

**SCREENING CRITERIA DENGAN METODE STEAM
FLOODING PADA KONDISI SUMUR DENGAN KADAR
PARAFIN TINGGI**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

BELLA RESTI

143210619



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

KATA PENGANTAR

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

1. Fiki Hidayat S.T., M. Eng selaku dosen pembimbing I dan Tomi Erfando S.T., M.T selaku dosen pembimbing 2 dan Richa Melyssa S.T., M.T selaku pembimbing akademik saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Orang tua Nashrullah dan Jamilah serta saudara Nasharandi, S.Pi, M Al Hadid, dan Abil Izal Al bani atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
4. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 5 Januari 2021

Bella Resti

UCAPAN TERIMA KASIH

Terimakasih kepada Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau yang telah memfasilitasi pengerjaan tugas akhir ini.

Pekanbaru, 5 Januari 2021

Bella Resti



DAFTAR ISI

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 SIMBOL	xi
DAFTAR SINGKATAN	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	1
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	Error! Bookmark not defined.15
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	15
3.2 JENIS PENELITIAN	17
3.3 TEMPAT PENELITIAN.....	17
3.4 JADWAL PENELITIAN	17
3.5 KARAKTERISTIK FLUIDA	17
3.5.1 Fluida Reservoir.....	17
3.5.2 Reservoir <i>properties</i>	19
3.6 PEMBUATAN MODEL SIMULASI.....	19
3.7 INISIALISASI	21
3.8 <i>SOFTWARE MODDE 5</i>	21

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	23
4.1 ANALISIS HASIL PEMODELAN EKSPERIMEN	24
4.2 ANALISIS PARAMETER DOMINAN PADA INJEKSI <i>STEAM FLOODING</i>	27
4.3 ANALISIS PENGARUH PARAMETER UJI TERHADAP <i>RECOVERY FACTOR</i> MINYAK	30
4.3.1 Permeabilitas.....	30
4.3.2 Volume Injeksi Uap.....	31
4.3.3 <i>Well Patern</i>	32
4.3.4 <i>Steam Dryness</i>	33
4.3.5 <i>Temperature</i> Injeksi Uap	34
4.3.6 Laju Injeksi Uap	34
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	24
5.1 KESIMPULAN	24
5.2 SARAN	24
DAFTAR PUSTAKA	37

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Project <i>Steam Flooding</i> Di Dunia.....	5
Gambar 2.2 Skematik Proses <i>Steam Flooding</i>	5
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.....	16
Gambar 3.2 Grafik hubungan K_r vs S_w	18
Gambar 3.3 Model <i>cartesian grid</i>	20
Gambar 3.4 Lokasi Sumur.....	20
Gambar 4.1 Diagram <i>summary plot</i>	24
Gambar 4.2 Grafik hubungan data <i>observed</i> dan <i>predicted</i>	26
Gambar 4.3 <i>Coefficient plot</i>	29
Gambar 4.4 Pengaruh parameter permeabilitas terhadap RF	30
Gambar 4.5 Pengaruh parameter volume injeksi uap terhadap RF	31
Gambar 4.6 Pengaruh parameter <i>well patern</i> terhadap RF	32
Gambar 4.7 Pengaruh parameter <i>steam dryness</i> terhadap RF	33
Gambar 4.8 Pengaruh parameter <i>temperature</i> injeksi uap terhadap RF.....	34
Gambar 4.9 Pengaruh parameter laju injeksi uap terhadap RF	34

DAFTAR TABEL

Table 3.1 Jadwal Penelitian Tugas Akhir.....	17
Table 3.2 Komponen hidrokarbon.....	18
Table 3.3 <i>Reservoir properties</i>	19
Table 3.4 Model <i>Properties</i>	20
Table 3.5 Hasil Inisialisasi Model Lapangan BR.....	21
Table 3.6 Data masing-masing parameter	22
Table 4.1 Desain eksperimen dan hasil run RF pada simulator CMG	23
Table 4.2 Tabel ANOVA (<i>Analysis Of Variance</i>).....	25
Table 4.3 Hasil data observasi dan prediksi pada <i>software Modde 5</i>	27
Table 4.4 <i>Coefficient list</i> tiap parameter	28
Table 4.5 <i>Main effect</i> masing-masing parameter	29

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I

LAMPIRAN II

LAMPIRAN III

LAMPIRAN IV

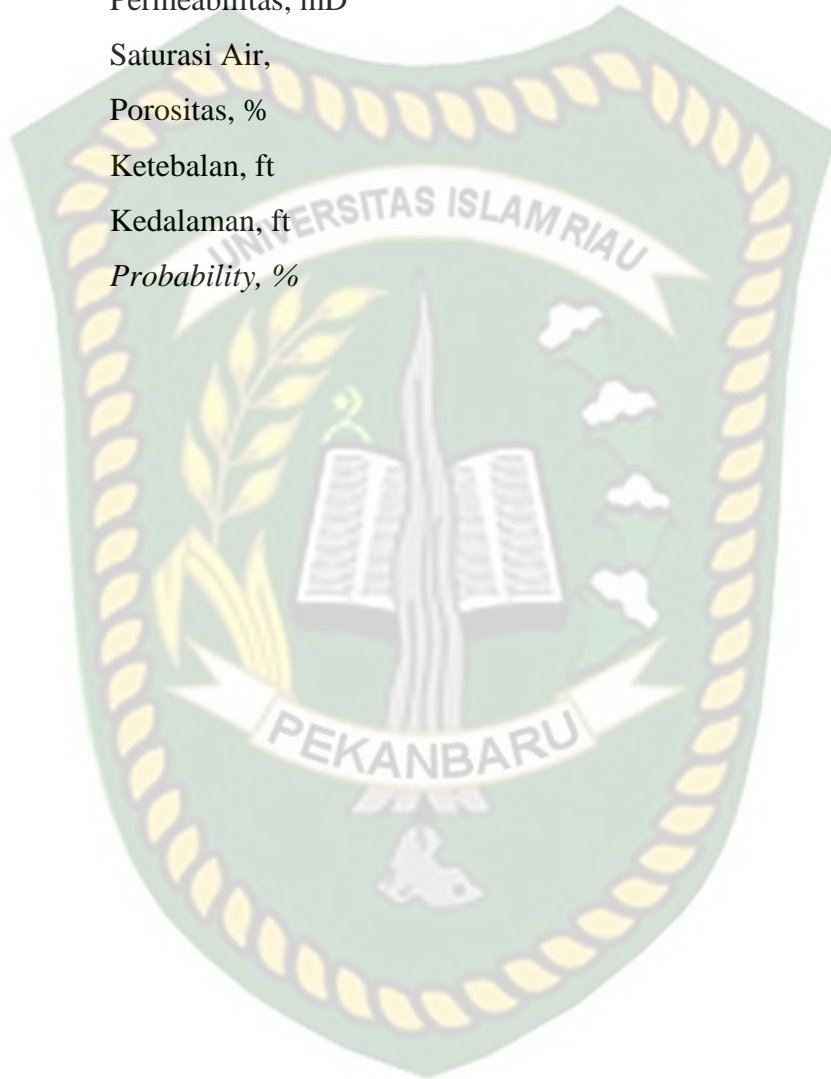


Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

A	Luas, <i>acre</i>
α	Alfa (<i>significant level</i>), fraksi
Kr	Permeabilitas Relatif, D
K	Permeabilitas, mD
Sw	Saturasi Air,
Φ	Porositas, %
d	Ketebalan, ft
h	Kedalaman, ft
P	<i>Probability</i> , %



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
Bbl	<i>Barrels</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
CSS	<i>Cyclic Steam Injection</i>
CP	<i>Centipoise</i>
DOE	<i>Design Of Experiment</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FFD	<i>Fractional Factorial Design</i>
Ft	<i>Feet</i>
HPAI	<i>High Pressure Air Injection</i>
IOIP	<i>Initial Oil In Place</i>
PV	<i>PoreVolume</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
RSD	<i>Residual Standar Deviasi</i>
RSM	<i>Response Surface Methodology</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>

**SCREENING CRITERIA DENGAN METODE STEAM
FLOODING PADA KONDISI SUMUR DENGAN KADAR
PARAFIN TINGGI**

BELLA RESTI

143210619

ABSTRAK

Injeksi uap (*steam flooding*) adalah salah satu metode dari *thermal EOR* yang dianggap efektif digunakan untuk meningkatkan *oil recovery* dengan menurunkan viskositas minyak. Keberhasilan dari *screening criteria* metode injeksi uap (*steam flooding*) dapat ditentukan dengan menginvestigasi parameter paling dominan dalam meningkatkan *recovery factor* (RF). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui parameter yang paling berperan terhadap *recovery factor*.

Penelitian ini menggunakan *numerical simulator CMG STARS* untuk pemodelan reservoir. Metode *fractional factorial design* digunakan untuk memeriksa reaktifitas dari tiap tiap parameter injeksi uap (*steam flooding*). Pemodelan reservoir dengan menggunakan *cartesian grid* dan enam parameter yang diuji, pada rancangan *fractional factorial design* dengan jumlah *runn* yaitu 16 *runn*.

Parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai *recovery factor* minyak dalam injeksi *steam flooding* pada sumur *black oil* adalah laju injeksi uap dengan nilai P terkecil $1,23992 \times 10^{-8}$ dan koefisien terbesar dengan nilai positif yaitu 7,56. Parameter dominan yang kedua yaitu *well patern* dengan nilai P $1,22068 \times 10^{-6}$ dan koefisien sebesar -4,45. Kemudian diikuti oleh permeabilitas dalam rentang 700 – 1500 Md dengan nilai P 0,00171222 dan koefisien bernilai positif sebesar 1,72. serta *temperature* dengan dengan nilai P 0,053633 dan koefisien 0,99. Sementara untuk volume injeksi uap dan *steam dryness* merupakan parameter tidak signifikan dalam penelitian ini berdasarkan *confidence level* sebesar 95%.

Kata Kunci: EOR, *Screening Criteria*, *thermal*, *oil recovery*, parafin, reservoir

SCREENING CRITERIA WITH STEAM FLOODING METHOD IN WELL CONDITION WITH HIGH PARAFFIN LEVEL

BELLA RESTI
143210619

ABSTRACT

The thermal method is the most popular method applied to oils with high paraffin levels. Steam flooding is one method of thermal EOR that is considered effective in increasing oil recovery by reducing oil viscosity. The success of screening criteria steam flooding method can be determined by investigating the most dominant parameters in increasing recovery factors. This study to determine the parameters that most contribute for recovery factor.

The study using CMG STARS numerical simulation for reservoir modeling. Fractional factorial design method using for check the reactivity of each steam flooding parameters. Reservoir modeling using Cartesian grid and six parameters tested. On draft fractional factorial design with 16 runs.

The most dominant parameter that can increase the value of oil recovery factor in the injection of steam flooding in black oil wells is the steam injection rate with the smallest P value $1,23992 \times 10^{-8}$ and the largest coefficient with a positive value of 7,56. The second dominant parameter is the well pattern with a P value of $1,22068 \times 10^{-6}$ and a coefficient of -4.45. Then followed by permeability in the range 700-1500 Md with a P value of 0.00171222 and a positive coefficient of 1.72. and temperature with a P value of 0.053633 and a coefficient of 0.99. Meanwhile, steam injection volume and steam dryness are insignificant parameters in this study based on a 95% confidence level.

Keywords: EOR, Screening Criteria, thermal, oil recovery, paraffin, reservoir



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Metode *Thermal* yang digunakan dalam Penelitian Tugas Akhir ini yaitu *Steam Flooding*, terdapat banyak metode yang kemudian muncul, namun metode injeksi uap (*steam flood*) merupakan metode paling efisien dibanding metode *thermal* lainnya. (Widagda & Hendri, 2016).

Injeksi uap (*steam flooding*) adalah salah satu metode dari *thermal* EOR yang dianggap efektif digunakan untuk meningkatkan *oil recovery* dengan kondisi sumur dengan kadar parafin tinggi. Namun masih banyak hal yang harus diperhatikan dalam metode Injeksi uap (*steam flooding*) ini, seperti laju injeksi, volume uap yang diinjeksikan, *steam quality*, temperatur injeksi uap, permeabilitas, dan *well pattern*.

Di Indonesia sendiri *steam flooding* sudah sangat populer, Sejak tahun 1975, Caltex Pacific Indonesia (sekarang adalah Chevron Pacific Indonesia) telah menerapkan *steam flooding* pada Duri Field. Duri Field sendiri merupakan lapangan dengan proyek *steam flooding* terbesar di Indonesia. *Steam Flooding* dianggap menguntungkan diterapkan di Duri Field karena beberapa alasan yaitu minyak berat, formasi yang dangkal, ketebalan formasi, dan luasnya area (Muslim Abdurrahman, W.S Bae, Adi Novriansyah, 2016).

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui parameter yang paling berperan terhadap *recovery factor*, menggunakan permodelan reservoir software CMG (*Computer Modelling Group*). Dan penggunaan *Fractional factorial design* yang merupakan rancangan faktorial yang biasanya digunakan di bidang statistik dalam berbagai penelitian. Dalam penelitian ini *fractional factorial design* digunakan sebagai *Design Of Experiment* (DOE), dimana, FFD dalam penelitian ini akan digunakan untuk memeriksa reaktifitas dari tiap-tiap parameter operasi yang paling signifikan.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah :

Mengetahui parameter yang paling berperan terhadap *recovery factor*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini berupa :

1. Memberikan informasi parameter yang berpengaruh terhadap metode *steam flooding* untuk *screening criteria*.
2. Menjadikan publikasi ilmiah dalam bentuk jurnal atau *paper* yang bersekala nasional maupun internasional sehingga dapat menjadi referensi dalam penelitian selanjutnya.

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 injeksi metode injeksi uap (*steam flooding*) yaitu laju injeksi, volume uap yang diinjeksikan, *steam dryness*, temperatur injeksi uap, permeabilitas, dan *well patern*. Analisis hasil penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Manusia merupakan makhluk Allah SWT yang memiliki derajat paling tinggi di Mata Nya, sehingga manusia memiliki tanggung jawab yang paling besar pula dari apa yang ada di semesta ini, Sebagaimana yang telah di jelaskan oleh Allah SWT dalam firman nya pada QS Al Isra' "Dan maka sudah sepantasnya lah kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT ciptakan yang semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, karena Allah telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmat Nya maka akan di tambah tapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih".

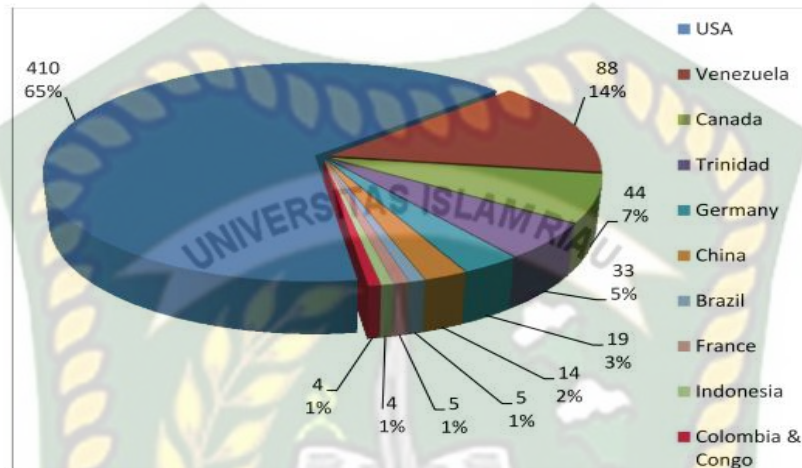
Pada QS Al-Jatsiyat ayat 13, menyatakan bahwa "Dan (Dialah) yang menundukkan untuk kalian apa yang ada dilangit dan yang ada di bumi." Dari ayat tersebut dapat kita simpulkan bahwa manusia harus bisa mengontrol pemanfaatan apa yang sudah Allah ciptakan di langit dan di bumi, sebaik-baiknya manusia yang memanfaatkan sumber daya alam yaitu dengan tidak berlebihan, bermanfaat bagi khalayak ramai, dan tidak menimbulkan kerusakan bagi mereka sendiri.

Motivasi dalam mengembangkan proses *thermal recovery* adalah adanya reservoir besar di seluruh dunia yang diketahui mengandung miliaran barel minyak berat (10-20° API) dan *tar sands* ($\leq 10^\circ$ API) (Kamari et al., 2015). Meskipun sangat efektif diterapkan pada reservoir minyak berat, *thermal recovery* juga dapat dilakukan pada reservoir minyak ringan (Nwidee, 2017).

Metode *Thermal* yang digunakan dalam Penelitian Tugas Akhir ini yaitu *Steam Flooding*, terdapat banyak metode yang kemudian muncul, namun metode injeksi uap (*steam flood*) merupakan metode paling efisien dibanding metode *thermal* lainnya.(Widagda & Hendri, 2016).

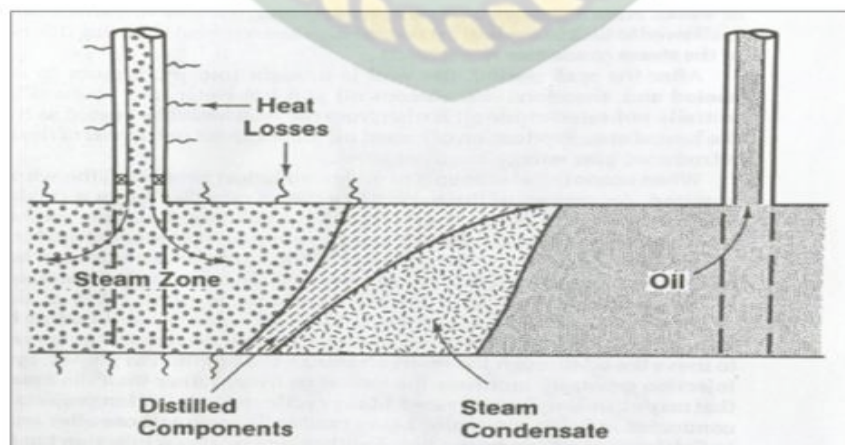
Metode injeksi uap (*steam flooding*) ini menghasilkan tambahan minyak (*incremental oil*) yang signifikan disebabkan karena uap dapat menyimpan energi panas yang lebih besar dibandingkan dengan air panas atau gas per satuan massa, dan penggunaan uap air sebagai medium penghantar panas memungkinkan bidang kontak terhadap bidang reservoir yang terbentuk menjadi lebih luas sebagai akibat dari sifat fisik uap air yang ekspansif dan menempati ruang sehingga memiliki

nilai efektivitas penurunan viskositas minyak yang lebih besar fluida minyak maupun fluida air yang terdapat pada reservoir, agar dapat menurunkan viskositas minyak untuk meningkatkan mobilitas fluida dan menghasilkan perolehan (*recovery*) yang maksimal (Widagda & Hendri, 2016).



Gambar 2.1 Project Steam Flooding Di Dunia (Qadir Hama & Qadir, 2014)

Di Indonesia sendiri *steam flooding* sudah sangat populer, Sejak tahun 1975, Caltex Pacific Indonesia (sekarang adalah Chevron Pacific Indonesia) telah menerapkan *steam flooding* pada Duri Field. Duri Field sendiri merupakan lapangan dengan proyek *steam flooding* terbesar di Indonesia. *Steam Flooding* dianggap menguntungkan diterapkan di Duri Field karena beberapa alasan yaitu minyak berat, formasi yang dangkal, ketebalan formasi, dan luasnya area (Muslim Abdurrahman, W.S Bae, Adi Novriansyah, 2016).



Gambar 2.2 Skematik Proses Steam Flooding (Hama, Wei, Saleh, & Bai, 2014)

Parameter-parameter operasi yang mempengaruhi *performance* dari *Steam Flooding* pada Penelitian Tugas Akhir ini yaitu Laju Injeksi Uap, laju injeksi uap tergantung pada ketebalan reservoir, viskositas minyak, tekanan reservoir, tekanan injeksi, dan daya serap uap reservoir (Ma Cuiyu et al, 2013). Namun, tingkat laju injeksi yang tinggi memerlukan tekanan injeksi tinggi yang dapat menyebabkan pembentukan rekahan dan uap yang diinjeksikan akan memasuki rekahan. Akibatnya, kehilangan volume uap (bukan panas yang hilang) dapat terjadi. Untuk menghindari masalah ini, laju injeksi harus disesuaikan dengan nilai optimum sehingga tidak ada panas atau uap yang hilang (Ali et.al., 2015).

Parameter yang mempengaruhi *performance* dari *steam flooding* selanjutnya yaitu Volume Uap yang diinjeksikan, dalam rentang tertentu, produksi minyak dan siklus volume injeksi uap sangat sesuai. Untuk reservoir minyak berat tertentu, volume injeksi uap memiliki rentang yang optimal. Jika volume injeksi uap terlalu kecil, maka produksi minyak akan rendah. Semakin besar volume injeksi uap, semakin besar rentang pemanasannya. Karena itu, produksi minyak akan meningkat. Namun, jika volume injeksi uap terlalu besar, akan menyebabkan minyak terdorong menjauh dari dasar sumur, rasio uap minyak turun dan akibatnya produksi minyak akan menurun (Ma Cuiyu et al, 2013).

Diikuti parameter selanjutnya yaitu *steam dryness*. Simulasi numerik, simulasi *physical*, dan produksi awal lapangan minyak menunjukkan bahwa *steam dryness* merupakan faktor penting yang mempengaruhi efek pengembangan *Steam Flooding*. *Steam dryness* adalah indikator langsung terhadap entalpi uap, semakin besar nilai entalpi panas yang dikandung uap, semakin besar radius pemanasannya. Dari definisi tersebut dapat diketahui bahwa semakin tinggi *steam dryness* maka semakin banyak hasil produksi dari sumur. Bila *steam dryness* cukup tinggi, volume minyak yang dipanaskan oleh uap akan meningkat. Sebaliknya, pada *steam dryness* yang rendah uap berubah menjadi air panas, dan ini akan merusak.

Kemudian parameter Temperatur Injeksi Uap, efek temperatur uap pada minyak kumulatif yang dihasilkan bernilai kecil karena sensitivitas temperatur uap pada kualitas uap bernilai konstan, kenaikan temperatur uap yang diinjeksikan membutuhkan tekanan tinggi, ini akan mengurangi panas uap dan manfaat dari

panas akan berkurang, kerugian panas sangat sensitif terhadap temperatur uap sehingga kenaikan tekanan injeksi akan menyebabkan sejumlah besar uap hilang pada lapisan yang berdekatan, kehilangan ini dikendalikan oleh gradien thermal, tekanan tinggi memaksa minyak menghasilkan pada awal periode produksi, sehingga fraksi panas injeksi yang tinggi dikeluarkan pada saat memulai setiap proses injeksi (Ali et.al., 2015).

Well Patern juga merupakan parameter yang mempengaruhi *performance* dari *steam flooding* berikutnya, pada operasi *steam flooding* sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan karena sistem pendesaknya adalah lateral yang membentuk zona transisi antara fluida pendesak dengan fluida yang didesaknya sehingga diterapkan pola sumur injeksi yang teratur dimana bertujuan untuk menyapu secara maksimal fluida sisa (minyak) yang ada dalam reservoir. Pola sumur dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut pola normal, sedangkan bila sebaliknya sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut pola inverted (Kusumastuti et.al., 2018).

Kemudian ada Permeabilitas sebagai parameter berpengaruh berikutnya, minyak kumulatif dipengaruhi oleh permeabilitas yang tinggi, serta laju produksi yang lebih tinggi. Permeabilitas yang sangat tinggi dapat menyebabkan rekahan pada reservoir, sehingga fluida yang diinjeksikan dapat masuk kerekahan (Ali et al., 2013).

Pada penelitian ini, masalah yang dihadapi dalam injeksi *steam flooding* yaitu dalam kondisi sumur dengan kadar parafin tinggi, parafin sendiri merupakan campuran hidrokarbon yang berkisar antara $C_{18}H_{38}$ hingga $C_{70}H_{172}$. Di reservoir, parafin terendapkan di lubang pori dan menyebabkan berkurangnya produktivitas sumur (Ring et.al., 1994). Padatan parafin juga berpengaruh pada viskositas minyak, semakin tinggi konsentrasi padatan parafin, maka semakin tinggi pula viskositas minyak yang disebabkan oleh tingginya konsentrasi padatan parafin tersebut (Sanjay, Simanta, & Kulwant, 1995).

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk mengatasi masalah parafin di reservoir adalah pengaplikasian panas yang meliputi injeksi air panas, injeksi uap,

dan metode *thermal* lainnya. Metode-metode tersebut harus diaplikasikan sebelum pengendapan parafin terakumulasi di peralatan produksi (Al-Yaari & Fahd, 2011).

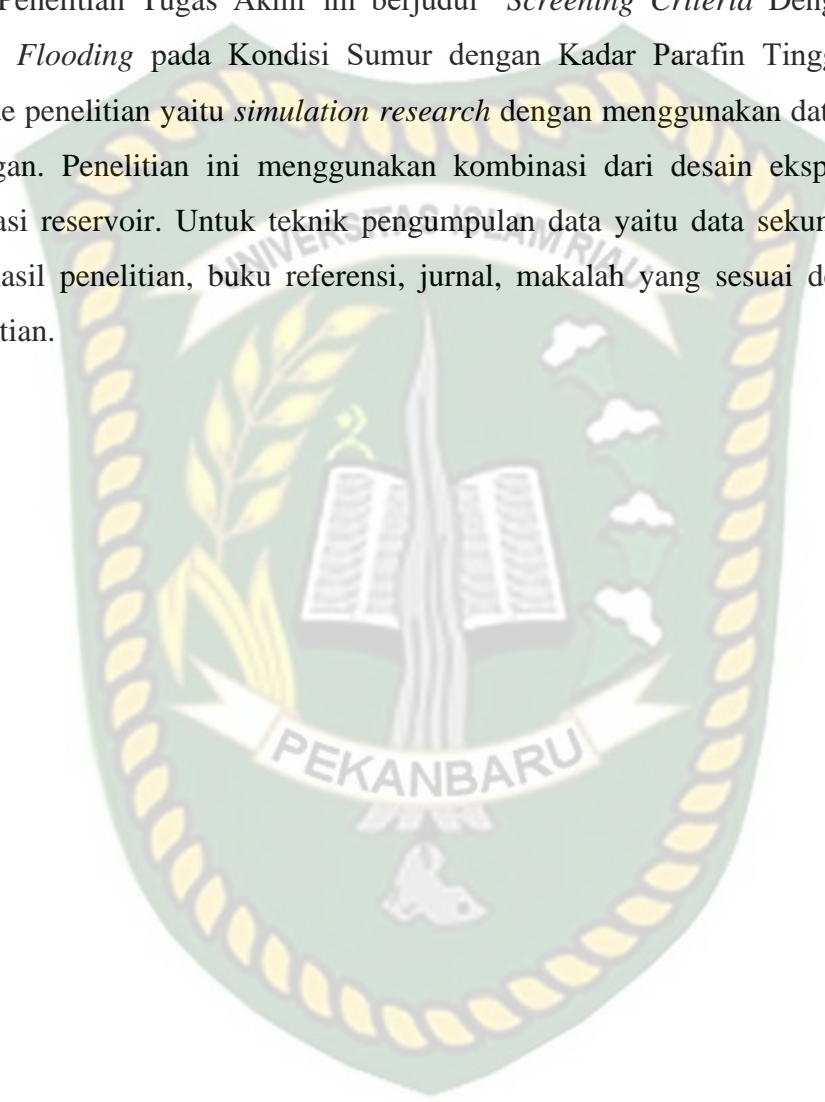
Penelitian terdahulu telah dilakukan oleh Abdul (2017) yang melakukan penelitian Optimasi Produksi *Steamflood* dengan Menggunakan Injeksi Kualitas Uap Model Gelombang. Penelitian ini menggunakan *software CMG STARS* untuk mensimulasikan tentang pengaruh temperatur terhadap reservoir, asumsi yang digunakan dalam simulasi ini yaitu metode pendesakannya menggunakan *Frontal Advance Displacement*, yang artinya uap mendesak minyak dari setiap ketebalan antar muka minyak dan uap serta properti reservoir diasumsikan seragam. Pemodelan dengan tipe grid kartesian dengan pola injeksi *inverted 7-spot* yang terdiri pola 1/6 *inverted 7-spot* dengan satu sumur injeksi dan dua sumur produksi. Mendapatkan hasil bahwa penggunaan uap kualitas tinggi dapat dikurangi setengahnya namun produksi minyak juga ikut mengalami penurunan. Jika penggunaan kualitas uap tinggi ini berkurang maka biaya produksi juga akan turun, uap dengan kualitas rendah mempunyai efisiensi penyapuan lebih kecil. Sebaliknya terjadi pada uap kualitas tinggi yang mempunyai efisiensi penyapuan lebih besar dan efisiensi lebih kecil.

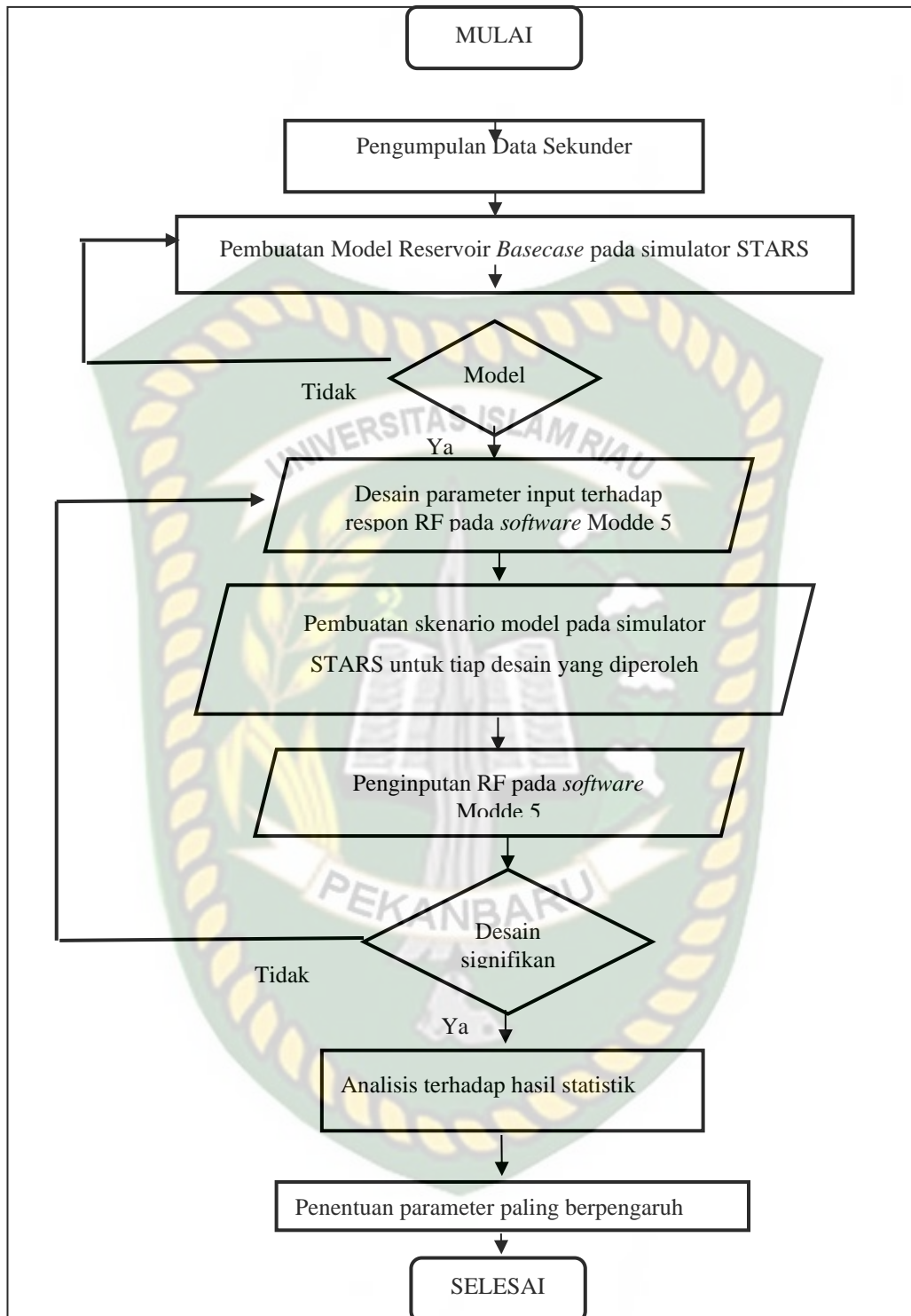
Penelitian berikutnya telah dilakukan oleh Kusumastuti, Erfando, Hidayat (2018) melakukan penelitian Efek dari Variasi Pola Injeksi *Steam Flooding* dan *Steam Quality* terhadap *Recovery Factor*. analisis dilakukan dengan pola injeksi *5-spot, inverted 5-spot, 7-spot, inverted 7-spot, 9-spot, inverted 9-spot* dengan variasi *steam quality* 50%, 70%, dan 90%. Temperatur yang digunakan dalam injeksi *steam flooding* ini yaitu 450°F dengan tekanan injeksi 500 psi, dan laju injeksi 1000 *bbl/day*. Dari semua skenario yang diuji, hasil terbaik adalah pada pola *inverted 7-spot* dengan kualitas uap 90% dimana *recovery factor* yang diperoleh adalah 35,1% dan total produksi kumulatif sebesar 269,397 bbl.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian Tugas Akhir ini berjudul “*Screening Criteria* Dengan Metode *Steam Flooding* pada Kondisi Sumur dengan Kadar Parafin Tinggi” Adapun metode penelitian yaitu *simulation research* dengan menggunakan data dari suatu lapangan. Penelitian ini menggunakan kombinasi dari desain eksperimen dan simulasi reservoir. Untuk teknik pengumpulan data yaitu data sekunder didapat dari hasil penelitian, buku referensi, jurnal, makalah yang sesuai dengan topik penelitian.





Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2 JENIS PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan kombinasi dari desain eksperimen dan simulasi reservoir. Data yang diperoleh akan digunakan untuk pemodelan dengan *simulator CMG STARS* yang kemudian hasilnya akan dianalisis dengan *software* analisis statistik Modde 5.

3.3 TEMPAT PENELITIAN

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian di Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

3.4 JADWAL PENELITIAN

Table 3.1 Jadwal Penelitian Tugas Akhir

Kegiatan	2019			2020								
	9	10	11	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pengumpulan Literatur												
Pembuatan Model												
Pengujian Skenario												
Hasil dan Pembahasan												

3.5 KARAKTERISTIK FLUIDA

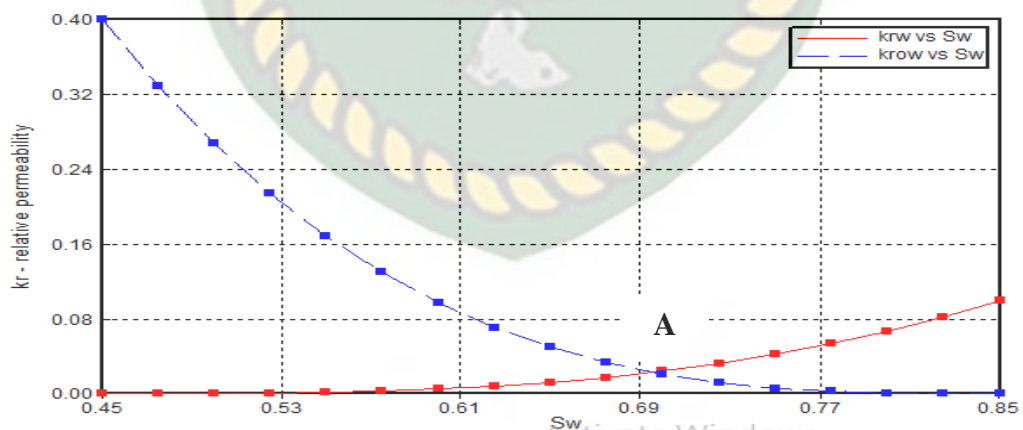
3.5.1 Fluida Reservoir

Model yang dibuat merupakan model dengan reservoir yang memiliki kadar parafin tinggi. Tabel 3.2 menunjukkan komponen hidrokarbon yang digunakan dalam pemodelan ini. Dapat dilihat pada tabel, komponen penyusun hidrokarbon yang paling dominan yaitu C7-C12 dilihat dari nilai *mole percent*.

Table 3.2 Komponen hidrokarbon

No.	Component	Mol Percent
1	CO ₂	0,56
2	N ₂	0,00
3	C ₁	0,67
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-C12}	27,47
12	C _{13-C18}	19,15
13	C _{19-C24}	13,35
14	C _{25-C30}	9,30
15	C ₃₁₊	21,44
	Total	100

Sumber: (Langgak Field)



Gambar 3.2 Grafik hubungan Kr vs Sw

Grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.1 menunjukkan bahwa *region* reservoir ini bersifat *water wet* untuk sistem minyak-air. *Water wet* adalah sifat batuan yang menunjukkan bahwa air cenderung

membasahi batuan, sehingga dapat dikatakan bahwa sudut kontak *wettability* sebesar $\theta < 90^\circ$. Hal ini didukung oleh grafik yang lebih condong ke kanan, dan perpotongan kurva terletak pada nilai A, yang menunjukkan bahwa melebihi titik tengah saturasi air.

3.5.2 Reservoir properties

Sumur BR merupakan sumur yang memiliki jenis reservoir yang mengandung paraffin tinggi, Berikut merupakan data *reservoir properties* pada Sumur BR yang ditunjukkan pada tabel 3.3.

Table 3.3 *Reservoir properties*

Parameter	Nilai	Satuan
Permeabilitas (K)	1500	Md
Porositas (%)	0.34	%
Ketebalan (ft)	75	Ft
Kedalaman (ft)	1252	Ft
<i>Initial Pressure</i>	300	psi
<i>Initial Temperature</i>	100	°F
<i>Area</i>	10	<i>acre</i>

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

3.6 PEMBUATAN MODEL SIMULASI

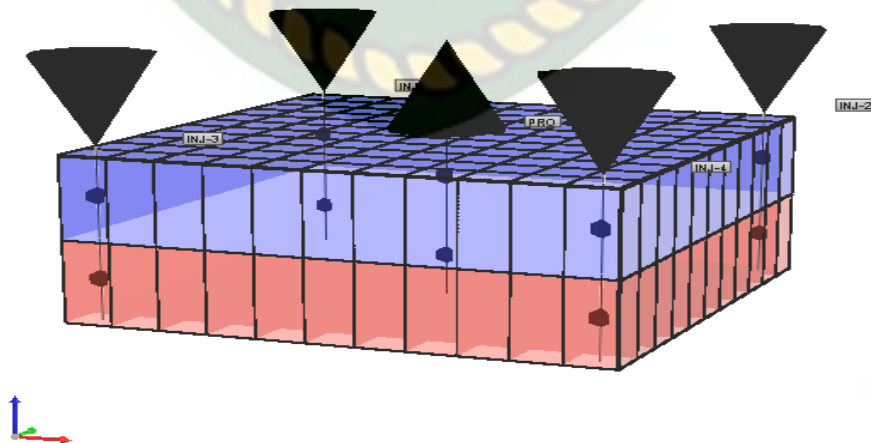
Model pada studi ini menggunakan *cartesian grid* karena jenis *grid* ini digunakan untuk simulasi *multi well*, sehingga cocok untuk dilakukan simulasi dengan metode *Steam Flooding*. Selain itu, *cartesian grid* juga digunakan untuk melihat kinerja sumur akibat pengaruh dari injeksi uap yang dilakukan. Tabel 3.4 menunjukkan model *properties* yang digunakan dalam pemodelan ini. Sedangkan model *grid* dan lokasi sumur ditunjukkan oleh gambar 3.3 dan 3.4.

Table 3.4 Model Properties

Model Properties	Nilai
Grid Tipe	Cartesian
Number of Grid	11×11×2
Ketebalan Grid	75 ft
Layer	2



Gambar 3.3 Model cartesian grid



Gambar 3.4 Lokasi Sumur

3.7 INISIALISASI

Setelah melakukan *run* simulasi, berikut hasil inisialisasi model lapangan BR yang tertera pada tabel 3.5.

Table 3.5 Hasil Inisialisasi Model Lapangan BR

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1	Gross formation volume	ft^3	$7,9061 \times 10^7$
2	Formation pore volume	ft^3	$2,4637 \times 10^7$
3	Aquaeous phase volume	ft^3	$1,4121 \times 10^7$
4	Oil phase volume	ft^3	$1,0517 \times 10^7$
5	Gaseous phase volume	ft^3	0

3.8 SOFTWARE MODDE 5

Modde 5 memodelkan metode *screening* yang digunakan sebagai metode utama untuk analisis ke enam parameter yang telah dipilih agar diketahui parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai *recovery factor* minyak. *Design of experiment* (DOE) merupakan perancangan eksperimen dari beberapa parameter terhadap respon untuk melihat pengaruh dari masing-masing parameter yang akan dianalisis. *Fractional factorial design* adalah metode yang paling umum digunakan dalam perancangan eksperimen, digunakan untuk mendapatkan beberapa model simulasi / skenario yang akan dijalankan oleh simulator CMG yang kemudian hasilnya berupa *recovery factor* akan dianalisis oleh *software* analisis statistik Modde 5. *Fractional factorial design* dengan dua level (memiliki level nilai maksimum dan minimum) digunakan dalam penelitian ini sebagai desain eksperimen yang dinotasikan dengan 2^{k-p} . Data masing-masing parameter dapat dilihat pada tabel 3.6.

Table 3.6 Data masing-masing parameter

<i>Name</i>	<i>Abbreviation</i>	<i>Units</i>	<i>Type</i>	<i>Use</i>	<i>Settings</i>
Temperature	Tem	Fahrenheit	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	400 to 800
<i>Well Patern</i>	Wel	<i>Spot</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	normal to inverted
<i>Laju Injeksi Uap</i>	Laj	<i>Bbl Per Day</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	300 to 700
Volume Injeksi Uap	Vol	Pv	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	0,05 to 0,1
Steam Dryness	Ste	Percent	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	0.6 to 0.8
<i>Permeability</i>	Per	Md	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	700 to 1500

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Percobaan yang didasarkan pada rancangan faktorial digunakan untuk menentukan faktor mana di antara sejumlah faktor yang secara potensial memberikan pengaruh pada respon. Pada penelitian ini digunakan metode *fractional factorial design* resolusi IV yang menjadi *first recommendation* pada *software* Modde 5 dengan fraksi $\frac{1}{4}$ yang dinotasikan dengan 2^{6-2} dan jumlah *runn* yaitu 16 *runn*.

Table 4.1 Desain eksperimen dan hasil *run* RF pada simulator CMG

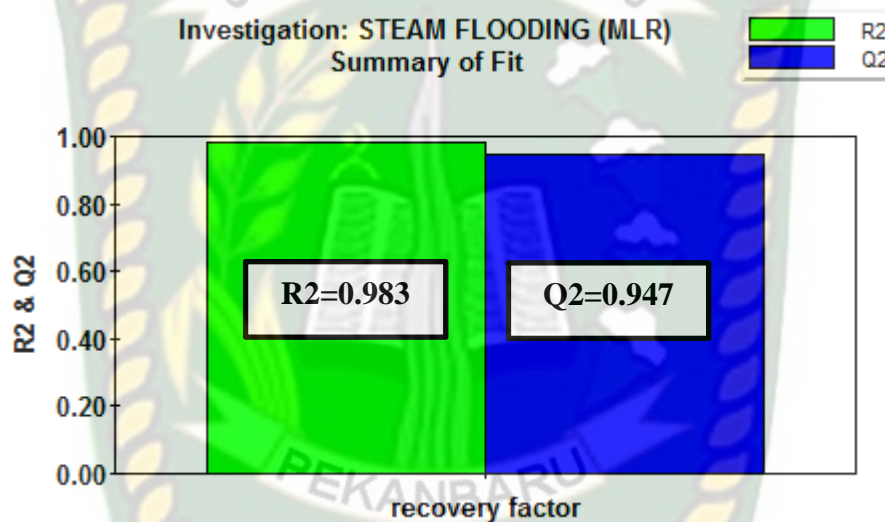
<i>Exp num</i>	Volume Injeksi Uap (PV)	<i>steam Dryness (%)</i>	<i>well patern (spot)</i>	Temperatur (F)	<i>Injection rate (Cuft/day)</i>	Permeabilitas (mD)	RF (%)
1	0.05	0.6	Normal	400	300	700	10.8171
2	0.05	0.8	Normal	800	300	700	11.2344
3	0.05	0.8	Inverted	400	300	1500	9.19683
4	0.05	0.6	Inverted	800	300	1500	10.1775
5	0.05	0.8	Normal	400	700	1500	20.8282
6	0.05	0.6	Normal	800	700	1500	21.7111
7	0.05	0.6	Inverted	400	700	700	13.6976
8	0.05	0.8	Inverted	800	700	700	14.9048
9	0.1	0.6	Normal	400	300	1500	12.3239
10	0.1	0.8	Normal	800	300	1500	13.7828
11	0.1	0.8	Inverted	400	300	700	7.33283
12	0.1	0.6	Inverted	800	300	700	8.00453
13	0.1	0.8	Normal	400	700	700	19.8092
14	0.1	0.6	Normal	800	700	700	20.4164
15	0.1	0.6	Inverted	400	700	1500	15.4725
16	0.1	0.8	Inverted	800	700	1500	16.5213

Proses penginputan nilai minimum dan maksimum dari tiap-tiap parameter telah dilakukan sehingga diperoleh tabel eksperimen dengan 16 *runn* 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 EKSPERIMEN

Software Modde 5 digunakan untuk *screening* parameter paling dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak pada injeksi *steam flooding* di sumur *black 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 - *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% (table 4.2).

NO	RECOVERY FACTOR	DF	SS	MS	F	P	SD
1				(variance)			
2	TOTAL	16	3527.62	220.476			
3	CONSTANT	1	3198.78	3198.78			
4							
5	TOTAL CORRECTED	15	328.841	21.9227			4.68217
6	REGRESSION	6	323.318	53.8864	87.8141	0.000	7.34073
7	RESIDUAL	9	5.52277	0.613641			0.783353
8							
9	LACK OF FIT	-	-	-	-		-
10	(MODEL ERROR)						
11	PURE ERROR	-	-	-	-		-
12	(REPLICATE ERROR)						
13							
14	N=16	Q2=	0.947	COND.NO=	1.0000		
15	DF=9	R2=	0.983	Y.MISS=	0		
16		R2 Adj.=	0.972	RSD=	0.7834		

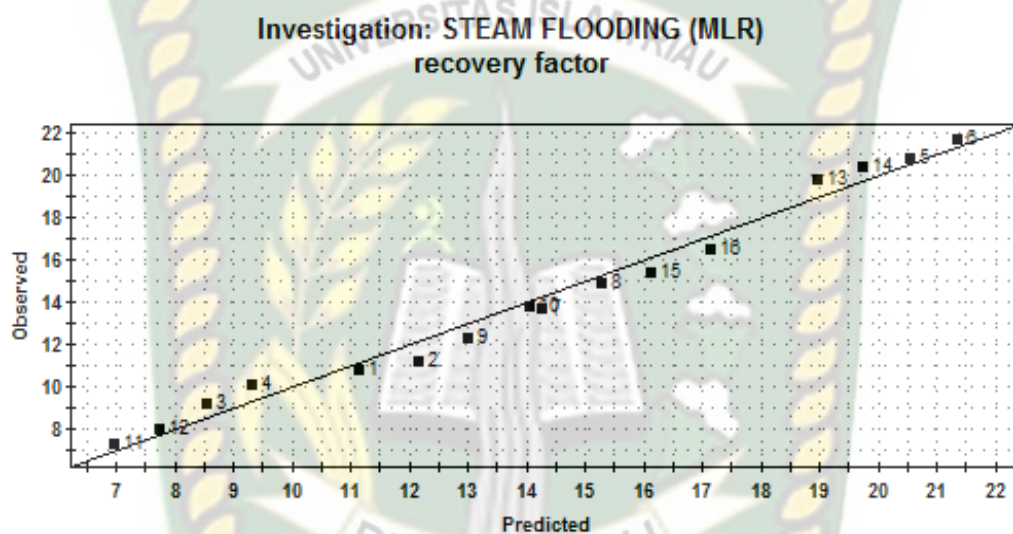
The probability for the regression is significant at 95%. the model is statificaly good.

Table 4.2 Tabel ANOVA (*Analysis Of Variance*)

Selain nilai P pada tabel ANOVA juga terdapat nilai R^2 dan $R^2_{adjusted}$ adalah fraksi dari variasi respon yang telah disesuaikan. Jika nilai R^2 dan $R^2_{adjusted}$ semakin mendekati nilai 1, dapat disimpulkan bahwa terdapat kesesuaian antara data dengan model.

Pada penelitian ini diperoleh nilai $R^2 = 0,983$ dan $R^2_{adjusted} = 0,972$. Semakin kecil nilai R^2 maka hubungan antar variabel akan semakin lemah, sebaliknya jika nilai R^2 semakin mendekati 1, maka hubungan antar variabel semakin kuat. Angka ini akan diubah kedalam 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 mempengaruhi atau menjadi sebab perubahan sehingga menimbulkan variabel terkait (dependen). Variabel independen dalam penelitian ini yaitu parameter uji meliputi *temperature*, *well patern*, permeabilitas, *steam dryness*, volume injeksi uap, dan laju injeksi uap. Sementara variabel dependen adalah variabel yang telah

dipengaruhi oleh adanya variabel independen. Variabel dependen dalam penelitian ini adalah *recovery factor*. RSD (Residual Standar Deviasi) adalah tingkat penyimpangan data, Pada penelitian ini diperoleh nilai RSD= 0.7834. Semakin besar nilai RSD maka data sampel semakin (bervariasi) dari rata – ratanya. Sebaliknya jika semakin kecil maka data sampel semakin homogen (hampir sama). Jika nilainya mendekati 0 berarti nilai semua sampel sama (benar – benar sama atau identik) juga sebaliknya apabila nilainya mendekati 1 atau lebih dari 1 maka semakin tidak baik model dalam melakukan prediksi.



Gambar 4.2 Grafik hubungan data *observed* dan *predicted*

Gambar 4.3 merupakan grafik hubungan data *observed* dan *predicted*, 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 mendekati *straight line* yang berarti hasil dari penelitian ini baik.

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. Adapun hasil yang kurang mendekati yaitu pada eksperimen 1 dan 2. 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.

Table 4.3 Hasil data observasi dan prediksi pada software Modde 5

Nomor	<i>observed</i> (%)	<i>prediction</i> (%)
1	10.8171	11.1373
2	11.2344	12.1704
3	9.19683	8.53381
4	10.1775	9.31943
5	20.8282	20.5471
6	21.7111	21.3327
7	13.6976	14.2468
8	14.9048	15.2799
9	12.3239	12.999
10	13.7828	14.032
11	7.33283	6.94614
12	8.00453	7.73176
13	19.8092	18.9594
14	20.4164	19.7451
15	15.4725	16.1085
16	16.5213	17.1415

4.2 ANALISIS PARAMETER DOMINAN PADA INJEKSI STEAM FLOODING

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.

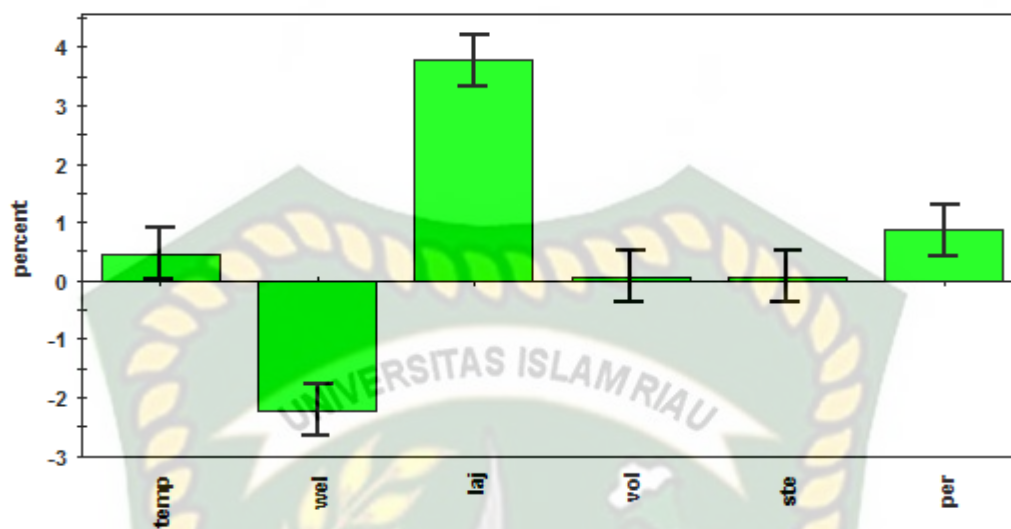
No	Recovery Factor	Coeff.Sc	Std.Err.	P	Conf.Int (\pm)
1	Constant	14.1394	0.195838	9.48403e-014	0.44302
2	Temperature	0.454667	0.195838	0.053633	0.44302
3	Well Pattern	-2.22595	0.195838	1.22068e-006	0.44302
4	Laju Injeksi Uap	3.7807	0.195838	1.23992e-008	0.44302
5	Volume Injeksi Uap	0.0684953	0.195838	0.734568	0.44302
6	Steam Dryness	0.0618584	0.195838	0.759307	0.44302
7	Permeabilitas	0.862329	0.195838	0.00171222	0.44302
8					
9	N=16	Q2=	0.947	Cond.No=	1.0000
10	DF=9	R2=	0.983	Y-Miss=	0
11		R2.ADJ=	0.972	Rsd=	0.7834
12				Conf.Lev=	0.95

At 95% confidence level, coefficient temp is not significant for the response recovery factor.

Table 4.3 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 volume 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 *volume injeksi uap*=0,73 dan *steam Dryness*=0,75. 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 *temperature*, *well patern*, laju injeksi uap dan permeabilitas merupakan parameter signifikan dengan nilai P di bawah 0,05.

Investigation: STEAM FLOODING (MLR)
Scaled & Centered Coefficients for recovery factor



Gambar 4.3 Coefficient plot

Gambar 4.5 menunjukkan *coefficient plot* dari masing-masing parameter. *Coefficient plot* pada *temperature*, laju injeksi uap, volume injeksi uap, *steam dryness* dan permeabilitas menunjukkan arah positif yang artinya semakin tinggi nilai dari masing-masing parameter tersebut maka akan berdampak kepada *recovery factor* minyak yang meningkat. Sementara *well pattern* menunjukkan arah negatif, yang berarti dengan mengurangi nilai *temperature*, *well pattern*, laju injeksi uap, dan *steam dryness* maka *recovery factor* minyak akan semakin meningkat.

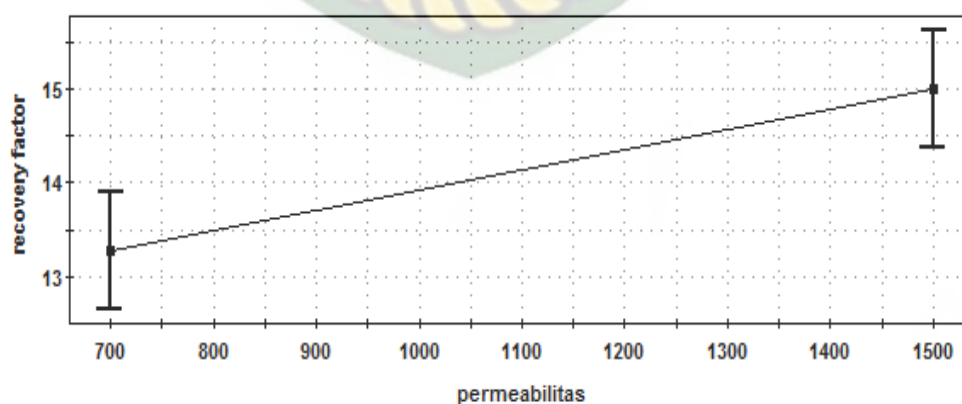
Table 4.5 Main effect masing-masing parameter

No	Recovery Factor	Effect	Conf.Int (±)		
1	Permeabilitas	1.72466	0.0886041		
2	Volume Injeksi	0.136991	0.0886041		
3	Well Pattern	-4.4519	0.0886041		
4	Steam Dryness	0.123717	0.0886041		
5	Temperature Injeksi	0.9909334	0.0886041		
6	Laju Injeksi	7.5617	0.0886041		
7					
8		N=16	Q2= 0.947	Cond.no=	1.0000
9		DF=9	R2= 0.983	Y.miss=	0
10			R2.Adj.= 0.972	RSD=	0.7834
11				Conf.lev=	0.95
12					

Gambar 4.5 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 *steam flooding* di sumur *black oil* adalah laju injeksi uap dengan koefisien terbesar yaitu 7.56 yang artinya dengan meningkatkan laju injeksi uap dalam rentang 300-700 *bbl per day* akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan yang kedua yaitu *well patern* dengan koefisien sebesar -4.45 yang artinya dengan *well patern* normal, dalam rentang normal-inverted akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Kemudian diikuti oleh permeabilitas dan temperatur dengan masing-masing koefisien 1.72 dan 0.90. Kemudian untuk volume injeksi uap juga memberikan dampak terhadap kenaikan *recovery factor* dengan koefisien sebesar 0,13, Dalam teorinya, semakin besar volume injeksi uap, semakin banyak juga minyak yang terpanaskan oleh uap. Oleh karena itu, produksi minyak akan meningkat (Ma Cuiyu et al, 2013) namun kenaikan dari parameter ini tidak terlalu signifikan dikarenakan rentang nilai parameter yang digunakan hanya berkisar 0,05 – 0,1. Sementara *steam dryness* tidak memberikan pengaruh signifikan dalam penelitian ini.

4.3 ANALISIS PENGARUH PARAMETER UJI TERHADAP *RECOVERY FACTOR* MINYAK

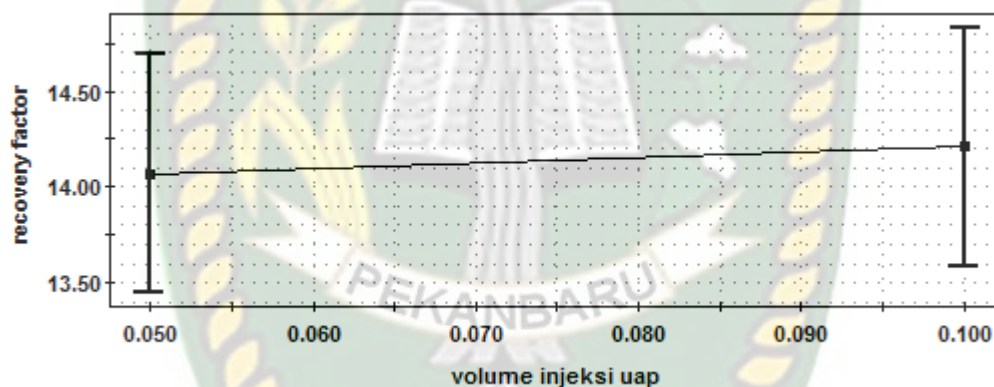
4.3.1 Permeabilitas



Gambar 4.4 Pengaruh parameter *permeabilitas* terhadap RF

Hasil penelitian menunjukkan bahwa meningkatnya permeabilitas menyebabkan terjadinya peningkatan *recovery factor* minyak. Dari grafik dapat dilihat, sebaran data RF mulai dari 12,7% - 13,8% pada level minimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 13,25%, memiliki *range* RF yang meningkat yaitu berkisar antara 13,25% - 15%, yang mana 15% merupakan nilai tengah dari sebaran data RF pada level maksimum parameter mulai dari 14,4% - 15,6%. Maka dari itu, dengan meningkatkan nilai permeabilitas dari rentang 700 - 1500 mD akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Meningkatnya nilai RF ketika nilai permeabilitas ditingkatkan yaitu akibat terjadinya rekahan pada reservoir sehingga fluida injeksi dapat masuk ke rekahan tersebut (Ali et.al., 2015).

4.3.2 Volume Injeksi Uap

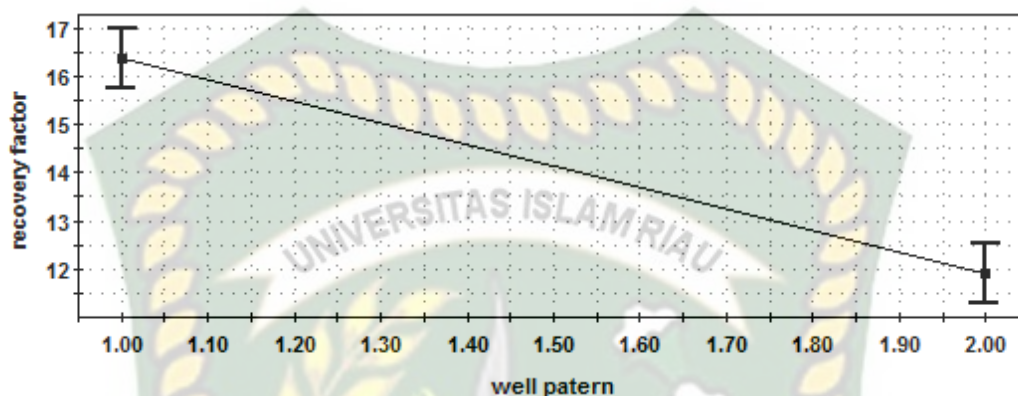


Gambar 4.5 Pengaruh parameter volume injeksi uap terhadap RF

Berdasarkan hasil penelitian pada gambar 4.8, parameter ini merupakan parameter dominan terhadap peningkatan *RF*. Dari gambar, dapat dilihat sebaran data 13,45% - 14,7% pada level minimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 14,07%, memiliki *range RF* yang berkisar antara 14,07% - 14,2%, yang mana 14,2% merupakan nilai tengah dari sebaran RF pada level maksimum parameter mulai dari 13,6% - 14,8%. Dalam teorinya, semakin besar volume injeksi uap, semakin banyak juga minyak yang terpanaskan oleh uap. Oleh karena itu, produksi minyak akan meningkat (Ma Cuiyu et al, 2013). Maka dari itu, dengan meningkatkan nilai volume injeksi uap dari rentang 0,05 – 0,1 PV akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Dari grafik dapat diketahui bahwa

metode *steam flooding* yang dilakukan berhasil mengurangi konsentrasi padatan parafin pada sumur tersebut. Selain itu, konsentrasi padatan parafin dipengaruhi oleh viskositas (Sanjay, Simanta, & Kulwant, 1995).

4.3.3 Well Patern

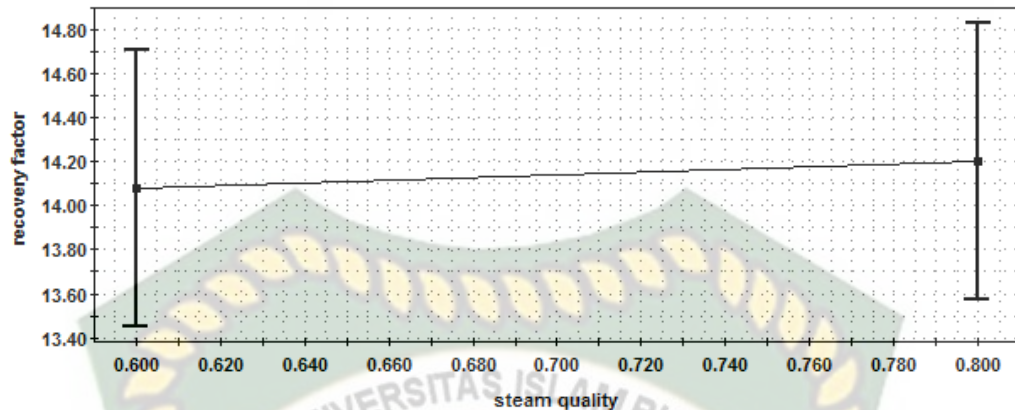


Gambar 4.6 Pengaruh parameter *well patern* terhadap RF

Pada gambar 4.9 dapat dilihat bahwa nilai 1 merupakan angka untuk mewakili *case* dengan *well patern* normal 5 (*five*) *spot*, sedangkan nilai 2 merupakan angka untuk mewakili *case* dengan *well patern* inverted 5 (*five*) *spot*. Dilihat pada gambar sumur dengan *well patern* yang inverted memiliki pengaruh negatif terhadap *recovery factor*. Dengan *well patern* normal 5 (*five*) *spot* memiliki sebaran data 15,6% - 17% dengan nilai median (nilai tengah) 16,3%. Sedangkan *well patern* inverted 5 (*five*) *spot* memiliki sebaran data 11,4% - 12,5% dengan nilai median (nilai tengah) 11,95%.

Artinya dalam penelitian ini *well patern* yang sangat cocok dengan metode *steam flooding* dan sangat berpengaruh terhadap *recovery factor* adalah *well patern* normal 5 (*five*) *spot*, seperti disebutkan oleh (Chu.,1993) bahwa *well patern* normal 5 (*five*) *spot* memberikan tambahan *recovery factor* sebesar 51,46% IOIP. Salah satu pertimbangan dalam penentuan *well patern* injeksi dan produksi yang dijelaskan oleh Huda S,et,al (2015) penentuan *well patern* berdasarkan tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas kearah lateral maupun vertikal, serta tingkat keekonomisan baik dari segi heat transfer maupun saturasi minyak di reservoir. Dalam penelitian ini reservoir bersifat homogen dengan keseragaman nilai permeabilitas baik dalam arah lateral maupun vertikal.

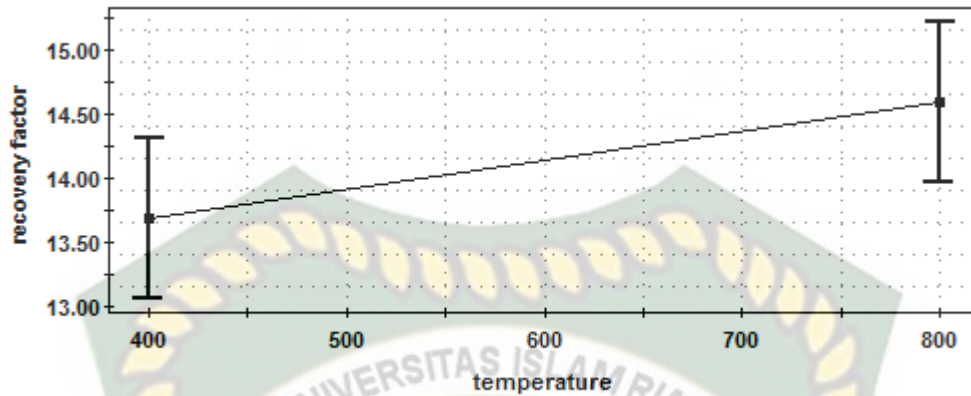
4.3.4 Steam Dryness



Gambar 4.7 Pengaruh parameter steam *dryness* terhadap RF

Hasil penelitian menunjukkan bahwa *steam dryness* dalam rentang 60 percent sampai 80 percent memberikan pengaruh yang *positive* terhadap *recovery factor*. Dapat dilihat pada gambar 4.10 sebaran data 14,1% - 14,25% % pada level maksimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 14,25% memiliki *range RF* yang berkisar antara 13,5% - 14,85%, yang mana 14,1% merupakan nilai tengah dari sebaran *RF* pada level minimum parameter mulai dari 13,5% - 14,7%. Maka dari itu, dengan meningkatkan nilai *steam dryness* dari rentang 0,6 – 0,8 percent akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Hal tersebut dikarenakan *steam dryness* adalah indikator langsung terhadap entalpi uap, semakin besar nilai entalpi panas yang dikandung uap, semakin besar radius pemanasannya. Dari definisi tersebut dapat diketahui bahwa semakin tinggi *steam dryness*, maka semakin banyak hasil produksi dari sumur. Bila *steam dryness* cukup tinggi, volume minyak yang dipanaskan oleh uap akan meningkat. Sebaliknya, pada *steam dryness* yang rendah uap berubah menjadi air panas, dan ini akan merusak proses *steam flooding* (Cuiyu et al., 2013).

4.3.5 Temperature Injeksi Uap

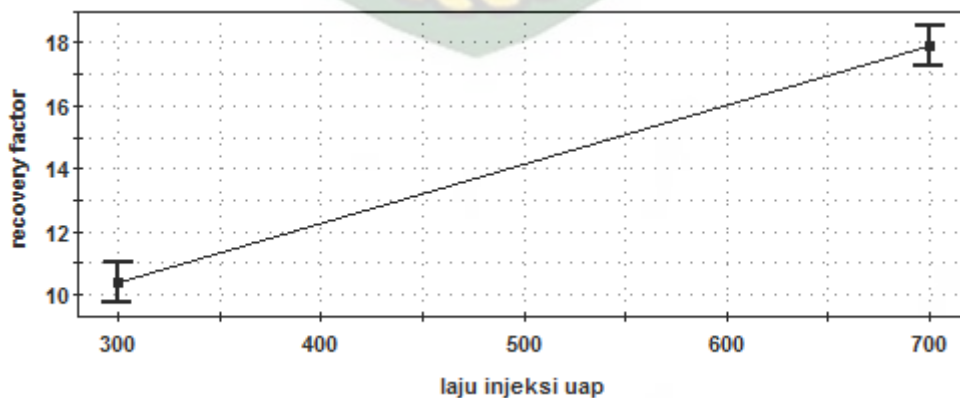


Gambar 4.8 Pengaruh parameter temperature injeksi uap terhadap RF

Berdasarkan hasil penelitian, *recovery factor* meningkat apabila *temperature* injeksi uap dalam rentang 400 – 800 °F meningkat. Sebaran data RF mulai dari 13,20% - 14,30% pada level minimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 13,75% memiliki range RF yang berkisar antara 13,75% - 14,60%, yang mana 14,60% merupakan nilai tengah dari sebaran RF pada level maksimum parameter mulai dari 14,10% - 15,30%.

Dalam penelitian ini RF meningkat apabila *temperature* injeksi uap dinaikkan, hal ini dikarenakan temperatur dan tekanan uap saling terkait satu sama lain. Semakin tinggi temperatur, tekanan, dan kecepatan injeksi, maka semakin tinggi pula perolehan dan produksi air. (Ali et.al., 2015).

4.3.6 Laju Injeksi Uap



Gambar 4.9 Pengaruh parameter laju injeksi uap terhadap RF

Hasil penelitian menunjukkan bahwa laju injeksi uap dalam rentang 300 *cuft/day* sampai 700 *cuft/day* memberikan pengaruh yang *positive* terhadap *recovery factor*. Dapat dilihat pada gambar 4.12 sebaran data 9,5% - 11% % pada level minimum parameter dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 10,25% memiliki *range RF* yang berkisar antara 10,25% - 17,7%, yang mana 17,7% merupakan nilai tengah dari sebaran *RF* pada level maksimum parameter mulai dari 17,1% - 18,3%. Maka dari itu, dengan menurunkan nilai laju injeksi uap akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak.

Dalam teorinya Laju injeksi laju injeksi yang tinggi memerlukan tekanan injeksi tinggi yang dapat menyebabkan pembentukan rekahan dan uap yang diinjeksikan akan memasuki rekahan. Akibatnya, kehilangan yang tinggi dalam volume uap (bukan panas yang hilang) dapat terjadi. Laju injeksi uap tidak boleh terlalu rendah untuk menghindari kehilangan panas. Namun, laju injeksi uap yang tinggi memerlukan tekanan injeksi tinggi agar dapat menyebabkan pembentukan rekahan dan uap yang diinjeksikan akan memasuki rekahan. Untuk menghindari masalah ini, laju injeksi harus disesuaikan dengan nilai optimum sehingga tidak ada panas atau uap yang hilang (Ali et.al., 2015).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai *recovery factor* minyak dalam injeksi *steam flooding* pada sumur *black oil* berdasarkan *confidence level* sebesar 95%, nilai P (*probability*) dan *main effect* adalah laju injeksi uap dengan nilai P terkecil $1,23992 \times 10^{-8}$ dan koefisien terbesar dengan nilai positif yaitu 7,56 yang artinya dengan meningkatkan nilai laju injeksi uap dalam rentang 300-700 bbl/day akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan yang kedua yaitu *well patern* dengan *pattern* normal 5 *spot* dan *inverted 5 spot* dengan nilai P $1,22068 \times 10^{-6}$ dan koefisien sebesar -4,45. Kemudian diikuti oleh permeabilitas dalam rentang 700 – 1500 Md dengan nilai P 0.00171222 dan koefisien bernilai positif sebesar 1.72 yang artinya dengan meningkatkan permeabilitas maka akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak serta *temperature* dalam rentang 700 – 1500 °F dengan dengan nilai P 0.053633 dan koefisien 0,99. Kemudian untuk volume injeksi uap juga memberikan dampak terhadap kenaikan *recovery factor* dengan koefisien sebesar 0,13, namun kenaikan dari parameter ini tidak terlalu signifikan dikarenakan rentang nilai parameter yang digunakan hanya berkisar 0,05 – 0,1. Sementara *steam dryness* tidak memberikan pengaruh signifikan dalam penelitian ini.

5.2 SARAN

Berdasarkan kesimpulan yang telah dijabarkan, saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan penelitian lebih lanjut untuk optimasi terhadap injeksi *steam flooding* pada sumur *black oil* dengan metode *response surface methodology* (RSM).

DAFTAR PUSTAKA

- Abdulkadir, U., Hashim, J., Alkali, M., & Kumar, A. (2017). Application of Thermal Methods for Heavy Oil Recovery : Phase One, 2(5), 102–120.
- Alamsah, M., Santoso, A. P., & Swadesi, B. (2007). Implementasi Jaringan Syaraf Tiruan Dalam Pemilihan Metode Enhanced Oil Recovery. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*.
- Arash Kamari, Mohammad Nikookar, A. H. M. (2015). Study Of The Performance Of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Oil Recovery Method In A Complimentary Contributor Copy.
- A.Salam (2017). Optimasi Produksi pada Operasi Steamflood dengan Menggunakan Injeksi Kualitas Uap Model Gelombang. *Jurnal Sains, Teknologi Dan Industri*
- Chandra S, Mamora DD (2005) Improved steam flood analytical model. In: Paper (SPE 97870), SPE-PE/CIM-CHAO International Thermal operations and heavy oil symposium, Calgary
- Chris Galas, Adela Clements, Elden Jaafar, Oluyemisi Jeje, Derek Holst, R. H. (2012). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Alberta Phase 2 Final Report for.
- Chu, C. (1993). Optimal Choice of Completion Intervals for Injectors and Producers in Steamfloods. *SPE International Thermal Operations Symposium*. Bakersfield, California: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/25787-MS>
- Ferizal, F. H., Netzhanova, A. A., Lee, J., Bae, W., Am, S., & Gunadi, T. A. (2013). Revitalizing Indonesia's Potential for Oil Production: The Study of Electromagnetically Heated Gravel Packs for Steam-produced Heavy Oil Reservoirs. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/165508-MS>
- 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, (Iran).

Fuaadi, I. M., Pearce, J. C., & Gael, B. T. (1991). Evaluation of Steam-Injection Designs for the Duri Steamflood Project. *SPE Asia-Pacific Conference*. Perth. Australia: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/22995-MS>

Granato, D., & Calado, V. M. de 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*, (Brazil).

Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). Uloopted Screening Criteria for Steam Fding Based on Oil Field Projects Data. In *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/170031-MS>

Hidayat, F., & Abdurrahman, M. (2018). A Prospective Method to Increase Oil Recovery in Waxy-Shallow Reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 306, 12040. <https://doi.org/10.1088/1757-899x/306/1/012040>

Hilal Mamoun Khalid Ali, Mohammed Ali Abdeen Hassan, M. D. M. A. (2015). Optimization of cyclic steam stimulation (CSS) using (CMG) software to increase the recovery factor, (August).

Hou, J. J., & Liu, H. (2017). The feasibility study on high pressure steam flooding after water flooding of common heavy oil reservoir.

Kristanto, D. W. (2010). Pengembangan Teknologi Kimia untuk Pengolahan Sumber Daya Alam Indonesia Yogyakarta, 26 Januari 2010, i-6.

Kusumastuti, Erfando, Hidayat (2018). Effects Of Various Steam Flooding Injection Patterns And Steam Quality On Oil Recovery Factor. *Journal Of Earth Energy Engineering*

Ma Cuiyu et al. (2013). Study on Steam Huff and Puff Injection Parameters of Herringbone Well in Shallow and Thin Heavy Oil Reservoir, 69–75.

Montgomery, D. C. (2001). Design and analysis of experiments-. *Quality and Reliability Engineering International*. United States of merica.

Muslim Abdurrahman, W.S Bae, Adi Novriansyah, I. K. (2016). Enhanced Oil

- Recovery (Eor) Challenges And Its Future In Indonesia, (February).
- Muslim, & Permadi, A. K. (2015). Penentuan Tekanan tercampur Minimum Pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan (Studi Laboratorium, Simulasi, Equation of State dan Korelasi). *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi IATMI*, (Jakarta).
- Nwidee, L. N. (2017). *Nanoparticles for Enhanced Oil Recovery Processes*.
- NT, D., Fathaddin, M T., & Huda, S, 2015. *Analisa Efektivitas Pola Injeksi Air antara Normal dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT*. Seminar Nasional Cendekiawan, ISSN: 2440-8696
- Qadir Hama, M., & Qadir, M. (2014). Updated screening criteria for steam flooding based on oil field projects data Recommended Citation. Retrieved from https://scholarsmine.mst.edu/masters_theseshttps://scholarsmine.mst.edu/masters_theses/7251
- Widagda, L., & Hendri, F. (2016). Analisa Ketebalan Steam Chest sebagai Fungsi Breakthrough Time pada Steam Injection Process, (1975), 1–7.