	Recovery Factor	Effect
1	Volume Injeksi Uap	-1,81
2	Laju Injeksi Uap	1,68
3	Number Of Cycle	-1,45
4	Steam Dryness	0,45
5	Soaking Time	-0,37
6	Temperatur Injeksi Uap	0,10

Tabel 4.3 Main Effect Masing-masing Parameter pada *Software Modde 5*

Parameter dominan kedua yaitu laju injeksi uap dengan koefisien terbesar yaitu 1,68 yang artinya dengan meningkatkan laju injeksi uap dalam rentang 800-1500 Bbl/day akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan yang ketiga yaitu *number of cycle* dengan koefisien bernilai negatif sebesar -1,45 yang artinya dengan mengurangi jumlah *number of cycle* akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Sementara untuk *steam dryness*, *soaking time* dan temperatur injeksi uap tidak memberikan pengaruh yang signifikan dalam penelitian ini.

4.3 ANALISIS PENGARUH PARAMETER UJI TERHADAP *RECOVERY* FAKTOR MINYAK

4.3.1 Volume Injeksi Uap

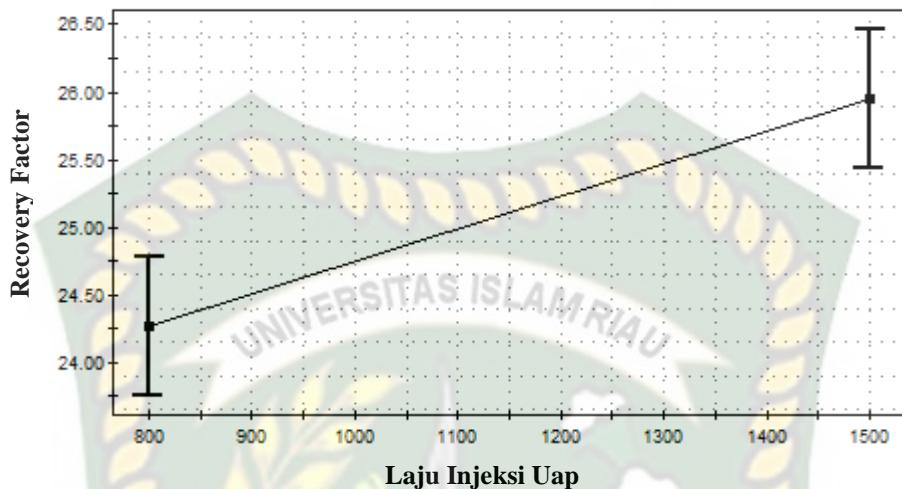


Gambar 4.6 Pengaruh Parameter Volume Injeksi Uap Terhadap *RF*

Berdasarkan hasil penelitian pada gambar 4.6, parameter ini merupakan parameter paling dominan terhadap peningkatan RF. Dari gambar, dapat dilihat sebaran data RF mulai dari 25,5% - 26,5% pada level maksimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 26%, memiliki *range* RF yang berkisar antara 26 % hingga 24,2%, yang mana 24,2 % merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level minimum parameter mulai dari 23,7% - 24,7%. Dalam teorinya, semakin besar volume injeksi uap, semakin banyak juga minyak yang akan terpanaskan oleh uap. Oleh karena itu, produksi minyak akan meningkat. Namun, jika volume injeksi uap telalu besar, maka akan menyebabkan minyak terdorong jauh dari lubang sumur, *oil stream ratio* akan menurun dan terjadi *downtime* produksi yang

meningkat, maka dari itu dapat menyebabkan penurunan produksi (Cuiyu et al., 2013).

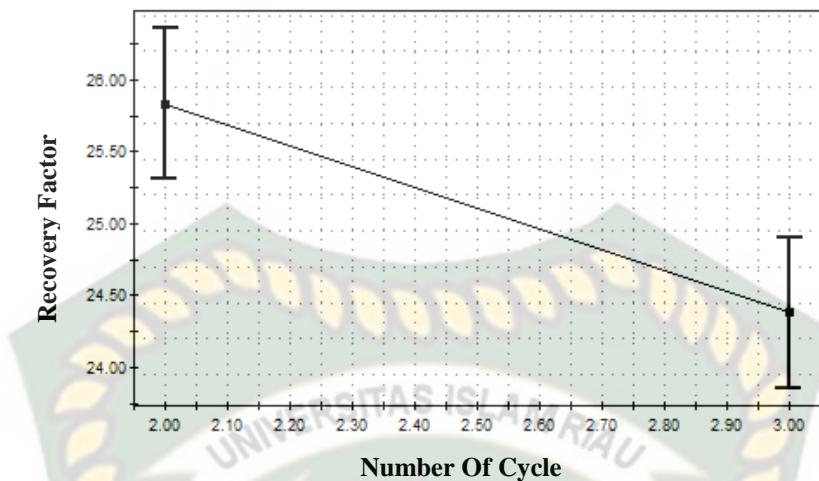
4.3.2 Laju Injeksi Uap



Gambar 4.7 Pengaruh Parameter Laju Injeksi Uap Terhadap RF

Berdasarkan gambar 4.7, dapat diketahui bahwa laju injeksi uap dalam rentang 800 cuft/day - 1500 cuft/day memberikan pengaruh yang positif terhadap *oil recovery*. Sebaran data RF dari 23,8% - 24,8% pada level minimum parameter dengan nilai tengah 24,3%. Range RF mulai dari 24,3% hingga 26%, yang mana 26% merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level maksimum parameter yaitu 25,5% - 26,5%. Pengaruh *injection rate* menurut Li et al (2016) yaitu saat laju injeksi uap rendah, tekanan injeksi atau tekanan gradien akan kecil sehingga *recovery factor* minyak bernilai rendah. Ketika laju injeksi uap tinggi, tekanan rata-rata pada batuan meningkat menyebabkan perolehan minyak meningkat.

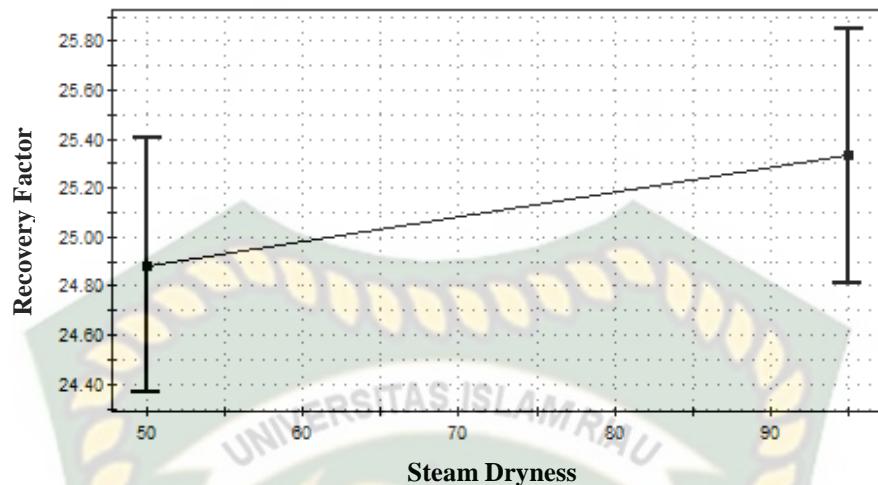
4.3.3 Number Of Cycle



Gambar 4. 8 Pengaruh Parameter *Number of Cycle* Terhadap RF

Cycle merupakan tahapan dari injeksi, *soaking*, dan produksi yang dilakukan secara berulang. Hasil peneltian menunjukkan, meningkatnya *number of cycle* menyebabkan terjadinya penurunan *recovery factor* minyak. Dari gambar 4.9 terlihat bahwa sebaran data RF mulai dari 25,3% - 26,4% pada level maksimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 25,9 %, memiliki *range* RF yang menurun yaitu berkisar antara 25,9% hingga 24,4%, yang mana 24,4% merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level minimum parameter dimana mulai dari 23,9% - 24,9%. Maka dari itu, dengan mengurangi jumlah *cycle* akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Li *et al* (2016) mengatakan bahwa setelah mengulang siklus, tekanan maksimum pada proses *huff* turun dan tekanan minimum pada proses *puff* meningkat.

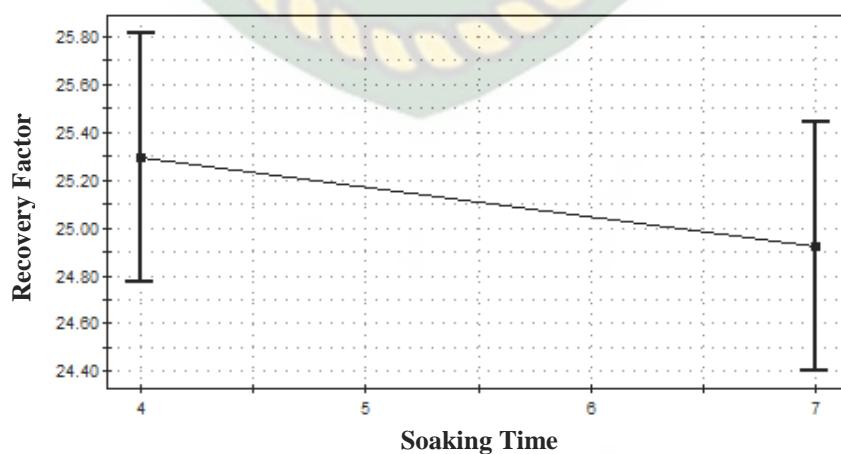
4.3.4 Steam Dryness



Gambar 4.9 Pengaruh Parameter *Steam Dryness* Terhadap RF

Hasil penelitian menunjukkan bahwa *steam dryness* dalam rentang 50 percent – 95 percent memberikan pengaruh yang positif terhadap *oil recovery*, seperti yang terdapat pada Gambar 4.10. Sebaran data RF dari 24,4% - 25,4% pada level minimum parameter dengan nilai tengah 24,9% memiliki *range* RF mulai dari 24,9% hingga 25,3%, yang mana 25,3% merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level maksimum parameter yaitu 24,8% - 25,9%. *Steam dryness* diatas 50% dapat memberikan pengaruh yang besar pada kenaikan produksi karena semakin besar nilai entalphi panas yang dibawa uap, semakin besar radius pengurasannya (Cuiyu et al., 2013).

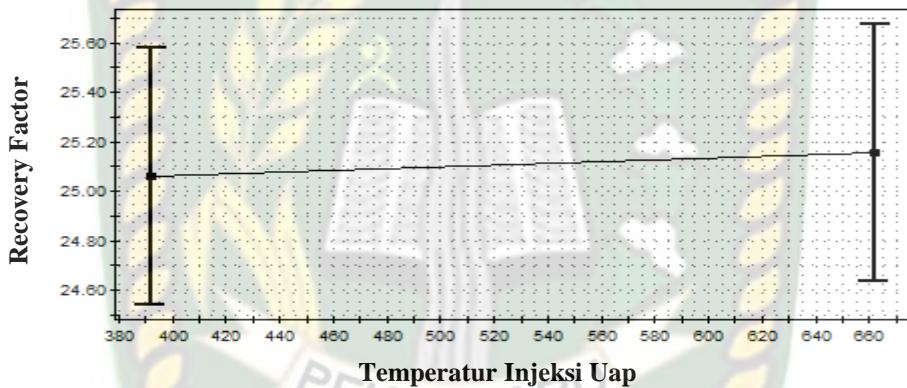
4.3.5 Soaking Time



Gambar 4.10 Pengaruh Parameter *Soaking Time* Terhadap RF

Berdasarkan gambar 4.10 dapat dilihat bahwa parameter *soaking time* dalam rentang 4 hari - 7 hari berpengaruh terhadap *recovery factor* minyak. Sebaran data RF dari 24,8% - 25,8% pada level maksimum parameter dengan nilai tengah 25,3 % memiliki *range* RF mulai dari 25,3% hingga 24,9%, yang mana 24,9% merupakan nilai tengah dari sebaran data RF 24,4% - 25,4% pada level minimum parameter. Peningkatan dari *soaking time* dapat menyebabkan temperatur pada lubang sumur secara signifikan turun (banyak kehilangan panas). Oleh karena itu, kumulatif produksi minyak akan turun juga (Cuiyu et al., 2013). Yu, Li, & Sheng (2016) mengatakan, periode *soaking* yang lama memberikan pengaruh yang kecil (tapi positif) terhadap *incremental oil recovery*.

4.3.6 Temperatur Injeksi Uap



Gambar 4.11 Pengaruh Parameter Temperatur Injeksi Uap Terhadap RF

Berdasarkan gambar 4.11, *recovery factor* meningkat seiring dengan peningkatan temperatur reservoir dalam rentang 392°F – 662°F. Sebaran data RF mulai dari 24,6% - 25,6% pada level minimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 25,1% memiliki *range* RF yang meningkat yaitu berkisar antara 25,1% hingga 25,2%, yang mana 25,2 % merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level maksimum parameter mulai dari 24,6 % - 25,7%.

Peningkatan dari *soaking time* dapat menyebabkan temperatur pada lubang sumur secara signifikan turun (banyak kehilangan panas). Oleh karena itu, kumulatif produksi minyak akan turun juga (Cuiyu et al., 2013). Dan maka dari itu dapat disimpulkan bahwa kenaikan temperatur dapat menyebabkan peningkatan produksi minyak.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan *confidence level* sebesar 95%, maka parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai *recovery factor* minyak dalam injeksi uap *huff and puff* secara berkala pada sumur *heavy oil* dengan nilai *P* (probability) dan *main effect* adalah volume injeksi uap dan nilai *P* terkecil 0,000342784 dengan koefisien bernilai negatif yaitu -1,81 yang artinya dengan menurunkan volume injeksi uap dalam rentang 0,05 – 0,1 PV akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan kedua yaitu laju injeksi uap dengan koefisien yaitu 1,68 yang artinya dengan meningkatkan laju injeksi uap dalam rentang 800-1500 *cuft/day* akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan yang ketiga yaitu *number of cycle* dengan koefisien bernilai negatif sebesar -1,45 yang artinya dengan mengurangi jumlah *number of cycle* akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Sementara untuk *steam dryness*, *soaking time* dan temperatur injeksi uap tidak memberikan pengaruh yang signifikan dalam penelitian ini berdasarkan *confidence level* sebesar 95%.

5.2 SARAN

Berdasarkan simpulan yang telah dijabarkan, saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan penelitian lebih lanjut untuk optimasi terhadap injeksi *cyclic steam stimulation* pada *fractional factorial design* dengan parameter-parameter operasi lainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. S., Suleiman, A. H., Abdesslam, B., & Sumaiya, A. H. (2016). The Application of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoir with a High Water Cut. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, (Figure 1), 1–21. <https://doi.org/10.2118/179809-MS>
- Abdurrahman, M., Novriansyah, A., Khalid, I., & Bae, W. . (2016). Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and Its Future in Indonesia. *The Ires 28th International Conference*, (February), 7–12.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. ., & Masduki, A. (2017). EOR In Indonesia : Past , Present , And Future EOR In Indonesia : Past , Present , And Future, (January), 1–22. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.087024>
- Ali, H. M. K., Hassan, M. A. A., & Alkhider, M. D. M. (2015). Optimization Of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Using (CMG) Software To Increase The Recovery Factor. *This Dissertation Is Submitted as a Partial Requirement of B.Sc. Degree (Honor) in Petroleum Engineering*, (August).
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3), 116–127. <https://doi.org/10.1190/1.1444903>
- Azad, M. S., Alnuaim, S., & Awotunde, A. A. (2013). Stochastic Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoirs. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/167378-MS>
- Bengar, A., Moradi, S., Ganjeh-Ghazvini, M., & Shokrollahi, A. (2017). Optimized Polymer Flooding Projects Via Combination Of Experimental Design And Reservoir Simulation. *KeAi Advancing Reaserch Evolving Science*, 3(4), 461–469. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.05.006>
- Box, G. E. P., Hunter, J. S., & Hunter, william G. (2005). *Statistics for Experimenters*. <https://doi.org/10.1080/00401706.1979.10489788> (2018, 24 September)
- Cuiyu, M., Yuetian, L., Peiqing, L., Chunhong, W., & Jingli, L. (2013). Study on Steam Huff and Puff Injection Parameters of Herringbone Well in Shallow and

- Thin Heavy Oil Reservoir. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 69–75. <https://doi.org/10.2174/1874834101306010069>
- Elbaloula, H. A., & Musa, T. A. (2018). The Challenges Of Cyclic Steam Stimulation (CSS) To Enhanced Oil Recovery (EOR) In Sudanese Oil Field. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 2018 – March, 186–197.* <https://doi.org/10.3969/j.issn.1002-6819.2012.z1.012>
- Fereidooni, A., Fereidooni, M., Moradi, S., & Zargar, G. (2012). Prediction of Nitrogen Injection Performance in Conventional Reservoirs Using the Correlation Developed by the Incorporation of Experimental Design Techniques and Reservoir Simulation. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, 1(1), 43–54.* <https://doi.org/10.22050/ijogst.2012.2774>
- Granato, D., Maria, V., & Calado, A. (2014). The Use And Importance Of Design Of Experiments (DOE) In Process Modelling In Food Science And Technology. *Mathematical and Statistical Methods in Food Science and Technology, First Edition.*
- Hama, M. Q. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data.* SPE Heavy Oil Conference-Canada. <https://doi.org/10.2118/170031-MS>
- Jamaloei, B. Y., Singh, A., & Solberg, A. (2014). Opportunities and Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Development in Seal' s Cadotte Area. *SPE Heavy Oil Conference-Canada, 10-12 June, Calgary, Alberta, Canada, 1–30.*
- Janiga, D., Czarnota, R., Stopa, J., & Wojnarowski, P. (2018). Huff And Puff Process Optimization In Micro Scale By Coupling Laboratory Experiment And Numerical Simulation. *Fuel, 224 (November 2017), 289–301.* <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.085>
- Lake, L. W. (2017). Enhanced Oil Recovery. *Enhanced Oil Recovery, 600.* <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-855-6.00016-4>
- Li, L., Sheng, J. J., & Sheng, J. (2016). Optimization of Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Oil Recovery in Shale. *SPE Symposium Held in Denver.*
- Makky, H., & Kasmungin, S. (2015). Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Optimasi Proyek Cyclic Steam Stimulation Menggunakan Metode Simulasi

Reservoir Di Lapangan-X, Sentral Sumatera. In *Seminar Nasional Cedekiawan 2015* (pp. 464–472).

Montgomery, D. C. (2001). *Design And Analysis Of Experiments 5th Edition*.
<https://doi.org/10.1002/qre.4680030319>

Nwidee, L. N., Theophilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., & Iglauer, S. (2016). *Word's largest Science, Technology & Medicine Open Access book Publisher. EOR Processes, Opportunities and Technological Advancement*.

Perera, M. S. A., Gamage, R. P., Rathnaweera, T. D., Ranathunga, A. S., Koay, A., & Choi, X. (2016). A Review Of CO₂-Enhanced Oil Recovery With A Simulated Sensitivity Analysis. *Energies*, 9(7).
<https://doi.org/10.3390/en9070481>

Stark, S. D. (2011). Increasing Cold Lake Recovery By Adapting Steamflood Principles To A Bitumen Reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference 2011, EORC 2011*, 2, 1503–1509.
<https://doi.org/10.2118/145052-ms>

Suranto, A. M., Permadi, A. K., & Bae, W. (2016). Smart Completion Design In Cyclic Steam Stimulation Process: An Alternative For Accelerating Heavy Oil Recovery. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 11(2), 127.
<https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2016.074289>

Taber, J. ., Martin, F. ., & Seright, R. . (1997). EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering*, 12(3), 199–206. <https://doi.org/10.2118/39234-PA>

Yu, Y., Li, L., & Sheng, J. J. (2016). Further Discuss the Roles of Soaking Time and Pressure Depletion Rate in Gas Huff-n-Puff Process in Fractured Liquid-Rich Shale Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, (April 2015), 1–17. <https://doi.org/10.2118/181471-MS>