

**STUDI SENSITIVITAS PARAMETER *LOW SALINITY
WATER INJECTION* DALAM MENINGKATKAN *OIL
RECOVERY* PADA *CARBONATE RESERVOIR*
MENGUNAKAN *RANDOM FOREST ALGORITHM***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

T. MHD. SOFYAN ASTSAURI

NPM 163210723



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

**STUDI SENSITIVITAS PARAMETER *LOW SALINITY
WATER INJECTION* DALAM MENINGKATKAN *OIL
RECOVERY* PADA *CARBONATE RESERVOIR*
MENGUNAKAN *RANDOM FOREST ALGORITHM***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

T. MHD. SOFYAN ASTSAURI

NPM 163210723



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya ucapkan kepada Allah SWT berkat rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis bisa diberikan kesempatan untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan syarat terakhir untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik, Program Studi Perminyakan, Universitas Islam Riau. Banyak pihak yang telah membantu penulis dalam bentuk pengetahuan, materil maupun moral penulis dalam penyelesaian tugas akhir ini. Oleh sebab itu penulis ingin mengucapkan terimakasih sebesar-besarnya kepada:

1. Kedua orang tua dan keluarga yang telah memberikan dukungan moral, materil, dan doa yang senantiasa mengiringi penulis,
2. Bapak Fiki Hidayat, S.T., M.Eng atau sering disapa dengan Mas Fiki selaku dosen pembimbing dalam penulisan tugas akhir ini yang telah meluangkan banyak waktu, tenaga dan fikiran sehingga tugas akhir ini dapat diselesaikan,
3. Ibu Novia Rita, S.T., M.,T selaku pembimbing akademik yang telah memberi arahan dan nasihat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan,
4. Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen lainnya yang belum bisa saya sebutkan satu persatu dalam tugas akhir ini, yang telah membantu dan mengajari penulis selama masa perkuliahan,
5. CMG Team Support terkhususnya Mr. Yvan Supartono dan Mr. Mark Edmondson, Mas Bakti Setiawan serta Mas Wira Dharma Kencana Putra atas waktu dan bimbingan yang telah diberikan kepada penulis.
6. Sahabat dan yang terkasih: Bg Ridho, Bg Fadhil, Fajar Ramadhan, Arifin, Fadhilul Fadly, Yuda dan juga teman-teman lainnya di kampus dan Asrama Putra UIR yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

Teriring do'a semoga Allah SWT memberi balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 04 Januari 2021

T. Mhd. Sofyan Astsauri

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG PENELITIAN	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 STATE OF THE ART	4
BAB III METODOLOGI	13
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	13
3.2 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN	13
3.3 PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR	13
3.3.1 Hydrocarbon Component & Reservoir Properties	13
3.3.2 Model Simulasi Reservoir	15
3.3.3 Inisialisasi	16
3.4 DATA ACUAN MACHINE LEARNING	17
3.4 ALUR PENELITIAN	18

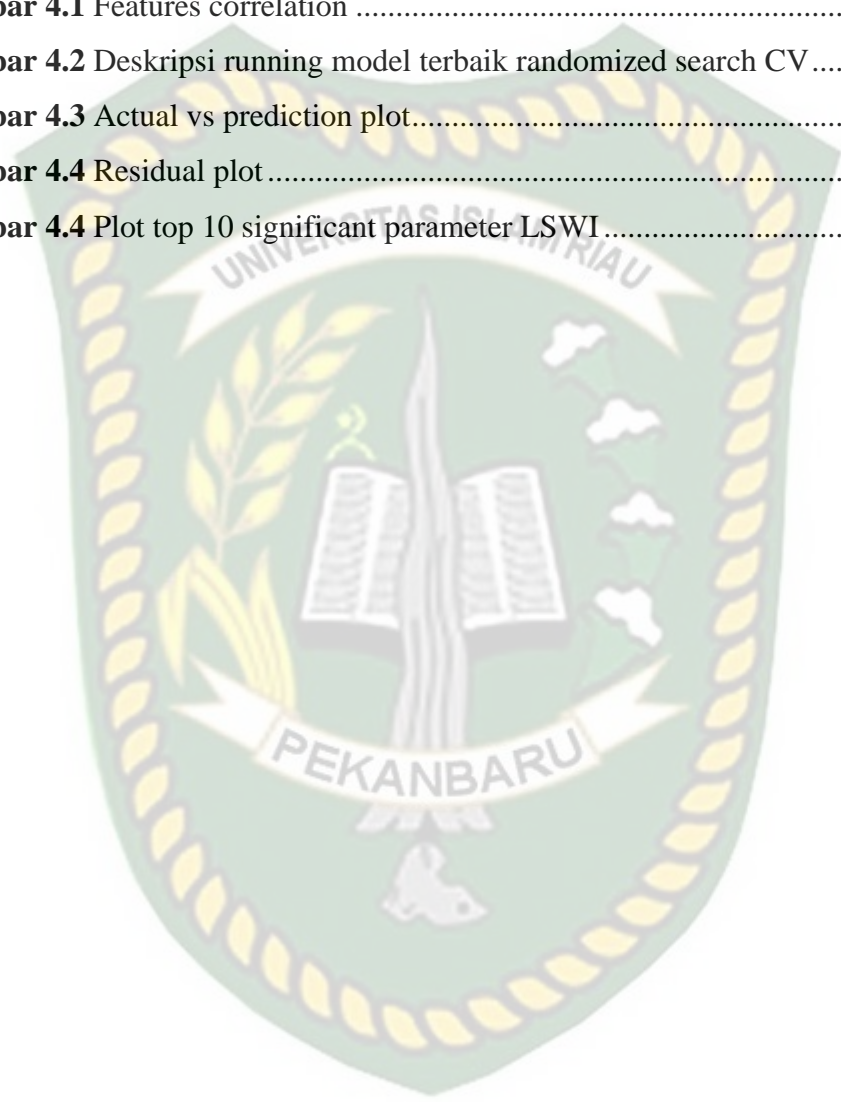
BAB IV PEMBAHASAN.....	19
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	26
5.1 KESIMPULAN	26
5.2 SARAN	26
DAFTAR PUSTAKA.....	27
LAMPIRAN.....	35



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

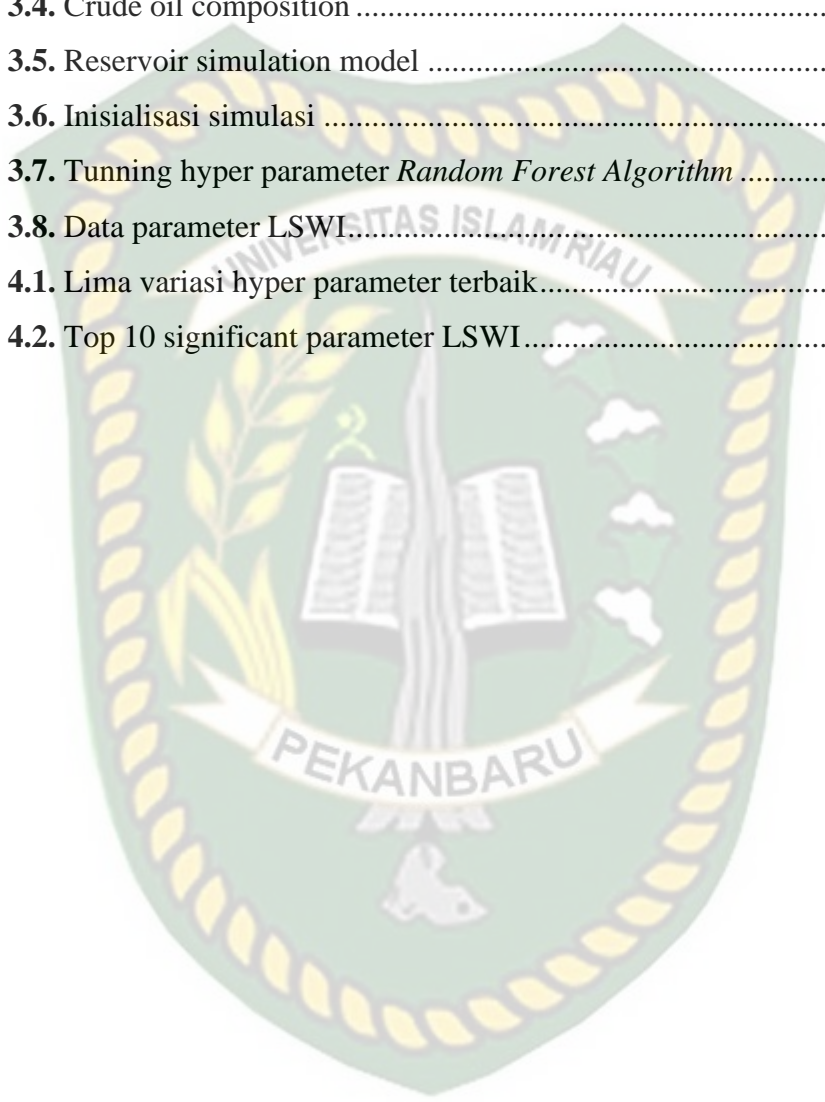
DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Model konseptual reservoir	15
Gambar 3.2 Kurva permeabilitas relatif	16
Gambar 3.3 Alur penelitian	18
Gambar 4.1 Features correlation	20
Gambar 4.2 Deskripsi running model terbaik randomized search CV	21
Gambar 4.3 Actual vs prediction plot.....	22
Gambar 4.4 Residual plot	22
Gambar 4.4 Plot top 10 significant parameter LSWI	23



DAFTAR TABEL

Table 3.1. Jadwal Penelitian.....	13
Table 3.2. Fluid and rock properties.....	14
Table 3.3. Formation and seawater concentration.....	14
Table 3.4. Crude oil composition	14
Table 3.5. Reservoir simulation model	15
Table 3.6. Inisialisasi simulasi	16
Table 3.7. Tuning hyper parameter <i>Random Forest Algorithm</i>	17
Table 3.8. Data parameter LSWI.....	17
Table 4.1. Lima variasi hyper parameter terbaik.....	22
Table 4.2. Top 10 significant parameter LSWI.....	23



STUDI SENSITIVITAS PARAMETER *LOW SALINITY WATER INJECTION* DALAM MENINGKATKAN *OIL RECOVERY* PADA *CARBONATE RESERVOIR* MENGGUNAKAN *RANDOM FOREST ALGORITHM*

T. MHD. SOFYAN ASTSAURI

NPM 163210723

ABSTRAK

Keefektifan *Low Salinity Water Injection* (LSWI) dalam meningkatkan perolehan minyak pada *carbonate reservoir* sudah banyak dibuktikan melalui penelitian laboratorium. Namun, walaupun hampir 60% dari total cadangan oil dunia terakumulasi pada batuan *carbonate*, hingga saat ini hanya ada 1 laporan implementasi LSWI yang telah dilakukan pada lapangan *carbonate*. Oleh karenanya, pada penelitian ini dilakukan studi sensitivitas parameter operasi LSWI yang diharapkan dapat berkontribusi untuk mengefisiensikan dan mengoptimalkan implementasi LSWI pada batuan *carbonate*. Penelitian ini dimulai dengan membangun 1000 eksperimen atas 13 parameter LSWI yaitu *Reservoir & Injection Temperature, Volume Injection, Formation Water Composition (Ca²⁺, Mg²⁺, SO₄²⁻, Na⁺ & Cl⁻) dan Injection Water Composition (Ca²⁺, Mg²⁺, SO₄²⁻, Na⁺ & Cl⁻)* menggunakan *Design of Experiment (DoE)* pada *Computer Modelling Group (CMG) software* dengan *Perolehan minyak* sebagai respon parameter. Kemudian, analisa *features importance* dilakukan pada *Random Forest* berdasarkan penurunan dari *mean squared error (MSE)*. Dari hasil investigasi yang telah dilakukan pada *Random Forest Algorithm*, parameter *Injection SO₄²⁻ Composition, Fomation Water SO₄²⁻ Composition dan Volume Injection* diakui sebagai 3 parameter yang paling mempengaruhi perolehan minyak selama LSWI proses. Dalam melakukan investigasi data pada *Random Forest Algorithm*, dilakukan variasi *hyper-parameter Random Forest*. Dari hasil running yang dilakukan menunjukkan bahwa MSE terkecil diperoleh dengan numbers of tree 177 (1.7213) dan nilai R² untuk data training dan data test adalah 0.96 dan 0.905. Hasil penelitian yang dipaparkan dalam penelitian ini berpotensi membawa informasi terbaru dalam industri. Studi ini memaparkan pengetahuan terhadap tingkat signifikan dari masing-masing parameter LSWI pada *carbonate reservoir* yang membantu dalam melakukan efisiensi dan optimisasi implementasi LSWI. Hasil investigasi yang dilakukan juga menunjukkan bahwa *Random Forest Algorithm* patut dipertimbangkan untuk digunakan dalam melakukan parameter signifikan analisis dengan tingkat keakuratan hingga 0.902.

Kata Kunci: *Low salinity water injection (LSWI), Carbonate Reservoir, Sensitivity Analysis, Random Forest Algorithm*

***SENSITIVITY STUDY OF LOW SALINITY WATER INJECTION
PARAMETER IN INCREASE OIL RECOVERY ON CARBONATE
RESERVOIR USING RANDOM FOREST ALGORITHM***

T. MHD. SOFYAN ASTSAURI

NPM 163210723

ABSTRACT

LSWI has been validated by many experiments as a promising technique to improve oil recovery. Regrettably, even though nearly 60% of the world's total oil reserves are accumulated in carbonate rocks, until now there is only 1 LSWI implementation report that has been carried out in the carbonate field. This study applied a Machine Learning Algorithm based on Random Forest Regression for eliminating the insignificant parameter and evaluating the correlation between each parameter and response parameter on the LSWI process. This study is initiated by building 1000 experimental designs of LSWI parameters, Reservoir & Injection Temperature, Volume Injection, Formation Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-) dan Injection Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-), using Design of Experiment on CMOST by Computer Modeling Group (CMG) with Recovery Factor is set up as the response parameter. Finally, the sensitivity analysis is carried out on Random Forest Regressor based on the decrease in the mean squared error (MSE). The Random Forest Algorithm methods respectively recognized the following parameters, Injection SO_4^{2-} Composition, Formation Water SO_4^{2-} Composition dan Volume Injection as the top 3 lists of most significant parameters. The hyper-parameters of Random Forest also optimized and the smallest MSE is attained by numbers of tree 177 (1.7213) and R^2 for both training and test data respectively are 0.96 and 0.905. The information about the significant operation parameter of LSWI process that presented in this article is potential bearing the novel to the industry. The insight into those parameters is predicted to be useful to encourage the LSWI implementation on Carbonate Reservoir. Besides, the Random Forest Algorithm should be considered for use in performing features selection whether for LSWI or other future works with R^2 0.906 in this study.

Keyword: Low salinity water injection (LSWI), Carbonate Reservoir, Sensitivity Analysis, Random Forest Algorithm

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG PENELITIAN

Ada banyak jenis energi di dunia ini, namun sumber energi utama yang digunakan berasal dari industri minyak dan gas. Menurut Anon.a (2014) dalam Chandrashegaran (2015), Sejalan dengan tingkat kehausan akan energi yang diprediksi akan meningkat sebesar 40% di tahun 2035, Minyak dan gas serta jenis energi fosil lainnya setidaknya masih akan memberikan kontribusi sebesar 50% dari total energi yang dibutuhkan dimasa depan. Berkenaan dengan pernyataan tersebut, sangat penting untuk menemukan dan mempelajari metode yang dapat mengefisienkan perolehan/produksi dari energi fosil terkhususnya dalam hal ini adalah minyak bumi .

Low Salinity Water Injection (LSWI) dianggap sebagai salah satu metode yang mempunyai potensi untuk digunakan sebagai EOR setelah Morrow dan teman-temannya, (Jadhunandan et al., 1995; G. Tang & Morrow, 1999; G. Q. Tang et al., 1997; Yildiz & Morrow, 1996), mendapatkan kesimpulan dari penelitian yang mereka lakukan bahwa perolehan minyak bergantung dengan komposisi dari air injeksi. Kepopuleran LSWI dalam meningkatkan perolehan minyak berkembang dengan cepat disebabkan karena keefisiensannya dalam memindahkan minyak mulai dari *light* hingga *medium gravity crude oil*, mudah diinjeksikan ke dalam formasi, kesediaan dan kemudahan dalam menjangkau sumber air serta *capital* dan *operating cost* yang rendah (Al Shalabi & Sepehrnoori, 2017).

Adegbite et al (2018) menyatakan bahwa *Carbonate reservoir* diestimasi mencakup hingga 60% total cadangan minyak dan gas dunia. Namun begitu, *carbonate reservoir* memiliki tantangan dalam pengembangannya dikarenakan tingkat heterogenitasnya yang tinggi. Hal ini diiringi dengan kenyataan bahwa hampir 90% batuan *carbonate* berada pada kondisi *neutral* atau *oil wet* sehingga menghasilkan *primary recovery* yang sangat rendah (rata-rata 30%) .

Dibandingkan dengan *reservoir sandstone*, informasi mengenai efek dari LSWI pada *carbonate* reservoir tidaklah tercakup dengan baik. Hal ini dikarenakan bahwa perubahan wetabilitas yang terjadi selama proses LSWI adalah akibat dari keberadaan *clay* yang jarang ditemui pada batuan *carbonate* (Al Shalabi & Sepehrnoori, 2017). Selain dari pada itu hal ini juga disebabkan oleh tingkat heterogenitas serta ikatan energi yang tinggi antara *carbonate surface* dan *polar component crude oil*, (Derkani et al., 2018; Kilybay et al., 2017).

Al-Shalabi et al (2014) berpendapat bahwa dalam rangka mengimplementasikan LSWI pada skala lapangan, optimisasi LSWI dengan meminimalisir kerugian dan ketidakpastian yang terkait serta mengidentifikasi parameter yang paling mempengaruhi LSWI adalah suatu hal yang harus difokuskan. Oleh sebab itu Al-shalabi dan teman-temannya melakukan sebuah penelitian yang bertujuan untuk menganalisa dan merangking parameter yang memiliki kontribusi paling besar terhadap kesuksesan dari LSWI. Dalam penelitian tersebut, ia melakukan *sensitivity analysis* dengan menggunakan *Design of Experiment (DoE)* pada tujuh parameter yaitu *Reservoir heteroginity*, *Lswi Slug Size*, *Seawater slug size*, *initial oil saturation*, *waterflood residual oil saturation*, dan *cross flow (kv/kh)*.

Guna melakukan optimasi dalam implementasi LSWI agar tercapai peningkatan perolehan minyak yang ekonomis, maka penting untuk mengeliminasi parameter-parameter yang tidak penting/*insignificant* dalam performa LSWI. *Random Forest Algorithm* merupakan salah satu *Machine Learning Algorithm* yang dapat memberikan hasil prediksi yang tinggi serta stabil, memiliki usaha yang minim dalam melakukan tuning parameternya, serta dapat diaplikasikan baik untuk kasus klasifikasi maupun regresi (Liao et al., 2020).

Oleh karena itu, pada penelitian ini, penulis akan kembali melakukan *sensitivity analysis* dengan menggunakan metode dan parameter yang berbeda dari yang telah dilakukan oleh Al-shalabi dan teman-temannya yaitu dengan menggunakan *Machine Learning Random Forest Algorithm* pada aplikasi *programming language Python*. Adapun beberapa parameter tambahan yang dianggap penting dalam proses LSWI tersebut adalah *Reservoir & Injection*

Temperature, Volume Injection, Formation Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-) dan Injection Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-).

1.1 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengetahui kontribusi masing-masing parameter LSWI dalam meningkatkan perolehan minyak pada *Carbonate Reservoir* menggunakan *Random Forest Algorithm* pada Bahasa *Programming Python*.

1.2 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat dari dilakukannya studi ini adalah:

1. Studi ini dapat dijadikan sebagai pedoman oleh penulis lain untuk melakukan penelitian lanjutan seperti optimasi LSWI. Selain itu, hasil dari studi ini dapat digunakan untuk data penunjang sebagai pertimbangan bagi perusahaan sebelum melakukan implementasi LSWI pada skala lapangan.
2. Studi ini juga dapat dijadikan publikasi baik dalam skala nasional maupun internasional.

1.3 BATASAN MASALAH

Dalam rangka menjadikan penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang telah ditetapkan, penulis menetapkan 5 batasan masalah yang akan digunakan dalam penelitian kali ini yaitu:

1. Penelitian ini menggunakan *Reservoir Simulation Software GEM-CMG* dan *Programming Language Python*.
2. Penelitian ini tidak membahas *chemical reaction* yang terjadi selama proses *Low Salinity Water Injection*.
3. Algoritma yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Random Forest Algorithm*.
4. Parameter yang akan digunakan dalam *sensitivity analysis* adalah *Reservoir & Injection Temperature, Volume Injection, Formation Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-) dan Injection Water Composition (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ & Cl^-)*
5. Penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 STATE OF THE ART

Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah dimuka bumi ini yang dapat dimanfaatkan oleh manusia agar kebutuhan hidupnya sejahtera dan tercukupi. Seperti yang di tafsirkan pada surat Al-Baqarah ayat 29, berikut ini: “Dialah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kamu dan Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikan-Nya tujuh langit. Dan Dia Maha Mengetahui segala sesuatu.”

LSWI adalah sebuah teknik EOR terbaru dimana injeksi air dikontrol untuk meningkatkan perolehan minyak. Keberhasilan LSWI dalam meningkatkan perolehan minyak pada *carbonate reservoir* sudah banyak diterangkan dalam berbagai publikasi penelitian. Namun sayangnya, keberhasilan ini masih dalam skala penelitian laboratorium dan hanya satu pilot test LSWI yang tercatat yaitu oleh Saudi Aramco yang dilaporkan oleh Yousef et al (2011) (Masalmeh et al., 2019).

Høgnesen et al (2005) melakukan percobaan *spontaneous imbibition* dengan menggunakan *limestone cores* dan *outcrop chalk cores*. Penulis menyimpulkan bahwa pada temperatur tinggi *sulfate ion* merupakan agen yang berperan untuk mengubah wetabilitas batuan *carbonate* dari *mix-wet* menjadi *water-wet* dan membawa kepada peningkatan *perolehan minyak*.

Ditahun yang sama, Webb et al (2005) melakukan investigasi efek *sulfate ion* terhadap *recovery oil* dengan melakukan *spontaneous imbibition* menggunakan sampel *core* dari *North Sea Carbonate Reservoir*. Pada eksperimen ini, peneliti menemukan bahwa *seawater* dengan ion *sulfate* memiliki kemampuan untuk mengubah wetabilitas batuan *carbonate* menjadi lebih *water-wet* dibandingkan dengan *sulfate free water*. Selain itu mereka juga menuliskan bahwa perolehan minyak meningkat dari 40% menjadi 60% saat *seawater* digunakan sebagai fluida injeksi.

Berdasarkan hasil experiment yang dilakukan oleh Strand et al (2006) pada *fracture limestone*, terjadi peningkatan perolehan minyak sebesar 15% ketika injeksi *seawater* dilakukan dari pada injeksi *seawater* tanpa ion *sulfate*. Hal ini menunjukkan bahwa ion *sulfate* memiliki peran dalam peningkatan *perolehan minyak* pada karbonat reservoir.

Pada *coreflood* eksperimen yang dilakukan oleh Yousef et al (2010; 2011), 5 variasi salinitas air injeksi digunakan secara berturut-turut dimulai dari *seawater* (57,600 ppm) hingga 100 kali pengenceran *seawater* (576 ppm). Injeksi *seawater* saat *secondary recovery* memberikan perolehan minyak sebesar 67.04%. Sementara itu, LSWI dengan salinitas 2 kali, 10 kali dan 20 kali pengenceran *seawater* memberikan perolehan sebesar 7%, 10% dan 1.6%. Perolehan minyak sebesar 18.6% tersebut terjadi pada *tertiary recovery*. Peningkatan perolehan minyak lebih besar ketika LSWI dilakukan pada *secondary stage* dimana LSWI memberikan *perolehan minyak* 19%. Angka ini lebih besar dibandingkan dengan injeksi *seawater*. Dari hasil eksperimen ini disimpulkan bahwa dengan memvariasikan salinitas dan komposisi ion dari air injeksi memberikan pengaruh yang signifikan terhadap wetabilitas batuan atau interaksi fluida dan batuan yang membawa kepada peningkatan perolehan minyak. Hal lain yang menjadi kesimpulan dalam penelitian ini adalah LSWI lebih efisien dalam perolehan minyak pada saat *secondary stage*.

Gupta et al (2011) melakukan *coreflooding* eksperimen pada *dolomite cores* yang diperoleh dari *West Texas dan Limestone Cores, Middle East*. Hasil eksperimen menunjukkan peningkatan 5-9% OOIP dari kedua core tersebut dikarenakan penambahan ion *sulfate* pada air injeksi. Selain itu, hal lain yang menjadi perhatian adalah penambahan *Borate* (BO₃)-3 dan *Phosphate* (PO₄)-3 sebagai modifikasi *ion* memberikan penambahan perolehan minyak sebesar 15% dan 20%.

Pada tahun berikutnya, Yousef et al (2012) kembali melakukan *coreflooding* eksperimen dengan menggunakan *carbonate rock* sampel untuk melihat pengaruh dari injeksi *seawater* terhadap perolehan minyak. Hasil percobaan yang dilakukan menunjukkan bahwa dengan melakukan variasi

kandungan ion pada *seawater* memberikan perolehan minyak yang berbeda. Perolehan minyak terbesar yaitu 80.4% OOIC diperoleh saat 10 kali pengenceran *seawater* (5700 ppm) diinjeksikan pada *secondary stage*. Selain itu, mereka juga melaporkan keberhasilan dua *field trial* LSWI pertama kali yang dilakukan pada *Upper Jurassic Carbonate Reservoir* dengan menggunakan *Qurayyah seawater*. Dengan melakukan SWCTT, mereka mencatat hasil positif dari masing-masing lapangan dimana terjadi penurunan *residual oil saturation* sebesar 7 *saturation unit*.

Yi Zhang & Sarma (2012) melakukan eksperimen dengan menggunakan *limestone core* yang diperoleh dari *carbonate reservoir* di UEA. Dari hasil percobaan yang dilakukan, mereka menyimpulkan bahwa (1) Meningkatkan konsentrasi ion *sulfate* dan menurunkan salinitas air injeksi dapat memberikan peningkatan perolehan minyak yang signifikan dibandingkan dengan injeksi *formation water* dan *seawater* pada 70°C dan 120°C, (2) Pada suhu 70°C, menurunkan salinitas air injeksi lebih efektif dalam perolehan minyak dibandingkan dengan meningkatkan konsentrasi dari *sulfate ion*. Sementara itu, pada temperatur 120°C kedua hal ini terlihat memainkan peran yang sama penting, (3) Dari hasil yang diperoleh membuktikan bahwa LSWI sangat sensitif terhadap temperatur. Dimana peningkatan perolehan minyak pada 120°C jauh lebih besar dibandingkan pada 70°C.

Masih ditahun yang sama, Al-Harrasi et al (2012) melakukan percobaan laboratorium yang bertujuan untuk menguji potensi peningkatan perolehan minyak menggunakan LSWI serta menginvestigasi faktor pengontrolnya. Empat *coreflooding* dan *spontaneous imbibition test* dilakukan dengan menggunakan *carbonate core reservoir* dan *synthetic brine* dengan salinitas 194,450 ppm. Hasil menunjukkan peningkatan perolehan minyak sebagai akibat dari penurunan salinitas air injeksi baik pada *coreflood* maupun *spontaneous imbibition test*. Percobaan *coreflood* menunjukkan peningkatan perolehan minyak sebesar 3 – 5% sementara *spontaneous imbibition test* menunjukkan peningkatan sebesar 16-21%. Hasil lain yang diperoleh adalah *spontaneous imbibition test* menunjukkan bukti bahwa peningkatan perolehan minyak ini didasari oleh perubahan wewetabilitas yang terjadi selama proses LSWI.

H. H. Al-Attar et al (2013) mengevaluasi efek dari penerapan LSWI pada *carbonate cores* dari *Bu Hasa Field* di Abu Dhabi. Penulis menemukan bahwa terjadi peningkatan perolehan minyak dari 63% menjadi 85.5% OOIP ketika pengenceran *field water* dari 197,362 ppm menjadi 5000 ppm dilakukan. Terlebih lagi penulis juga menyimpulkan bahwa terjadi perubahan wetabilitas batuan dari *intermediate-wet* menjadi *water-wet* yang membawa kepada peningkatan perolehan minyak. Kesimpulan lain dari penelitian ini adalah dengan meningkatkan konsentrasi ion *sulfate* hingga level tertentu memiliki efek yang positif terhadap peningkatan perolehan minyak dimana penambahan ion *calcium* memberikan efek negatif.

Awolayo et al (2014) Melakukan percobaan *coreflood* guna melihat pengaruh dari *sulfate ion* terhadap peningkatan perolehan minyak. Penulis menyimpulkan bahwa konsentrasi ion *sulfate* yang tinggi akan membawa tingginya perolehan minyak yang diperoleh. Awolayo dan koleganya mensugestikan bahwa LSWI dengan 4 kali konsentrasi ion *sulfate formation water* merupakan nilai optimum dalam perolehan minyak.

A. M. Shehata et al (2014) melakukan *coreflooding* eksperimen dengan menggunakan *Indiana Limestone Rock*. Tujuan dari experiment ini adalah untuk melihat pengaruh dari salinitas air injeksi terhadap perolehan minyak baik pada *secondary* ataupun *tertiary mode*. Hasil percobaan menunjukkan bahwa injeksi seawater memberikan rata-rata perolehan minyak sebesar 50% baik pada *secondary* maupun *tertiary*. Perubahan salinitas air injeksi sangat mempengaruhi performa dari produksi oil. Tercatat bahwa terjadi peningkatan perolehan minyak sebesar 6.8% ketika *deionized water* diinjeksikan. Dari ekperiment ini mereka juga menyimpulkan bahwa Ca^{2+} , Mg^{2+} dan SO_4^{--} memainkan peranan penting dalam mobilisasi oil saat LSWI.

Pada tahun yang sama, Alameri et al (2014) melakukan 4 *seawater flooding* yang diikuti dengan LSWI pada *heterogenous low permeability carbonate core* dari *Giant Carbonate Reservoir* di *Middle East*. Dari hasil penelitian ini dilihat bahwa dengan menghilangkan NaCl dari seawater (pengenceran *seawater* 2 dan 4 kali) membawa pada peningkatan perolehan minyak sebesar 8%. Pada eksperimen ini

juga dilihat bahwa terjadi perubahan wetabilitas dari *oil-wet* menjadi *intermediate-wet* seiring dengan penurunan salinitas air. Terlebih lagi, dengan menurunkan salinitas air injeksi hingga 1000 ppm menyebabkan perubahan wetabilitas dari *intermediate-wet* menjadi *water-wet*.

Chandrasekhar et al (2016) Melakukan penelitian *spontaneous imbibition* dan *coreflooding test* dengan menggunakan *limestone reservoir rock*. Hasil dari penelitian yang dilakukan menunjukkan bahwa modifikasi *seawater* yang mengandung Mg^{2+} dan SO_4^{--} dan pengenceran *seawater* mengubah wetabilitas menjadi lebih *water-wet*. Disisi lain, *seawater* yang hanya mengandung Ca^{2+} tercatat tidak mampu memberikan perubahan terhadap wetabilitas batuan.

Pada tahun berikutnya, Tetteh et al (2017) melakukan *coreflooding experiment* untuk melihat *formation water-in-oil micro-dispersion* yang disebabkan oleh LSWI. Dalam penelitiannya tersebut, ia menggunakan *Lansing Kansas City (LKC) crude oil* sampel dan *Indiana limestone core*. Dari hasil eksperimen yang dilakukannya menunjukkan terjadi peningkatan perolehan minyak sebesar 9.1% saat *low salinity water* diinjeksikan setelah injeksi *seawater*. Selain itu, penulis juga menyatakan bahwa peningkatan perolehan minyak yang terjadi diiringi dengan perubahan wetabilitas batuan dari *mixed-wet* menjadi *water-wet*.

Nasralla et al (2018) melakukan *Laboratory Scal Test* dan *Numerical Interpretation* untuk melihat respon dari LSWI terhadap perolehan minyak. Berdasarkan test *secondary* dan *tertiary amott test* yang dilakukannya menunjukkan bahwa injeksi *seawater* dapat memberikan perolehan minyak yang lebih banyak dibandingkan dengan air formasi. Selain itu, dari hasil *numerical interpretation* yang dilakukan mengindikasikan bahwa LSWI memiliki respon positif terhadap perolehan minyak pada *secondary mode* dan kurva *relative permeability* yang diperoleh menunjukkan bahwa air formasi dan *seawater* (10 kali pengenceran) dapat memberikan peningkatan perolehan minyak sebesar 6-7%.

Pada tahun yang sama, Hidayat et al (2018) melakukan *spontaneous imbibition test* pada *waxy crude oil carbonate reservoir* dengan menggunakan 3 variasi konsentrasi dan komposisi *brine* injeksi yaitu 500, 5000, 10000 ppm, NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$. Hasil percobaan menunjukkan bahwa pada salinitas air injeksi 10000

ppm, perolehan minyak terbesar terjadi saat $MgCl_2$ digunakan (*Recovery Oil* 100 %). Sementara itu pada salinitas yang sama penggunaan $NaCl$ dan $CaCl_2$ sebagai air injeksi hanya memberikan peningkatan perolehan minyak sebesar 39.22% dan 62.6%. $NaCl$ menunjukkan performa yang lebih bagus dibandingkan dengan $CaCl_2$ dan $MgCl_2$ pada salinitas air 5000 ppm dan 500 ppm. Tercatat bahwa pada salinitas tersebut, $NaCl$ memberikan peningkatan perolehan minyak sebesar 68.75% dan 25.49%. Hasil penelitian yang telah dilakukan ini mengindikasikan bahwa konsentrasi dan komposisi dari air injeksi mempengaruhi peningkatan perolehan minyak yang dihasilkan.

Masalmeh et al (2019) melakukan 9 *coreflooding* eksperimen untuk melihat efek dari LSWI terhadap *fluid-fluid interaction* baik pada *secondary* maupun *tertiary stage*. Hasil dari eksperimen yang dilakukan menunjukkan bahwa LSWI memberikan efek positif pada *crude oil* yang mengalami *micro-dispersion* sementara itu LSWI terlihat memberikan peningkatan perolehan minyak yang sangat kecil (hanya 1%) atau bahkan tidak sama sekali terjadi peningkatan pada saat *crude oil* dengan *negative micro-dispersion* digunakan. Selain itu, dari penelitian ini dibuktikan bahwa LSWI sangat efisien digunakan pada *secondary stage* dalam hal peningkatan perolehan minyak dimana pada *secondary stage* perolehan minyak yang diperoleh sebesar 12.5% sementara pada *tertiary stage* hanya 6.5%.

Han & Lee (2014) melakukan penelitian mengenai *sensitivity analysis* pada kombinasi EOR antara LSWI dengan *Polymer Flooding* yang memberikan hasil bahwa peningkatan perolehan minyak yang besar terjadi ketika *slug size* LSWI ditingkatkan dan perolehan minyak tertinggi diperoleh saat viskositas dari *polymer flooding* ditingkatkan 2-3 kali dari viskositas minyak yang memiliki *mobility ratio* yang rendah. Pada penelitian ini, *salt concentration* pada LSWI dianalisa sebagai parameter yang tidak terlalu signifikan dalam peningkatan perolehan minyak. Namun begitu, peningkatan perolehan minyak yang paling besar diperoleh ketika *salt concentration* dari air injeksi bernilai 1,306 ppm.

Al-Shalabi et al (2014) melakukan sensitivity analisis terhadap 7 parameter LSWI dengan menggunakan *Design of Experiment (DoE) method*. Dari hasil Analisa yang dilakukannya diperoleh informasi bahwa parameter yang sangat sensitive terhadap perolehan minyak adalah LSWI *Slug Size* (mendekati 35%) disusul dengan *Reservoir Heterogenity* (mendekati 25%) dan *Injected Water Salinity* (mendekati 20%). Untuk parameter lainnya yaitu Kv/Kh, Sorw, dan *Seawater Slug Size* memiliki sensitivity kurang dari 5% disusul dengan parameter Soi (mendekati 7%).

Penelitian lainnya dilakukan oleh Zeinijahromi et al (2015) mengenai *sensitivity analysis* dengan tujuan untuk melihat pengaruh dari penurunan *relative permeability* yang disebabkan oleh LSWI terhadap peningkatan perolehan minyak di lapangan *Zichebashskoe*. Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa peningkatan perolehan minyak sangat sensitive terhadap penurunan *water relative permeability* selama LSWI.

Berdasarkan sensitivitas analisis terhadap *reservoir* dan *rock properties* yang dilakukan oleh Davarpanah & Mirshekari (2019) pada proses LSWI, ia menyimpulkan bahwa *rock compressibility* memiliki pengaruh yang kecil dalam *Total Field Oil Production (FOPT)*, *Total Field Gas Production (FGPT)*, *Field Pressure Ratio (FPR)* dan *Field Gas Oil Ratio (FGOR)*. Sebaliknya porositas dan *Net to Gross* memiliki effect yang signifikan terhadap jumlah FOPT, FGPT, FGOR.

Baru-baru ini Egbe et al (2020) melakukan *sensitivity analysis* terhadap beberapa parameter LSWI pada *carbonate reservoir* dengan menggunakan 3-6 skenario simulasi. Dalam Analisa yang dilakukannya ia menyimpulkan bahwa perolehan minyak lebih tinggi diperoleh ketika menginjeksikan LSWI pada *secondary stage* dibandingkan pada *tertiary stage*. Selain itu, ia juga menyimpulkan bahwa *injection rate* dan *temperature* merupakan suatu parameter yang penting dalam proses LSWI dan harus diikutsertakan dalam proses modelling.

Aulia et al (2014) melakukan *sensitivity analysis* untuk melihat signifikan parameter yang berpengaruh terhadap perolehan minyak dan *water cut*. Pada studi yang dilakukan, penulis menggunakan *Latin Hypercube Monte Carlo (LHMC)* untuk melakukan *sampling 100 simulation runs*. Penulis juga membandingkan

One-Variable-At-A Time Perturbation (OVAT) serta *Random Forest (RF) Algorithm* dalam melakukan studi sensitivitas dimana pada RF dilakukan perhitungan *Mean of Decrease of Accuracy* dan *Mean of Decrease of Gini Index* untuk melihat *significant parameter* (sensitivitas). Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa OVAT dan RF memiliki kecenderungan yang sama untuk memberikan list parameter yang paling mempengaruhi *response variable*. Kesimpulan lain yang diperoleh adalah mengubah jumlah *trees* pada RF dapat mempengaruhi *sensitivity chart*.

Beberapa tahun kemudian, Aulia et al (2017) melakukan studi sensitivitas menggunakan 10 parameter. Dalam studi ini, penulis menggunakan dua metode untuk melakukan *sensitivity analysis* yaitu *One-Parameter-At-a-Time (OPAT)*, sebuah metode standar *sensitivity analysis* yang sering digunakan pada *upstream industry*. Metode lain yang penulis gunakan adalah kombinasi dari *Random Forest (RF) - Plackett-Burman (PB)*. Dari hasil study yang dilakukan ditarik kesimpulan bahwa RF-PB memiliki performa yang lebih bagus dalam melakukan *sensitivity analysis* dibandingkan dengan OPAT

Liang & Zhao (2019) melakukan prediksi EUR untuk *Unconventional Hydrocarbon* yang berlokasi di *Eagle Ford Formation*. Pada analisa yang dilakukannya tersebut, penulis menggunakan *production/ petrophysical/ engineering data* dengan 25 variabel lebih dari 1069 sumur pada *Eagle Ford Shale Formation* yang akan dianalisa dengan menggunakan *Multivariate Regression* dan *Random Forest Algorithm*. Sebelum melakukan prediksi EUR, penulis terlebih dahulu melakukan investigasi independen parameter yang paling penting dalam mengestimasi EUR. Dari hasil yang diperoleh disimpulkan bahwa *Random Forest* memberikan performa yang lebih bagus yaitu dengan score MSE 56.75% sementara *multivariate regression* menunjukkan score R² 49%.

Liao et al (2020) melakukan prediksi produksi dan optimisasi parameter tight oil formation yang berlokasi di *Cardium Tight Oil Formation, Canada*. Pada Analisa ini, penulis menggunakan 50 parameter dari 1286 sumur. Penulis juga membandingkan performa dari beberapa *Machine Learning* teknik seperti XGBoost, SVM, Neural Network, *Random Forest*, K-Mean dan Gaussian

Regression untuk melakukan penentuan parameter terkait serta nilai errornya. Dari beberapa Teknik yang telah dipakai tersebut, disimpulkan bahwa *Random Forest* memiliki tingkat generalisasi error paling rendah untuk mencapai performa tertingginya dimana akurasi prediksi *Random Forest* lebih besar dari 85%.

Dalam sensitivitas analisis yang akan dilakukan dalam studi ini, penulis akan menggunakan parameter-parameter yang dianggap penting berdasarkan dari data *publikasi* dan *research* sebelumnya. Adapun beberapa parameter tersebut adalah:

Parameter	Sumber
<i>Connate Water Salinity and Composition</i>	Al Shalabi & Sepehrnoori, (2017); Chandrashegaran, (2015); Sheng (2014); (Derkani et al., 2018)
<i>Injection Brine Salinity and Composition</i>	Høgnesen et al (2005); Strand et al (2006); Hidayat et al (2018); Al Shalabi & Sepehrnoori (2017); Sheng (2014); Derkani et al (2018); Yousef et al (2010, 2011, 2012); Kilybay et al (2017); Yi Zhang & Sarma, 2012)
<i>Temperature Reservoir</i>	Al Shalabi & Sepehrnoori (2017); Derkani et al (2018); Strand et al (2006); Yousef et al., (2011); Egbe et al (2020); (Adegbite et al., 2018); Høgnesen et al (2005; Yi Zhang & Sarma, 2012)
<i>Slug Injection</i>	Han & Lee (2014); Moradpour et al (2020); Egbe et al (2020); Al-Shalabi et al (2014)

BAB III METODOLOGI

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Guna memenuhi kebutuhan dataset yang akan dipakai untuk melakukan study sensitivitas menggunakan *Random Forest Algorithm*, pada penelitian ini penulis terlebih dahulu melakukan simulasi reservoir menggunakan *Reservoir Simulation Software (CMG-GEM)* untuk memodelkan *base case* simulasi dan CMOST yang berfungsi untuk membantu melakukan *Design of Experiment (DoE)*

3.2 LOKASI DAN WAKTU PENELITIAN

Penelitian ini berlokasi di Laboratorium Komputer Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau pada **2 November – 30 Desember 2020**. Rincian kegiatan penelitian dapat dilihat pada table dibawah ini.

Table 3.1 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)							
		November				Desember			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Literature Review								
2	Reservoir Modelling Using CMG								
3	Studi Sensitivitas menggunakan <i>Random Forest Algorithm</i> pada Python								
4	Hasil dan Pembahasan								

3.3 PEMODELAN SIMULASI RESERVOIR

3.3.1 *Hydrocarbon Component & Reservoir Properties*

Penelitian menggunakan data sekunder yang diperoleh dari Esene et al (2018) dan Yousef et al (2011) sebagai *base case*. Adapun data-data tersebut adalah sebagai berikut.

Table 3.2 Fluid and rock properties

Properties	Value	Unit	<i>Properties</i>	Nilai	Satuan
P,sat	740	psi	Permeabilitas	40	md
GOR	247	scf/stb	Porositas	25	%
FVF	1.18	bbl/stb	Temperatur Reservoir	186	F
API	40		Tekanan Reservoir	2515	psi

Source: Esene et al (2018)

Table 3.3 Formation and seawater concentration

<i>Ions</i>	<i>Formation Water (ppm)</i>	<i>Seawater (ppm)</i>
(Na ⁺)	59,491	18,300
Calcium (Ca ²⁺)	19,040	650
Magnesium (Mg ²⁺)	2,439	2,110
Sulfate (SO ₄) ²⁻	350	4,290
Chloride (Cl) ⁻	132,060	32,200
Carbonate (K) ⁺	0	0
Bicarbonate (HCO ₃) ⁻	354	120
Total	213,734	57,670

Source: Yousef et al (2011)

Table 3.4 Crude oil composition

Component	Mole Fraction	Component	Mole Fraction
CO2	0.01183	i-C5	0.03282
N2	0.00161	n-C5	0.03703
C1	0.11541	C6	0.06514
C2	0.06006	C7	0.08420
C3	0.06476	C8	0.09894
i-C4	0.02217	C9	0.07838
n-C4	0.04755	:	:
		:	:
		C30+	0.06452

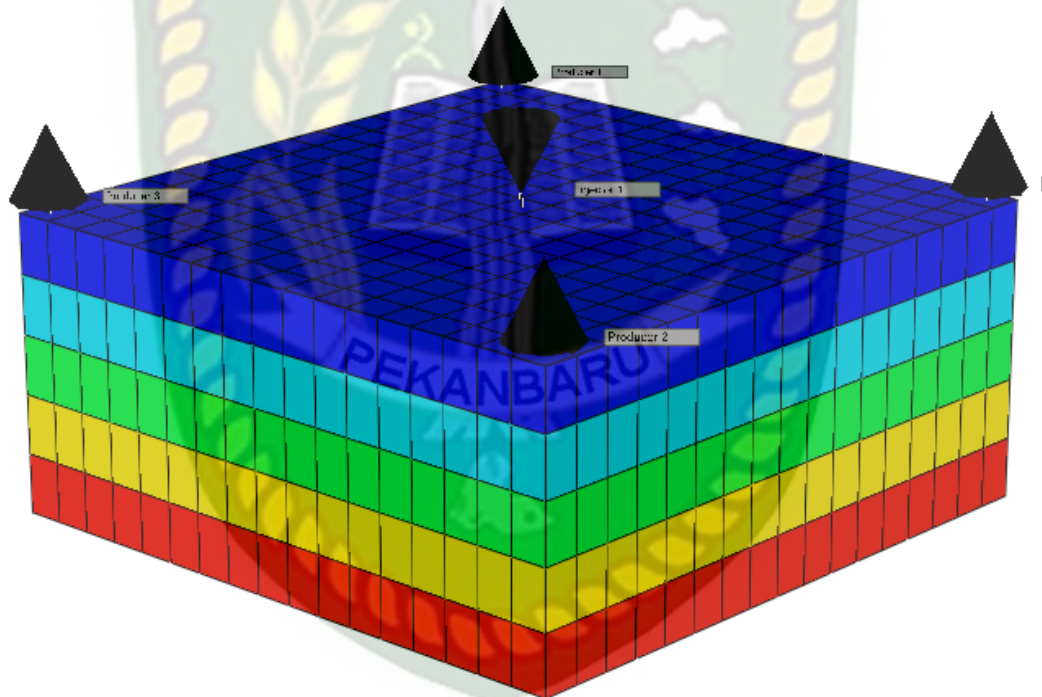
Source: Esene et al (2018)

3.3.2 Model Simulasi Reservoir

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan model konseptual reservoir dengan karakteristik sebagai berikut;

Table 3.5 Reservoir simulation model

Parameter	Nilai	Comment
Jumlah Grid	1445	3D (17 17 5)
Luas Area (Pattern)	1	Acre
Ketebalan (k)	50	ft
Ukuran Grid	di = 17*13 dj = 17*13	ft



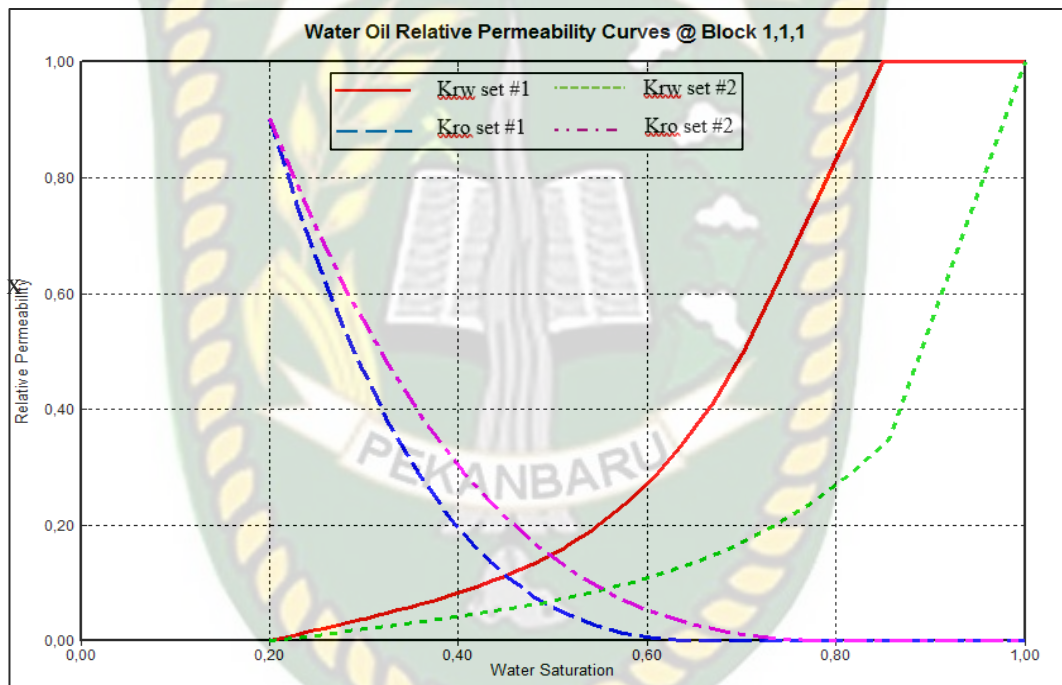
Gambar 3.1 Model konseptual reservoir

3.3.3 Inisialisasi

Setelah melakukan run base case Low Salinity Water Injection, berikut ini adalah hasil inisialisasi yang diperoleh dari software CMG

Table 3.6 Inisialisasi simulasi

No	Parameter	Satuan	Nilai
1	Total bulk reservoir	Ft ³	2.18E+06
2	Total pore volume	Ft ³	5.51E+05
3	Original oil in place	bbl	6.84E+04



Gambar 3.2 Kurva permeabilitas relatif

3.4 DATA ACUAN MACHINE LEARNING

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan 13 operation parameter LSWI menggunakan *Random Forest Algorithm*. Selain itu, pada penelitian ini juga dilakukan tuning hyper parameter dari *Random Forest Algorithm* untuk mendapatkan hasil running terbaik. Adapun data yang digunakan dalam analisa features importance pada *Machine Learning* adalah sebagai berikut

Table 3.7 Tuning hyperparameter *Random Forest Algorithm*

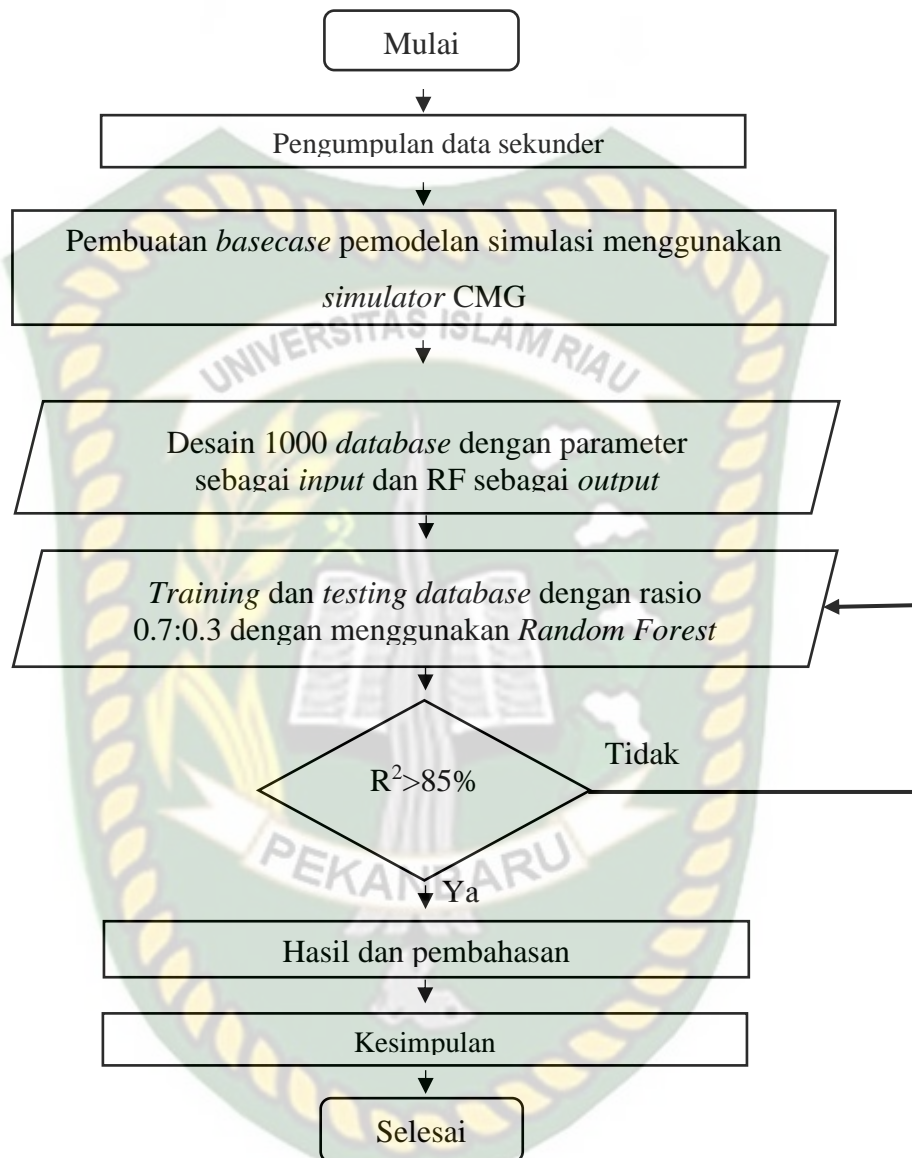
Hyper Parameter	Code/Symbol	Minimum	Maximum
Maximum Tree	'algo__n_estimators'	100	200
Maximum Depth	'algo__max_depth'	20	80
Maximum Features	'algo__max_features'	0.1	1
Minimum Sample Leaf	'algo__min_samples_leaf'	1	20

Table 3.8 Data parameter LSWI

Variable Name	Code/Symbol	Minimum	Maximum
Aqueous Ca Composition (ppm)	Aqu_Ca	1396.16	45375.07
Aqueous Cl Composition (ppm)	Aqu_Cl	24537.55	318854.98
Aqueous Mg Composition (ppm)	Aqu_Mg	178.05	5786.54
Aqueous Na Composition (ppm)	Aqu_Na	4909.61	159562.44
Aqueous SO4 Composition (ppm)	Aqu_SO4	47.05	1529.06
Injection Ca Composition (ppm)	Inj_Ca	2.5	81.25
Injection Cl Composition (ppm)	Inj_Cl	123.65	4018.52
Injection Mg Composition (ppm)	Inj_Mg	8.11	263.72
Injection Na Composition (ppm)	Inj_Na	70.32	2285.41
Injection SO4 Composition (ppm)	Inj_SO4	16.5	536.13
Volume Injection (bbl/day)	Inj_Stw	132.85	332.12
Injection Temperature (F)	Inj_Temp	139.5	232.5
Reservoir Temperature (F)	Tres	139.5	232.5

3.4 ALUR PENELITIAN

Diagram alur penelitian ini dapat dilihat pada gambar di bawah ini:



Gambar 3.2 Alur penelitian

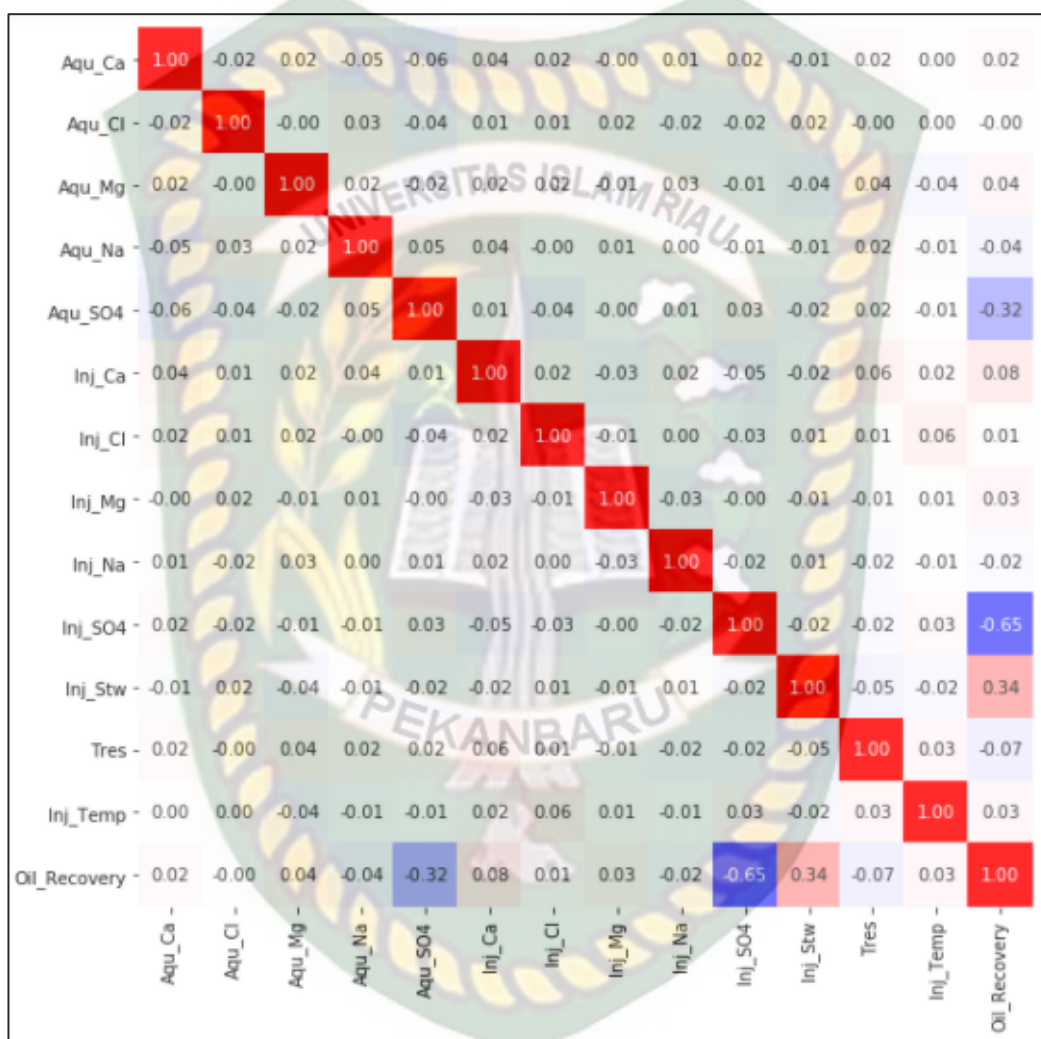
BAB IV

PEMBAHASAN

Random Forest Supervised Machine Learning Algorithm telah banyak diimplementasikan dalam industri minyak bumi dan terbukti menjadi sebuah metode yang memiliki akurasi dan performa yang baik dalam melakukan prediksi *modelling dan feature importance* (Aulia et al., 2014; Aulia et al., 2017; Liang & Zhao, 2019; Liao et al., 2020; Aulia et al., 2019; Attanasi et al., 2020; Nasir & Rickabaugh, 2018; Xue et al., 2021; Alhashem, 2020). Dalam studi ini, *Random Forest Regressor* digunakan untuk menginvestigasi *features importance* atau studi sensitivitas dari implementasi LSWI pada *carbonate* reservoir menggunakan bahasa programing Python. *Features importance* pada *Random Forest Algorithm* dilakukan dengan melihat penurunan pada *Mean Squared Error* (MSE) atas 13 independent parameter LSWI yaitu *Temperature Reservoir, Injection Temperature, Volume/Slug Injection, Injection Water Composition* (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+) dan *Formation Water Composition* (Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+) dengan *Recovery Factor* sebagai response parameter. Dengan menggunakan 13 independent parameter tersebut, 1000 *Design of experiment* (DoE) berdasarkan *Response Surface of Methodology* telah dilakukan menggunakan *CMOST* dari Computer Modelling Group (CMG) untuk menciptakan sebuah dataset yang akan dianalisa menggunakan *Random Forest Algorithm*. Dalam studi ini juga dilakukan optimasi *hyperparameter* dari *Random Forest* untuk mendapatkan model terbaik (Tabel 3.7).

Dalam melakukan *feature importance* menggunakan *Machine Learning Random Forest*, terlebih dahulu dibangun sebuah predictive modelling dengan parameter LSWI sebagai *input features/independent variable* dan *Recovery Factor* sebagai *output feature/dependent variable*. Sebelum prediksi model dibangun, terlebih dahulu dilakukan simpel *Exploratory Data Analysis* (EDA) dengan melihat korelasi antara *independent variable*. Hal ini dilakukan dengan maksud memastikan bahwa tidak terdapat *Multicollinearity* pada dataset yang digunakan. *Multicollinearity* adalah peristiwa dimana terjadi korelasi antara independent variable. Pada kasus ini, independent variable tidak hanya berkorelasi dengan dependent variable melainkan juga berkorelasi antar sesama independent variable.

Multicollinearity dapat menyebabkan terjadinya peningkatan standar error, ketidaktepatan *Algorithm* dalam melakukan prediksi (inaccuracy) dan dapat menyebabkan variable tertentu terlihat tidak significant secara statistic (Liang & Zhao, 2019). Dapat dilihat pada Gambar 4.1 bahwa pada dataset yang digunakan dalam studi ini tidak terjadi *multicollinearity*.



Gambar 4.1 Features correlation

Pembangunan model prediksi dilakukan dengan melakukan tuning *hyper-parameter Random Forest Algorithm* dan pembagian dataset menjadi 3 bagian yaitu training data, validation data dan test data. Hal ini dilakukan untuk menemukan model terbaik dan mencegah *over fitting* (I. Gupta et al., 2019; Hegde et al., 2015; Kirori, 2019). *Random Forest* merupakan sebuah *Algorithm* yang termasuk memiliki banyak hyper-parameter (Alhashem, 2020; Breiman, 2001). Sehingga

dalam study ini digunakan *Randomized Search Cross Validation* untuk mengurangi waktu komputasi saat melakukan running model. *Randomized Search Cross Validation* adalah sebuah alternatif untuk menggantikan *Grid Search Cross Validation* dalam melakukan optimasi hyper-parameter pada algoritma yang memiliki banyak hyper-Parameter seperti halnya *Random Forest* (Kirori, 2019). Pada studi ini, terdapat 50 kombinasi hyper-parameter dan 3 *K-Fold-Cross Validation* menggunakan *Randomized Search Cross Validation* sehingga menghasilkan 150 fitting model dengan score R^2 terbaik pada model *Random Forest* Regressor diperoleh yaitu 0.969 pada data training dan 0.906 pada data test (Gambar 4.2).

```
Fitting 3 folds for each of 50 candidates, totalling 150 fits

[Parallel(n_jobs=-1)]: Using backend LokyBackend with 4 concurrent workers.
[Parallel(n_jobs=-1)]: Done 42 tasks      | elapsed: 41.7s
[Parallel(n_jobs=-1)]: Done 150 out of 150 | elapsed: 2.9min finished

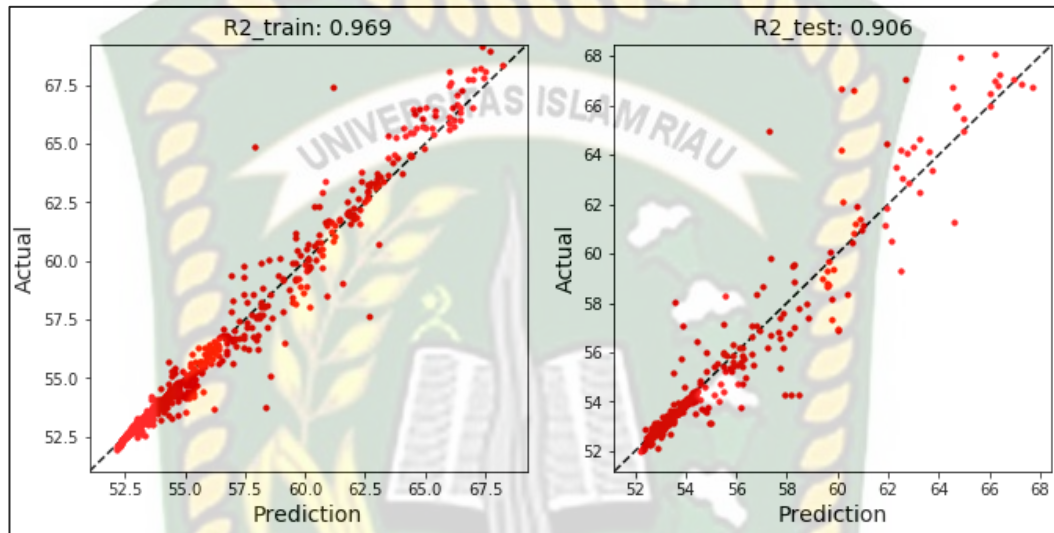
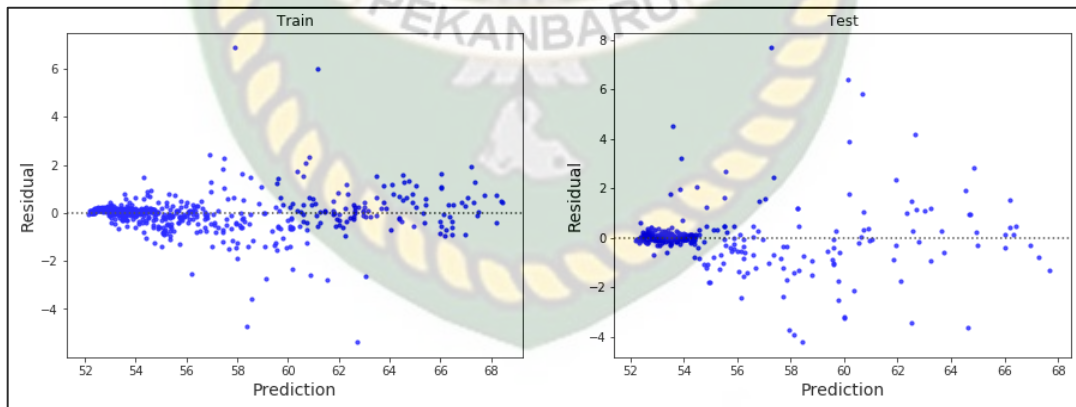
{'algo__max_depth': 80, 'algo__max_features': 0.849875420562548, 'algo__min_samples_leaf': 3, 'algo__n_estimators': 177, 'prep__numeric__poly__degree': 1, 'prep__numeric__poly__interaction_only': False}
0.9690310430069371 0.9023400836964831 0.9056860027705256
```

Gambar 4.2 Deskripsi running model terbaik randomized search CV

Seperti yang ditunjukkan juga oleh Plot Actual VS Prediction (Gambar 4.3), R^2 model baik pada data training dan data test mencapai nilai 0.9. Tabel 4.1 memperlihatkan 5 skenario variasi hyper-parameter terbaik pada *Random Forest Algorithm*. Dari hal ini dapat disimpulkan bahwa *Random Forest* telah berhasil dalam melakukan predictive modelling dikarenakan nilai R^2 yang semakin mendekati 1 dan nilai MSE yang semakin mendekati 0 adalah pertanda bahwa model yang dibangun sudah bagus sehingga dapat dilakukan penelitian lebih lanjut (features importance). Selain dari pada Plot Actual VS Prediction, residual plot (Gambar 4.4) juga dapat mengindikasikan bahwa model yang dibangun sudah bagus. Hal ini dapat dilihat dari nilai error yang berada disekitar garis regresi dan distribusi eror yang berbentuk simetris.

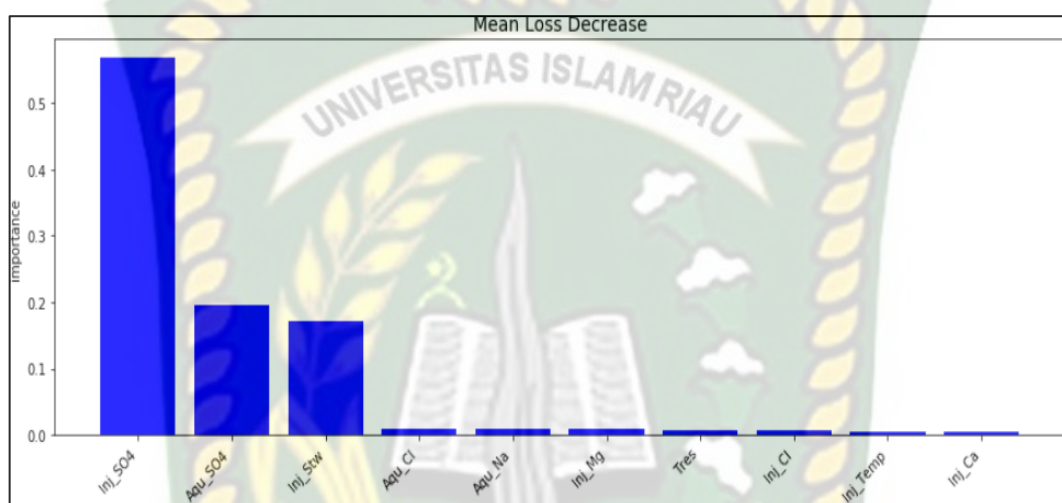
Table 4.1 Lima variasi hyper-parameter terbaik

No	Hyper Parameter Random Forest				Evaluation Score		
	max_depth'	max_features'	min_samples_leaf'	n_estimators'	R2	MSE	MAE
1	80	0.849875	3	177	0.90234	-1.721339	-0.721398
2	79	0.334746	1	147	0.90222	-1.734353	-0.749516
3	59	0.737265	2	187	0.90019	-1.762658	-0.757216
4	78	0.267867	3	119	0.89971	-1.776077	-0.772339
5	69	0.69627	2	105	0.89942	-1.778694	-0.777115

**Gambar 4.3** Actual vs prediction plot**Gambar 4.4** Residual plot

Pada *Random Forest Algorithm*, *Features importance* dilakukan dengan melihat penurunan nilai Mean Squared Error (MSE) dari model yang dibangun. Semakin penting atau crucial sebuah parameter, maka akan semakin besar penurunan MSE yang disebabkan oleh perubahan nilai parameter tersebut (Attanasio et al., 2020; Liang & Zhao, 2019). Berdasarkan Gambar 4.4 & Table 4.2, *Random*

Forest mengakui parameter Injection SO_4^{2-} Concentration, Formation SO_4^{2-} Concentration, Slug/Volume Injection, sebagai 3 parameter yang paling berpengaruh dalam perolehan penurunan Mean Squared Error. Sehingga disimpulkan bahwa 3 parameter tersebut adalah parameter yang paling mempengaruhi perolehan minyak selama LSWI proses pada *Carbonate Reservoir*. Dalam penelitian ini, 10 parameter lainnya terlihat tidak memiliki pengaruh yang signifikan terhadap perolehan minyak selama LSWI proses.



Gambar 4.5 Plot top 10 significant parameter LSWI

Table 4.2 Top 10 significant parameter LSWI

Ranking	Features	Importance
1	Inj_SO4	0.567807
2	Aqu_SO4	0.19615
3	Inj_Stw	0.171791
4	Aqu_Cl	0.009924
5	Aqu_Na	0.008429
6	Inj_Mg	0.008187
7	Tres	0.007599
8	Inj_Cl	0.006555
9	Inj_Temp	0.005575
10	Inj_Ca	0.005309

Hasil yang diperoleh dari studi yang telah dilakukan ini selaras dengan pernyataan yang dituliskan dalam banyak publikasi research. Seperti halnya yang telah dijelaskan bahwa selama proses LSWI pada *carbonate reservoir*, ion sulfat baik pada injection maupun formation water mengambil peran yang sangat penting dalam perolehan minyak (Adegbite et al., 2018; Awolayo et al., 2014; Derkani et al., 2018; Egbe et al., 2020); Gupta et al., 2011; Høgnesen et al., 2005; Strand et al., 2006; Webb et al., 2005; Yi Zhang & Sarma, 2012; H. H. Al-Attar et al (2013). Berbeda dengan kasus LSWI pada Sandstone reservoir yang memiliki clay sebagai *wettability alteration agent*, pada *carbonate reservoir* disebutkan bahwa *Ion sulfat* merupakan kontributor utama yang menyebabkan terjadinya *wettability alteration* selama proses LSWI (Adegbite et al., 2018). Selain dari pada itu, pada penelitian ini juga ditemukan bahwa volume injection merupakan salah satu parameter yang paling signifikan dalam perolehan minyak. Hasil ini linear dengan kesimpulan yang dituliskan dalam beberapa publikasi research lainnya (Al-Shalabi et al., 2014; Egbe et al., 2020; Han & Lee, 2014; Moradpour et al., 2020).

Hasil cukup mengejutkan yang ditemukan pada penelitian ini adalah baik injection maupun reservoir temperature terlihat tidak memiliki efek yang signifikan dalam perolehan minyak dengan nilai importance berturut-turut adalah 0.005575 & 0.007599. Hasil ini bertentangan dengan kesimpulan yang telah dipaparkan beberapa penulis dalam artikel mereka dimana mereka menyatakan bahwa temperatur merupakan salah satu parameter yang signifikan dalam perolehan minyak selama proses LSWI pada *carbonate reservoir* (Al Shalabi & Sepehrnoori, 2017; Derkani et al., 2018; Strand et al., 2006; Yousef et al., 2011; Egbe et al., 2020; Adegbite et al., 2018; Høgnesen et al., 2005; Yi Zhang & Sarma, 2012). Penulis berpendapat perlu melakukan studi lebih lanjut untuk mengetahui secara jelas efek dari temperatur selama LSWI proses pada *carbonate reservoir*.

Selain dari pada itu, hasil lain yang perlu diberikan perhatian khusus pada penelitian ini adalah pengaruh dari Ca^{2+} dan Mg^{2+} terhadap perolehan minyak. A. M. Shehata et al (2014), Chandrasekhar et al (2016), P. Zhang et al (2007) memberikan kesimpulan bahwa konsentrasi Ca^{2+} dan Mg^{2+} bersama dengan SO_4^{2-} merupakan potential detemining ions (PDI) yang memiliki pengaruh besar dalam perubahan watabilitas batuan sehingga membawa kepada peningkatan perolehan

minyak. Namun pada penelitian ini ditemukan bahwa konsentrasi Ca^{2+} dan Mg^{2+} baik pada formation water maupun injection water tidak memiliki pengaruh yang signifikan dalam perolehan minyak selama proses LSWI. Dapat dilihat pada Tabel 4.1 bahwa konsentrasi Ca^{2+} dan Mg^{2+} untuk injection water memiliki nilai importance berturut-turut sebesar 0.005309 & 0.008187. Hasil yang diperoleh pada penelitian ini selaras dengan pernyataan Adegbite et al (2018) yang bertentangan dengan beberapa penelitian sebelumnya dimana Adegbite dan koleganya menyimpulkan bahwa wetability alteration yang terjadi pada *carbonate* reservoir selama proses LSWI murni disebabkan oleh konsentrasi ion SO_4^{2-} . Tidak hanya itu, pada penelitian ini juga terlihat bahwa Cl^- dan Na^+ baik pada air injeksi maupun formation water tidak memberikan pengaruh yang signifikan terhadap perolehan minyak. Hal ini juga didukung oleh pernyataan Awolayo et al (2014) yang menyatakan bahwa baik Cl^- dan Na^+ merupakan non aktif ion dan tidak memberikan partisipasi selama proses LSWI.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang telah dituliskan sebelumnya, maka kesimpulan yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah parameter Injection SO_4^{2-} concentration, Formation SO_4^{2-} concentration dan Volume Injection merupakan 3 parameter yang paling mempengaruhi perolehan minyak selama proses LSWI pada *carbonate* reservoir dengan masing-masing nilai importance adalah 0.567807, 0.19615, 0.171791. Sementara 10 parameter lainnya yang diamati dalam penelitian ini terlihat tidak menunjukkan pengaruh yang berarti dalam perolehan minyak.

5.2 SARAN

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang telah diperoleh pada penelitian ini, penulis memberikan beberapa saran bagi yaitu:

1. Dalam penerapan LSWI pada *carbonate* reservoir, penting untuk memberikan fokus kepada nilai parameter Injection SO_4^{2-} concentration, Formation SO_4^{2-} concentration dan Volume Injection dikarenakan 3 parameter tersebut adalah parameter yang paling mempengaruhi perolehan minyak selama proses LSWI.
2. Melakukan analisa lebih lanjut mengenai pengaruh dari injection dan reservoir temperatur selama proses LSWI pada *carbonate* reservoir

DAFTAR PUSTAKA

- Adegbite, J. O., Al-shalabi, E. W., & Ghosh, B. (2018). Journal of Petroleum Science and Engineering Geochemical modeling of engineered water injection effect on perolehan minyak from *carbonate* cores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170(June), 696–711. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.079>
- Agbalaka, C. C., Dandekar, A. Y., Patil, S. L., Khataniar, S., & Hemsath, J. R. (2009). Coreflooding studies to evaluate the impact of salinity and wettability on perolehan minyak efficiency. *Transport in Porous Media*, 76(1), 77–94. <https://doi.org/10.1007/s11242-008-9235-7>
- Al-Attar, H. H., Mahmoud, M. Y., Zekri, A. Y., Almehaideb, R. A., & Ghannam, M. T. (2013). *Low Salinity Flooding in a Selected Carbonate Reservoir: Experimental Approach*. <https://doi.org/10.2118/164788-ms>
- Al-Harrasi, A. S., Al-Maamari, R. S., & Masalmeh, S. (2012). Laboratory investigation of low salinity waterflooding for *carbonate* reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, 3, 1620–1631. <https://doi.org/10.2118/161468-ms>
- Al-Shalabi, E. W., Sepheerhoori, K., & Delshad, M. (2014). Optimization of the low salinity water injection process in *carbonate* reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014 - Innovation and Collaboration: Keys to Affordable Energy*, 2(2004), 1082–1109. <https://doi.org/10.2523/iptc-17821-ms>
- Al Shalabi, E. W., & Sepheerhoori, K. (2017). Low Salinity and Engineered Water Injection for Sandstone and *Carbonate* Reservoirs. In *Low Salinity and Engineered Water Injection for Sandstone and Carbonate Reservoirs*.
- Alameri, W., Teklu, T. W., Graves, R. M., Kazemi, H., & AlSumaiti, A. M. (2014).

- Wettability alteration during low-salinity water-flooding in carbonate reservoir cores. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2014 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and Solutions*, 2, 1199–1216. <https://doi.org/10.2118/171529-ms>
- Alhashem, M. (2020). *Machine Learning* classification model for multiphase flow regimes in horizontal pipes. *International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020*. <https://doi.org/10.2523/iptc-20058-abstract>
- Attanasi, E. D., Freeman, P. A., & Coburn, T. C. (2020). Well predictive performance of play-wide and Subarea *Random Forest* models for Bakken productivity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191(August 2019), 107150. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107150>
- Aulia, A., Jeong, D., Mohd Saaid, I., Shuker, M. T., & El-Khatib, N. A. (2017). A new history matching sensitivity analysis framework with *Random Forests* and Plackett-Burman design. *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation 2017*. <https://doi.org/10.2118/189265-ms>
- Aulia, A., Jeong, D., Saaid, I. M., Kania, D., Shuker, M. T., & El-Khatib, N. A. (2019). A *Random Forests*-based sensitivity analysis framework for assisted history matching. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181(May), 106237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106237>
- Aulia, A., Rahman, A., & Quijano Velasco, J. J. (2014). Strategic well test planning using *Random Forest*. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Energy International 2014, April*, 140–162.
- Awolayo, A., Sarma, H., & AlSumaiti, A. M. (2014). A laboratory study of ionic effect of smart water for enhancing perolehan minyak in carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia 2014: Driving Integrated and Innovative EOR*, 46–69. <https://doi.org/10.2118/169662-ms>
- Breiman, L. (2001). *Random Forests*. *Machine Learning*, 45(1), 5–32.

<https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>

Chandrasekhar, S., Sharma, H., & Mohanty, K. K. (2016). Wettability alteration with brine composition in high temperature *carbonate* rocks. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016-Janua*. <https://doi.org/10.2118/181700-ms>

Chandrashegaran, P. (2015). Low salinity water injection for EOR. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, NAICE 2015, 2035(August)*, 4–6. <https://doi.org/10.2118/178414-ms>

Davarpanah, A., & Mirshekari, B. (2019). Sensitivity analysis of reservoir and rock properties during low salinity water injection. *Energy Reports*, 5, 1001–1009. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.08.001>

Derkani, M. H., Fletcher, A. J., Id, J. A., & Zhang, Z. J. (2018). *Low Salinity Waterflooding in Carbonate Reservoirs : Review of Interfacial Mechanisms*. <https://doi.org/10.3390/colloids2020020>

Egbe, D. I. O., Jahanbani Ghahfarokhi, A., Nait Amar, M., & Torsæter, O. (2020). Application of Low-Salinity Waterflooding in *Carbonate* Cores: A Geochemical Modeling Study. *Natural Resources Research*. <https://doi.org/10.1007/s11053-020-09712-5>

Gupta, I., Devegowda, D., Jayaram, V., Rai, C., & Resources, P. N. (2019). *Machine Learning Regressors and their Metrics to predict Synthetic Sonic and Brittle Zones*. 1–20. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-148>

Gupta, R., Smith, P. G., Hu, L., Willingham, T. W., Lo Cascio, M., Shyeh, J. J., & Harris, C. R. (2011). Enhanced waterflood for Middle East *carbonate* cores - Impact of injection water composition. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings*, 3(2010), 2052–2072.

Han, B., & Lee, J. (2014). *Sensitivity Analysis on the Design Parameters of Enhanced Perolehan minyak by Polymer Flooding with Low Salinity Waterflooding*. 3, 147–151.

- Hegde, C., Wallace, S., & Gray, K. (2015). *Using Trees , Bagging , and Random Forests to Predict Rate of Penetration*.
- Hidayat, F., Erfando, T., & F. Maulana Borry. (2018). Spontaneous Imbibition Test of Low Salinity Injection at Low Saline Waxy Crude Carbonate. *Jurnal of Earth Energi Engineering*, 4(2), 70–77.
- Høgnesen, E. J., Strand, S., & Austad, T. (2005). Waterflooding of preferential oil-wet carbonates: Perolehan minyak related to reservoir temperature and brine composition. *67th European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, Incorporating SPE EUROPE2005 - Extended Abstracts, 67th Europ*, 815–823. <https://doi.org/10.2523/94166-ms>
- Kilybay, A., Ghosh, B., & Chacko Thomas, N. (2017). A Review on the Progress of Ion-Engineered Water Flooding. *Journal of Petroleum Engineering*, 2017, 1–9. <https://doi.org/10.1155/2017/7171957>
- Kirori, Z. (2019). *Hyper-parameter parameter optimization : towards practical sentiment analysis using a Convolutional Neural Network (CNN)*. 7(2), 1–5.
- Liang, Y., & Zhao, P. (2019). A *Machine Learning* analysis based on big data for eagle ford shale formation. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019-Sept*. <https://doi.org/10.2118/196158-ms>
- Liao, L., Zeng, Y., Liang, Y., & Zhang, H. (2020). *IPTC-20344-MS Data Mining : A Novel Strategy for Production Forecast in Tight Hydrocarbon Resource in Canada by Random Forest Analysis*.
- Masalmeh, S., Al-hammadi, M., Farzaneh, A., & Sohrabi, M. (2019). *SPE-197314-MS Low Salinity Water Flooding in Carbonate : Screening , Laboratory Quantification and Field Implementation*.
- Moradpour, N., Karimova, M., Pourafshary, P., & Zivar, D. (2020). Effects of Slug Size, Soaking, and Injection Schemes on the Performance of Controlled Ions Water Flooding in Carbonates. *ACS Omega*, 5(29), 18155–18167. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c01766>
- Nasir, E., & Rickabaugh, C. (2018). Optimizing drilling parameters using a *Random*

Forests Rop model in the Permian basin. Society of Petroleum Engineers - SPE Liquids-Rich Basins Conference - North America 2018, LRBC 2018.
<https://doi.org/10.2118/191796-ms>

Nasralla, R. A., Mahani, H., van der Linde, H. A., Marcelis, F. H. M., Masalmeh, S. K., Sergienko, E., Brussee, N. J., Pieterse, S. G. J., & Basu, S. (2018). Low salinity waterflooding for a *carbonate* reservoir: Experimental evaluation and numerical interpretation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *164*, 640–654. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.028>

Shehata, A. M., Alotaibi, M. B., & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Waterflooding in *carbonate* reservoirs: Does the salinity matter. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, *17*(3), 304–313. <https://doi.org/10.2118/170254-PA>

Sheng, J. J. (2014). Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *120*, 216–224. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026>

Strand, S., Høgenesen, E. J., & Austad, T. (2006). Wettability alteration of *carbonates* - Effects of potential determining ions (Ca²⁺ and SO₄²⁻) and temperature. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, *275*(1–3), 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2005.10.061>

Tang, G., & Morrow, N. R. (1999). *Influence of brine composition and fines migration on crude oil r brine r rock interactions and perolehan minyak.*

Tang, G. Q., Morrow, N. R., & Wyoming, U. (1997). *Salinity , Temperature , Oil Composition , and Perolehan minyak by Waterflooding. November*, 269–276.

Tetteh, J. T., Rankey, E., & Barati, R. (2017). Low salinity waterflooding effect: Crude oil/brine interactions as a recovery mechanism in *carbonate* rocks. *OTC Brasil 2017*, 1197–1223. <https://doi.org/10.4043/28023-ms>

Webb, K. J., Black, C. J. J., Tjetland, G., & Exploration, B. P. (2005). IPTC 10506 A Laboratory Study Investigating Methods for Improving Perolehan minyak in *Carbonates* 70 Cross-Section of GASM Apparatus. *International Petroleum Technology Conference*, 1–7.

- Yousef, A. A., Al-Saleh, S., & Al-Jawfi, M. (2012). Improved/enhanced perolehan minyak from *carbonate* reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Perolehan minyak*, 1, 819–836. <https://doi.org/10.2118/154076-ms>
- Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2010). Laboratory investigation of novel perolehan minyak method for *carbonate* reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010*, 3, 1825–1859. <https://doi.org/10.2118/137634-ms>
- Yousef, A. A., Al-Saleh, S., Al-Kaabi, A., & Al-Jawfi, M. (2011). Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on perolehan minyak from *carbonate* reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14(5), 578–593. <https://doi.org/10.2118/137634-PA>
- Zeinjahromi, A., Ahmetgareev, V., Ibatullin, R., & Bedrikovetsky, P. (2015). *Sensitivity study of low salinity water injection in Zichebashskoe Oilfield*. 6(1), 10–21. <https://doi.org/10.5897/JPGE>
- Zhang, P., Tweheyo, M. T., & Austad, T. (2007). Wettability alteration and improved perolehan minyak by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} . *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 301(1–3), 199–208. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2006.12.058>
- Zhang, Yi, & Sarma, H. (2012). Improving waterflood recovery efficiency in *carbonate* reservoirs through salinity variations and ionic exchanges: A promising low-cost “smart-waterflood” approach. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, 3, 2163–2183. <https://doi.org/10.2118/161631-ms>