

**SCREENING CRITERIA UNTUK METODE
ELECTROMAGNETIC HEATING PADA RESERVOIR YANG
MEMPUNYAI KADAR PARAFFIN TINGGI**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat dalam mencapai gelar sarjana Teknik.

Oleh

DODI MUHAROMI

143210471



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

2020

LEMBAR PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Dodi Muharomi
NPM : 143210471
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : *Screening Criteria* Untuk Metode EMH Pada Reservoir Kadar *Paraffin* Tinggi

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Fiki Hidayat, M. Eng. (.....)

Pembimbing II : Tomi Erfando, M.T. (.....)

Penguji : Novia Rita, ST., MT (.....)

Penguji : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 17 Januari 2020

Disahkan oleh:

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

SEKRETARIS PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. Eng. Muslim, M.T.

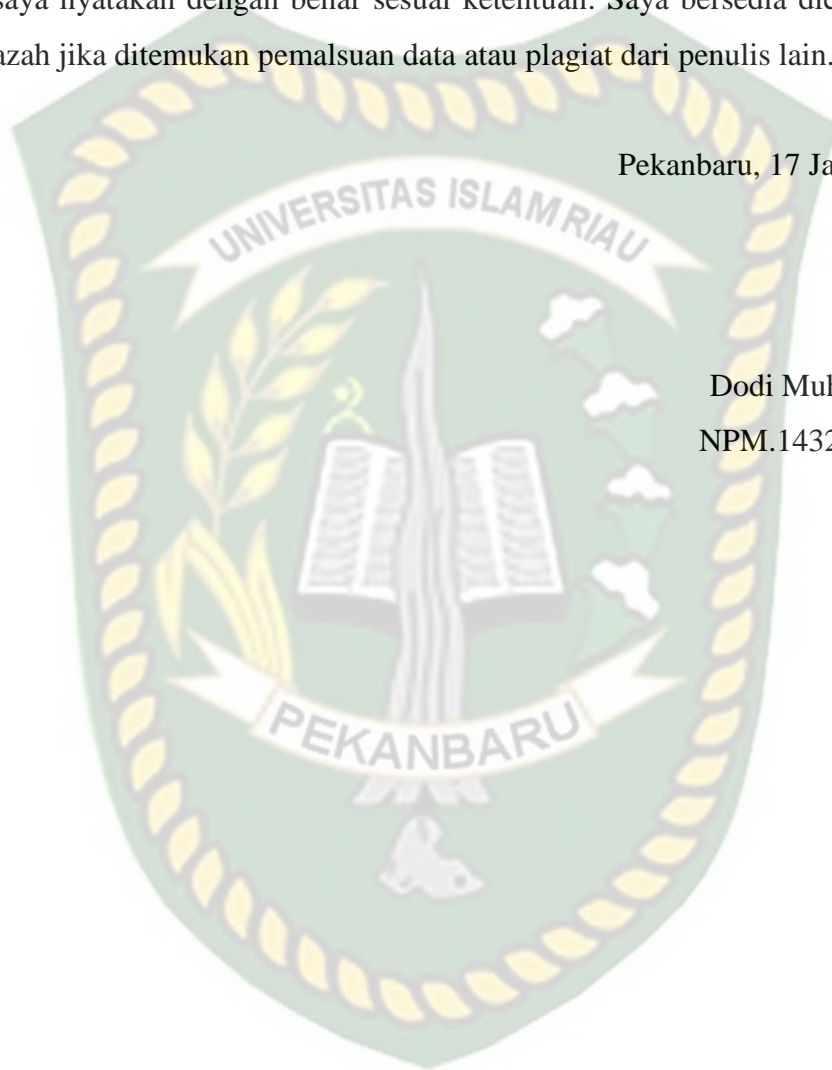
Novrianti, ST., M.T.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot Gelar dan Ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain.

Pekanbaru, 17 Januari 2020

Dodi Muharomi
NPM.143210471



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. Kedua orang tua Dahlawi dan Rohana, beserta kakak-kakak dan adik-adik saya Nurva Riantida, Wiwik Karwita, Rofiza, dan Aril Syahputra atas dukungan serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
2. Bapak Fiki Hidayat S.T., M.Eng selaku dosen pembimbing 1 dan. Bapak Tomi Erfando S.T., M.T selaku dosen pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu Novrianti, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. 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.
5. Teruntuk teman perjuangan grup Sahabat Dunia Akhirat yang senantiasa memberikan semangat dalam berbagai bentuk untuk penyelesaian tugas akhir saya: Abdul Riky Hermawan, Didik Suryadi, Eka Intisar Hidayat, Ikhsan Syawaludin, Luthfi Prakasa Dwicahya, Tri Yudha Putra, dan serta sahabat saya Mayyzura, Irvan Muza, Tengku Said Zaki, Tri Abdi Superman.

Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR dan khususnya seluruh anggota SIPETRO. 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, 17 Januari 2020

Dodi Muharomi

DAFTAR ISI

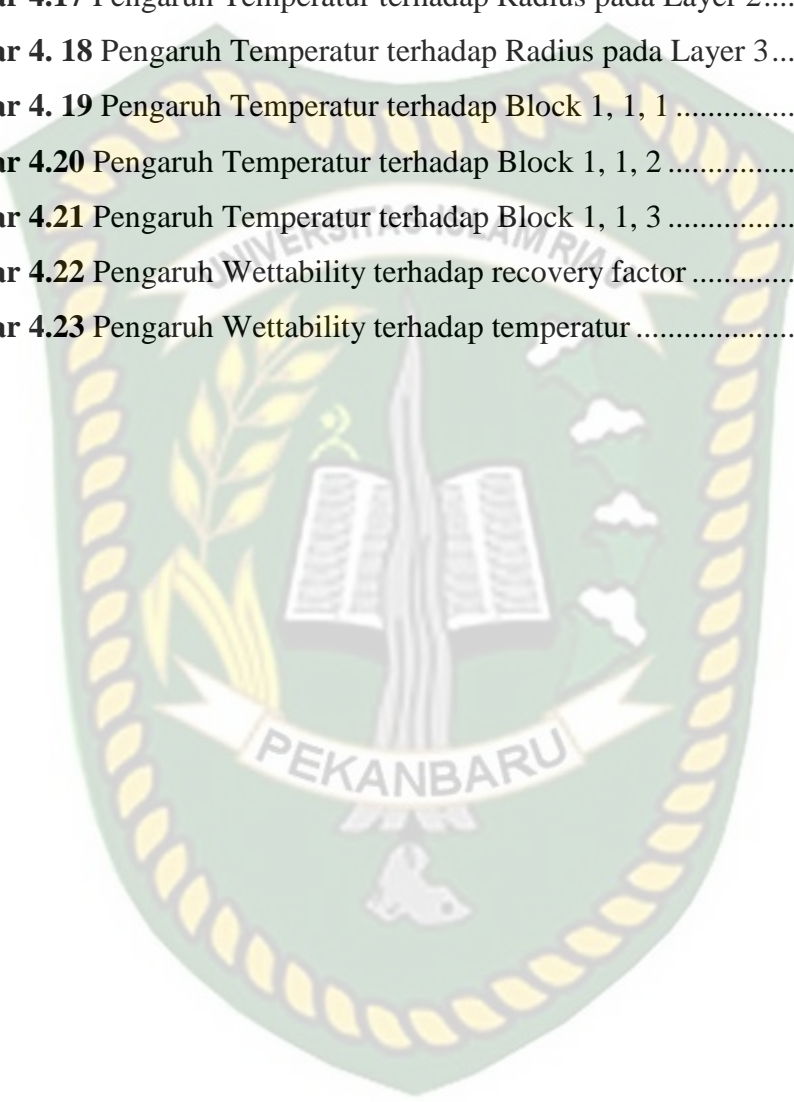
LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Electrical Magnetic Heating (EMH)	3
2.2 Parameter Yang Mempengaruhi Electrical Heating.....	7
BAB III PEMODELAN RESERVOIR.....	11
3.1 Metode Penelitian.....	11
3.2 Data Karakteristik Fluida Reservoir	13
3.1.1 Reservoir Properties	13
3.1.2. Komponen Hidrokarbon	14
3.1.3 Data Konduktivitas	16
3.1.4 <i>Gridding</i>	16
3.3 Heterogenitas Reservoir	17
3.2.1 Model Simulasi Reservoir Heterogen	18
3.2.2 Inisialisasi	19

3.2.3 Model Simulasi Reservoir Homogen	19
3.2.4 Inisialisasi	20
3.4 Kondisi Wettability Pada Reservoir	21
3.5 Software Modde 5.....	22
3.6 Waktu Penelitian.....	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN.....	25
4.1 Analisis Hasil Penelitian	25
4.2 Analisis Hasil Permodelan Penelitian	26
4.1.1 Analisis Parameter Dalam Peningkatkan <i>Recovery Factor</i>	29
4.3 Analisis Parameter Berpengaruh Terhadap <i>Recovery Factor</i>	32
4.3.1. <i>Irradiation Time</i>	32
4.3.2. <i>Water Saturation</i>	33
4.3.3 Salinitas Fluida.....	34
4.3.4 <i>Electrical Power</i>	36
4.3.5 Heterogenitas	37
4.3.6 Wettability	40
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	42
5.1 Kesimpulan.....	42
5.2 Saran	42
DAFTAR PUSTAKA	43

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Spektrum gelombang elektromagnetik	3
Gambar 2.2 Perbedaan pemanasan konvensional dan pemanasan microwave	5
Gambar 2.3 Mekanisme pemanasan dielektrik	5
Gambar 2.4 Suhu meningkat bersama waktu penyinaran	7
Gambar 2.5 Seiring meningkatnya saturasi air, suhu meningkat disekitarnya.....	8
Gambar 2.6 Kurva peningkatan oil recovery terhadap salinitas air	8
Gambar 2.7 Kurva peningkatan oil recovery terhadap electrical power	9
Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir.....	12
Gambar 3.2 Kurva hubungan K_r vs S_w	14
Gambar 3.3 Kurva Kandungan Solid vs Temperatur pada Tekanan Reservoir ..	15
Gambar 3.4 Bentuk model.....	17
Gambar 3.5 Lorenz Chart	18
Gambar 3.6 Model radial 3D	18
Gambar 3.7 Model radial dari permukaan.....	19
Gambar 3.8 Model radial 3D	20
Gambar 3.9 Model radial dari permukaan.....	20
Gambar 3.10 Recovery Factor vs Time.....	21
Gambar 3.11 Kurva hubungan K_r vs S_w untuk kondisi water wet	22
Gambar 3.12 Kurva hubungan K_r vs S_w untuk kondisi oli wet.....	22
Gambar 4.1 Tabel ANOVA (Analysis Of Variance)	27
Gambar 4.2 Grafik hubungan data observed dan predicted	28
Gambar 4.3 Coefficient list masing-masing parameter	30
Gambar 4.4 Coefficient plot masing-masing parameter	30
Gambar 4.5 Main effect masing-masing parameter	31
Gambar 4.6 Pengaruh Irradiation time terhadap recovery factor	32
Gambar 4.7 Pengaruh Irradiation time terhadap temperatur	33
Gambar 4.8 Pengaruh water saturation terhadap recovery factor	33
Gambar 4.9 Pengaruh water saturation terhadap temperatur	34
Gambar 4.10 Pengaruh salinitas fluida terhadap recovery factor.....	34
Gambar 4.11 Pengaruh salinitas fluida terhadap temperatur	35
Gambar 4.12 Pengaruh electrical power terhadap recover factor	36

Gambar 4.13 Pengaruh electrical power terhadap temperatur	36
Gambar 4. 14 Pengaruh Heterogenitas terhadap recovery factor	37
Gambar 4.15 Pengaruh Heterogenitas terhadap temperatur	37
Gambar 4.16 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 1	38
Gambar 4.17 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 2.....	38
Gambar 4. 18 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 3.....	39
Gambar 4. 19 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 1	39
Gambar 4.20 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 2	39
Gambar 4.21 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 3	40
Gambar 4.22 Pengaruh Wettability terhadap recovery factor	40
Gambar 4.23 Pengaruh Wettability terhadap temperatur	41



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Perbandingan Antara Perbedaan Beberapa Teknik EMH	6
Tabel 3.1 Data Karakteristik Batuan Reservoir.....	13
Tabel 3.2 Data Karakteristik Fluida Reservoir.....	15
Tabel 3.3 Komponen Fluida Hidrokarbon.....	15
Tabel 3.4 Crude Oil Analysis	16
Tabel 3.5 Data Konduktivitas.....	16
Tabel 3.6 Model Properties	16
Tabel 3.8 Tabel Hasil Inisialisasi	19
Tabel 3.9 Tabel Hasil Inisialisasi	20
Tabel 3. 10 Rangkuman penggunaan fractional factorial design	23
Tabel 3.11 Data masing-masing parameter	24

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Hasil Perhitungan Reservoir Heterogen Σkh dan Σh	46
Lampiran II Hasil Perhitungan Reservoir Homogen Σkh dan Σh	46



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhance Oil Recovery</i>
EM	<i>Electromagnetic</i>
EMH	<i>Electromagnetic Heating</i>
ft	<i>feet</i>
bb1	<i>barrel</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
SD	<i>Steam Drive</i>
CSS	<i>Cyclic Steam Stimulation</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>
ISC	<i>In-Situ Combustion</i>
MW	<i>Microwave</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
PVT	<i>Pressure Volume Temperature</i>
cp	<i>Centipoise</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
P	<i>Pressure</i>
T	<i>Temperature</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
bopd	<i>Barrel Oil Per Day</i>
kW	<i>Kilo Watt</i>
3D	<i>3 Dimensi</i>
Sw	<i>Saturasi Air</i>
Swc	<i>Saturation Water Connate</i>
L	<i>Lorenz Coefficient</i>
DOE	<i>Design Of Experiment</i>
STARS	<i>Thermal & advance process reservoir simulator</i>
FFD	<i>Fraction Factorial Design</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
RSD	<i>Residual Standar Deviasi</i>

DAFTAR SIMBOL

h	Ketebalan, ft
K_r	Permeabilitas relatif, mD
K	Permeabilitas mD
P	<i>Probability</i> , %
α	Alfa (<i>significant level</i>), fraksi



SCREENING CRITERIA UNTUK METODE *ELECTROMAGNETIC HEATING* PADA RESERVOIR KADAR PARAFFIN TINGGI

DODI MUHAROMI

143210471

ABSTRAK

Sifat fisika dan kimia dari minyak mentah sering menyimpan bahan *waxy* atau paraffin, sehingga hal ini diperburuk oleh temperatur secara alami dan menimbulkan masalah sulit diproduksi. Partikel paraffin padat yang mengalir di reservoir dapat menyumbat pori-pori atau menempel pada dinding pori. Salah satu metode yang digunakan dalam penanganan paraffin adalah metode *elecromagnetic heating* (EMH) dengan memanfaatkan energi listrik yang digunakan untuk memanaskan formasi. Keberhasilan dari EMH dapat ditentukan dengan menginvestigasi parameter paling dominan dalam meningkatkan *recovery factor* (RF). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui parameter paling dominan di antara parameter uji yang dapat meningkatkan RF minyak. Parameter uji yang diteliti adalah parameter operasi dan parameter reservoir diantaranya meliputi *irradiation time*, *fluid saturation*, salinitas air formasi, *electrical power*, heterogenitas, dan *wettability* dipilih untuk dilakukan *screening*. Penelitian ini menggunakan kombinasi *fractional factorial design* dan simulasi reservoir. *Fractional factorial design* akan membagi menjadi beberapa model simulasi yang akan disimulasikan oleh *simulator* CMG STAR. RF yang diperoleh akan dianalisis menggunakan *software* analisis statistik Modde 5 untuk mengetahui parameter paling dominan dalam meningkatkan RF minyak dengan metode EMH pada reservoir kadar paraffin tinggi. Parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai RF minyak dalam metode EMH pada reservoir kadar paraffin adalah *water saturation* dengan nilai P terkecil $4,32329e-009$ dan koefisien bernilai negatif sebesar -8.045 yang artinya dengan mengurangi jumlah *Water Saturation* dari 24 ke 50 akan dapat meningkatkan RF minyak. Parameter dominan yang kedua yaitu Heterogenitas antara jenis batuan heterogen dan homogen dengan nilai P $0,048287$ dan koefisien sebesar $-0,972$ yang berarti semakin heterogen maka dapat meningkatkan RF minyak. Kemudian diikuti oleh *wettability* antara jenis oil wet dan water wet dengan nilai P $0,294312$ dan koefisien sebesar 0.445 serta *electrical power* dalam rentang 30-60 dengan nilai P $0,826838$ dan koefisien 0.090 . sementara untuk parameter *irradiation time* dan Salinitas Fluida tidak memberikan pengaruh yang signifikan pada penelitian ini.

Kata Kunci :EMH, *fractional factorial design*, *screening*, *recovery factor*

SCREENING CRITERIA FOR ELECTROMAGNETIC HEATING METHOD IN HIGH PARAFFIN RESERVOIR

DODI MUHAROMI

143210471

ABSTRACT

The physical and chemical properties of crude oil often store waxy or paraffin ingredients, so this is exacerbated by temperature naturally and causes problems that are difficult to produce. Solid paraffin particles flowing in the reservoir can clog pores or stick to the pore walls. One method used in the handling of paraffin is the electromagnetic heating (EMH) method by utilizing the electrical energy used to heat the formation. The success of an EMH can be determined by investigating the most dominant parameters in increasing the recovery factor (RF). This study aims to determine the most dominant parameters among test parameters that can increase oil RF. Test parameters studied are operating parameters and reservoir parameters including irradiation time, fluid saturation, formation water salinity, electrical power, heterogeneity, and wettability chosen to be performed screening. This study uses a combination of fractional factorial design and reservoir simulation. Fractional factorial design will divide into several simulation models which will be simulated by the CMG STAR simulator. RF obtained will be analyzed using Modde 5 statistical analysis software to determine the most dominant parameters in increasing oil RF with EMH method in high paraffin reservoir reservoir. The most dominant parameter that can increase the value of oil RF in EMH method in paraffin content reservoir is water saturation with values The smallest P is 4.32329e-009 and the coefficient is negative at -8.045 which means that reducing the amount of Water Saturation from 24 to 50 will increase the RF oil. The second dominant parameter is heterogeneity between heterogeneous and homogeneous rock types with a P value of 0.048287 and a coefficient of -0.972 which means that which means more heterogeneity can increase oil RF. Then followed by wettability between types of oil wet and water wet with a P value of 0.294312 and a coefficient of 0.445 and electrical power in the range of 30-60 with a P value of 0.826838 and a coefficient of 0.090. Meanwhile, the parameters of irradiation time and Fluid Salinity do not have a significant effect on this study.

Keywords : EMH, fractional factorial design, screening, recovery factor

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sifat fisika dan kimia dari minyak mentah sering menyimpan bahan waxy tau paraffin, sehingga hal ini diperburuk oleh temperatur secara alami dan menimbulkan masalah sulit diproduksi (C.E Reistle & Blade, 1932). Partikel paraffin padat yang mengalir di reservoir melalui penyumbatan pori-pori atau menempel pada dinding pori (Ring, Wattenbarger, Keating, & Peddibhotla, 2007). Metode yang paling banyak digunakan mengatasi masalah paraffin pada industri minyak yaitu metode termal. Namun, metode termal konvensional secara teknis memiliki beberapa kelemahan, karena injektivitas awal rendah, dan mobilitas rasio kurang baik, menyebabkan efisiensi penyapuan yang buruk (Amiri, 2012). Metode yang berdasarkan *steam* kurang efektif untuk zona produksi yang tipis dan reservoir yang dalam karena besarnya kehilangan panas pada formasi yang berdekatan atau sepanjang *wellbore* (Sahni, Kumar, & Knapp, 2000).

Untuk mengatasi kekurangan dari metode termal konvensional dengan menggunakan *elecromagnetic heating*, di mana memanfaatkan energi listrik digunakan untuk memanaskan formasi (Peraser, Patil, Khataniar, Dandekar, & Sonwalkar, 2012). Kelebihan dari *electromagnetic heating* mampu memanaskan zona yang terbatas, tanpa memanaskan seluruh zona bantalan minyak dari reservoir. Selain itu, metode alternatif ini dapat memanaskan dengan cepat, pemanas yang efisien dan ramah lingkungan (Hu, Li, Babadagli, & Ahmadloo, 2016). Keberhasilan suatu proyek metode EMH tidak lepas dari pengaruh parameter operasi dan parameter reservoir seperti *irradiation time*, *fluid saturation*, salinitas air formasi, *electrical power*, heterogenitas, dan *wettability* (Eskandari, Jalalhosseini, & Mortezaazadeh, 2015). Pengaruh yang diketahui dari parameter-parameter tersebut hanya sebatas hasil akhir berupa nilai RF yang meningkat, tanpa mengetahui berapa besarnya pengaruh utama (*main effect*) dari tiap parameter.

Penelitian ini akan membahas tentang *screening criteria* metode EMH dengan menggunakan *fractional factorial design* untuk mengetahui parameter -

parameter yang cocok atau paling dominan yang dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Desain eksperimen diperlukan dalam hal *screening* dan telah banyak digunakan untuk memilah parameter utama dalam teknik EOR (Fereidooni, Fereidooni, Moradi, & Zargar, 2012). Untuk mengetahui karakteristik batuan dari keseragaman atau konstan yang diukur pada suatu ketebalan reservoir heterogenitas dapat dihitung dengan persamaan *lorenz coefficient* (Ahmed, 2001). Dengan begitu, hasil dari penelitian ini kita akan dapat mengetahui seberapa efektif metode *electromagnetic heating* (EMH) ini dalam melakukan pemanasan, membantu peningkatan laju produksi, dan dapat dikembangkan kembali metode ini pada masa yang akan datang.

1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang penelitian tersebut, maka tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui parameter paling dominan dan berpengaruh di antara parameter uji yang meliputi *irradiation time*, *fluid saturation*, salinitas air formasi, *electrical power*, heterogenitas, dan *wettability*. dalam meningkatkan *recovery factor* minyak pada metode EMH pada reservoir kadar *paraffin* tinggi.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini berupa :

Memberikan informasi parameter yang berpengaruh terhadap metode *electromagnetic heating untuk screening criteria*.

1.4 Batasan Masalah

Agar peneliti 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. *Software* yang digunakan adalah simulasi reservoir CMG dan Modde 5.0.
2. Model reservoir dalam penelitian ini memiliki penyebaran karakteristik homogen dan heterogen.
3. Menganalisis parameter reservoir dan parameter operasi *screening* dalam metode EMH pada sumur *paraffin* yaitu *irradiation time*, *fluid saturation*, salinitas air formasi, *electrical power*, heterogenitas, dan *wettability*.
4. Analisa hasil penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomis.

BAB II

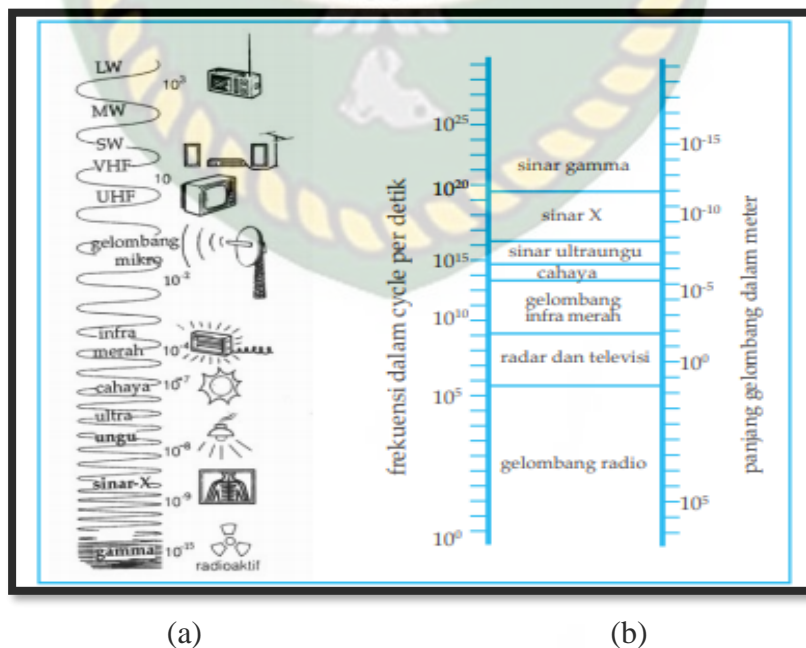
TINJAUAN PUSTAKA

Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam menegaskan agar tidak merusak bumi dan isinya dalam kegiatan eksplorasi migas, contohnya penggunaan *electrical magnetic heating* (EMH) perlu diperhatikan agar tidak mencemari bahkan merusak lingkungan hidup, seperti dalam QS Al-A'raf : 56

Artinya “Dan janganlah kamu membuat kerusakan di muka bumi, sesudah (Allah) memperbaikinya dan berdoalah kepada-Nya dengan rasa takut (tidak akan diterima) dan harapan (akan dikabulkan). Sesungguhnya rahmat Allah amat dekat kepada orang-orang yang berbuat baik”.

2.1 *Electrical Magnetic Heating* (EMH)

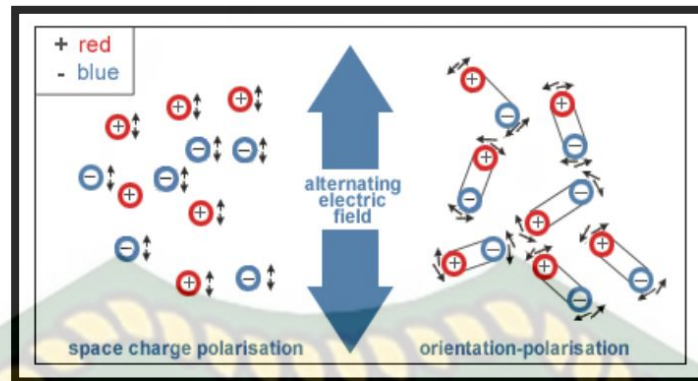
Gelombang elektromagnetik adalah suatu bentuk energi, umumnya dihasilkan oleh elektron-elektron yang bergetaran. Gelombang elektromagnetik dipancarkan oleh benda alam, seperti matahari. Ada juga yang dapat dihasilkan oleh alat buatan manusia, misalnya gelombang radio. Yang membedakan gelombang-gelombang elektromagnetik adalah panjang gelombangnya. Gelombang elektromagnetik ini memiliki spektrum yang amat lebar dari $\lambda = 108$ m sampai $\lambda = 10^{-17}$ m, perhatikan gambar 2.1 di bawah ini.



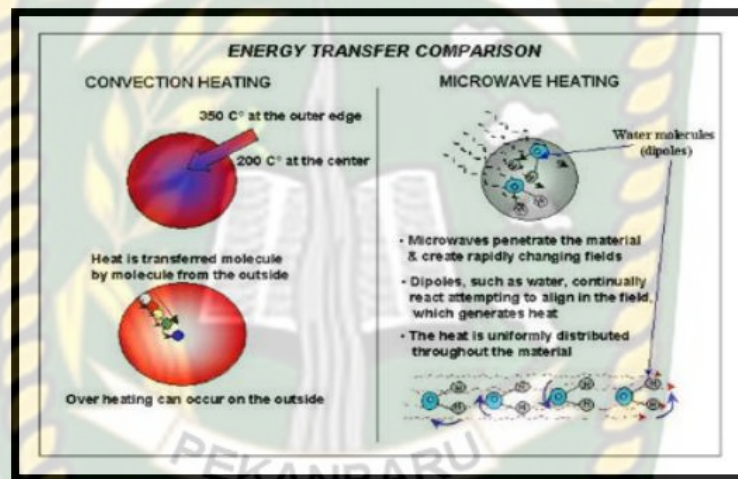
Gambar 2.1 Spektrum gelombang elektromagnetik (Widodo, 2009)

Metode termal adalah metode yang paling efektif untuk meningkatkan *recovery factor* minyak berat. Metode termal konvensional seperti *in-situ*, *hot water/steam flooding*, *cyclic steam stimulation* (CSS), dan *steam-assisted gravity drainage* (SAGD), hanya meningkatkan suhu di reservoir dan meningkatkan mobilitas minyak berat dengan menginjeksikan air panas atau *steam*. Metode berbasis *steam* ini kurang efektif dalam zona yang tipis dan di reservoir yang dalam (Hu et al., 2016) karena kehilangan panas yang besar pada formasi yang berdekatan atau melalui *wellbore*. Metode *Electromagnetic Heating* (EMH), merupakan salah satu metode yang mengatasi beberapa kelemahan dari metode thermal konvensional, namun metode EMH ada beberapa kelebihan seperti kecepatan pemanasan yang cepat, efisiensi pemanasan yang tinggi, dan ramah lingkungan (Ji, Harding, Chen, Dong, & Liu, 2019). Penyebaran panas dengan menggunakan metode EMH hanya memberikan radius penyebaran panas di sekitaran *wellbore* (Rafiee et al., 2015). Pemanasan elektromagnetik di reservoir dikenal sebagai salah satu metode yang dapat digunakan pada saat metode konvensional yang tidak menunjukkan kinerja yang efektif (Eskandari et al., 2015).

Dalam metode EMH pemanasan menggunakan gelombang dari elektromagnetik. Radiasi gelombang akan membuat molekul air (bipolar) terus bergerak satu sama lain yang mengakibatkan adanya friksi antar molekul sehingga terjadinya panas (Eskandari et al., 2015). Proses pemanasan EMH ialah untuk memanaskan reservoir oleh antena radio frekuensi atau dengan kumparan induksi dimasukkan ke injektor. Seiring suhu reservoir meningkat, viskositas minyak menurun dan mulai mengalir dengan baik (Bera & Babadagli, 2015). EMH juga bisa digunakan sebagai proses *preheating* untuk meningkatkan efisiensi produksi pada pompa, atau dapat dikombinasikan dengan fluida injeksi EOR lainnya. Hal ini bisa terjadi karena prinsip kerja EMH melakukan pemanasan menggunakan gelombang elektromagnetik, sehingga tidak perlunya fluida injeksi untuk ditransportasikan sebagai pemanas formasi (Hasanvand & Golparvar, 2014).



Gambar 2.2 Perbedaan mekanisme pemanasan konvensional dan pemanasan *microwave* (Peraser et al., 2012)



Gambar 2.3 Mekanisme pemanasan dielektrik (Peraser et al., 2012)

Berdasarkan gambar 2.2 dan gambar 2.3 hal ini yang membedakan antara EMH dengan metode termal lainnya. Pemanasan terjadi langsung pada molekul dalam air, sedangkan metoda termal lainnya melakukan pemanasan mulai dari molekul di luar dan ditransfer hingga ke molekul terdalam (Peraser et al., 2012). Pemanasan dielektrik adalah proses di mana radiasi EMH memanaskan bahan dielektrik (Li et al., 2008).

Arus listrik frekuensi tinggi dapat digunakan untuk metode pemanasan *microwave* (Demiral, Akin, Acar, & Hascakir, 2008).

Beberapa karakteristik reservoir berdasarkan bentuk dan jenis batuan berserta formasi. Ada beberapa teknik EMH dapat diterapkan berdasarkan karakterisasi reservoir minyak yang berbeda seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.1. (Rehman & Meribout, 2012).

Tabel 2.1 Perbandingan Antara Perbedaan Beberapa Teknik EMH (Rehman & Meribout, 2012)

JENIS EMH	KECOCOKAN	KETERBATASAN
Induction heating (Pemanasan induksi)	<ul style="list-style-type: none"> • Dapat di gunakan pada zona memiliki permeabilitas yang tinggi dan sebagai alternatif untuk eor thermal lainnya • Tidak ada pengaruh terhadap arus listrik berfrekuensi rendah dan tinggi • Reservoir yang memiliki saturasi air yang lebih rendah 	<ul style="list-style-type: none"> • Hanya dapat diterapkan untuk memanaskan area dekat wellbore
Low frequency electric Heating (Pemanasan listrik dengan frekuensi rendah)	<ul style="list-style-type: none"> • Penggunaan daya yang lebih tinggi tidak sesuai pada reservoir dengan karakteristik tertentu • Penerapan metode ini hanya berdampak pada sekitaran wellbore • Energi yang di stimulasikan dapat menjadi alternatif injeksi uap • Reservoir yang memiliki permeabilitas yang tinggi atau fraktur 	<ul style="list-style-type: none"> • Suhu harus dijaga di bawah titik didih air untuk menjaga kontinuitas • Korosi dapat terjadi pada elektroda dalam reservoir memiliki konsentrasi garam yang tinggi
Microwave heating (Pemanasan microwave)	<ul style="list-style-type: none"> • Cocok untuk reservoir yang mengandung minyak berat • Dapat efektif pada reservoir dengan target tanpa mempengaruhi gelombang microwave) 	<ul style="list-style-type: none"> • Perludilakukan mematikan sumur produksi • Keterbatasan kedalaman penetrasi frekuensi tinggi • Sumber bisa rusak karena produksi panas yang luas • Tidak dapat di gunakan bersamaan dengan injeksi air

High frequency digunakan dalam *microwave heating* (MW) atau *radio frequency heating*. Frekuensi ini mungkin berbeda dari tingkat kHz sampai MHz, dan dalam mode ini didominasi oleh pemanasan dielektrik. Sifat material dielektrik mempengaruhi cara reaksi gelombang yang ditransmisikan di kondisi reservoir, yang tergantung pada frekuensi pengoperasian, suhu operasi, konsentrasi material, dan sifat material listrik pada arah transmisi (Westcott, Jackson, Radloff, & Halas, 2002).

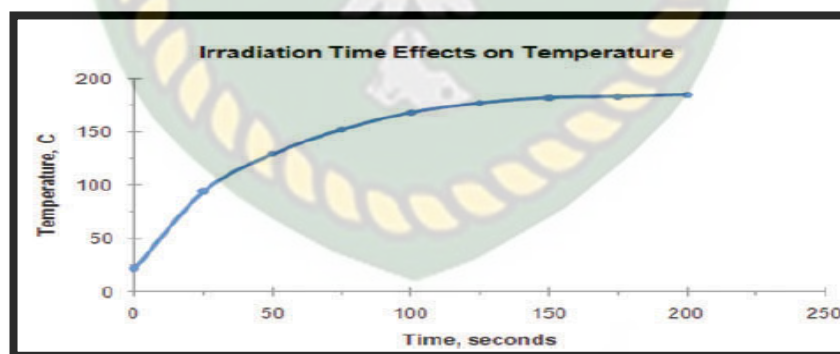
Dalam jarak high frekuensi (RF dan MW), berlaku pemanasan dielektrik dan dipol yang dibentuk oleh molekul yang cenderung menyesuaikan diri dengan

medan listrik. Pergantian bidang ini menginduksi gerakan rotasi pada dipol, dengan kecepatan sebanding dengan frekuensi pergantian. Gerakan molekul dapat menghasilkan pemanasan yang signifikan, seperti yang terlihat pada oven MW (Hasanvand & Golparvar, 2014).

Alasan EMH mulai digunakan dalam metode EOR karena tidak akan terjadinya kerusakan pada lingkungan dan ekonomis (khususnya pada daerah *offshore*) lebih efektif melakukan pemanasan pada formasi yang memiliki permeabilitas yang kecil (Sahni et al., 2000). Mampu berkerja pada sumur yang dalam, dikarenakan tidak adanya heatloss yang terjadi. Dan berkerja dengan efisien pada *thin pay-zone* ($h < 10\text{m}$) (K. N. Jha, 2002). Memberikan panas yang dapat di kontrol dengan efisien (Eskandari et al., 2015).

2.2 Parameter Yang Mempengaruhi Electrical Heating

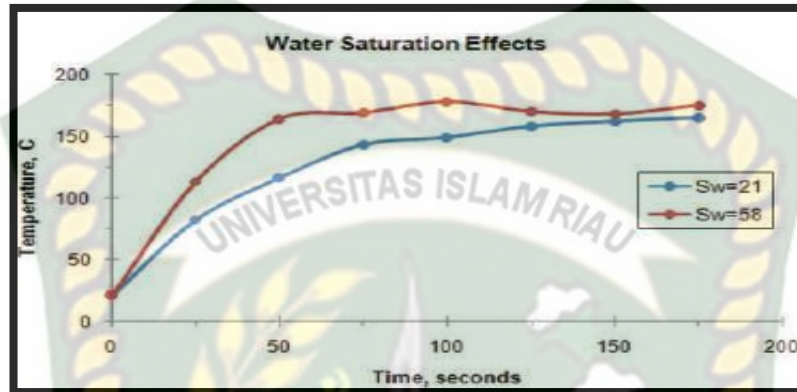
Pada penggunaan pemanasan elektrik, ada beberapa parameter yang mempengaruhi efisiensi dari pemanasan elektrik seperti : *Irradiation time* (waktu penyinaran), hasil percobaan pada gambar 2.4 didapatkan kenaikan *Irradiation time* seiringan dengan kenaikan suhu. Dari hal ini yang perlu diperhatikan adalah *Irradiation time* yang optimum, dikarenakan semakin tinggi *Irradiation time* maka semakin tinggi pula penggunaan energi listrik yang akan digunakan. (Eskandari et al., 2015).



Gambar 2.4 Suhu meningkat bersama waktu penyinaran (Eskandari et al., 2015).

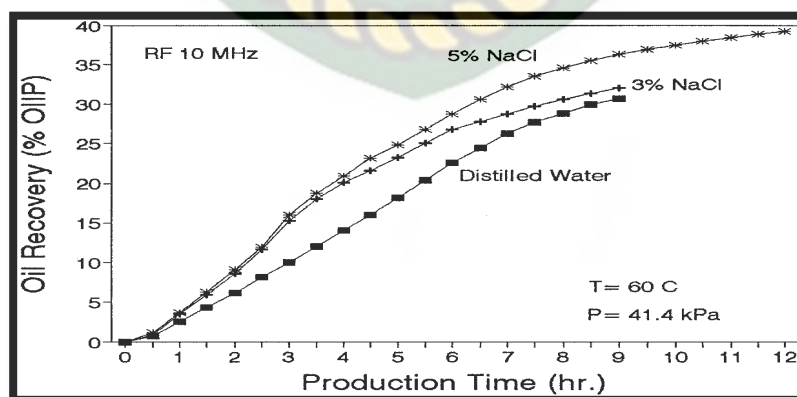
Pada saturasi air dan minyak rendah, permitivitas dielektrik pada media *oil wet* lebih rendah dari pada yang *water wet*. Hal ini disebabkan oleh adanya lapisan minyak terisolasi di sepanjang permukaan butiran pasir. Jadi untuk *water wet* dengan saturasi air medium yang tinggi, temperatur *steady state* harus lebih tinggi dari pada *oil wet* dan *mixed wet* (Nguyen, Bruining, & Slob, 1999). Hasil *Water*

Saturation (Saturasi Air), menunjukkan bahwa 60% saturasi air menghasilkan temperatur mulai dari 20% hingga 40% (Demiral et al., 2008). Penelitian dilakukan dengan saturasi air dengan nilai 21 dan 58 % memperlihatkan bahwa pengujian yang dilakukan dengan saturasi air 58 % memberikan peningkatan temperatur yang lebih besar (Eskandari et al., 2015). Seperti pada gambar 2.5 :



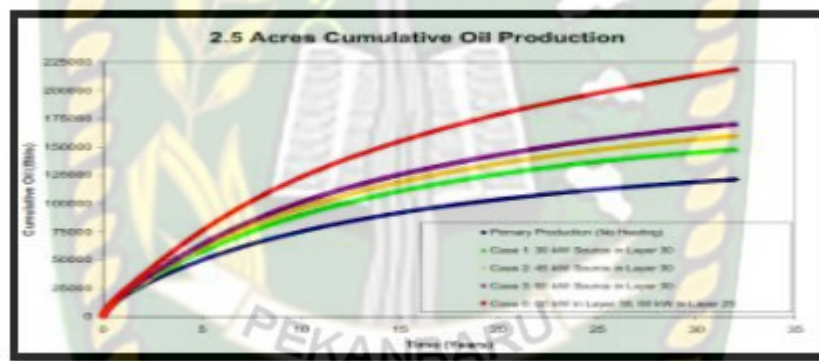
Gambar 2.5 Seiring meningkatnya saturasi air, suhu meningkat disekitarnya (Eskandari et al., 2015).

Salinitas Fluida berpengaruh pada penyebaran temperatur disekitar sumber EMH. Salinitas pada air menentukan konduktivitas media fluida reservoir, hal itu mempengaruhi keefektifan perambatan gelombang elektromagnetik (K. N. Jha, 2002). Pada gambar 2.6 menggunakan 3 macam fluida dengan salinitas yang berbeda (air distilasi, 3% NaCl, dan 5% NaCl), memberikan efek pada oil recovery paling tinggi adalah fluida yang memiliki salinitas tertinggi. Apabila salinitas yang digunakan semakin besar akan memberikan *recovery factor* yang tinggi (Mukhametshina & Martynova, 2013).



Gambar 2.6 Kurva peningkatan *oil recovery* terhadap salinitas air (K. N. Jha, 2002)

Electrical Power mempresentasikan studi tentang microwave treatment dari cuttings pengeboran yang terkontaminasi minyak pada skala pilot, Cuttings pengeboran mengandung 6% air dan 7% minyak. Eksperimen dilakukan pada microwave power 15 kW dan 30 kW dan material yang melewati bervariasi antara 110 dan 570 kg / h. Hasil penelitian menunjukkan bahwa kandungan minyak residu meningkat dengan meningkatnya material cuttings pengeboran yang lewat. (Robinson et al., 2009). Gambar 2.7 membandingkan produksi minyak kumulatif untuk skenario *microwave heating* dengan produksi secara primer. Ketika dua sumber 60-kW ditempatkan masing-masing pada 1642 ft dan 1800 ft, terdapat peningkatan 80% dalam kumulatif recovery minyak dari produksi primer dalam 10 tahun. Kebutuhan *power* setelah 10 tahun pemanasan diperkirakan sekitar 200-250 kW-hr / Bbl minyak tambahan yang diproduksi (Sahni et al., 2000).



Gambar 2.7 Kurva peningkatan *oil recovery* terhadap *electrical power* (Sahni et al., 2000)

Heterogenitas Metode EM heating dapat berkeja pada reservoir yang heterogen bahkan pada zona yang memiliki permeabilitas tinggi atau area rekahan (Bera & Babadagli, 2015). Penelitian menggunakan model simulasi 2D dan 3D (heterogen) reservoir untuk menilustrasikan output dari electrical resistance heating dan diperoleh hasil bahwa metode ini dapat meningkatkan recovery pada banyak patahan (Woodside & Messmer, 1961).

Efek *initial wettability* pada *oil recovery* dengan metode EMH menunjukkan bahwa sistem *water wet* dan *mixed wet* memberikan hasil yang lebih baik daripada sistem *oil wet*. (Bera & Babadagli, 2015). Wettability merupakan karakteristik batuan berdasarkan sudut kontak. Air selalu ada dalam reservoir minyak dan mineral hadir berkisar dari *oil wet* hingga *neutral water wet*

(Ai-aulaqui, 2012) . Dalam sistem *wettability* air yang sempurna, ketika $\theta = 0$ sehingga air tersebar merata di seluruh permukaan butiran mineral. Demikian juga, dalam sistem *oil wet* yang sempurna, yaitu $\theta = 180^\circ$ sehingga air membentuk tetesan di permukaan padat (Lie, 2016).

Pengamatan dilakukan (Demiral et al., 2008) pada percobaan yang dilakukan dengan minyak mentah pada saturasi air yang berbeda dalam *water wet*, *mixed wet* dan *oil wet* dalam media berpori. Dapat dilihat bahwa dalam semua kasus *wettability*, saturasi air yang rendah menyebabkan nilai temperatur *steady state* yang lebih kecil. Temperatur kondisi *steady state* dalam *mixed wet* lebih kecil dari temperatur lainnya.

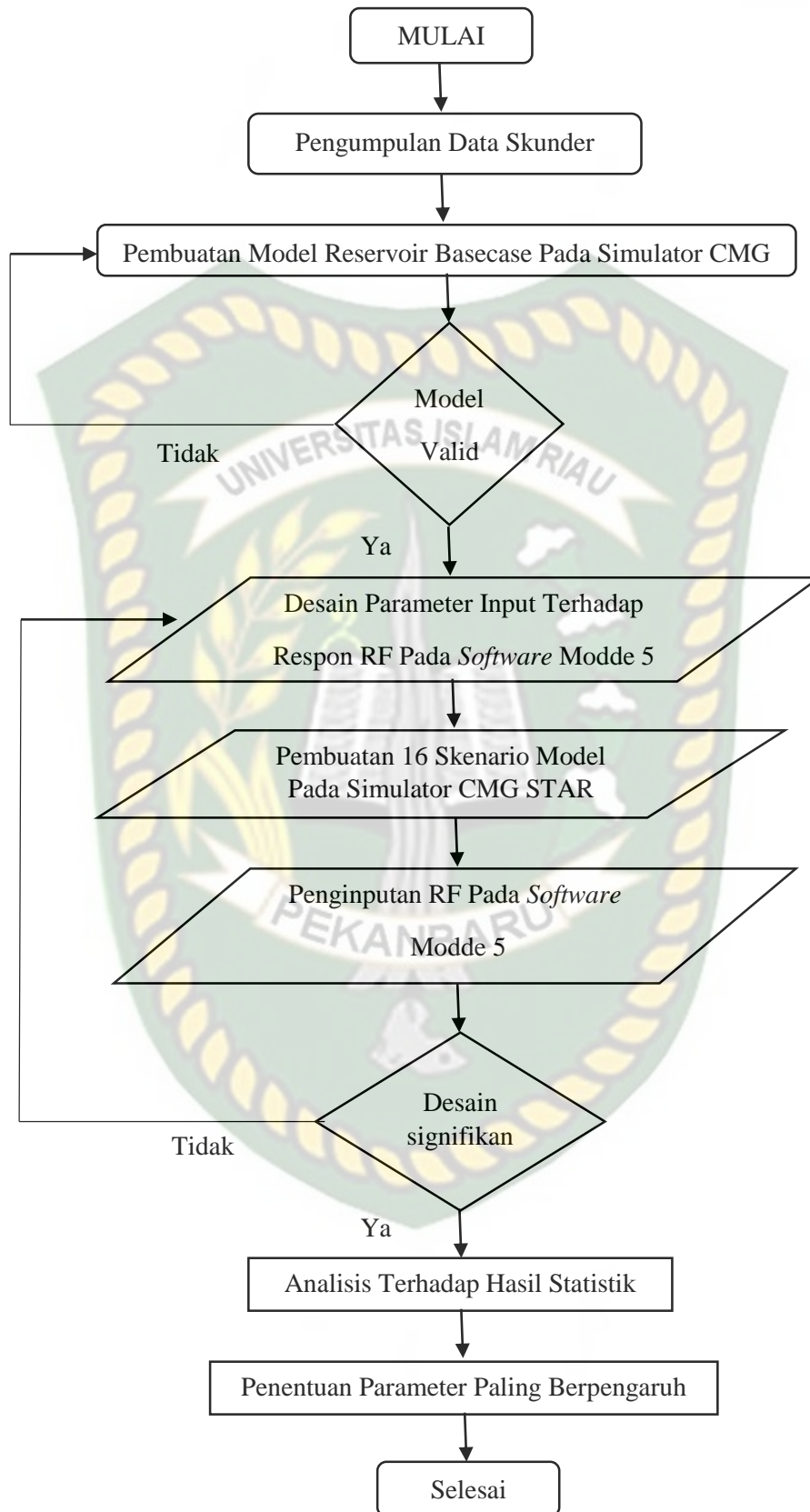


BAB III

PEMODELAN RESERVOIR

3.1 Metode Penelitian

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian di Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Adapun metode penelitian yaitu *simulation research* dengan menggunakan data dari suatu lapangan. Penelitian ini menggunakan kombinasi dari desain eksperimen dan simulasi reservoir. Data yang diperoleh akan digunakan untuk pemodelan dengan simulator CMG STAR dan *MODDE 5*.



Gambar 3.1 Diagram Alir Tugas Akhir

Thermal & advance process reservoir simulator (STARS) merupakan bagian dari *software* CMG yang merupakan simulasi yang baik untuk mensimulasikan EOR termal yang biasa digunakan dalam pemodelan di industri perminyakan. Dalam proses simulasi ini terdapat beberapa batasan, yaitu :

1. Model yang digunakan adalah homogen dan heterogen
2. Model tidak menggunakan geomekanik
3. Model ini hanya digunakan untuk *screening criteria*, dan model ini diasumsikan lapangan baru sehingga tidak memiliki sejarah produksi
4. Mekanisme pendorong pada model reservoir adalah metode *electrical magnetik heating (emh)*

3.2 Data Karakteristik Fluida Reservoir

3.1.1 Reservoir Properties

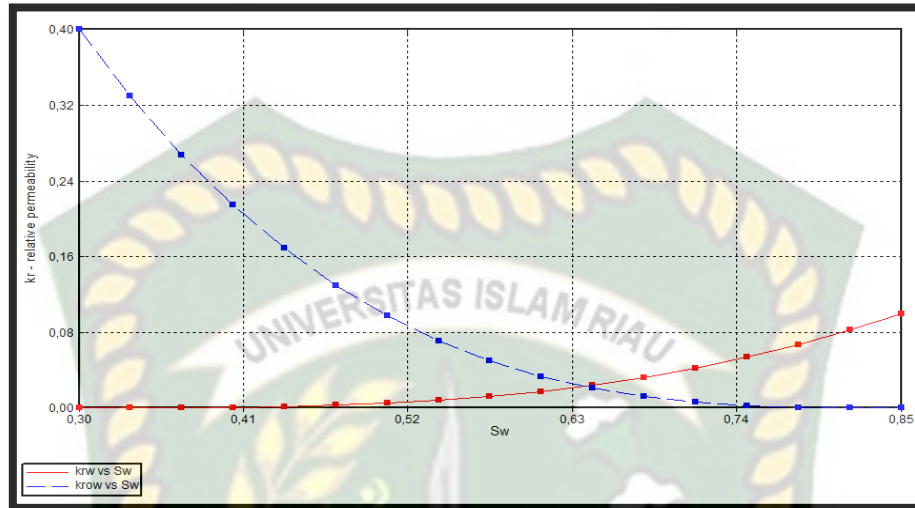
Reservoir D merupakan reservoir yang berada di *Central Sumatera Basin* pada lapangan ZR di kedalaman 1000 ft, memiliki kandungan parafin, dengan jenis batuan reservoir *sandstone* yang *consolidated* dengan ketebalan reservoir 30 ft. Berikut merupakan data reservoir *properties* pada sumur D yang di tunjukan pada Tabel 3.1

Tabel 3.1 Data Karakteristik Batuan Reservoir (PT. Caltex Pacific Indonesia, 1979)

<i>Properties</i>	Nilai
Kedalaman reservoir	1000-1030 ft
Temperatur reservoir	136 °F
Tekanan reservoir	534 psia
Saturasi minyak	80%
Porositas	15%
Kompresibilitas batuan	$5.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Permeabilitas	400

Dari data tabel 3.1 karakteristik reservoir tersebut, dapat di lihat Reservoir D memiliki porositas yang baik (*good*) dikarenakan nilai porositas berada diantara 15-20%. Nilai permeabilitas batuan sebesar 400 mD menunjukkan reservoir

memiliki permeabilitas yang sangat baik (*very good*), dikarenakan nilai permeabilitas berada diantara 100-1000 mD.



Gambar 3.2 Kurva hubungan Kr vs Sw

Dengan nilai saturasi minyak sebesar 80% dan permeabilitas 400 mD maka menghasilkan kurva permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.2. Pada kurva dapat dilihat bahwa reservoir bersifat *water wet*, kondisi dimana batuan reservoir cenderung dibasahi oleh air. Kondisi ini juga diperkuat dengan keberadaan persilangan antar kurva condong ke arah kanan dari titik tengah saturasi air. Data tabel 3.1 merupakan data yang didapatkan dari PT. SPR Langgak (PT. Caltex Pacific Indonesia, 1979). Namun untuk data porositas dan data saturasi minyak disesuaikan dengan data konduktivitas.

3.1.2. Komponen Hidrokarbon

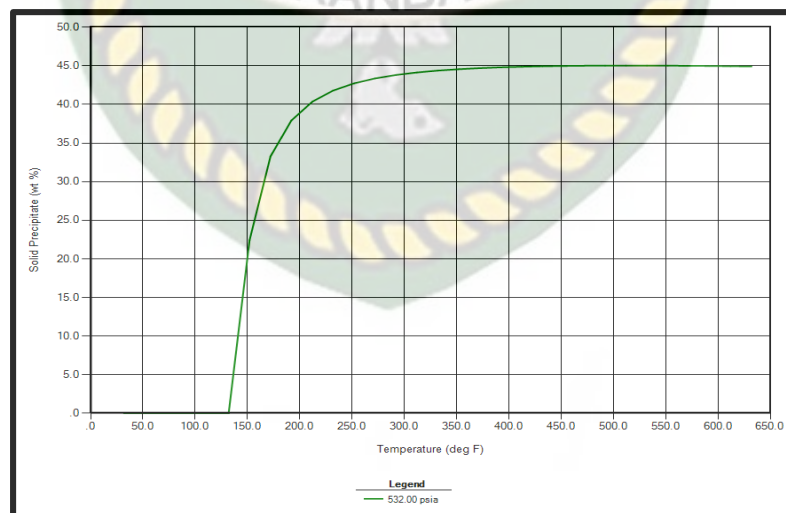
Berdasarkan data pada tabel 3.2, reservoir berada dalam keadaan *undersaturated*. Model reservoir ini memiliki densitas minyak sebesar 30,8 API. Data pada tabel 3.2, 3.3, dan 3.4 merupakan data yang didapatkan dari PT. SPR Langgak (PT. Caltex Pacific Indonesia, 1979).

Tabel 3.2 Data Karakteristik Fluida Reservoir

<i>Properties</i>	<i>Value</i>
Densitas air	62,60 lb/ft ³
Densitas minyak	30,8 °API
Viskositas air	0,5 cp @ P & T reservoir
Viskositas minyak	14,4 cp @ P & T reservoir
Faktor Volume Formasi minyak	1,049 bbl/STB
Tekanan <i>Bubble point</i>	127 psia

Tabel 3.3 Komponen Fluida Hidrokarbon

Komponen	Persen mol (%)
(CO ₂) Karbon dioksida	0,56
(C ₁) Metana	0,67
(C ₂) Etana	0,67
(C ₃) Propana	1,51
(i-C ₄) Iso-Butana	0,9
(n-C ₄) n-Butana	1,57
(i-C ₅) Iso-Pentana	1,56
(n-C ₅) n-Pentana	1,5
(C ₆) Heksana	0,35
(C ₇₊) Heptana Plus	90,71

**Gambar 3.3** Kurva Kandungan *Solid* vs Temperatur pada Tekanan Reservoir

Tabel 3.4 Crude Oil Analysis

<i>Properties</i>	<i>Value</i>
<i>Pour Point</i>	100 °F
<i>Solid Point</i>	95 °F
<i>Flash Point</i>	170 °F

3.1.3 Data Konduktivitas

Pada simulasi CMG STAR, data konduktivitas dibutuhkan sebagai data pendukung dan penyesuaian data dengan kondisi reservoir yang sebenarnya. Adapun data tersebut ditunjukkan pada tabel 3.5 didapatkan dari penelitian yang dilakukan oleh peneliti sebelumnya yang sesuai dengan penelitian ini (Amiri, 2012; Woodside & Messmer, 1961).

Tabel 3.5 Data Konduktivitas

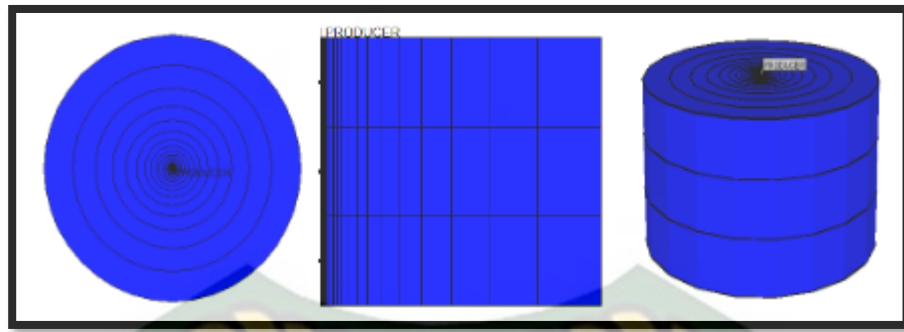
<i>Properties</i>	<i>value</i>
Konduktivitas Batuan Reservoir	58,0581 Btu/(ft.day.°F)
Konduktivitas Minyak	2,95314 Btu/(ft.day.°F)
Konduktivitas Air	10,9619 Btu/(ft.day.°F)
Konduktivitas Gas	0,365766 Btu/(ft.day.°F)

3.1.4 Gridding

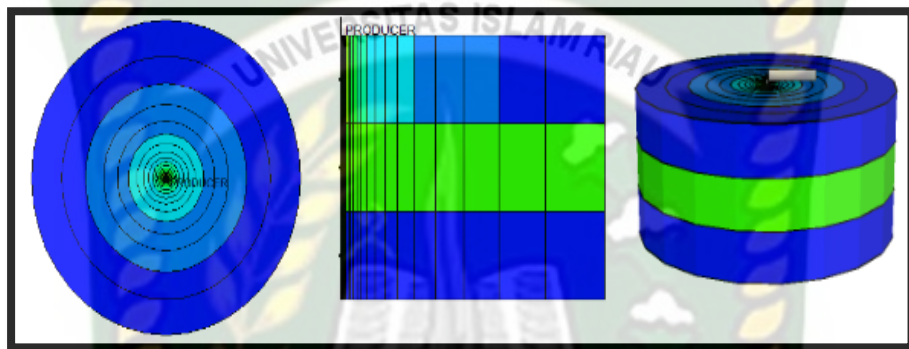
Model pada tugas akhir ini menggunakan *radial grid* karena jenis grid ini digunakan untuk simulasi *single well*, sehingga cocok untuk dilakukan simulasi dengan metode *electromagnetic heating*. Karena pada simulasi ini juga tidak digunakan sumur injeksi, injeksi dilakukan langsung pada sumur produksi.

Tabel 3.6 Model Properties

<i>Model Properties</i>	<i>Value</i>
<i>Type of grid</i>	Radial
<i>Number of Grid</i>	30
<i>Inner radius</i>	0,25 ft
<i>Outer radius</i>	600 ft
<i>Layers</i>	3



Gambar 3.4 Model Grid Homogen



Gambar 3.5 Model Grid Heterogen

3.3 Heterogenitas Reservoir

Di dalam penelitian ini menggunakan dua model yaitu reservoir heterogen dan reservoir homogen. Pada prinsipnya heterogenitas suatu reservoir memiliki pengaruh terhadap kinerja reservoir. Untuk itu pengukuran tingkat heterogenitas suatu reservoir menjadi salah satu hal penting. Hal ini untuk membantu mempertimbangkan keputusan-keputusan yang akan diambil dalam proses perencanaan maupun pengembangan suatu lapangan minyak.

Untuk mengetahui karakteristik batuan dari keseragaman atau konstan yang diukur pada suatu ketebalan reservoir heterogenitas dapat dihitung dengan persamaan Lorenz coefficient (Ahmed, 2001):

$$l = \frac{\text{luas diatas garis lurus}}{\text{luas dibawah garis lurus}}$$

Keterangan :

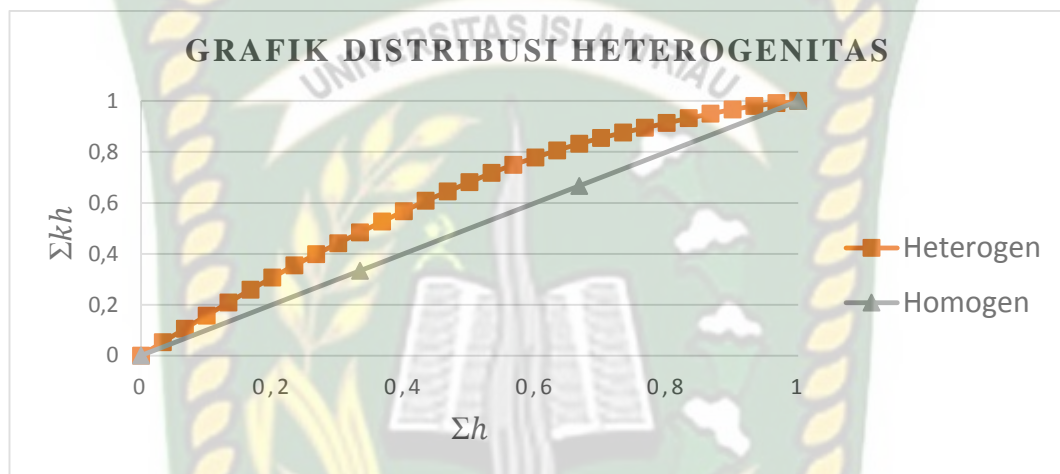
0 = bersifat homogen

1 = bersifat heterogen

Metode perhitungan *Lorenz Coefficient (L)* dibagi menjadi beberapa tahapan, yaitu :

Tahapan 1 : Menyusun data permeabilitas dari besar ke kecil, hitung kumulatif kapasitas permeabilitas Σkh dan kumulatif kapasitas volume Σh yang telah dinormalisasi. Lihat pada **Lampiran** berikut :

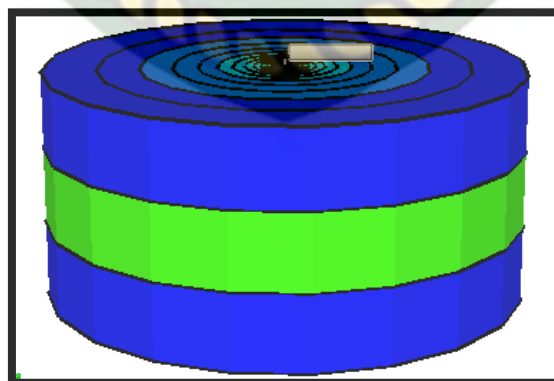
Tahapan 2 : Plot kumulatif kapasitas permeabilitas Σkh dan kumulatif kapasitas volume Σh yang telah dinormalisasi ke dalam skala kartesian (lihat gambar 3.4).



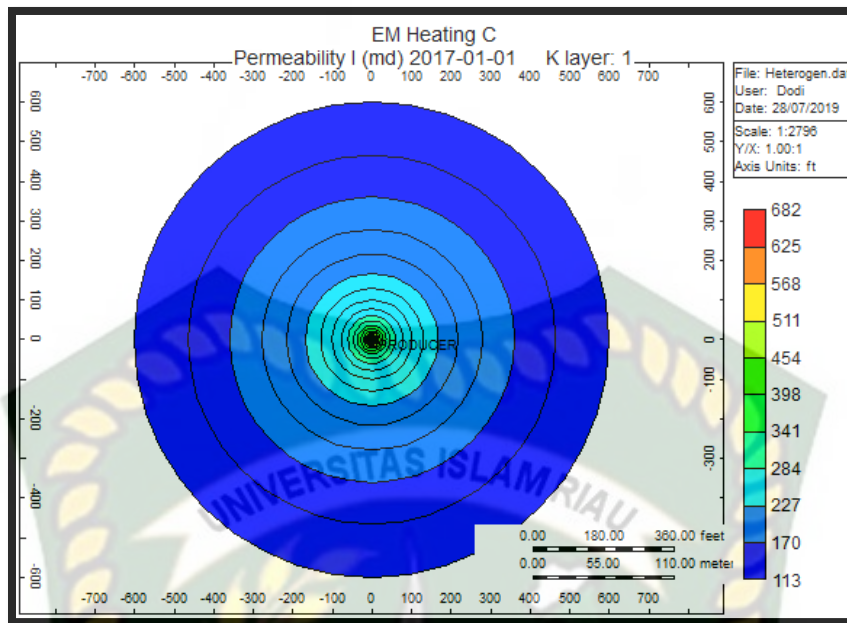
Gambar 3.6 Lorenz Chart

3.2.1 Model Simulasi Reservoir Heterogen

Berdasarkan simulasi dari data Lampiran heterogen maka diperoleh model gambar 3.5 dengan penambahan data permeabilitas dengan ketebalan.



Gambar 3.7 Model radial 3D



Gambar 3.8 Model radial dari permukaan

3.2.2 Inisialisasi

Dari hasil simulasi reservoir heterogen menggunakan CMG STAR, didapatkan data inisialisasi sesuai dengan yang tertera pada tabel 3.8.

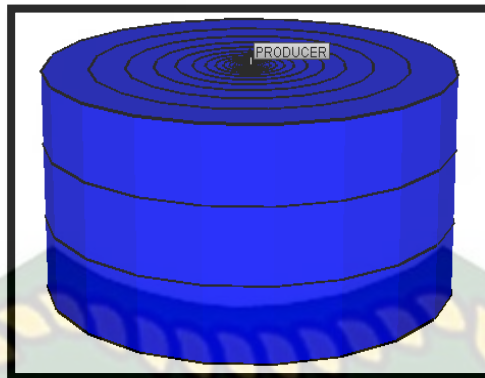
Tabel 3.7 Tabel Hasil Inisialisasi

Parameter	Jumlah	Unit
<i>Gross formation volume</i>	6,0430E+06	bb1
<i>Formation pore volume</i>	1,0506E+06	bb1
<i>Aqueous phase volume</i>	3,1519E+05	bb1
<i>Oil phase volume</i>	7,3544E+05	bb1
<i>Gaseous phase volume</i>	0,0000E+00	bb1

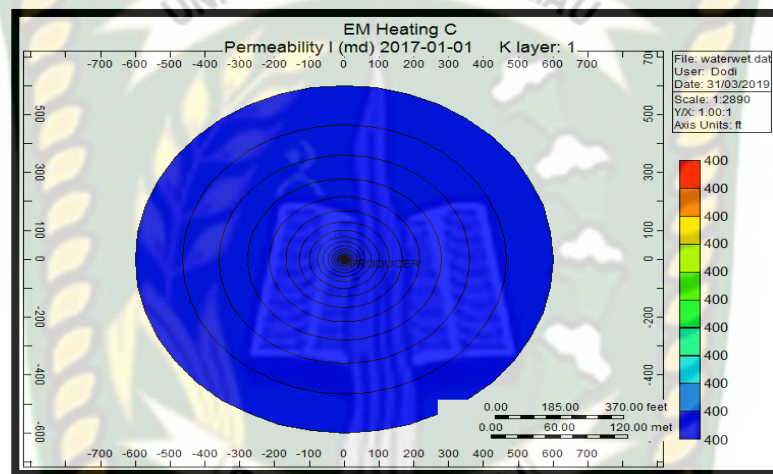
Inisialisasi dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui cadangan awal dari model reservoir heterogen. Dari hasil inisialisasi didapatkan jumlah cadangan minyak sebesar 735.440 bbl.

3.2.3 Model Simulasi Reservoir Homogen

Berdasarkan simulasi dari data Lampiran homogen maka diperoleh model gambar 3.7 dengan penambahan data permeabilitas dengan ketebalan.



Gambar 3.9 Model radial 3D



Gambar 3.10 Model radial dari permukaan

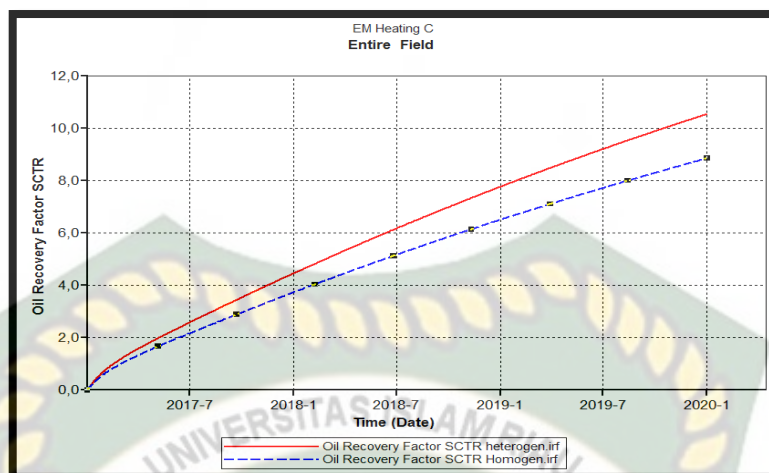
3.2.4 Inisialisasi

Dari hasil simulasi reservoir homogen menggunakan CMG STAR, didapatkan data inisialisasi sesuai dengan yang tertera pada tabel 3.9.

Tabel 3.8 Tabel Hasil Inisialisasi

Parameter	Jumlah	Unit
<i>Gross formation volume</i>	6,0430E+06	bbl
<i>Formation pore volume</i>	9,0813E+06	bbl
<i>Aqueous phase volume</i>	2,7244E+05	bbl
<i>Oil phase volume</i>	6,3569E+05	bbl
<i>Gaseous phase volume</i>	0,0000E+00	bbl

Inisialisasi dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui cadangan awal dari model reservoir homogen. Dari hasil inisialisasi didapatkan jumlah cadangan minyak sebesar 635.690 bbl.

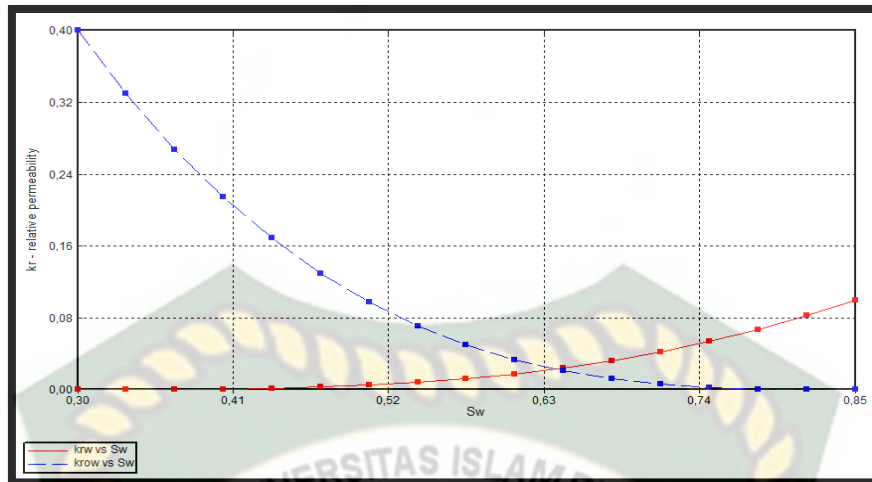


Gambar 3.11 *Recovery Factor vs Time*

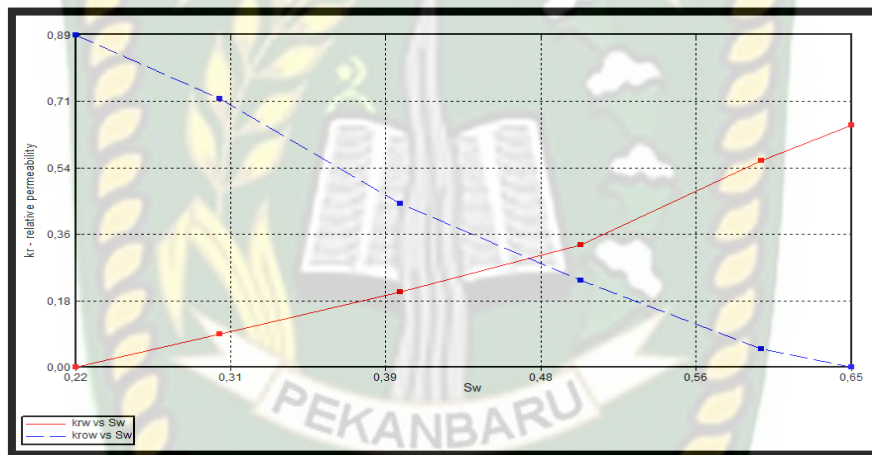
Gambar 3.9 merupakan hasil perolehan *recovery factor* berdasarkan dari hasil simulasi reservoir heterogen dan reservoir homogen menggunakan CMG STAR, hasil yang di peroleh menyatakan reservoir heterogen lebih baik dengan perolehan 10.539 bbl selama tiga tahun.

3.4 Kondisi Wettability Pada Reservoir

Ada dua jenis kondisi *wettability* yang digunakan pada model ini, yaitu *oil wet* dan *water wet*. Perbedaan antara *oil wet* dan *water wet* dapat dilihat dari perbandingan kurva permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.10 pada kurva dapat dilihat bahwa reservoir *water wet*, kondisi dimana batuan reservoir cenderung dibasahi oleh air. Sedangkan pada gambar 3.11 dapat dilihat bahwa reservoir *oil wet*, kondisi dimana batuan reservoir cenderung dibasahi oleh minyak. Kondisi ini juga di perkuat dengan keberadaan persilangan antar kurva dari titik tengah saturasi air.



Gambar 3.12 Kurva hubungan Kr vs Sw untuk kondisi *water wet*



Gambar 3.13 Kurva hubungan Kr vs Sw untuk kondisi *oli wet*

3.5 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 3.11.

Tabel 3. 9 Rangkuman penggunaan *fractional factorial design*

<i>Number of Factor</i> (K)	<i>Design</i> <i>Spesification</i>	<i>Number of Runs</i> (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
11	2III^{11-7}	16
15	2III^{15-11}	16
31	2III^{31-26}	32

Sumber: (Nist Sematech, 2006)

Tabel 3.10 Data masing-masing parameter

<i>Name</i>	<i>Abbreviation</i>	<i>Units</i>	<i>Type</i>	<i>Use</i>	<i>Settings</i>
<i>Irradiation Time</i>	Irta	<i>days</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	60 to 90
<i>Water Saturation</i>	Wat	<i>Percent</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	24 to 50
Salinitas Fluida	Sal	<i>Part per Million</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	30000 to 50000
<i>Electrical Power</i>	Ele	<i>Kilowatt</i>	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	30 to 60
Heterogenitas	Het	-	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	<i>Homogen to Heterogen</i>
<i>Wettability</i>	Wet	-	<i>Quantitative</i>	<i>Controlled</i>	<i>Oil wet to Water wet</i>

3.6 Waktu Penelitian

Adapun rencana kegiatan penelitian dapat dilihat ada tabel berikut ini :

No	Jenis Kegiatan	Juli 2019				Agustus 2019				September 2019			
		Minggu				Minggu				Minggu			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Pendalaman Materi												
2	Pembuatan Model												
3	Analisa Data												
4	Hasil dan Pembahasan												
5	Penulisan Tugas Akhir												

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

4.1 Analisis Hasil Penelitian

Metode *factorial design* merupakan salah satu metode yang digunakan untuk *screening criteria* yang tepat dalam penelitian ini, dan juga akan memperoleh parameter yang paling berpengaruh terhadap beberapa parameter yang akan di uji dalam meningkatkan *recovery factor*. dalam penelitian ini menggunakan *software* modde 5 sebagai fungsi dari *factorial design* dengan memilih resolusi IV dan jumlah 16 *run* sehingga terdapat 16 model yang akan dirun dengan menggunakan *software* CMG. Metode *factorial design* resolusi IV yang menjadi rekomendasi pada *software* Modde 5.

Dalam proses penginputan nilai maksimum dan nilai minimum dari tiap-tiap parameter sebagai batasan untuk mengetahui pengaruh dari masing-masing parameter. untuk mendapatkan nilai *recovery factor* dengan mengatur 16 model pada *software* CMG sesuai tabel eksperimen, kemudian nilai *recovery factor* minyak yang diperoleh dari *software* CMG diinput pada tabel eksperimen sebagai respon terhadap ke enam parameter yang akan di analisis. Pada Tabel 4.1 merupakan nilai minimum dan maksimum dari masing-masing parameter serta perolehan *recovery factor* pada setiap model.

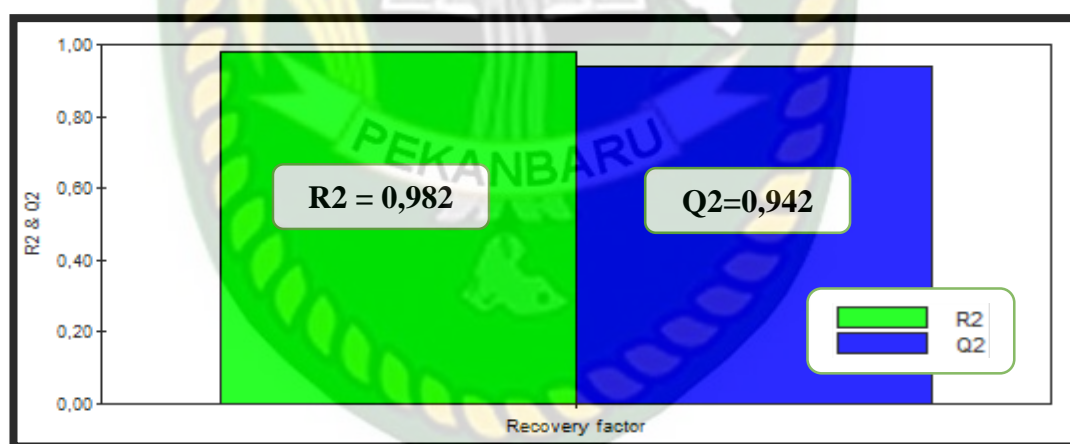
Tabel 4.1 Tabel eksperimen pada *software* modde 5

No	<i>Irradiation Time (days)</i>	<i>Water Saturation (Percent)</i>	<i>Salinitas Fluida (Ppm)</i>	<i>Electrical Power (Kilowatt)</i>	Heterogenitas	<i>Wettability</i>	<i>Recovery factor (%)</i>
1	60	0,24	30000	30	Homogen	Oil Wet	10,58
2	90	0,24	30000	30	Heterogen	Oil Wet	9,87
3	60	0,5	30000	30	Heterogen	Water Wet	1,75
4	90	0,5	30000	30	Homogen	Water Wet	2,30
5	60	0,24	50000	30	Heterogen	Water Wet	8,99

6	90	0,24	50000	30	Homogen	Water Wet	11,02
7	60	0,5	50000	30	Homogen	Oil Wet	0,84
8	90	0,5	50000	30	Heterogen	Oil Wet	0,88
9	60	0,24	30000	60	Homogen	Water Wet	11,38
10	90	0,24	30000	60	Heterogen	Water Wet	8,63
11	60	0,5	30000	60	Heterogen	Oil Wet	0,89
12	90	0,5	30000	60	Homogen	Oil Wet	0,86
13	60	0,24	50000	60	Heterogen	Oil Wet	10,06
14	90	0,24	50000	60	Homogen	Oil Wet	10,83
15	60	0,5	50000	60	Homogen	Water Wet	2,30
16	90	0,5	50000	60	Heterogen	Water Wet	1,72

4.2 Analisis Hasil Permodelan Penelitian

Pada *software* modde 5 hasil *run* tabel 4.1, ditujukan melihat apakah eksperimen yang dilakukan di *software* modde 5 ini berhasil atau gagal, salah satunya melihat digram *summary plot* dari hasil eksperimen seperti Gambar 4.1.



Gambar 4.1 *summary plot*

Diagram *summary plot* 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. selanjutnya juga bisa dilihat dari tabel ANOVA yang digunakan untuk mengetahui keberhasilan hasil eksperimen yang telah dilakukan. Gambar 4.2 merupakan tabel ANOVA, pada penelitian ini menggunakan nilai α (tingkat signifikan) yang menunjukkan *error* yang diizinkan adalah $1 - \text{confidence level}$.

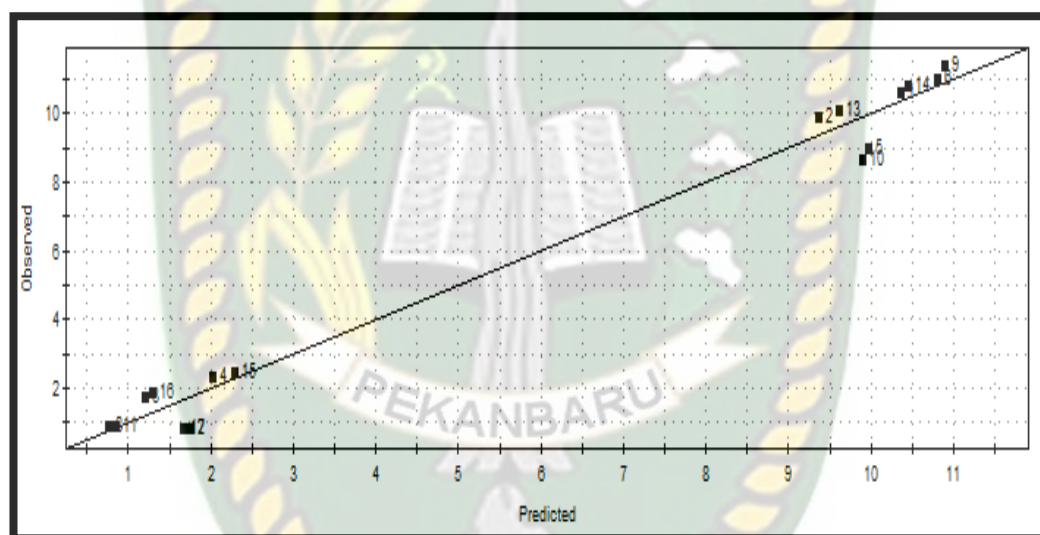
Confidence level yang digunakan pada aplikasi *software* modde 5 ini yaitu sebesar 95% (0,95) sehingga diperoleh nilai α sebesar 0,05. Signifikan level sebesar 95% artinya model memiliki tingkat kebenaran sebesar 95% serta peluang memperoleh kesalahan minimal yaitu sebesar 5 % (toleransi kesalahan). Untuk mendapatkan model yang valid, nilai P harus di bawah nilai α . Pada penelitian ini dapat dilihat dari hasil nilai P (*probability*) menunjukkan angka 0 yang berarti nilai $P < \alpha$ yang menandakan bahwa hasil penelitian dikatakan baik atau di peroleh model yang signifikan berdasarkan *confidence level* sebesar 95% (gambar 4.2). 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.

Gambar 4.2 Tabel ANOVA (*Analysis Of Variance*)

	1	2	3	4	5	6	7
1	Recovery factor	DF	SS	MS	F	p	SD
2				(variance)			
3	Total	16	854,854	53,4284			
4	Constant	1	542,657	542,657			
5							
6	Total Corrected	15	312,197	20,8131			4,56214
7	Regression	6	306,448	51,0746	79,96	0,000	7,14665
8	Residual	9	5,74877	0,638752			0,79922
9							
10	Lack of Fit	--	--	--	--	--	--
11	(Model Error)						
12	Pure Error	--	--	--			--
13	(Replicate Error)						
14							
15	N = 16	Q2 = 0,942	Cond. no. = 1,0000				
16	DF = 9	R2 = 0,982	Y-miss = 0				
17		R2 Adj. = 0,969	RSD = 0,7992				

Pada penelitian ini diperoleh nilai $R^2 = 0,988$ dan $R^2_{\text{adjusted}} = 0,980$. 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 *irradiation time*, *water saturation*, salinitas fluida, *elektrical power*, heterogenitas, dan *wettability*. 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. 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 4.3 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 Hasil data *observed* dan *predicted* pada *software* Modde 5

No	Observed	Predicted
1	10,58	10,35
2	9,87	9,36
3	1,75	1,19
4	2,3	2,02
5	8,99	9,97
6	11,02	10,80
7	0,84	1,74
8	0,88	0,75
9	11,38	10,89
10	8,63	9,89
11	0,89	0,84
12	0,86	1,67
13	10,06	9,61
14	10,83	10,44
15	2,43	2,28
16	1,87	1,28

Pada tabel 4.2 menunjukkan perbedaan hasil penelitian dengan hasil prediksi dari *software* Modde 5. Dapat dilihat pada tabel bahwa terdapat perbedaan yang tidak jauh berbeda, maka dapat dikatakan penelitian ini bisa dikatakan berhasil. Tetapi terdapat beberapa hasil yang kurang mendekati yaitu pada eksperimen 5, 7, 10, dan 12. Salah satu faktor dari hasil yang kurang mendekati ini dikarenakan dapat terjadi seperti salah satunya perbedaan estimasi yang ada pada *observed* dan *predicted*.

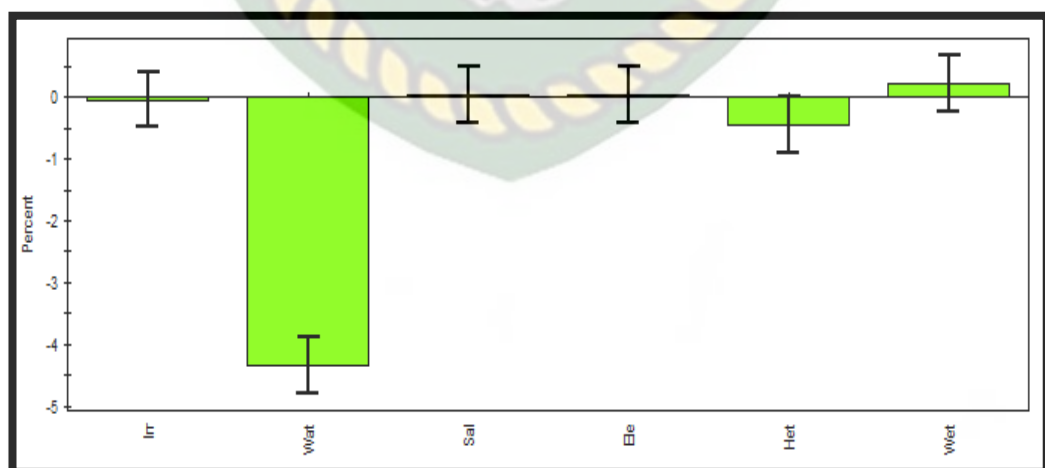
4.1.1 Analisis Parameter Dalam Peningkatan *Recovery Factor*

Coefficient list merupakan salah satu cara untuk mengetahui parameter yang paling dominan dalam meningkatkan *recovery factor*, pada Gambar 4.4 parameter *Water Saturation* dan Heterogenitas menjadi parameter signifikan karena nilai P (signifikan parameter) signifikan terhadap *recovery factor*. Pada penelitian ini mendapatkan nilai P lebih kecil dari nilai $\alpha = 0,5$.

	1	2	3	4	5
1	Recovery factor	Coeff. SC	Std. Err.	P	Conf. int(±)
2	Constant	5,82375	0,199805	3,21202e-010	0,451994
3	Irr	-0,0412499	0,199805	0,841034	0,451994
4	Wat	-4,34625	0,199805	4,32329e-009	0,451994
5	Sal	0,0412497	0,199805	0,841034	0,451994
6	Ele	0,0450003	0,199805	0,826838	0,451994
7	Het	-0,45625	0,199805	0,048287	0,451994
8	Wet	0,2225	0,199805	0,294312	0,451994
9					
10	N = 16	Q2 = 0,942		Cond. no. = 1,0000	
11	DF = 9	R2 = 0,982		Y-miss = 0	
12		R2 Adj. = 0,969		RSD = 0,7992	
13				Conf. lev. = 0,95	

Gambar 4.4 Coefficient list masing-masing parameter

Pada gambar 4.5 adalah *Coefficient Plot* yang dapat digunakan untuk mengetahui parameter yang paling berpengaruh dalam meningkatkan *recovery factor*. Dapat dilihat parameter wettability, *Electrical Power*, dan Salinitas Fluida menunjukkan pengaruh bernilai positif, jika nilai dari parameter tersebut semakin tinggi akan meningkatkan *recovery factor*. sedangkan parameter Heterogenitas, *Water Saturation* dan *Irradiation Time* menunjukkan pengaruh yang bernilai negatif, artinya dengan menurunkan nilai dari parameter tersebut maka akan meningkatkan *recovery factor*.



Gambar 4.5 Coefficient plot masing-masing parameter

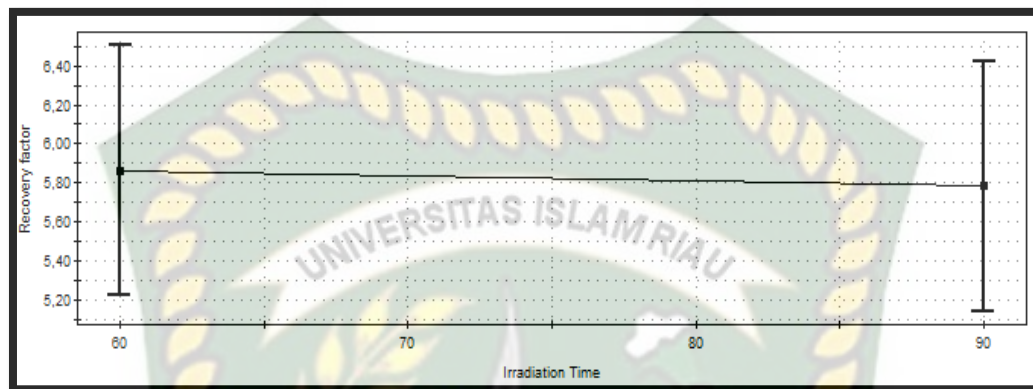
	1	2	3	4	5
1	Recovery factor	Effect	Conf. int(±)		
2	Wat	-8,6925	0,903988		
3	Het	-0,912501	0,903988		
4	Wet	0,445	0,903988		
5	Ele	0,0900007	0,903988		
6	Irr	-0,0824997	0,903988		
7	Sal	0,0824993	0,903988		
8					
9	N = 16	Q2 = 0,942	Cond. no. = 1,0000		
10	DF = 9	R2 = 0,982	Y-miss = 0		
11		R2 Adj. = 0,969	RSD = 0,7992		
12			Conf. lev. = 0,95		
13					

Gambar 4.6 Main effect masing-masing parameter

Gambar 4.6 merupakan efek utama dari masing - masing parameter. *main effect* juga bisa juga digunakan untuk mengetahui parameter paling dominan yang dapat meningkatkan recovery factor dengan menggunakan metode *Electrical Magnetik Heating (EMH)* pada sumur kadar *paraffin* tinggi adalah *Water Saturation* dengan koefisien bernilai negatif sebesar -8.045 yang artinya dengan mengurangi jumlah *Water Saturation* dari 24 ke 50 akan dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Parameter dominan yang kedua yaitu Heterogenitas memberikan pengaruh bernilai negatif sebesar -0,972 yang berarti semakin heterogen maka dapat meningkatkan *recovery factor* minyak. Kemudian diikuti oleh wettability dan *Electrical Power* dengan masing masing koefisien 0.445 dan 0.090. sementara untuk *Irradiation Time* dan Salinitas Fluida tidak memberikan pengaruh yang signifikan dalam penelitian ini.

4.3 Analisis Parameter Berpengaruh Terhadap *Recovery Factor*

4.3.1. *Irradiation Time*



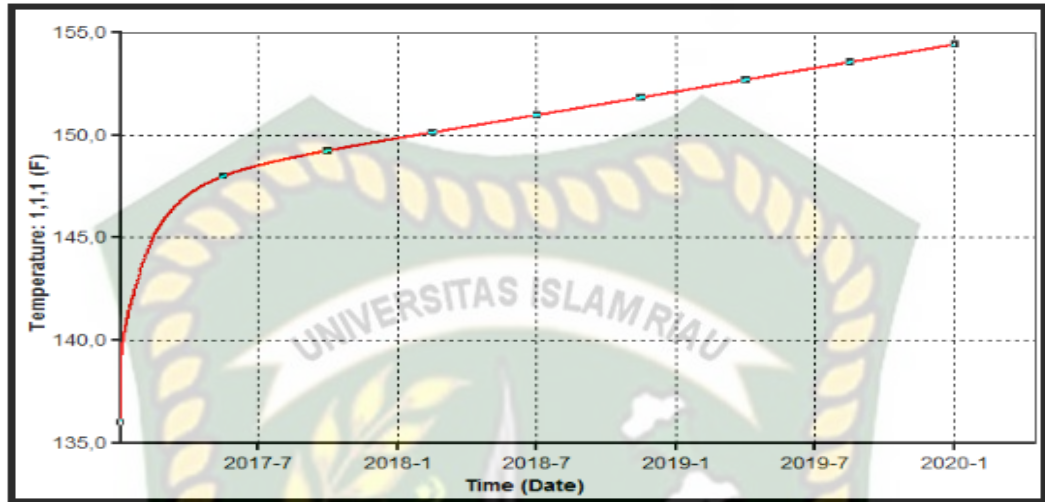
Gambar 4.7 Pengaruh *Irradiation time* terhadap *recovery factor*

Berdasarkan garis linear mengalami penurunan, pada irradiation time (waktu penyiaran) 60 days di peroleh RF 5,20% - 6,50% dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 5,88 %. Sedangkan irradiatin time (waktu penyiaran) 90 days di peroleh RF mulai dari 5,10% - 6,40% dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 5,80%.

Dapat dilihat pada gambar 4.7 menandakan bahwa parameter *Irradiation time* merupakan parameter yang memiliki pengaruh terhadap recovery factor karena *irradiation time* berpengaruh terhadap suhu sebagai mana di kemukakan penelitian sebelumnya “kenaikan *Irradiation time* seiringan dengan kenaikan suhu. Dari hal ini yang perlu diperhatikan adalah *Irradiation time* yang optimum, dikarenakan semakin tinggi *Irradiation time* maka semakin tinggi pula penggunaan energi listrik yang akan digunakan, dan hal ini akan berpengaruh pada biaya operasional” (Eskandari et al., 2015).

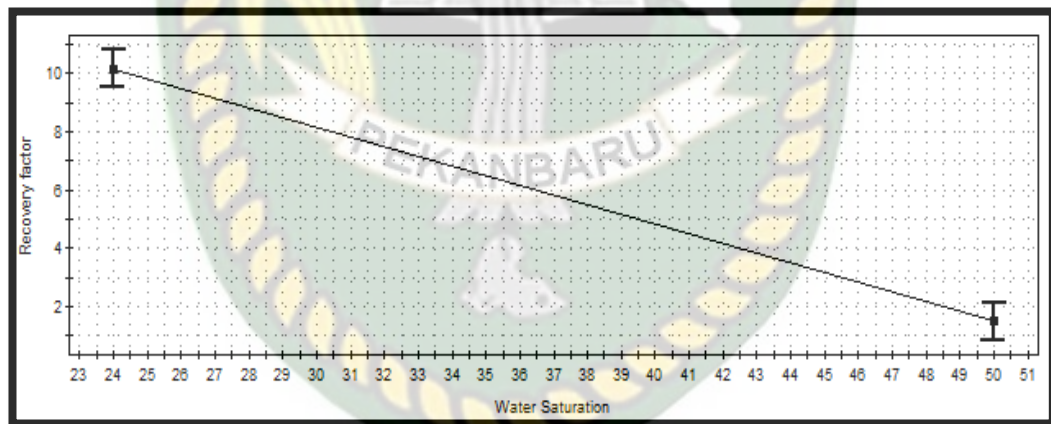
Semakin tinggi *irradiation time* pengeluaran energi semakin besar yang berdampak pada biaya oprasional, namun untuk memperoleh hasil yang optimum kenaikan temperatur sangat berpengaruh yang mana kenaikan temperatur ini berdampak pada kenaikan irradiation time. Dari hasil gambar 4.8 temperatur awal reservoir 136 F dan diperoleh irradiation time optimum pada temperatur 148 F

artinya dibutuhkan kenaikan temperatur sebanyak 12 F untuk EMH dan irradiation time maksimum diperoleh 154 F.



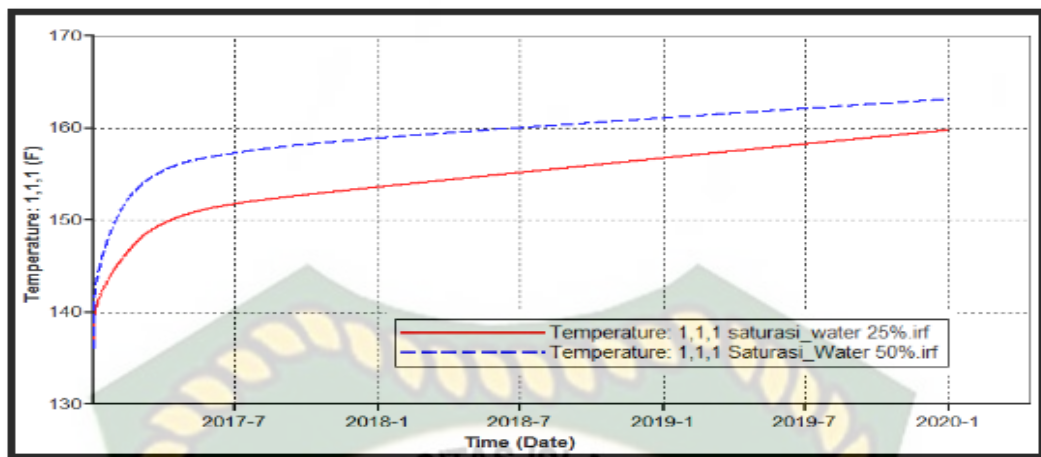
Gambar 4.8 Pengaruh *Irradiation time* terhadap temperatur

4.3.2. *Water Saturation*



Gambar 4.9 Pengaruh *water saturation* terhadap *recovery factor*

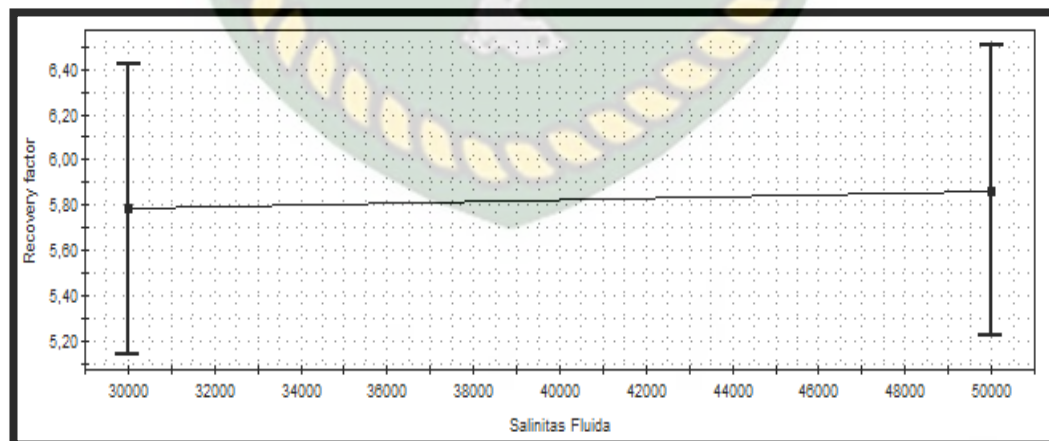
Gambar 4.9 adalah garis linear yang berhubungan antara *water saturation* terhadap *recovery factor*. Jika dilihat pada garis linear mengalami penurunan yang menandakan bahwa semakin tinggi nilai *water saturation* maka semakin rendah nilai *recovery factor* yang di peroleh. Dapat dilihat *water saturation* dengan nilai 24% memperoleh nilai RF sebesar 9,5% - 11% dengan nilai tengah 10%. sedangkan *water saturation* dengan nilai 50% memperoleh nilai RF sebesar 1% - 2% dengan nilai tengah 1,5%.



Gambar 4.10 Pengaruh *water saturation* terhadap temperatur

Pada gambar 4.10 saturasi *water* dengan persentase yang lebih besar akan menaikkan temperatur lebih cepat dan lebih besar di bandingkan dengan saturasi *water* yang lebih rendah hal ini dikarenakan EMH akan lebih cepat memanaskan pada saturasi air yang lebih besar di bandingkan dengan saturasi minyak karena konveksi panas dari EMH lebih cepat berkerja pada air dibandingkan dengan minyak. Penelitian yang dilakukan (Demiral et al., 2008) menunjukkan hasil yang sama bahwa 60% saturasi air menghasilkan temperatur mulai dari 20% hingga 40%.

4.3.3 Salinitas Fluida

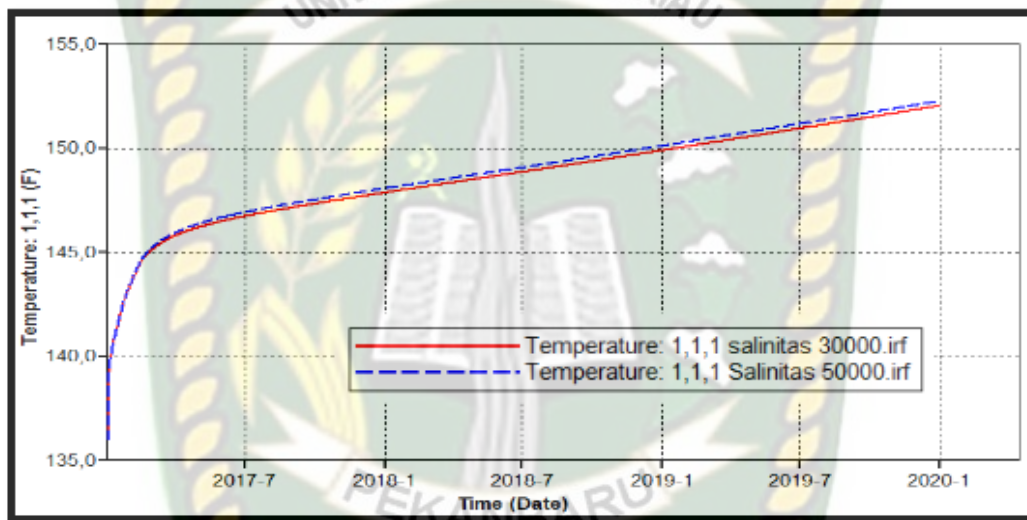


Gambar 4.11 Pengaruh salinitas fluida terhadap *recovery factor*

Dapat dilihat pada Gambar 4.11 Dengan salinitas 30000 ppm di peroleh sebaran data RF mulai dari 5,15% - 6,40% dengan nilai median (nilai tengah)

sebesar 5,80%. Sedangkan dengan salinitas 50000 ppm di peroleh sebaran data RF mulai dari 5,22% – 6,50% dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 5,90%. menandakan bahawa parameter salinitas fluida pada penelitian ini memberikan perubahan terhadap recovery factor.

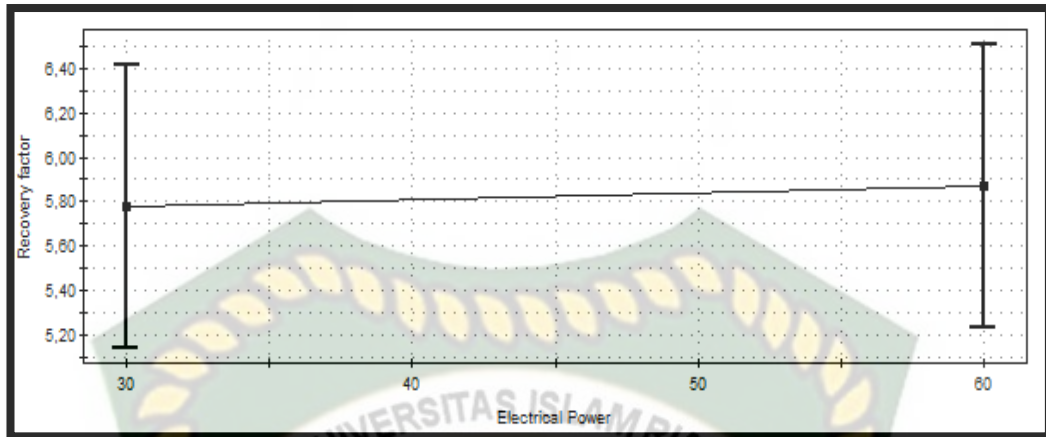
Karena salinitas semakin tinggi akan mempengaruhi konduktifitas fluida “Salinitas berpengaruh pada penyebaran temperature disekitar sumber EMH. Salinitas pada air menentukan konduktivitas media fluida reservoir, hal itu mempengaruhi keefektifan perambatan gelombang elektromagnetik” (K. N. Jha, 2002).



Gambar 4.12 Pengaruh salinitas fluida terhadap temperatur

Gambar 4.12 di atas menunjukkan bahwa salinitas yang memiliki kadar yang lebih tinggi mempengaruhi kenaikan temperatur di banding dengan salinitas yang lebih rendah hal ini disebabkan karena kenaikan panas / temperatur lebih cepat bereaksi dengan sifat kimia lebih banyak yang dimiliki salinitas yang lebih besar.

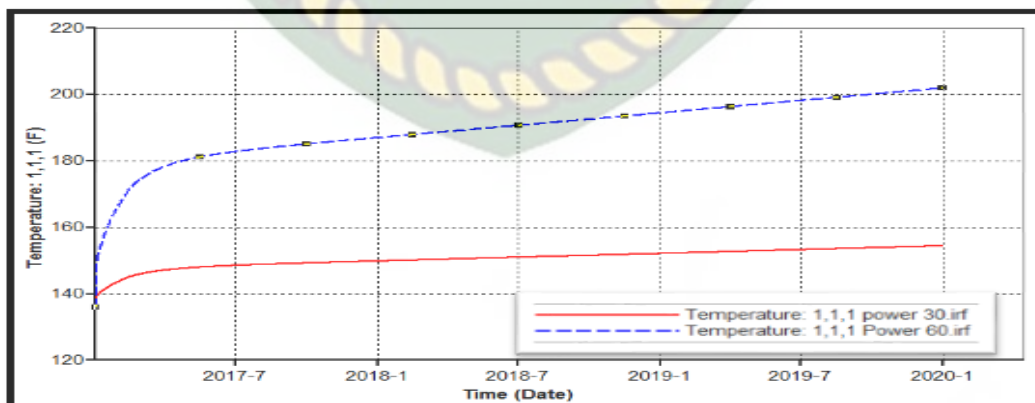
4.3.4 Electrical Power



Gambar 4.13 Pengaruh *electrical power* terhadap *recover factor*

Gambar 4.13 menunjukkan bahwa parameter *electrical power* parameter yang berpengaruh terhadap *recovery factor*. Pada *electrical power* 30 diperoleh sebaran data RF sebesar 5,15% - 6,40% dengan nilai tengah sebesar 5,79%. Sedangkan *electrical power* 60 di peroleh sebaran data RF sebesar 5,22% - 6,50% dengan nilai tengah sebesar 5,90%.

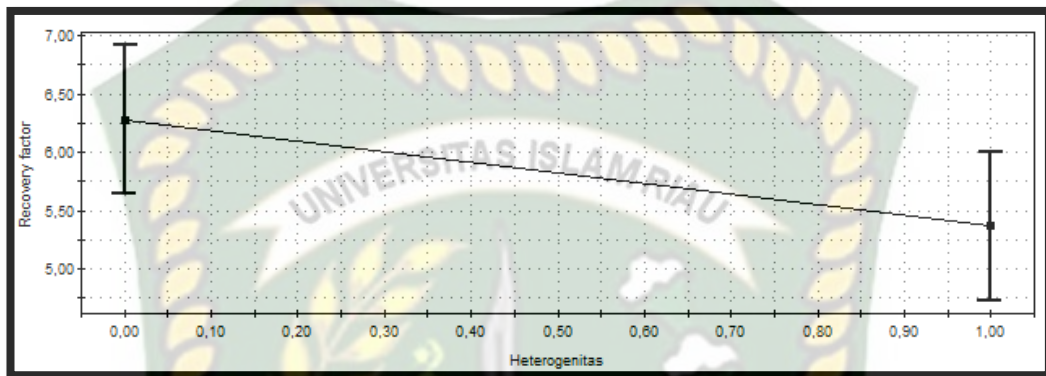
Penelitian ini menunjukkan hal yang sama dengan yang dilakukan pada penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh (Sahni et al., 2000) dengan menggunakan *electrical power* 30 kw hingga 60 kw mengalami peningkatan produksi minyak secara kumulatif meningkat setiap meningkatkan *electrical power* yang digunakan.



Gambar 4.14 Pengaruh *electrical power* terhadap temperatur

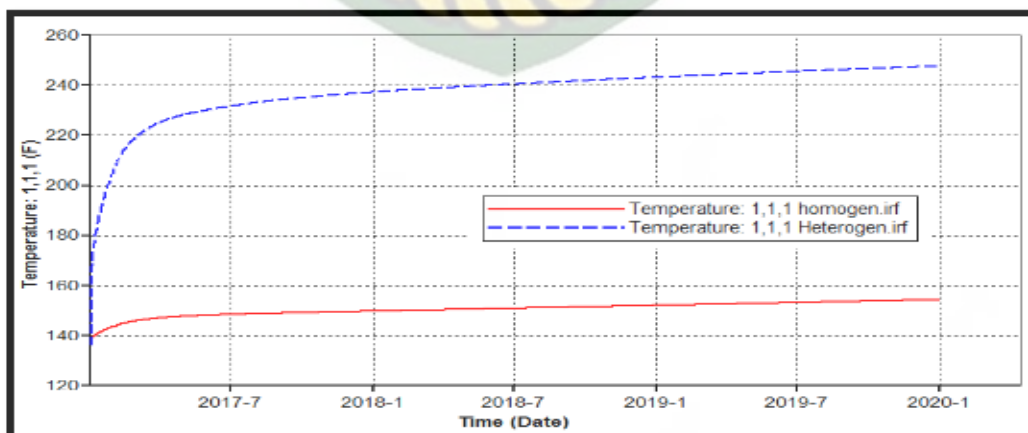
Gambar 4.14 menunjukkan keadaan temperatur hasil pemanasan dari EMH terhadap reservoir selama 3 tahun dengan digunakannya *power* yang berbeda. Dapat dilihat pada selang waktu 44 hari terlihat jumlah kenaikan temperatur pada power 60 KW lebih besar dari power 30 KW.

4.3.5 Heterogenitas

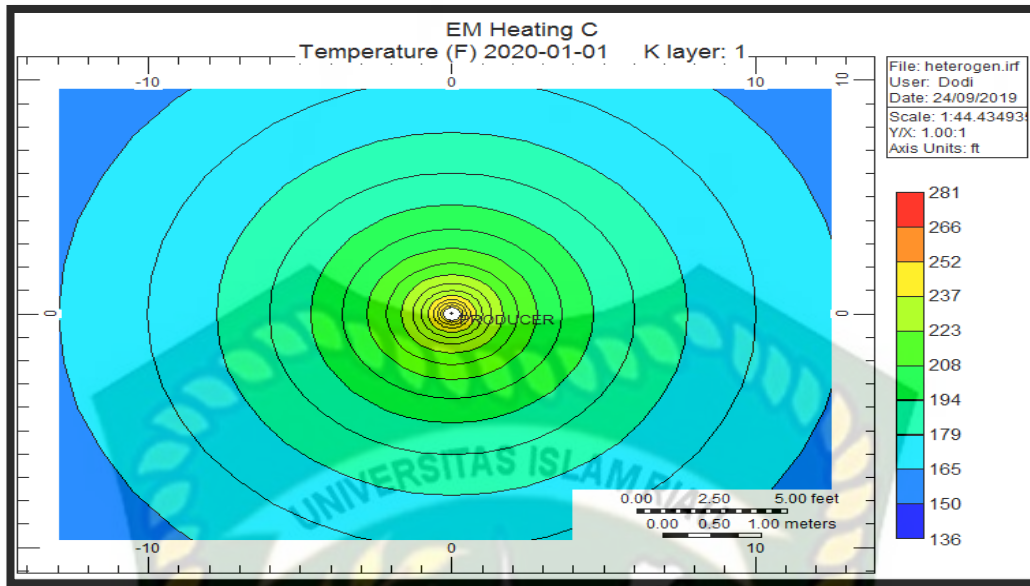


Gambar 4.15 Pengaruh Heterogenitas terhadap *recovery factor*

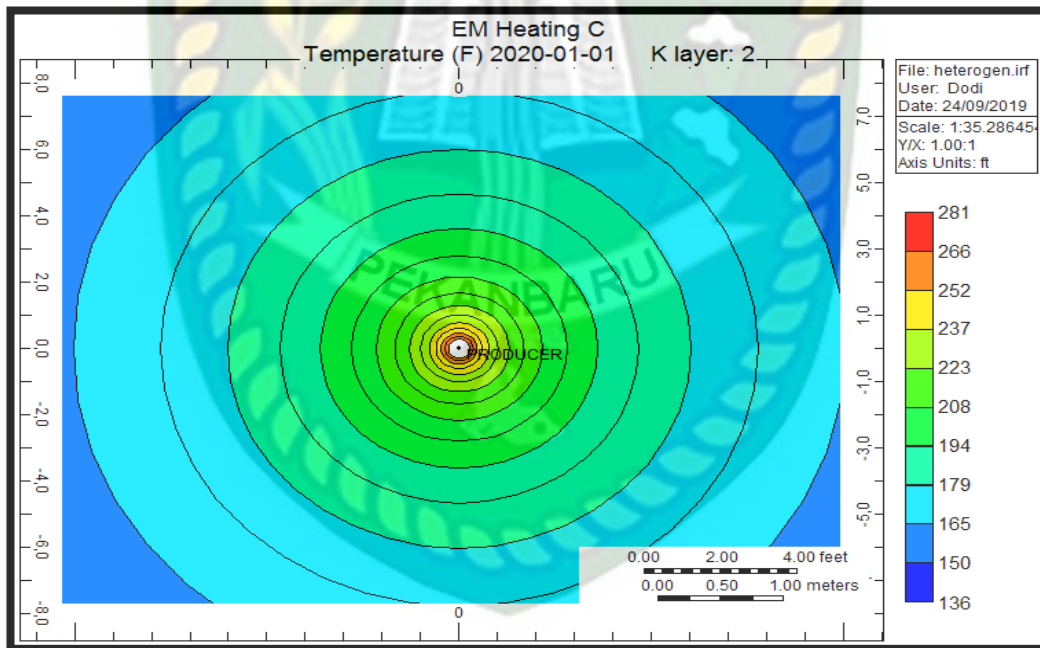
Pada Gambar 4.15 parameter heterogenitas mempunyai pengaruh negatif terhadap peningkatan *recovery factor*. Dari grafik tersebut dapat dilihat semakin heterogen dapat mengakibatkan nilai *recovery factor* semakin menurun. Dengan heterogenitas bernilai 0 dengan jenis batuan homogen diperoleh nilai RF sebesar 5,60% - 6,95% dengan nilai median sebesar 6,25%. Sedangkan dengan heterogenitas bernilai 1 dengan jenis batuan heterogen memperoleh nilai RF sebesar 4,75% - 6,00% dengan nilai tengah sebesar 5,40%. Maka dapat dilihat bahwa semakin homogen maka semakin besar perolehan *recovery factor*.



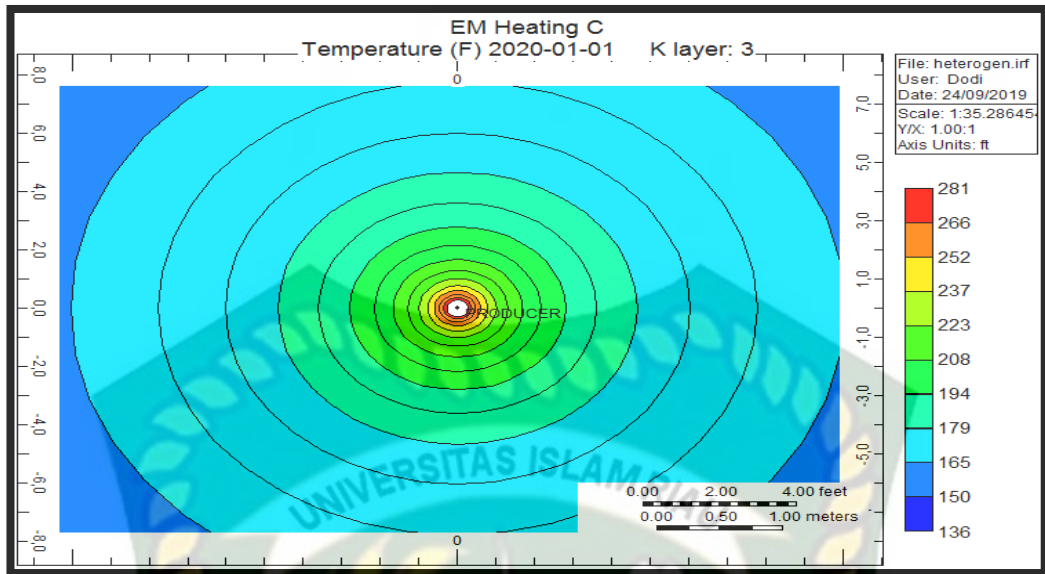
Gambar 4.16 Pengaruh Heterogenitas terhadap temperatur



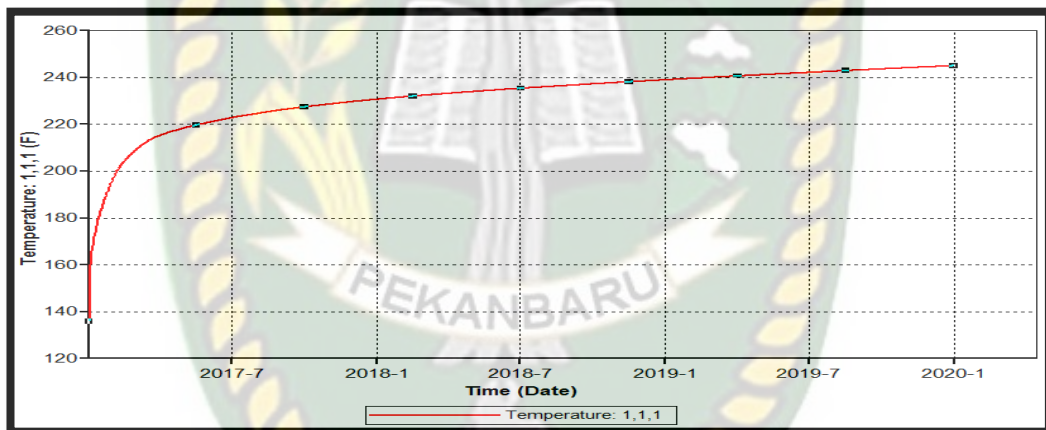
Gambar 4.17 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 1



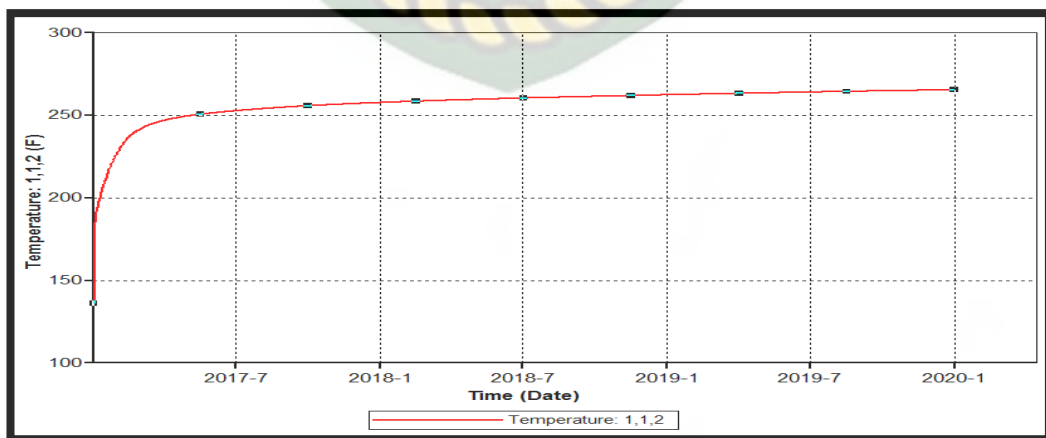
Gambar 4.18 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 2



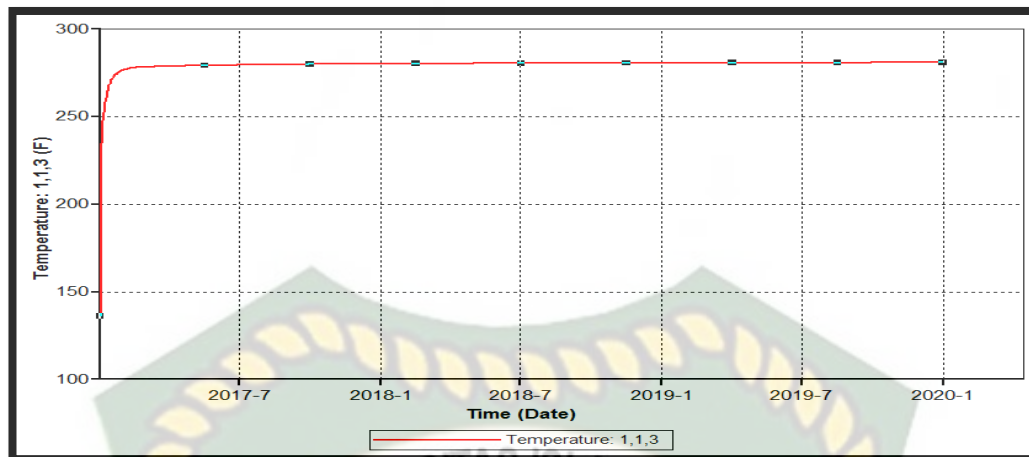
Gambar 4. 19 Pengaruh Temperatur terhadap Radius pada Layer 3



Gambar 4. 20 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 1



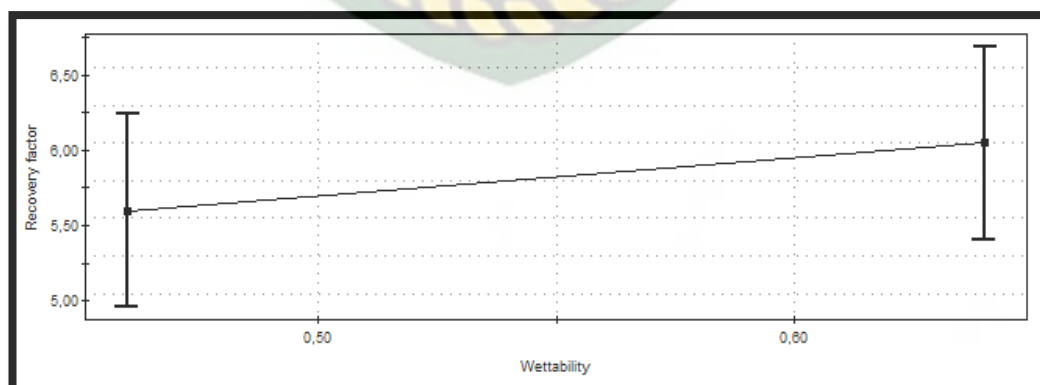
Gambar 4.21 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 2



Gambar 4.22 Pengaruh Temperatur terhadap Block 1, 1, 3

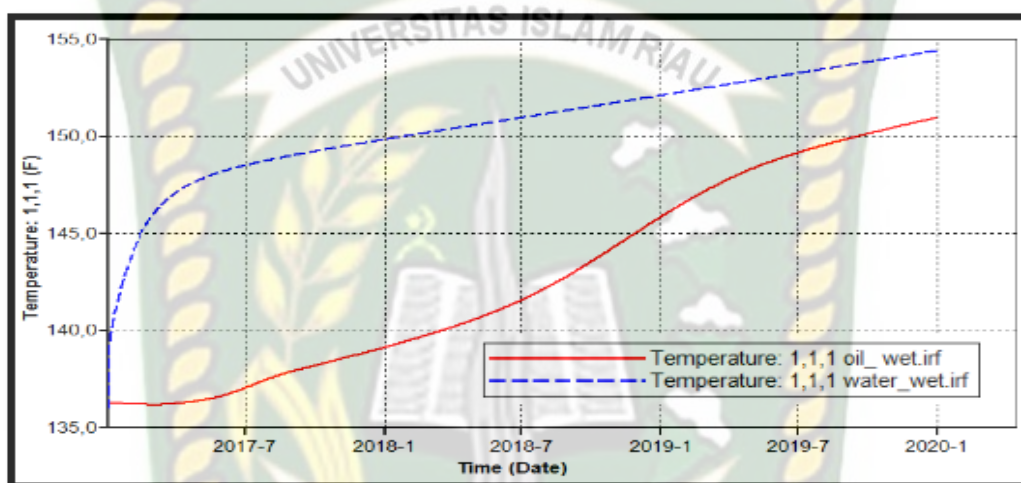
Penelitian ini menunjukkan hal yang sama dengan yang dilakukan pada penelitian sebelumnya yang menyatakan bahwa Metode EM heating dapat berkeja pada reservoir yang heterogen bahkan pada zona yang memiliki permeabilitas tinggi atau area rekahan (Bera & Babadagli, 2015). Hal ini dapat disebabkan semakin bertambahnya permeabilitas maka pemanasan yang dihasilkan mempengaruhi kemampuan fluida (air) lebih efisien disebabkan oleh semakin besar permeabilitas batuan yang dilalui pemanasan EMH. Pada gambar 4.16 terlihat perbedaan kenaikan temperatur yg signifikan temperatur 170 di bandingkan dengan 140, artinya sedikit penambahan yang diberikan pada kenaikan temperatur awal akan menyebabkan kenaikan yang signifikan pada EMH.

4.3.6 Wettability



Gambar 4.23 Pengaruh *Wettability* terhadap *recovery factor*

Dapat dilihat pada Gambar 4.23 menandakan bahwa parameter *wettability* merupakan parameter yang berpengaruh terhadap recovery factor karena garis linear mengalami kenaikan yang signifikan. pada *wettability* 0,45 bersifat *oil wet* memperoleh nilai RF 5,00 – 6,25 dengan nilai median (nilai tengah) sebesar 5,55%. Sedangkan parameter *wettability* 0,64 yang bersifat *water wet* memperoleh nilai RF dengan nilai sebesar 5,30% - 6,25 dengan nilai tengah sebesar 6,10%, Dalam penelitian ini dengan jenis *water wet* menggunakan metode EMH dapat meningkatkan perolehan RF yang sangat signifikan.



Gambar 4.24 Pengaruh *Wettability* terhadap temperatur

Pada gambarm 4.24 menunjukkan penyebaran kenaikan temperatur pada *oil wet* cenderung lama dan mulai konstan naik selama selang waktu setelah 3 tahun di bandingkan dengan *water wet* kenikan lebih signifikan di awal dan cenderung konstan naik pada jangka waktu yang lebih pendek dari *oil wet*. hal ini di sebabkan efek pemanasan pada *oil wet* (batuan yang dibasahi oleh minyak) membutuhkan waktu lebih lama untuk efek pemanasan dibandingkan dengan air (*water wet*).

Penelitian yang dilakukan oleh (Bera & Babadagli, 2015) juga mununjukkan hal yang sama dengan penelitian sebelumnya bahwa Efek *initial wettability* pada *oil recovery* dengan metode EMH menunjukkan bahwa sistem *water wet* dan *mixed wet* memberikan hasil yang lebih baik daripada sistem *oil wet*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian ini dalam screening criteria untuk parameter-parameter seperti *irradiation time*, *fluid saturation*, salinitas air formasi, *electrical power*, heterogenitas, dan *wettability* yang telah dilakukan, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

Parameter paling dominan yang dapat meningkatkan nilai *recovery factor* minyak dalam metode *Electrical Magnetik Heating (EMH)* pada reservoir kadar paraffin tinggi berdasarkan *confidence level* sebesar 95%, nilai P (*probability*) dan *main effect* adalah : *Water Saturation*, Heterogenitas, dan *wettability*. sementara untuk *Irradiation Time* dan Salinitas Fluida tidak memberikan pengaruh yang signifikan dalam penelitian ini berdasarkan *confidence level* sebesar 95%.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan pada penelitian ini, saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya adalah melakukan optimasi terhadap parameter-parameter pada metode EMH pada reservoir kadar *paraffin* tinggi menggunakan metode *response surface methodology (RSM)*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2001). Fundamentals of Reservoir Fluid Behavior. In B.-H. A (Ed.), *Reservoir Engineering Handbook* (2nd ed.). Houston: Gulf Professional Publishing Boston.
- Ai-aulaqi, T. J. M. (2012). *WETTABILITY ALTERATION IN ROCK RESERVOIRS AND ITS EFFECT IN PETROLEUM RECOVERY* by. University of Leeds School.
- Amiri, H. A. A. (2012). The enhancement of a low-frequency electrical heating method by saltwater circulation. *Petroleum Science and Technology*, 30(5), 489–502. <https://doi.org/10.1080/10916466.2010.485161>
- Bera, A., & Babadagli, T. (2015). Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review. *Applied Energy*, 151, 206–226. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.031>
- C.E Reistle, J., & Blade, O. C. (1932). *Paraffin and Congealing Oil Problem* (348th ed.; J. C.E. Reistle & O. C. Blade, Eds.). Washington: Bureau Of Mines.
- Demiral, B., Akin, S., Acar, C., & Hascakir, B. (2008). *Microwave Assisted Gravity Drainage of Heavy Oils*. (December), 3–5. <https://doi.org/10.2523/iptc-12536-ms>
- Eskandari, S., Jalalalhosseini, S. M., & Mortezaadeh, E. (2015). Microwave heating as an enhanced oil recovery method - Potentials and effective parameters. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 37(7), 742–749. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.592906>
- 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>
- Hasanvand, M. Z., & Golparvar, A. (2014). A critical review of improved oil recovery by electromagnetic heating. *Petroleum Science and Technology*, 32(6), 631–637. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.592896>
- Hu, L., Li, H. A., Babadagli, T., & Ahmadloo, M. (2016). *Experimental Investigation of Combined Electromagnetic Heating and*. Alberta.
- Ji, D., Harding, T., Chen, Z., Dong, M., & Liu, H. (2019). Modelling of electromagnetic heating process and its applications in oil sands reservoirs. In *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Conference 2019, RSC 2019*. Texas.
- K. N. Jha, A. C. (2002). Heavy-Oil Recovery from Thin Pay Zones by Electromagnetic Heating. *Energy Sources*, 21(1–2), 63–73.

<https://doi.org/10.1080/00908319950014966>

- Li, D. L., Liang, D. Q., Fan, S. S., Li, X. Sen, Tang, L. G., & Huang, N. S. (2008). In situ hydrate dissociation using microwave heating: Preliminary study. *Energy Conversion and Management*, 49(8), 2207–2213. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.01.031>
- Lie, K.-A. (2016). *An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB* (Halvor Møll Nilsen, J. R. Natvig, O. Andersen, O. Møyner, S. Krogstad, & X. Raynaud, Eds.). Retrieved from <https://www.sintef.no/contentassets/8af8db2e42614f7fb94fb0c68f5bc256/mrst-book-2016.pdf>
- Mukhametshina, A., & Martynova, E. (2013). Electromagnetic Heating of Heavy Oil and Bitumen: A Review of Experimental Studies and Field Applications. *Journal of Petroleum Engineering*, 2013(ID 476519), 1–7. <https://doi.org/10.1155/2013/476519>
- 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).
- Nist Sematech. 2006. *Nist Sematech e-Handbook of Statistical Methods*. Available at: <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/>.
- Nguyen, B. L., Bruining, J., & Slob, E. C. (1999). Effects of wettability on dielectric properties of porous media. In *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston.
- Peraser, V., Patil, S. L., Khataniar, S., Dandekar, A. Y., & Sonwalkar, V. S. (2012). *Evaluation of Electromagnetic Heating for Heavy Oil Recovery From Alaskan Reservoirs*. <https://doi.org/10.2118/154123-ms>
- PT. Caltex Pacific Indonesia, 1979. (1979). *Petroleum Engineering Laboratory*. Retrieved from <https://langgak.spcorp.com/>
- Rafiee, M., Behr, A., Lessner, E., Diehl, D., Trautmann, B., & Koch, A. (2015). Electromagnetic heating for heavy oil production: Case study of a field applicability. In *Society of Petroleum Engineers - SPE*. Moscow.
- Rehman, M. M., & Meribout, M. (2012). Conventional versus electrical enhanced oil recovery: A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2(4), 169–179. <https://doi.org/10.1007/s13202-012-0035-9>
- Ring, J. N., Wattenbarger, R. A., Keating, J. F., & Peddibhotla, S. (2007). Simulation of Paraffin Deposition in Reservoirs. *SPE Production & Facilities*, 9(01), 36–42. <https://doi.org/10.2118/24069-pa>
- Robinson, J., Kingman, S., Snape, C., Bradley, M., Bradshaw, S., Thomas, D., & Page, P. (2009). Microwave treatment of oil-contaminated drill cuttings at pilot scale. In *SPE Drilling and Completion* (Vol. 24). <https://doi.org/10.2118/111637-PA>

- Sahni, A., Kumar, M., & Knapp, R. B. (2000). Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs. In *SPE/AAPG Western Regional Meeting*. <https://doi.org/10.2118/62550-MS>
- Westcott, S. L., Jackson, J. B., Radloff, C., & Halas, N. J. (2002). Relative contributions to the plasmon line shape of metal nanoshells. *Physical Review B - Condensed Matter and Materials Physics*, 66(15), 1–5. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.66.155431>
- Widodo, T. (2009). Fisika : untuk SMA dan MA Kelas X. In W. Sunarno & A. S. Nugroho (Eds.), *Pusat Perbukuan Departemen Pendidikan Nasional*. Jakarta: Departemen Pendidikan Nasional.
- Woodside, W., & Messmer, J. H. (1961). Thermal conductivity of porous media. II. Consolidated rocks. *Journal of Applied Physics*, 32(9), 1699–1706. <https://doi.org/10.1063/1.1728420>