

**ANALISIS EFEK KANDUNGAN *BRINE* Ca^{2+} DAN Mg^{2+}
TERHADAP *MEKANISME LOW SALINITY WATER*
INJECTION PADA BATUAN SANDSTONE MENGGUNAKAN
METODE *SPONTANEOUS IMBIBITION TEST***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

IHSAN CAHYADI

NPM 143210311

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

KATA PENGANTAR

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

1. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. selaku dosen pembimbing 1 dan Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran dalam penyempurnaan penyusunan tugas akhir ini.
2. Pihak Laboratorium Teknik Perminyakan UIR yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data untuk tugas akhir saya.
3. Dr. Mursyidah, M.Sc selaku pembimbing akademik yang telah memberikan masukan, arahan dan nasihat selama perkuliahan.
4. Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan, serta para dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat disebutkan satu-satu.
5. Kedua orang tua, ayah Idrisal S.Pd dan ibu Irdawati S.Pd, serta keluarga besar atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan hingga tugas akhir ini selesai disempurnakan.
6. Seluruh teman Teknik Perminyakan UIR dan khususnya grup Maksa Production 2.0 yang senantiasa memberikan semangat dalam berbagai bentuk untuk penyelesaian tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 4 Agustus 2021

Ihsan Cahyadi

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. LATAR BELAKANG	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3. MANFAAT PENELITIAN	3
1.4. BATASAN MASALAH.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. LOW SALINITY WATER INJECTION	5
2.2. SPONTANEOUS IMBIBITION TEST.....	6
2.3. STATE OF THE ART	6
2.3.1. Double Layer Expansion	9
2.3.2. Wettability Alteration Toward Water-wet.....	10
2.3.3. pH Increase	11
2.3.4. Multicomponent Ion Exchange.....	12
2.3.5. Fines Migration.....	14
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1. METODE PENELITIAN	17
3.2. DIAGRAM ALIR PENELITIAN.....	18
3.3. PERSIAPAN ALAT DAN BAHAN	18
3.3.1. Alat	19
3.3.2. Bahan	19

3.4. PROSEDUR PENGUJIAN.....	20
3.4.1. Pembersihan Sampel <i>Core</i>	21
3.4.2. Pengukuran Sifat Fisik Sampel <i>Core</i>	21
3.4.3. Pengukuran Sifat Fisik Sampel Fluida	21
3.4.4. Saturasi Sampel <i>Core</i> dengan Larutan <i>Brine</i>	23
3.4.5. Pengukuran Porositas Sampel <i>Core</i>	24
3.4.6. Saturasi Sampel <i>Core</i> dengan <i>Crude Oil</i>	24
3.4.7. Spontaneous Imbibition Test	25
3.5. TEMPAT PENELITIAN	26
3.6. JADWAL PENELITIAN.....	27
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	28
4.1. HASIL PENELITIAN	28
4.2. PEMBAHASAN PENELITIAN.....	29
4.2.1. Pengaruh Jenis Brine Imbibisi pada Peningkatan OR	30
4.2.2. Pengaruh Salinitas <i>Brine</i> Imbibisi pada Peningkatan OR .	32
4.2.3. Pengaruh Perubahan Nilai pH pada Peningkatan OR.....	34
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	36
5.1. KESIMPULAN.....	36
5.2. SARAN.....	36
DAFTAR PUSTAKA	38
LAMPIRAN.....	42

DAFTAR GAMBAR

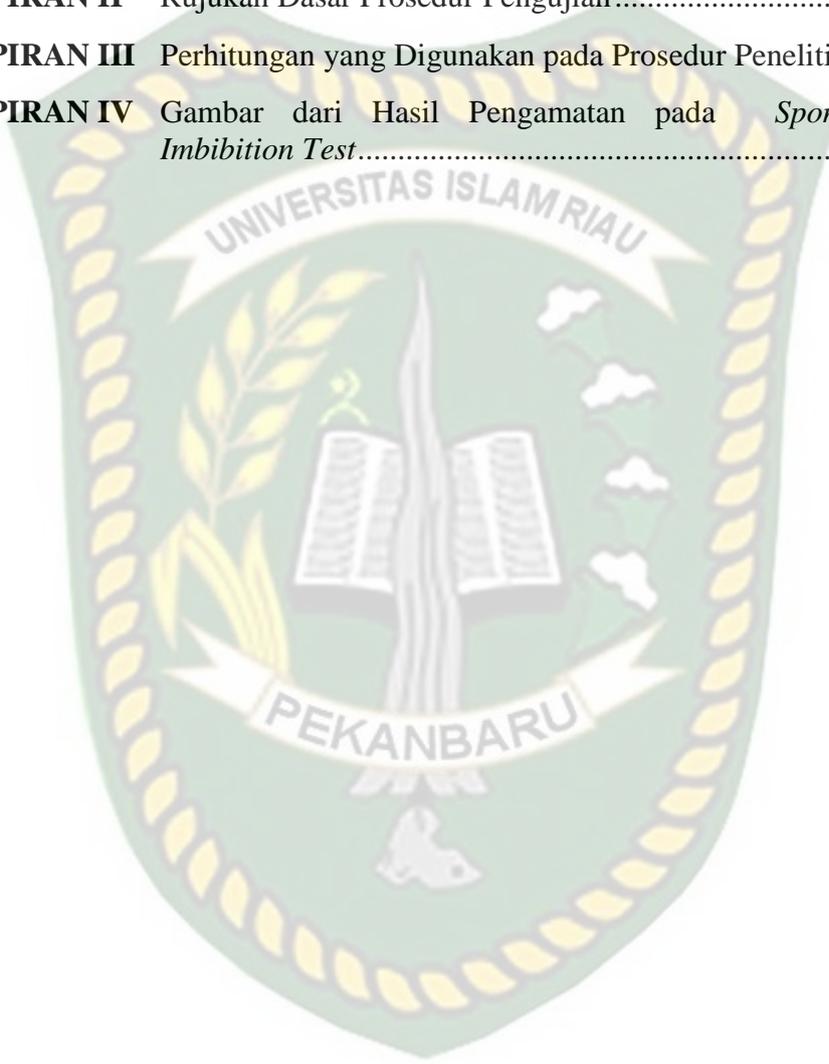
Gambar 2.1	Skematik dari EDL (Nasralla dan Nasr-el-din, 2014).....	10
Gambar 2.2	Diagram yang menunjukkan hubungan antara pH, salinitas, dan <i>wettability</i> (Drummond & Israelachvili, 2002)	11
Gambar 2.3	Daya tarik antara permukaan <i>clay</i> dengan <i>crude oil</i> (Lager dkk., 2006).....	13
Gambar 2.4	Skema pelepasan material basa (atas) dan pelepasan material asam (bawah) dari permukaan <i>clay</i> (Austad dkk., 2010).	14
Gambar 2.5	Skema pelepasan partikel clay dan minyak pada kondisi <i>mixed-wet</i> (atas), dan pelepasan <i>finest</i> dari dinding pori dan minyak yang terperangkap (bawah) (Tang dan Morrow, 1999).....	16
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	18
Gambar 4.1	Perbandingan nilai selisih OR dari SI_2 terhadap SI_1 dilihat dari jenis mineral yang berbeda.....	29
Gambar 4.2	Perbandingan nilai selisih OR dari SI_2 terhadap SI_1 dilihat dari konsentrasi mineral yang berbeda.	33
Gambar 4.3	Perbandingan nilai pH terhadap nilai selisih OR setiap sampel <i>brine</i> pada masing-masing salinitas.....	35

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Komposisi kimia dari <i>brine</i> pada pengujian LSW oleh Nasralla dan Nasr-el-din (2014)	6
Tabel 2.2	Kesimpulan dari penelitian terdahulu terhadap <i>proposed mechanism</i> dari LSW	8
Tabel 3.1	Data fisik sampel <i>core</i> Berea Sandstone	20
Tabel 3.2	Data fisik sampel <i>brine</i> dan <i>crude oil</i>	20
Tabel 3.3	Jadwal dan Kegiatan Penelitian.....	27
Tabel 4.1	Hasil pengamatan dari pengujian <i>spontaneous imbibition</i> pada masing-masing jenis dan salinitas sampel <i>brine</i> terhadap peningkatan <i>oil recovery</i>	28
Tabel 4.2	Hasil pengamatan dari perubahan nilai pH larutan <i>brine</i> pada proses pengujian <i>spontaneous imbibition</i> tahap kedua	29

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Gambar dan Keterangan Alat yang Digunakan Selama Prosedur Penelitian.....	42
LAMPIRAN II	Rujukan Dasar Prosedur Pengujian.....	46
LAMPIRAN III	Perhitungan yang Digunakan pada Prosedur Penelitian.....	48
LAMPIRAN IV	Gambar dari Hasil Pengamatan pada <i>Spontaneous Imbibition Test</i>	52



DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
BS&W	<i>Basic Sediment and Water</i>
DLE	<i>Double Layer Expansion</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
IOR	<i>Improve Oil Recovery</i>
LSW	<i>Low Salinity Water Injection/ Flooding</i>
meq/mL	<i>milliequivalent / milliliter</i>
MIE	<i>Multicomponent Ion Exchange</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
OR	<i>Oil Recovery</i>
PPM	<i>Part Per Million</i>
Q.S.	<i>Quran Surat</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
SG	<i>Specific Gravity</i>
SI	<i>Spontaneous Imbibition</i>
TDS	<i>Total Dissolved Solids</i>
wt. %	<i>total weight, %</i>
psi	<i>pound-force per square inch</i>
rpm	<i>revolution per minute</i>

DAFTAR SIMBOL

ϕ	Porositas, %
μ_d	Viskositas dinamik, <i>centipoise</i>
μ_k	Viskositas kinematik, <i>centistoke</i>
ρ_{oil}	Densitas <i>crude oil</i> , g/ml
ρ_{water}	Densitas <i>brine</i> NaCl 10.000 PPM, g/ml
D	diameter <i>core</i> , cm
SI ₁	<i>Spontaneous Imbibition</i> pertama
SI ₂	<i>Spontaneous Imbibition</i> kedua
t	tinggi <i>core</i> , cm
V _b	<i>Bulk volume</i> atau volume total, ml
V _{oil}	Volume minyak atau <i>initial oil volume</i> , ml
V _p	Volume pori, ml
W _{brine 0}	Berat kosong dari picnometer 25 ml, g
W _{brine 1}	Berat W _{brine 0} ditambah 25 ml <i>brine</i> NaCl 10.000 PPM, g
W _{dry}	Berat kering sampel <i>core</i> , g
W _{oil 0}	Berat kosong dari labu volumetrik 100 ml, g
W _{oil 1}	Berat W _{oil 0} ditambah 100 ml <i>crude oil</i> , g
W _{sat}	Berat sampel <i>core</i> tersaturasi <i>brine</i> NaCl 10.000 PPM, g
θ	Sudut kontak, °
π	konstanta matematika yang bernilai 3,14
°C	Celcius
ml	<i>milliliter</i>
cp	<i>centipoise</i>
g	gram
cc	<i>cubic centimetre</i>
cm	<i>centimetre</i>

ANALISIS EFEK KANDUNGAN *BRINE* Ca^{2+} DAN Mg^{2+} TERHADAP MEKANISME *LOW SALINITY WATER* *INJECTION* PADA BATUAN SANDSTONE MENGGUNAKAN METODE *SPONTANEOUS IMBIBITION TEST*

Ihsan Cahyadi

NPM 143210311

ABSTRAK

Setelah lama berproduksi, rata-rata lapangan sumur minyak di Indonesia tergolong pada sumur tua yang umumnya sudah tidak mampu lagi untuk berproduksi pada tahap *primary recovery* dan *secondary recovery* meskipun masih banyak sisa cadangan minyak yang terkandung didalamnya. Oleh karena itu, diperlukan proses produksi minyak pada tahapan *tertiary recovery* dengan menggunakan metode EOR. Salah satu metode EOR yang diusulkan mampu meningkatkan produksi minyak dan dinilai ekonomis yaitu *Low Salinity Water Injection* atau disebut juga dengan *Low Salinity Waterflooding* (LSW).

Salah satu proses pengujian dilaboratorium untuk mengetahui pengaruh dari metode LSW ini terhadap *oil recovery* (perolehan minyak) adalah menggunakan *spontaneous imbibition test*. Mekanisme pada pengujian *Spontaneous imbibition* ini adalah terjadinya proses pendesakan minyak (*non wetting fluid*) yang digantikan oleh air asin atau *brine* (*wetting fluid*) pada media berpori batuan dengan memanfaatkan tekanan kapiler (*capillary force*). Pengujian dilakukan pada sampel batuan sandstone dan *wax crude oil* secara dua tahap, yaitu tahap SI_1 (*secondary recovery*) dan SI_2 (*tertiary recovery*). *Brine* yang digunakan pada tahap SI_1 hanya NaCl 10.000 PPM selama 12 jam pertama, sedangkan untuk tahap SI_2 yaitu variasi dari masing-masing salinitas 500 PPM, 5.000 PPM, dan 10.000 PPM untuk setiap jenis *brine* NaCl, MgCl_2 , dan CaCl_2 selama 12 jam berikutnya pada temperatur 70°C .

Berdasarkan hasil pengujian *spontaneous imbibition* diperoleh peningkatan dari selisih nilai *oil recovery* tahap SI_2 terhadap tahap SI_1 yang paling signifikan terjadi pada penggunaan *brine* NaCl 500 PPM yaitu sebesar 22,22 %. Hasil selanjutnya yang diperoleh berupa penurunan persentase peningkatan *oil recovery* seiring dengan peningkatan salinitas *brine* yang digunakan dan jenis *brine* dari NaCl, MgCl_2 , kemudian CaCl_2 . Disamping itu, perubahan nilai pH *brine* sebelum dan setelah pengujian tidak menunjukkan adanya perubahan yang berarti terhadap persentase peningkatan *oil recovery*. Dengan demikian, penggunaan *brine* dengan menurunkan salinitas atau salinitas rendah pada pengujian *spontaneous imbibition* ini menunjukkan hasil peningkatan *oil recovery* yang lebih baik sehingga dapat dijadikan sebagai salah satu parameter pertimbangan dalam pengujian terhadap metode LSW selanjutnya.

Kata kunci: *Spontaneous imbibition test*, salinitas *brine*, jenis *brine*, batuan sandstone, *oil recovery*, *low salinity water injection*

ANALYSIS OF THE EFFECT OF BRINE Ca^{2+} AND Mg^{2+} CONNECTION ON THE LOW SALINITY WATER INJECTION MECHANISM OF SANDSTONE ROCK USING SPONTANEOUS IMBIBITION TEST METHOD

Ihsan Cahyadi

NPM 143210311

ABSTRACT

After a long period of production, the average oil well fields in Indonesia are classified as old wells which are generally no longer able to produce in the primary and secondary recovery stages, although there are still many remaining oil reserves contained therein. Therefore, it is necessary to process oil production at the tertiary recovery stage using the EOR method. One of the proposed EOR methods can increase oil production and can be economical, namely Low Salinity Water Injection or also known as Low Salinity Waterflooding (LSW).

One of the testing processes in the laboratory to determine the effect of this LSW method on oil recovery is using the spontaneous imbibition test. The mechanism in this spontaneous imbibition test is the occurrence of a process of pressing oil (non-wetting fluid) which is replaced by brine (wetting fluid) in porous rock media by utilizing capillary pressure. The test was carried out on samples of sandstone and wax crude oil in two stages, namely the SI_1 (secondary recovery) and SI_2 (tertiary recovery) stages. The brine used in the SI_1 stage was only 10,000 PPM of NaCl during the first 12 hours, while for the SI_2 stage the variation of each salinity was 500 PPM, 5,000 PPM, and 10,000 PPM for each type of brine NaCl, $MgCl_2$, and $CaCl_2$ during next 12 hours at 70°C.

Based on the results of spontaneous imbibition testing, it was found that the difference in the value of oil recovery from the SI_2 stage to the SI_1 stage was the most significant in the use of brine NaCl 500 PPM, which was 22.22%. The next result obtained is a decrease in the percentage increase in oil recovery along with an increase in the salinity of the brine used and the type of brine from NaCl, $MgCl_2$, then $CaCl_2$. In addition, changes in the pH value of brine before and after the test did not show any significant change in the percentage increase in oil recovery. Thus, the use of brine with lower salinity or low salinity in this spontaneous imbibition test shows better results of increasing oil recovery so that it can be used as one of the parameters for consideration in testing the next LSW method.

Keywords: *Spontaneous imbibition test, brine salinity, brine type, sandstone rock, oil recovery, low salinity water injection*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Dalam kegiatan perolehan minyak (*oil recovery*), proses produksi minyak dapat dikategorikan dalam tiga tahap, yaitu *primary recovery*, *secondary recovery*, dan *tertiary recovery*. Menurut Abdurrahman dkk., (2016) produksi minyak bumi di Indonesia mengalami penurunan dikarenakan ladang minyak di Indonesia umumnya tergolong pada kategori ladang tua sehingga tidak mampu untuk diproduksi lagi dengan tahap *primary recovery* dan *secondary recovery*, sedangkan sisa dari cadangan minyak yang tersebut (OOIP) masih besar, yaitu 50 milyar *barrel*. Oleh karena itu, perlu tindakan lebih lanjut seperti penerapan tahap *tertiary recovery* untuk dapat meningkatkan hasil perolehan minyak.

Di Indonesia, penerapan tahap *tertiary recovery* atau *enhanced oil recovery* (EOR) yang telah sukses dilakukan selama lebih dari 30 tahun adalah *steamflooding* di lapangan Duri (Abdurrahman dkk., 2017). Seiring berjalannya waktu, perkembangan metode EOR terus terjadi di Indonesia, seperti *gas injection*, *chemical injection*, *microbial injection*, *seismic vibration*, dan *electrical method*. Menurut Abdurrahman, (2017) penerapan EOR memerlukan biaya operasional yang mahal, namun harga jual minyak jatuh sejak akhir 2014 yang mengakibatkan terhambatnya perkembangan EOR di Indonesia. Salah satu contohnya seperti kebutuhan terhadap pengadaan bahan kimia yang digunakan pada *chemical injection* yang mahal karena diimpor dari luar negeri.

Usulan metode EOR oleh beberapa peneliti sebelumnya yang dianggap mampu untuk meningkatkan produktivitas perolehan minyak dengan lebih ekonomis dan ramah lingkungan adalah menggunakan metode *low salinity waterflooding* (Ding dan Rahman, 2017). *Low salinity waterflooding* (LSW) adalah teknologi IOR/EOR yang meningkatkan *microscopic sweep efficiency* dari *waterflood* dengan menurunkan dan mengoptimalkan salinitas air injeksi (Parker dkk., 2013). Air injeksi dengan salinitas tertentu mempengaruhi *wettability* dari fluida *non-wetting phase* dan *fluida wetting phase* pada permukaan pori batuan, sehingga *oil recovery* dapat ditingkatkan (Ayoub dkk., 2015).

Salah satu metode pengujian di laboratorium yang digunakan oleh peneliti sebelumnya dalam meneliti LSW adalah menggunakan *spontaneous imbibition test*. Pengujian *spontaneous imbibition* merupakan pengujian terhadap proses pendesakan fluida yang tidak membasahi (*non wetting fluid*) yang digantikan oleh fluida yang membasahi (*wetting fluid*) dalam media berpori dengan memanfaatkan tekanan kapiler (*capillary force*) (Kerunwa dkk., 2016). Pengujian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh dari jenis *brine* Ca^{2+} dan Mg^{2+} (tambahan Na^+ sebagai *base case*) terhadap masing-masing konsentrasi salinitas (500, 5.000, dan 10.000 PPM) *brine imbibition fluid* pada sampel batuan Berea Sandstone dan *wax crude oil* menggunakan *metode spontaneous imbibition test* secara dua tahap (*tertiary recovery*) sehingga didapatkan hasil data berupa perolehan minyak (*oil recovery*) dan nilai pH yang diperoleh.

Perbedaan penelitian ini dengan beberapa penelitian sebelumnya adalah menguji pada sampel *wax crude oil*, menambah variasi masing-masing sampel kandungan *brine* yang diteliti, penelitian sebelumnya tidak menggunakan satu jenis kation pada *saturation water connate* dalam menguji pengaruh variasi jenis *brine* imbibisi dengan metode *spontaneous imbibition test* (Shehata dan El-din, 2017b), dan penelitian sebelumnya yang telah diuji di laboratorium Universitas Islam Riau adalah menggunakan sampel batuan karbonat (Hidayat dkk., 2018).

Salah satu pentingnya pengujian ini dilakukan adalah untuk mempelajari hikmah yang terdapat pada pengaruh dari kandungan garam didalam air yang berhubungan dengan firman Allah S.W.T didalam Q.S. Ar-Rahman (55): 19-20 yang artinya “Dia membiarkan dua laut mengalir yang kemudian keduanya bertemu, di antara keduanya ada batas yang tidak dilampaui oleh masing-masing.”

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui dan menganalisis pengaruh jenis *brine* dari *imbibition fluid* dengan komposisi ion Na^+ , Ca^{2+} , dan Mg^{2+} terhadap peningkatan *oil recovery* pada pengujian *spontaneous imbibition*.
2. Mengetahui dan menganalisis pengaruh jenis salinitas *brine* dari *imbibition fluid* dengan konsentrasi salinitas 500, 5.000, dan 10.000 PPM terhadap peningkatan *oil recovery* pada pengujian *spontaneous*

imbibition.

3. Mengetahui dan menganalisis pengaruh perubahan nilai pH sebelum dan sesudah pengujian *spontaneous imbibition* dari *imbibition fluid* terhadap peningkatan *oil recovery*.

1.3. MANFAAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan agar dapat memberikan beberapa manfaat, yaitu menambah wawasan pengetahuan pembaca terkait topik yang diangkat, hasil penelitian ini dapat dimanfaatkan sebagai bahan referensi atau acuan penelitian bagi penulis selanjutnya khususnya dibidang EOR yaitu terkait tentang *low salinity waterflooding*. Selain itu, hasil penelitian ini dapat dijadikan sebagai referensi tambahan bagi pekerja di industri migas yang berminat dalam meneliti pengaruh *low salinity waterflood* pada kondisi batuan dan minyak di lapangan tersebut.

1.4. BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka peneliti menetapkan beberapa batasan masalah sebagai berikut:

1. Pengujian *spontaneous imbibition* dilakukan secara dua tahapan dan berurutan, yaitu tahap pertama untuk *imbibition fluid* dengan kandungan *brine* hanya NaCl 10.000 PPM dan tahap kedua dengan kandungan *brine* yang bervariasi pada masing-masing sampel pengujian, yaitu NaCl 10.000 PPM, NaCl 5.000 PPM, NaCl 500 PPM, CaCl₂ 10.000 PPM, CaCl₂ 5.000 PPM, CaCl₂ 500 PPM, MgCl₂ 10.000 PPM, MgCl₂ 5.000 PPM, dan MgCl₂ 500 PPM.
2. Pengujian *spontaneous imbibition test* dilakukan pada temperatur 70°C selama selama 12 jam untuk masing-masing pengujian secara berurutan.
3. Pengujian *spontaneous imbibition test* dilakukan terhadap 2 sampel *core* Berea Sandstone yang bersifat homogen sehingga terjadi 5 kali pengulangan dengan asumsi kondisi awal setiap pengujian mendekati nilai awal pada pengujian pertama (contoh W_{dry}).
4. Menggunakan jenis sampel pengujian minyak *wax crude oil*.

5. Analisis akhir dari hasil pengujian *spontaneous imbibition* adalah berupa peningkatan *oil recovery* atau disebut juga dengan selisih OR yaitu nilai selisih antara nilai OR pada tahap ke kedua (SI_2) terhadap nilai OR pada tahap pertama (SI_1).



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. LOW SALINITY WATER INJECTION

Umumnya *water flooding* dianggap sebagai proses *secondary recovery* dengan menginjeksikan air injeksi yang dirancang untuk mencegah terjadinya kerusakan formasi, menjaga atau meningkatkan tekanan reservoir, dan mendorong minyak ke sumur produksi (Cunha dkk., 2013; Navrátil, 2012). EOR didefinisikan sebagai peningkatan perolehan minyak oleh injeksi bahan-bahan yang normalnya tidak ada di reservoir yang mampu mempengaruhi kondisi di reservoir seperti *interfacial tension (IFT)*, *wettability*, viskositas fluida, dan sebagainya. Oleh karena itu, *low salinity water injection* termasuk pada proses EOR, dimana fluida yang diinjeksikan memiliki komposisi yang berbeda dari pada *brine* yang ada di reservoir (Navratil, 2012).

Merubah komposisi dari fluida injeksi dari *waterflooding* mungkin secara tradisional dipertimbangkan sebagai metode *secondary recovery*, tetapi juga sebagai metode *tertiary recovery*. Meningkatnya perolehan minyak dengan LSW telah ditunjukkan untuk kedua proses secara *secondary* dan *tertiary recovery*. Namun, pada pengujian dari pengaruh *low saline* selayaknya diuji pada kondisi *tertiary recovery* (Austad dkk., 2010; Navrátil, 2012).

Low salinity water injection atau disebut juga dengan *low salinity waterflooding (LSW)* adalah teknologi IOR/EOR yang meningkatkan *microscopic sweep efficiency* dari *waterflood* dengan menurunkan dan mengoptimalkan salinitas air injeksi sehingga terjadi perubahan *wettability* dari batuan reservoir ke arah *water-wet* dan meningkatkan perolehan minyak (Parker dkk., 2013). Salinitas air injeksi diukur berdasarkan *total dissolved solids (TDS)* dari massa ion dan molekul yang terlarut didalam media cairan, serta memiliki satuan unit dalam PPM (*part per million*), wt. %, atau meq/mL (James J. Sheng, 2011).

Contoh komposisi dari *brine* air injeksi yang telah digunakan dalam pengujian sebelumnya oleh Nasralla dan Nasr-el-din (2014) untuk *high saline (formation brine dan seawater)* dan *low saline* untuk meneliti peningkatan perolehan minyak oleh LSW ditampilkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Komposisi kimia dari *brine* pada pengujian LSW oleh Nasralla dan Nasr-el-din (2014)

Ion	Formation Brine (mg/L)	Seawater (mg/L)	10% Aquifer water (mg/L)	2% Aquifer water (mg/L)	mg/L NaCl	mg/L CaCl ₂
Na ⁺	54.400	16.877	150,4	30,1	1.967	0
Ca ²⁺	10.600	664	39,2	7,8	0	1.805
Mg ²⁺	1610	2279	6,6	1,3	0	0
Sr ²⁺	0	0	0,5	0,1	0	0
Cl ⁻	170.000	31.107	257,7	51,5	3.033	3.195
HCO ₃ ⁻	176	193	19,2	3,8	0	0
SO ₄ ²⁻	370	3560	70	14	0	0
TDS, mg/L	174.156	54.680	544	109	5.000	5.000

2.2. SPONTANEOUS IMBIBITION TEST

Spontaneous imbibition (SI) adalah proses pendesakan fluida yang tidak membasahi (*non wetting fluid*) yang digantikan oleh fluida yang membasahi (*wetting fluid*) dalam media berpori dengan memanfaatkan tekanan kapiler (*capillary force*). Perolehan minyak dengan metode SI bergantung pada interaksi fluida minyak, air, dan batuan. Ketiga interaksi ini terjadi dengan mempertimbangkan sifat-sifat kimia dan fisika dari ketiga elemen tersebut. Oleh karena itu, SI memiliki peran penting dalam proses *oil recovery* (Kerunwa dkk., 2016).

2.3. STATE OF THE ART

Menurut Sheng (2014) perkembangan awal dari *low salinity waterflooding* dikemukakan oleh Morrow dan rekan kerjanya pada tahun 1995 ketika mempelajari pengaruh *wettability* pada perolehan dengan *waterflooding* bahwa perubahan komposisi dari injeksi *brine* dapat mempengaruhi hasil perolehan minyak. Setelah itu, Yildiz dan Morrow pada tahun 1996 menetapkan bahwa komposisi *brine* dapat mempengaruhi *oil recovery* dari *waterflooding* namun perlu dipelajari lebih lanjut karena perolehan minyak dipengaruhi oleh kondisi spesifik dari sistem *crude oil/brine/rock*. Berkaitan dengan itu, Tang dan Morrow pada tahun 1997 dan 1999 melakukan penelitian yang menunjukkan bahwa

pengaruh salinitas *brine* dapat meningkatkan perolehan minyak pada tahap *secondary* maupun *tertiary recovery*. Kemudian, penelitian mengenai *low salinity* ini banyak diikuti oleh peneliti dari beberapa perusahaan migas seperti British Petroleum (BP), TOTAL, Shell, Statoil, dan beberapa universitas sehingga jumlah karya tulis paper mengenai topik ini terus meningkat (Sheng, 2014).

Menurut Austad dkk., (2010) terdapat beberapa kondisi parameter yang perlu diperhatikan dalam mengamati pengaruh dari *low salinity waterflooding* yang berhubungan dengan penelitian-penelitian sebelumnya, yaitu:

- Batuan sandstone sebagai media batuan berpori harus mengandung sejumlah *clay* yang berfungsi sebagai tempat terjadinya pertukaran kation pada LSW.
- *Crude oil* harus mengandung komponen polar asam atau basa yang kebanyakan menyerap pada permukaan mineral batuan.
- Terdapat air formasi awal didalam batuan terutama mengandung kation divalen seperti Ca^{2+} dan Mg^{2+} .
- Salinitas fluida injeksi biasanya antara 1.000-2.000 PPM, tapi pengaruhnya juga diamati pada salinitas 5.000 PPM, serta sensitif terhadap variasi komposisi ion (Ca^{2+} vs. Na^+).
- Ketika fluida dengan salinitas rendah diinjeksikan biasanya terjadi peningkatan nilai pH 1-3 pada air yang dihasilkan, namun hal ini belum dapat diverifikasi bahwa apakah perubahan nilai pH diperlukan pada pengaruh LSW, serta pada beberapa kasus teramati produk pada hasil akhir berupa *finer* atau butiran halus.
- Biasanya terjadi peningkatan tekanan dan penurunan permeabilitas *core* ketika injeksi dengan *low salinity fluid* yang mungkin berhubungan dengan perpindahan *finer* tetapi hal ini masih kurang meyakinkan karena kurangnya bukti eksperimental.
- Pengamatan dari *low salinity effects* dapat dilakukan pada temperatur tertentu, bahkan jika pada temperatur dibawah 100°C .

Menurut Shehata (2017b) dan Sheng (2014) bahwa terdapat beberapa mekanisme yang diusulkan (*proposed mechanism*) dalam proses LSW, yaitu *double layer expansion*, *wettability alteration toward water-wet*, *pH increase*,

multicomponent ion exchange, dan *finest migration*. Penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Hidayat dkk. (2018) terhadap batuan karbonat menunjukkan bahwa adanya kesamaan proses yang terjadi terhadap LSW pada batuan sandstone, yaitu terjadinya peningkatan nilai pH sebesar 0,5 hingga 1 pada fluida *brine* injeksi akibat dari mekanisme MIE yang mengakibatkan terjadinya *wettability alteration*.

Beberapa kesimpulan yang diperoleh dari penelitian terdahulu dalam 10 tahun terakhir terhadap mekanisme yang diusulkan tersebut dari proses LSW dapat dilihat pada tabel 2.2.

Tabel 2.2 Kesimpulan dari penelitian terdahulu terhadap *proposed mechanism* dari LSW

No.	Peneliti	Tahun	<i>Proposed Mechanism</i>	Kesimpulan (oleh peneliti)
1.	Alotaibi dkk.	2011	<i>Double Layer Expansion</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Brine</i> dengan salinitas tinggi mengurangi ketebalan DLE (No.1), sebaliknya <i>brine</i> dengan salinitas rendah meningkatkan ketebalan DLE (No.3,4,5,6,7)
2.	Fjelde dkk.	2012		
3.	Nasralla dkk.	2013	<i>Wettability Alteration</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Wettability</i> menuju <i>water-wet</i> disebabkan oleh pengaruh <i>low salinity water</i> (No.3,5,7,9,10), bertambahnya temperatur (No. 6), adanya <i>clay</i> (No.1) • <i>Wettability</i> menuju <i>less water-wet</i> karena <i>low salinity water</i> (No.2)
4.	Hamouda dkk.	2014		
5.	Xie dkk.	2015	<i>pH Increase</i>	<ul style="list-style-type: none"> • pH meningkat ketika salinitas <i>brine</i> imbibisi dikurangi (No.1,2,4,5,6,7,8,9,10) • Beberapa pengujian tidak terjadi peningkatan pH dan <i>oil recovery</i> tidak dipengaruhi oleh peningkatan pH (No. 6)
6.	Shehata & Nasr-El-Din	2017		
7.	Farzaneh dkk.	2017	<i>Multicomponent Ion Exchange</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Sebagian konsentrasi dari kation Ca^{2+} dari imbibisi tertahan di batuan (No.2) • Terjadi <i>mineral dissolution</i> dari K^+ oleh Na^+ (No. 4) dan Ca^{2+}
8.	Sohrabi dkk.	2017		

				<p>oleh H⁺ (No.10)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Adanya peningkatan <i>oil recovery</i> ketika konsentrasi <i>divalent cations</i> imbibisi diturunkan (No.5) dan ketika <i>connate water</i> hanya mengandung Ca²⁺ dan Mg²⁺ (No.6) • <i>Ion exchange</i> terjadi pada permukaan pasir disamping adanya <i>clay</i> (No. 9) • Mekanisme MIE mungkin tidak relevan karena terjadi peningkatan <i>oil recovery</i> bahkan untuk kandungan <i>clay</i> hanya 1% (No.7)
9.	Al-Saedi dkk.	2019	Fines Migration	<ul style="list-style-type: none"> • Ada <i>fines</i> yang teramati pada pembuangan akhir (No.3,4) • Tidak ada <i>fines</i> di pembuangan akhir (No.2,6)
10.	Al-Saedi & Flori	2019		

2.3.1. Double Layer Expansion

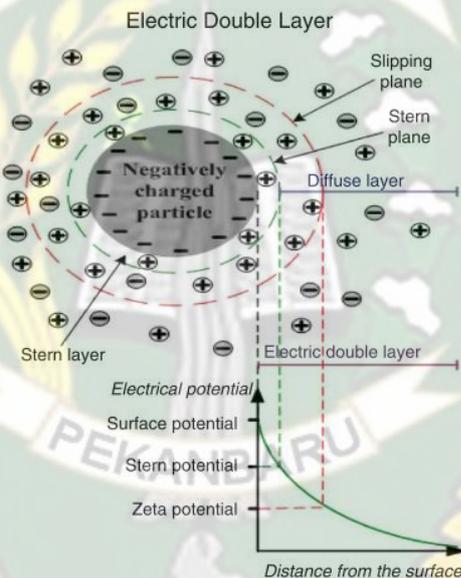
Double layer expansion didalam mekanisme LSW pertama kali diperkenalkan oleh Ligthelm dkk. (2009) didalam jurnalnya yang berjudul “*Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition*”. Menurut Ligthelm dkk. (2009) bahwa meningkatnya *water-wet* dari batuan sehingga meningkatkan *oil recovery* dihasilkan oleh penurunan *ionic strength* dengan mekanisme utama yang berperan adalah akibat perluasan *electrical double layer*.

Double layer expansion merupakan perpanjangan atau perluasan dari *electric double layer*, yaitu perluasan dari lapisan muatan ion yang terikat di permukaan partikel bermuatan listrik oleh medan listrik ketika bertemu dengan air dan difusi lapisan muatan ion didalam larutan (Nasralla dan Nasr-el-din, 2014).

Didalam LSW, jumlah kation dapat menyaring (*screen off*) muatan negatif dari minyak dan *clay*. Penurunan salinitas dapat meningkatkan ketebalan DLE sehingga membantu pelepasan minyak, sedangkan pada salinitas tinggi dapat menyaring muatan negatif dari permukaan minyak dan air sehingga *wettability*

atau sifat kebasahan batuan menjadi kurang *water-wet* karena komponen polar minyak menyerap pada *clay*. Ketebalan DLE dapat ditingkatkan dengan menurunkan salinitas (*ionic strength*) dari kation, tetapi jika terdapat ion Mg^{2+} dan Ca^{2+} didalam sistemnya maka dapat menjadi perantara antara minyak dan *clay* (Navratil, 2012).

Sebaliknya, menurut Austad dkk., (2010) bahwa tidak sangat diperlukan untuk divalen kation bertindak sebagai penyaring atau jembatan antara minyak dengan permukaan *clay* karena minyak terdiri dari komponen polar organik asam dan basa yang mampu menyerap langsung pada mineral *clay*. Gambar 2.1 menampilkan skematik dari *electric double layer*.



Gambar 2.1 Skematik dari EDL (Nasralla dan Nasr-el-din, 2014)

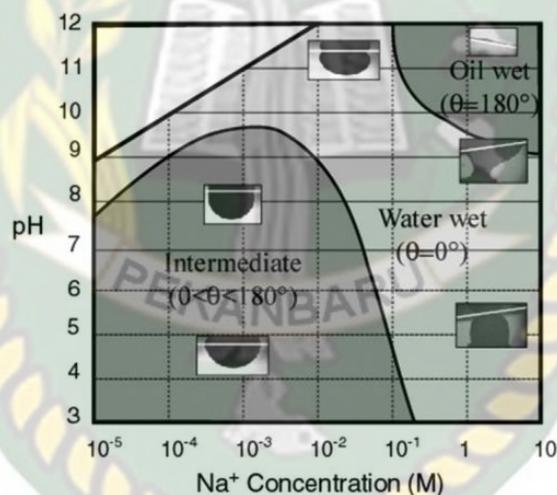
2.3.2. Wettability Alteration Toward Water-wet

Wettability alteration atau perubahan *wettability* menuju *water-wet* pada proses LSW pertama kali dikemukakan oleh Jadhunandan dan Morrow (1995) didalam karangannya yang berjudul “*Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil / Brine / Rock Systems*”. Menurut Jadhunandan dan Morrow (1995) bahwa peningkatan perolehan minyak dengan *waterflooding* dapat ditingkatkan dengan mengubah *wettability* dari *strongly water-wet* menuju maksimum pada saat mendekati ke *neutral wettability*.

Kemudian, menurut Alotaibi dkk. (2011) terjadinya perubahan nilai *wettability* menuju *water-wet* pada batuan Berea Sandstone ketika diuji dengan

low salinity water dikarenakan peranan penting mineral *clay* (kaolinite, illite/mica, etc) dari batuan sandstone ketika berinteraksi dengan *low salinity water* sehingga meningkatkan nilai DLE. *Low salinity water* membentuk lapisan *brine* menjadi lebih stabil yang menyebabkan *core* menjadi *mixed-wet* dan kondisi ini lebih menunjukkan sisa saturasi minyak yang lebih sedikit dibandingkan dengan *strongly water-wet* dan *oil-wet cores* (Sheng, 2014).

Menurut Drummond dan Israelachvili (2002) bahwa *wettability* berubah dari *oil-wet* menuju *water-wet* pada $\text{pH} > 9$ dan dari *water-wet* menuju *intermediate-wet* pada $\text{pH} < 9$ sehingga dapat diketahui bahwa perubahan *wettability* dapat terjadi pada semua pH range. Pada LSW, kebanyakan nilai pH berada dibawah 9 yang memungkinkan berubahnya *wettability* dari *water-wet* menuju *intermediate-wet* atau *mixed-wet*. Gambar 2.2 menunjukkan diagram dari hubungan antara pH , salinitas, dan *wettability*.



Gambar 2.2 Diagram yang menunjukkan hubungan antara pH , salinitas, dan *wettability* (Drummond & Israelachvili, 2002)

2.3.3. pH Increase

Terjadinya peningkatan nilai pH pada hasil akhir pengujian dilaboratorium pada proses LSW pertama kali dikemukakan oleh Tang dan Morrow (1999) didalam karya penelitiannya yang berjudul “*Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery*”. Menurut Tang dan Morrow (1999) bahwa pada saat pengujian dengan salinitas rendah diamati adanya peningkatan nilai pH pada akhir pembuangan dengan batas maksimum yang diperoleh yaitu 9, serta diikuti dengan produksi partikel *fines* dan

peningkatan perolehan minyak pada *water cut* yang tinggi. Kemudian, peningkatan pH tersebut dianggap sebagai akibat adanya kombinasi pertukaran ion (*ion exchange*) dan pelarutan dari mineral karbonat.

Menurut Lager dkk., (2006) bahwa pelarutan karbonat (seperti kalsit dan dolomit) menghasilkan peningkatan ion OH^- dan pertukaran ion (kation) terjadi antara mineral *clay* dan air yang ada. Reaksi pelarutan tergantung pada jumlah karbonat yang ada di batuan. Persamaan reaksi yang terjadi sebagai berikut:

- a. Persamaan reaksi pelarutan komposisi karbonat



- b. Persamaan reaksi dari pertukaran kation



Permukaan mineral akan tukar-menukar H^+ yang ada didalam larutan dengan kation yang telah diserap. Hal ini mengakibatkan menurunnya konsentrasi H^+ yang ada didalam larutan sehingga pH meningkat. Jika pH diatas 9 maka sama dengan air alkali (*alkaline waterflood*) sehingga pada mekanisme ini air alkali akan menggantikan minyak yang lebih asam, termasuk akan penurunan tegangan antarmuka minyak dan air, perubahan *wettability* dari butiran matrik, pembentukan titik air (*water drop*) didalam fasa minyak, dan drainase minyak dari volume antara titik air alkali untuk menghasilkan emulsi yang mengandung sedikit minyak (Lager dkk., 2006).

Namun, menurut Lager dkk., (2006) menyimpulkan dari hasil penelitian bahwa tidak ada hubungan langsung antara pH yang diamati di pembuangan dengan peningkatan perolehan minyak, nilai pH ini lebih kepada akibat dari pada penyebab terjadinya peningkatan perolehan minyak. Bahkan pada beberapa pengujian menunjukkan tidak adanya perubahan pH yang signifikan sehingga hal ini dalam mekanisme LSW lebih memungkinkan terjadi karena pengaruh dari pertukaran ion dari pada pengaruh pH (Shehata & Nasr-El-din, 2017).

2.3.4. Multicomponent Ion Exchange

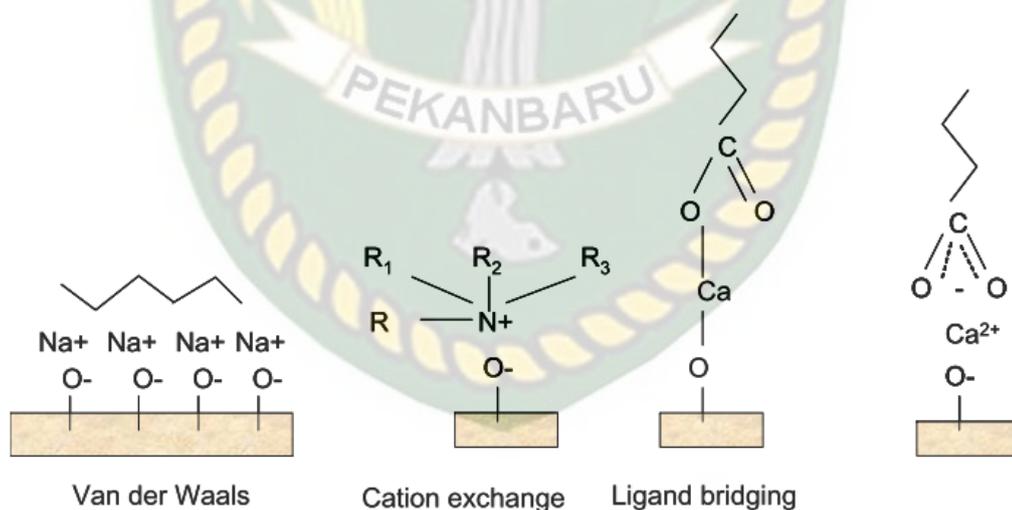
Multicomponent ion exchange (MIE) yang terjadi selama *waterflood* pertama kali dikemukakan oleh Lager dkk., (2006) bahwa adanya pertukaran ion yang melibatkan semua kompetisi ion-ion dalam air untuk bertukar dengan

permukaan matrik mineral batuan. Menurut Lager dkk., (2006) minyak dengan kandungan *polar components* didalamnya (asam atau basa) dapat menyerap di permukaan *clay* dengan 2 cara, yaitu:

- dengan membentuk *organo-metal complex* dimana komponen polar minyak menyerap di permukaan *clay* karena berikatan dengan *multivalent cations*,
- dengan menyerap langsung oleh komponen polar minyak menggantikan kation yang labil di permukaan *clay*.

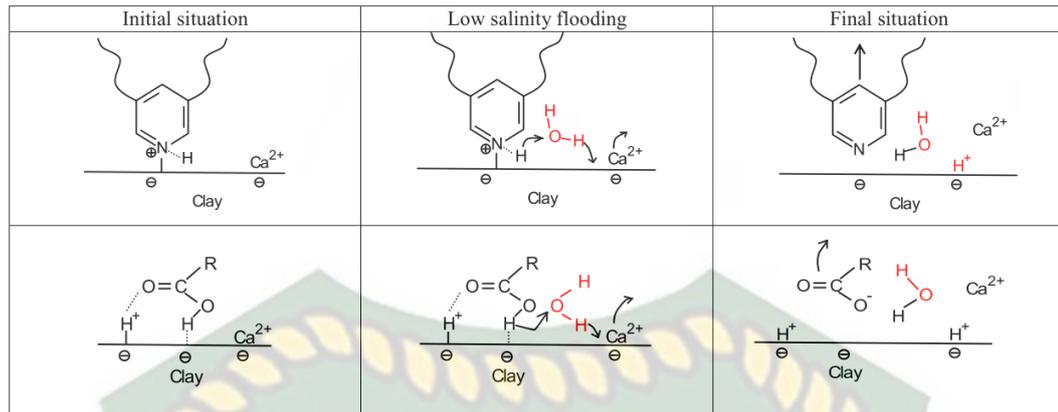
Selain terjadi pada permukaan *clay*, pertukaran ion diindikasikan juga terjadi pada permukaan *quartz* (Al-Saedi dkk., 2019).

Pada saat proses LSW terjadi, kandungan mineral *brine* (Na^+ , Mg^{2+} , atau Ca^{2+}) akan bertukar dengan *cationic organic complexes* lainnya atau dasar untuk memperoleh kesetimbangan ion menghasilkan permukaan *clay* yang lebih *water-wet* sehingga melepaskan komponen polar dan meningkatkan perolehan minyak (Navratil, 2012). Gambar 2.3 menampilkan beberapa contoh daya tarik antara permukaan *clay* dengan *crude oil*.



Gambar 2.3 Daya tarik antara permukaan *clay* dengan *crude oil* (Lager dkk., 2006)

Menurut Austad dkk., (2010) komponen polar minyak (asam dan basa) juga dapat menyerap langsung di permukaan *clay* tanpa dijumpai oleh kation. Gambar 2.4 menampilkan skema pelepasan komponen polar minyak asam dan basa yang terjadi pada proses LSW.



Gambar 2.4 Skema pelepasan material basa (atas) dan pelepasan material asam (bawah) dari permukaan *clay* (Austad dkk., 2010).

Kekuatan atau afinitas kation yang umum diyakini adalah:



Pada konsentrasi yang sama, Ca^{2+} akan menggantikan Na^+ dan sebaliknya. Besarnya selektivitas variasi kation terhadap permukaan *clay* yang berbeda juga bervariasi. Perlu diperhatikan bahwa ion H^+ mempunyai daya tarik yang kuat terhadap permukaan *clay* tapi konsentrasi H^+ biasanya lebih sedikit daripada konsentrasi kation yang ada didalam air formasi pada pH= 4-5 (Austad dkk., 2010). Menurut Austad dkk., (2010) adanya perbedaan dari karakteristik selektivitas dari berbagai jenis kation terhadap berbagai jenis mineral *clay*, dimana untuk kaolinite memiliki selektivitas kuat terhadap Ca^{2+} daripada Na^+ , sedangkan untuk montmorillonite dan illite/mica selektivitas Ca^{2+} hanya lebih sedikit daripada Na^+ .

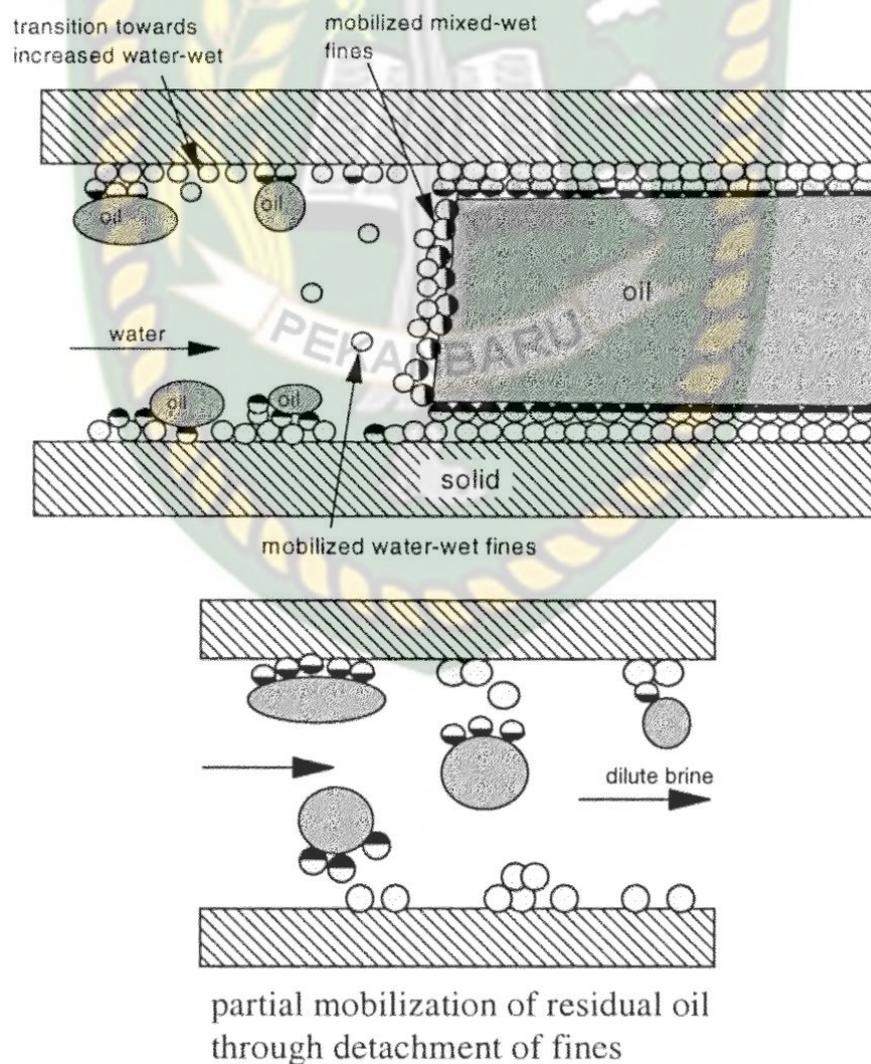
2.3.5. Fines Migration

Fines migration atau migrasi halus terjadi pada proses LSW terhadap batuan sandstone dengan ditandai ikut terproduksinya mineral *clay* pada hasil *flood* pertama kali diamati oleh Tang dan Morrow (1999). Hal ini terjadi berdasarkan pada dua kemungkinan, yaitu pertama karena minyak tetap dalam bentuk tetesan yang melekat pada partikel *fines* selama pendesakan pada dinding pori sebagai fraksi minyak yang terperangkap, dan kedua karena *mixed-wet* partikel *clay* lepas dari dinding pori dengan aliran minyak dan cenderung menempati permukaan minyak dan air (Tang dan Morrow, 1999).

Gaya yang mempengaruhi pelepasan *mixed-wet fines* dari dinding pori

bergantung pada kesetimbangan gaya mekanik dan koloid. Gaya mekanik adalah gaya kapiler dari adhesi minyak terhadap *finer*, dan gaya *viscous* yang mengakibatkan pelepasan. Sedangkan gaya koloid antara partikel *fine* tergantung pada kesetimbangan dari gaya tarik Van Der Waals dan gaya tolak elektrostatis (*double layer expansion*) (Tang dan Morrow, 1999).

Ketika partikel *clay* bertemu air dengan salinitas rendah, maka partikel *clay* akan lepas dari permukaan pori dan mengakibatkan terjadinya penurunan permeabilitas dan *formation damage* sebagai akibat dari penyumbatan rongga pori oleh mobilisasi *finer* sehingga aliran tersebut dialihkan pada *non-swept pores*. Hal ini dapat meningkatkan *microscopic sweep efficiency* dan total perolehan minyak (Navratil, 2012). Gambar 2.5 menampilkan skema dari mekanisme terjadinya *finer migration*.



Gambar 2.5 Skema pelepasan partikel clay dan minyak pada kondisi *mixed-wet* (atas), dan pelepasan *finest* dari dinding pori dan minyak yang terperangkap (bawah) (Tang dan Morrow, 1999).

Disamping itu, beberapa penelitian lainnya menunjukkan terjadinya peningkatan perolehan minyak namun tidak disertai dengan *finest migration*. Lager dkk., (2006) menjelaskan bahwa tidak mendapati adanya *finest migration* di beberapa pengujian pada kondisi tertentu maupun kondisi reservoir meskipun terjadi peningkatan perolehan minyak dan penurunan nilai permeabilitas relatif.



BAB III

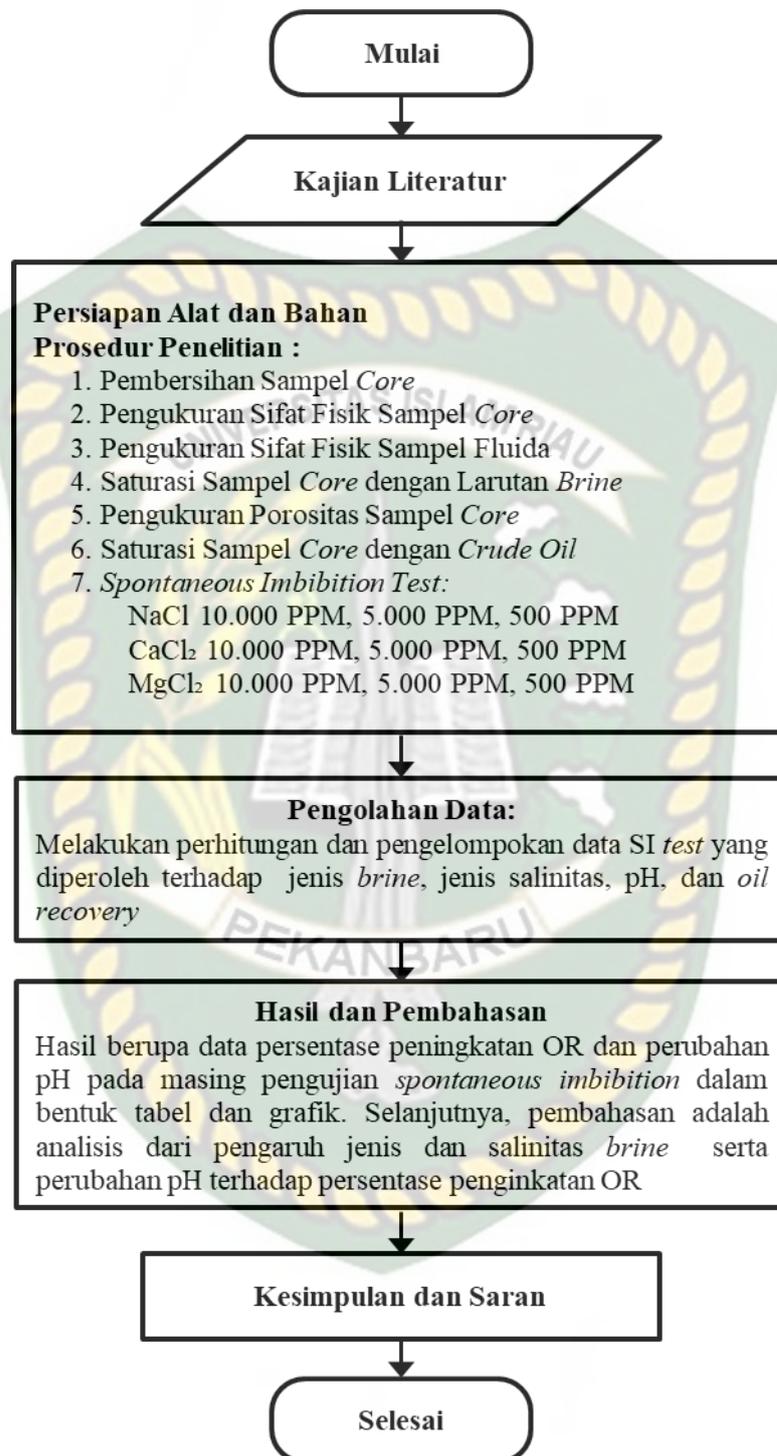
METODOLOGI PENELITIAN

3.1. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan adalah berupa *experiment research*, yaitu modifikasi dari penelitian sebelumnya yang telah dilakukan oleh Shehata dan El-din (2017b) dalam mempelajari pengaruh LSW terhadap sandstone *reservoirs*. Adapun metode *experiment research* yang digunakan dari analisis efek kandungan brine Ca^{2+} dan Mg^{2+} terhadap mekanisme low salinity water injection pada batuan sandstone adalah dengan menggunakan metode *spontaneous imbibition test*. Tujuan dari menggunakan metode pengujian *spontaneous imbibition* ini dilakukan untuk melihat hasil peningkatan perolehan minyak (*oil recovery*) dari reaksi yang terjadi antara minyak, air garam (*brine*), dan mineral batuan *core* selama periode waktu tertentu, dan pengujian hanya dipengaruhi oleh faktor eksternal temperatur, sedangkan untuk volume selama pengujian adalah konstan, dan tekanan yang berlaku adalah tekanan kapiler. Oleh karena itu, metode *spontaneous imbibition test* ini dapat diusulkan dalam mengetahui hasil atau efek dari reaksi yang terjadi terhadap topik penelitian yang diangkat.

Alur penelitian dari mulai penelitian hingga selesai ditampilkan berupa *flowchart* yang terdapat pada gambar 3.1.

3.2. DIAGRAM ALIR PENELITIAN



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian.

3.3. PERSIAPAN ALAT DAN BAHAN

Peralatan dan bahan perlu dipersiapkan sebelum melakukan penelitian supaya proses penelitian dapat berjalan dengan lancar dan terkendali. Peralatan

dan bahan yang digunakan berasal dari peralatan dan bahan yang sudah tersedia pada Laboratorium Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

3.3.1. Alat

1. Jangka Sorong
2. Timbangan Digital
3. Gelas Ukur
4. Gelas Kimia
5. Oven
6. Picnometer 25 ml
7. Labu Volumetrik 100 ml
8. *Redwood Viscosimeter*
9. *Water Bath*
10. Rangkaian *Solvent Extractor*
11. *Oven-Vacuum*
12. *BS&W Machine*
13. *Core Holder*
14. Rangkaian *Amot Cell*
15. pH meter
16. Pipet tetes
17. Gelas *erlenmeyer*

Untuk melihat gambar dan keterangan alat penelitian yang digunakan dapat dilihat pada **LAMPIRAN I**.

3.3.2. Bahan

1. 2 Sampel *Core* Berea Sandstone A dan B
2. *Aquades*
3. Garam NaCl, CaCl₂, dan MgCl₂
4. *Crude Oil* (dari lapangan Beruk BOB PT. BSP-Pertamina Hulu)
5. *Toluene*

Data fisik dari kedua sampel *core* Berea Sandstone yang diperoleh selama pengujian di laboratoium dapat dilihat pada tabel 3.1 dan untuk data fisik dari kedua sampel fluida *brine* dan *crude oil* yang digunakan dapat dilihat pada tabel

3.2.

Tabel 3.1 Data fisik sampel *core* Berea Sandstone

Data	Sampel Core		Satuan
	A	B	
diameter	2,42	2,425	cm
tinggi	4,5	4,215	cm
V_b	20,69	19,46	cc
W_{dry}	43,81	41,34	g
W_{sat}	47,74	44,73	g
V_p	3,92	3,39	cc
ϕ	18,97	17,40	%

Nilai permeabilitas dari sampel *core* Berea Sandstone dalam pengujian ini adalah antara 80-120 mD KCl dan 200-230 mD N_2 berdasarkan pada informasi yang tersedia di halaman web Kocurek Industries.

Tabel 3.2 Data fisik sampel *brine* dan *crude oil*

Sampel Fluida	Densitas	Viskositas
<i>Brine</i> NaCl 10.000 PPM	1	-
<i>Crude Oil</i> pada 70°C	0,81	0,05
Satuan	g/cc	cp

Perlu diketahui bahwa sampel *crude oil* yang digunakan adalah jenis *wax crude oil* dengan sifat mudah membeku pada temperatur ruang. Kemudian dari densitas tersebut dapat ditentukan nilai API dari *crude oil* yang digunakan, yaitu diperoleh nilai API sebesar 44. Nilai API *crude oil* tersebut dapat juga digolongkan pada jenis *light crude oil*.

Untuk mengetahui rincian perhitungan yang digunakan dalam memperoleh data fisik sampel *core*, *brine*, dan *crude oil* dapat dilihat pada **LAMPIRAN III**.

3.4. PROSEDUR PENGUJIAN

Dasar prosedur pengujian merujuk pada beberapa referensi dari penelitian sebelumnya. Rincian dari beberapa referensi untuk masing-masing subbab berikut dijelaskan pada **LAMPIRAN II**.

3.4.1. Pembersihan Sampel *Core*

1. Kedua sampel *core* dibersihkan dengan cara direndamkan dalam cairan *toluene* pada selama 9 jam (Tang & Morrow, 1999).
2. Kemudian dipanaskan dengan menggunakan rangkaian alat *solvent extractor* pada temperatur 70°C selama 3 jam untuk membantu efektivitas pembersihan sampel batuan *core*.
3. Setelah dingin, kedua sampel *core* dikeluarkan dan dimasukkan kedalam oven untuk dikeringkan pada temperatur 100°C selama 3 jam.

3.4.2. Pengukuran Sifat Fisik Sampel *Core*

1. Mengukur panjang dari diameter dan tinggi kedua sampel *core* dengan menggunakan jangka sorong untuk menentukan nilai dari volume total atau *bulk volume* (V_b) dalam cm^3 atau ml. Menghitung *bulk volume* dengan persamaan (3.1) berikut (Ezekwe, 2011):

$$V_b = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times t \dots\dots\dots(3.1)$$

2. Menimbang kedua sampel *core* dengan menggunakan timbangan digital untuk menentukan nilai dari berat kering atau *dry weight* (W_{dry}) dalam gram (g).

3.4.3. Pengukuran Sifat Fisik Sampel Fluida

a. Brine.

Larutan brine yang digunakan dengan kandungan TDS NaCl 10.000 PPM. Pembuatan larutan brine NaCl 10.000 PPM dapat ditentukan dengan hubungan persamaan (3.2) berikut (James J. Sheng, 2011):

$$1 \text{ PPM} = \frac{1 \text{ mg TDS}}{1 \text{ L pelarut}} \dots\dots\dots(3.2)$$

sehingga untuk 250 ml larutan *brine* diperlukan 2.500 mg atau 2,5 gram NaCl dan 250 ml aquades, serta dicampurkan dan diaduk dengan merata didalam gelas *erlenmeyer*.

Prosedur pengukuran densitas larutan *brine* sebagai berikut:

1. Timbang berat gelas picnometer 25 ml dalam keadaan kosong sebagai berat kosong ($W_{\text{brine } 0}$) dalam gram.
2. Kemudian memasukkan 25 ml larutan *brine* kedalam gelas picnometer 25 ml.
3. Timbang berat gelas picnometer yang berisi larutan *brine*

sebagai berat isi ($W_{brine\ 1}$) dalam gram.

- Menghitung densitas larutan *brine* dengan persamaan (3.3) berikut (Liptak, 2003):

$$\rho_{brine} = \frac{massa}{volume} = \frac{(W_{brine\ 1} - W_{brine\ 0})}{25}, \frac{gr}{ml} \dots\dots\dots(3.3)$$

b. Crude Oil

Prosedur pengukuran densitas *crude oil* sebagai berikut:

- Timbang berat labu volumetrik 100 ml dalam keadaan kosong sebagai berat kosong ($W_{oil\ 0}$) dalam gram.
- Kemudian memasukkan 100 ml *crude oil* kedalam labu volumetrik 100 ml.
- Timbang berat labu volumetrik yang berisi *crude oil* sebagai berat isi ($W_{oil\ 1}$) dalam gram.
- Menghitung densitas *crude oil* dengan persamaan (3.4) berikut (Liptak, 2003):

$$\rho_{oil} = \frac{massa}{volume} = \frac{(W_{oil\ 1} - W_{oil\ 0})}{100}, \frac{gr}{ml} \dots\dots\dots(3.4)$$

Persamaan (3.5) digunakan untuk menentukan nilai *specific gravity* dan persamaan (3.6) digunakan untuk menentukan nilai derajat API *gravity crude oil*, masing-masing sebagai berikut (Liptak, 2003):

$$SG = \frac{\rho_{oil}}{\rho_{water}} \dots\dots\dots(3.5)$$

$$API = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \dots\dots\dots(3.6)$$

Prosedur pengukuran viskositas *crude oil* sebagai berikut:

- Mengisi air secukupnya pada *water bath* yang terdapat di alat Redwood viscosimeter sebagai media hantar panas.
- Hidupkan alat dan atur temperatur *water bath* sebesar 70°C.
- Masukkan *crude oil* kurang lebih sebanyak 50 ml kedalam Redwood viscosimeter *chamber*.
- Tunggu hingga temperatur *crude oil* mencapai 70°C.
- Letakkan gelas ukur 100 ml tepat dibawah *outlet chamber* Redwood viscosimeter.
- Pengukuran dilakukan dengan membuka penutup *outlet* dan mencatat waktu sebagai t (sekon) dengan menggunakan

stopwatch ketika *crude oil* mulai menetes didalam gelas ukur hingga mencapai batas 50 ml.

7. Menghitung viskositas kinematik *crude oil* dengan persamaan (3.7) dan (3.8) berikut (Liptak, 2003):

$$\mu_k = 0,00260 \times t - \frac{1,79}{t}, \text{centistoke } (t < 100 \text{ s}) \dots\dots\dots(3.7)$$

$$\mu_k = 0,00247 \times t - \frac{1,50}{t}, \text{centistoke } (t > 100 \text{ s}) \dots\dots\dots(3.8)$$

8. Menghitung viskositas dinamik *crude oil* dengan persamaan (3.9) berikut (Liptak, 2003):

$$\mu_d = \mu_k \times \rho_{oil}, \text{centipoise } \dots\dots\dots(3.9)$$

3.4.4. Saturasi Sampel *Core* dengan Larutan *Brine*

Setelah sampel *core* dibersihkan, maka dilakukan saturasi sampel *core* dengan larutan *brine* dilakukan dengan tujuan mengkondisikan sampel batuan pada kondisi semula, yaitu sesuai pada kondisi reservoir yang awalnya diisi oleh air formasi, kemudian didesak oleh minyak pada proses *drainage* sehingga masih terdapat sisa *water connate* di batuan reservoir yang tidak dapat didesak oleh minyak.

Prosedur saturasi sampel *core* dengan larutan *brine* sebagai berikut:

1. Membuat larutan *brine* NaCl 10.000 PPM sebanyak 250 ml dalam gelas kimia sebagai *water connate* pada kondisi reservoir.
2. Memasukkan kedua sampel *core* kedalam larutan *brine* tersebut.
3. Selanjutnya dimasukan kedalam *Oven-Vacuum* pada tekanan –11psi dan temperature ruangan untuk meningkatkan penyerapan larutan *brine* pada sampel *core* selama 3 jam (Ayoub dkk., 2015).
4. Setelah itu kedua sampel *core* dikeluarkan dan ditimbang sebagai berat saturasi (W_{sat}).
5. Kemudian kedua sampel *core* dimasukan kedalam *core holder* dan ditempatkan didalam *BS&W machine*, serta diputar pada kecepatan 1.200 rpm selama 10 menit.
6. Setelah itu, kedua sampel *core* dikeluarkan dari *BS&W machine* dan dari *core holder*.

7. Volume filtrat dari *brine* yang dikeluarkan oleh sampel *core* ditampung pada *core holder* selama proses perputaran oleh *BS&W machine*.
8. Volume filtrat diambil dengan menggunakan pipet tetes dan diukur jumlahnya pada gelas ukur.
9. Volume filtrat yang diperoleh diasumsikan sebagai volume pori yang mampu diisi 100% oleh minyak, sebagai *initial oil volume* (V_{oi}) dalam ml.

3.4.5. Pengukuran Porositas Sampel *Core*

1. Menentukan volume pori sampel *core* sebagai volume pori yang mampu diisi oleh larutan *brine* dengan menggunakan persamaan (3.10) berikut (Ezekwe, 2011):

$$V_p = \frac{W_{sat} - W_{dry}}{\rho_{brine}}, ml \dots\dots\dots (3.10)$$

2. Porositas sampel *core* dapat diperoleh dengan persamaan (3.11) berikut (Ezekwe, 2011):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100 \% \dots\dots\dots (3.11)$$

3.4.6. Saturasi Sampel *Core* dengan *Crude Oil*

Tahapan selanjutnya adalah saturasi sampel *core* dengan *crude oil* atau disebut juga dengan proses *aging core* dengan tujuan mengkondisikan sampel batuan pada kondisi *drainage*, yaitu pada saat kondisi reservoir diisi oleh minyak.

Prosedur saturasi sampel *core* dengan *crude oil* sebagai berikut:

1. Kedua sampel *core* dimasukkan kedalam gelas kimia yang telah diisi oleh *crude oil* sebanyak 250 ml.
2. Kemudian sampel *core* tersebut dimasukkan kedalam *water bath* dengan temperature 70°C selama 48 jam.
3. Selanjutnya sampel *core* dimasukkan kedalam *Oven-Vacuum* pada tekanan -11psi dan temperature 70°C selama 3 jam untuk meningkatkan penyerapan *crude oil* pada rongga pori sampel *core*.
4. Setelah itu, kedua sampel *core* dikeluarkan dari gelas ukur dan setiap sisi luar sampel *core* di bersihkan secukupnya dengan tisu supaya

crude oil yang menempel pada sisi luar tersebut tidak terlalu tebal sehingga dapat mengganggu akurasi hasil pengujian pada tahapan berikutnya.

3.4.7. Spontaneous Imbibition Test

Spontaneous imbibition test dilakukan untuk melihat pengaruh dari reaksi fluida imbibisi yaitu *brine* terhadap minyak dan mineral batuan pada sampel *core* yaitu pada *core* Berea Sandstone. Tes SI ini dilakukan secara dua tahap, yaitu tahap pertama sebagai tahapan *secondary recovery* yang hanya menggunakan satu jenis *brine* yaitu NaCl 10.000 PPM selama 12 jam pada temperatur 70°C pada setiap pengujian sampel *core* dan untuk tahap kedua sebagai tahapan *tertiary recovery* dengan kandungan dan salinitas *brine* yang bervariasi selama 12 jam berikutnya pada 70°C secara berturut-turut untuk diamati perubahan yang terjadi. Variasi sampel yang digunakan pada tahap kedua dari tes SI yaitu NaCl 10.000 PPM, NaCl 5.000 PPM, NaCl 500 PPM, CaCl₂ 10.000 PPM, CaCl₂ 5.000 PPM, CaCl₂ 500 PPM, MgCl₂ 10.000 PPM, MgCl₂ 5.000 PPM, dan MgCl₂ 500 PPM. Tujuan dipilih komposisi dan salinitas *brine* dari variasi sampel tersebut berdasarkan pada rujukan parameter dari beberapa peneliti sebelumnya yaitu menurut Austad dkk., (2010) salinitas fluida injeksi biasanya antara 1.000-2.000 PPM, tapi pengaruhnya juga diamati pada salinitas 5.000 PPM, serta sensitif terhadap variasi komposisi ion (Ca²⁺ vs. Na⁺).

Prosedur *spontaneous imbibition test* adalah sebagai berikut:

1. Mengukur pH aquades yang akan digunakan.
2. Pembuatan larutan sampel *brine* NaCl dengan konsentrasi 10.000 PPM sebanyak 1.000 ml dengan menggunakan aquades pada dua buah gelas kimia 500 ml.
3. Mengukur pH larutan *brine* yang digunakan sebelum *spontaneous imbibition test* pertama.
4. Memasukkan kedua sampel *core* kedalam gelas *amott cell* dan berikut juga dengan larutan *brine* NaCl 10.000 PPM.
5. Kemudian pasang rangkaian *amott cell* dengan erat dan masukkan kedalam oven dengan temperatur 70°C selama 12 jam untuk *spontaneous imbibition test* pertama.

6. Kemudian mengeluarkan rangkaian *amott cell* dari oven dan mengamati hasil minyak yang terlepas dari sampel *core* yang telah terakumulasi pada burette dan membaca jumlah garis pembacaanya sebagai hasil SI_1 .
7. Mengukur pH larutan *brine* yang digunakan setelah *spontaneous imbibition test* pertama selesai dilakukan pada saat sebelum mengganti larutan *brine*.
8. Untuk *spontaneous imbibition test* kedua dilakukan dengan prosedur yang sama seperti sebelumnya dengan menggunakan jenis sampel mineral *brine* dan konsentrasi yang bervariasi untuk 12 jam berikutnya dan memperoleh hasil pengujian sebagai SI_2 .
9. Pengukuran pH juga dilakukan sama seperti sebelumnya.
10. Setelah selesai, semua perlengkapan dibersihkan dan diletakkan kembali pada tempatnya.

3.5. TEMPAT PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di laboratorium reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teknik pengumpulan data yaitu diperoleh dari observasi atau pengamatan secara langsung terhadap hasil pengujian yang dilakukan untuk memperoleh data primer, sedangkan data sekunder diperoleh dari kajian literatur yang terkait terhadap topik penelitian berupa teori dan hasil penelitian dari literatur yang terjamin.

3.6. JADWAL PENELITIAN

Jadwal penelitian dilaksanakan dalam waktu 7 bulan yaitu bulan Februari hingga Agustus tahun 2021. Adapun rincian jadwal beserta kegiatan penelitian yang dilaksanakan dapat dilihat pada tabel 3.3 dalam bentuk *gant chart*.

Tabel 3.3 Jadwal dan Kegiatan Penelitian

Kegiatan	Tahun 2021															
	Februari				Maret				April				Mei - Agustus			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Kajian Literatur	■	■	■	■												
Persiapan Alat dan Bahan				■												
Prosedur Penelitian				■												
Eksperimen di Laboratorium				■												
Tes Sl_2																
NaCl 10.000 PPM					■											
NaCl 5.000 PPM					■											
NaCl 500 PPM						■										
$CaCl_2$ 10.000 PPM							■									
$CaCl_2$ 5.000 PPM							■									
$CaCl_2$ 500 PPM								■								
$MgCl_2$ 10.000 PPM									■							
$MgCl_2$ 5.000 PPM									■							
$MgCl_2$ 500 PPM										■						
Pengolahan dan Analisa Data											■					
Penyusunan dan Revisi Tugas Akhir												■	■	■	■	■

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. HASIL PENELITIAN

Tabel 4.1 Hasil pengamatan dari pengujian *spontaneous imbibition* pada masing-masing jenis dan salinitas sampel *brine* terhadap peningkatan *oil recovery*

Sampel	Konsentrasi	Voil	Jumlah garis		Hasil, ml		OR, %		Selisih OR, %
			SI ₁	SI ₂	SI ₁	SI ₂	SI ₁	SI ₂	
NaCl	10.000 PPM	2,80	6	1	0,30	0,35	10,71	12,50	1,79
	5.000 PPM	0,60	1	1	0,05	0,10	8,33	16,67	8,33
	500 PPM	0,90	3	4	0,15	0,35	16,67	38,89	22,22
CaCl ₂	10.000 PPM	1,30	2	1	0,10	0,15	7,69	11,54	3,85
	5.000 PPM	2,40	7	4	0,35	0,55	14,58	22,92	8,33
	500 PPM	1,10	3	2	0,15	0,25	13,64	22,73	9,09
MgCl ₂	10.000 PPM	0,80	2	1	0,10	0,15	12,50	18,75	6,25
	5.000 PPM	1,20	2	1	0,10	0,15	8,33	12,50	4,17
	500 PPM	0,80	4	3	0,20	0,35	25,00	43,75	18,75

Tabel 4.1 menampilkan data hasil dari *spontaneous imbibition test* selama 12 jam pertama (SI₁) dengan larutan *brine* NaCl 10.000 PPM dan untuk 12 jam berikutnya (SI₂) dengan konsentrasi sampel larutan *brine* yang bervariasi. Perolehan minyak atau *oil recovery* (OR) pada tabel diatas memiliki arti yang sama dengan *recovery factor* (RF), yaitu persentase dari perbandingan minyak yang mampu diperoleh selama *spontaneous imbibition test* terhadap total volume minyak (atau OOIP) yang terdapat dalam sampel batuan *core*. *Oil recovery* dari masing-masing sampel pengujian dapat ditentukan dengan persamaan (4.1) berikut:

$$OR = \frac{\text{Total Hasil}}{\text{Voil}} \times 100\% \dots\dots\dots(4.1)$$

Selisih OR adalah adalah nilai selisih antara nilai OR pada SI₂ terhadap nilai OR pada SI₁. Nilai dari selisih OR menjadi hasil akhir pengolahan data pada pengujian *spontaneous imbibition* untuk dapat melihat peningkatan dari % OR pada masing-masing jenis dan salinitas dari sampel yang diuji secara *tertiary recovery*. Persamaan yang digunakan untuk menentukan nilai selisih OR adalah persamaan (4.2) sebagai berikut:

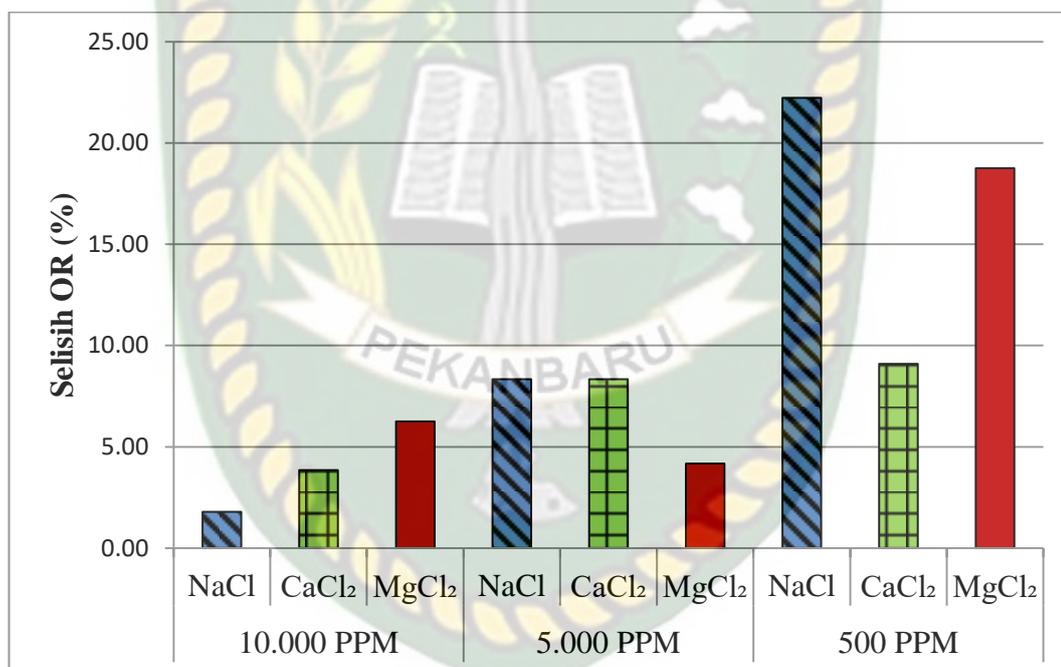
$$\text{Selisih } OR = OR_2 - OR_1 \dots\dots\dots(4.2)$$

Adapun perubahan pH yang diamati terhadap larutan *brine* sebelum dan sesudah percobaan *spontaneous imbibition test* kedua (SI₂) ditampilkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Hasil pengamatan dari perubahan nilai pH larutan *brine* pada proses pengujian *spontaneous imbibition* tahap kedua

Sampel <i>Brine</i>	Konsentrasi, PPM	Nilai pH		
		Aquades	Sebelum SI ₂	Setelah SI ₂
NaCl	10.000	6	5	6
	5.000	6	5	6
	500	6	5	6
CaCl ₂	10.000	6	9	9
	5.000	6	8	8
	500	6	5	5
MgCl ₂	10.000	6	8	8
	5.000	6	5	5
	500	6	5	5

4.2. PEMBAHASAN PENELITIAN



Gambar 4.1 Perbandingan nilai selisih OR dari SI₂ terhadap SI₁ dilihat dari jenis mineral yang berbeda.

Gambar 4.1 menampilkan perbandingan nilai dari selisih OR. Pada konsentrasi salinitas 10.000 PPM diperoleh nilai selisih OR untuk NaCl, MgCl₂ dan CaCl₂ yaitu 1,79%, 3,85%, dan 6,25%. Pada konsentrasi 5.000 PPM, nilai selisih OR yang dominan ditunjukkan oleh NaCl dan CaCl₂ yaitu 8,33%, dan MgCl₂ yaitu 4,17%. Namun, pada konsentrasi 500 PPM terjadi nilai selisih OR yang signifikan untuk NaCl yaitu 22,22% dan diikuti oleh MgCl₂ dan CaCl₂ yaitu 18,75% dan 9,09%.

Nilai dari selisih OR yang paling tinggi diperoleh adalah NaCl 500 PPM yaitu sebesar 22,22%. Jika nilai tersebut dibandingkan terhadap nilai OR tahap SI₁ yaitu 16,67% maka diperoleh persentase peningkatan OR melebihi 100% yaitu 133,3%. Hal ini memiliki arti bahwa terjadinya perolehan minyak atau OR pada pengujian tahap SI₂ dengan nilai yang lebih besar dari pada nilai OR yang diperoleh pada pengujian tahap SI₁. Meskipun menunjukkan hasil % peningkatan OR yang signifikan yaitu melebihi 100%, indikasi terjadinya hal tersebut dapat disebabkan karena pada pengujian *spontaneous imbibition* ini terdapat batasan dimana masing-masing pengujian dilakukan selama 12 jam meskipun memiliki kemungkinan besar bahwa masih adanya banyak kandungan minyak yang tersisa pada sampel *core* setelah pengujian SI₁ sehingga persentase peningkatan OR yang diperoleh dapat menunjukkan nilai yang cukup besar melebihi nilai OR pada tahap SI₁. Sedangkan pada pengujian yang dilakukan oleh beberapa peneliti sebelumnya seperti oleh Lager dkk. (2008) dan Shehata (2015) melakukan batasan yang berbeda, yaitu pengujian pada SI₁ dan SI₂ dilakukan hingga mencapai kondisi dimana nilai OR yang diperoleh sudah tidak meningkat secara signifikan atau sudah menunjukkan nilai yang konstan sehingga data yang diperolehnya lebih akurat dan tidak ada kemungkinan bahwa nilai OR dari SI₂ yang mewakili proses *tertiary recovery* lebih besar 100% terhadap nilai OR dari SI₁ (proses *secondary recovery*) seperti yang diperoleh pada konsentrasi atau salinitas 500 PPM NaCl. Hasil pengujian yang dilakukan oleh Lager dkk. (2008) tidak menunjukkan nilai dari persentase peningkatan OR mencapai atau melebihi angka 100%, yaitu hanya sebesar 5%. Adapun total nilai OR yang diperoleh pada tahap 1 dan 2 secara berurutan adalah 42% dan 48% (Lager dkk., 2008).

4.2.1. Pengaruh Jenis Brine Imbibisi pada Peningkatan OR

Pada gambar 4.1, jenis *brine* yang bekerja secara efektif dalam meningkatkan nilai dari selisih OR adalah mineral NaCl dengan konsentrasi salinitas rendah yaitu 500 PPM dibandingkan dengan menggunakan mineral lainnya (CaCl₂ dan MgCl₂). Persentase dari selisih OR yang lebih besar oleh kation divalen daripada kation monovalen hanya teramati pada salinitas 10.000 PPM.

Mekanisme utama yang diindikasikan terjadi pada pengaruh jenis *brine*

yang berbeda dari LSW terhadap nilai selisih OR adalah *Multicomponent ion exchange* (MIE). Pada saat proses LSW terjadi, kandungan mineral *brine* (Na^+ , Mg^{2+} , atau Ca^{2+}) akan bertukar dengan *cationic organic complexes* lainnya untuk memperoleh kesetimbangan ion menghasilkan permukaan *clay* yang lebih *water-wet* sehingga melepaskan komponen polar dan meningkatkan perolehan minyak (Navratil, 2012). Perbedaan jenis mineral *brine* yang digunakan berhubungan dengan perbedaan afinitas (daya tarik) kation dari masing-masing mineral *brine* tersebut terhadap permukaan *clay*, yaitu urutan terendah hingga tertinggi adalah Na^+ , Mg^{2+} , kemudian Ca^{2+} (James J. Sheng, 2011). Menurut Lager dkk. (2008), konsentrasi kation divalen (Mg^{2+} dan Ca^{2+}) pada *effluent* atau pembuangan hasil akhir pengujian LSW berkurang ketika injeksi *brine* dengan salinitas rendah daripada connate hingga mencapai keseimbangan dan kembali seperti semula. Hal ini mengindikasikan bahwa ion Mg^{2+} dan Ca^{2+} sangat berikatan dengan kuat pada permukaan batuan. Pada konsentrasi yang sama, kation divalen (Ca^{2+} dan Mg^{2+}) lebih kuat berikatan dengan ion negatif di permukaan *clay* daripada kation monovalen (Na^+), demikian juga sebaliknya (Austad dkk., 2010). Hal ini dapat diamati pada nilai selisih OR untuk salinitas 10.000 PPM dari ketiga jenis mineral yang digunakan.

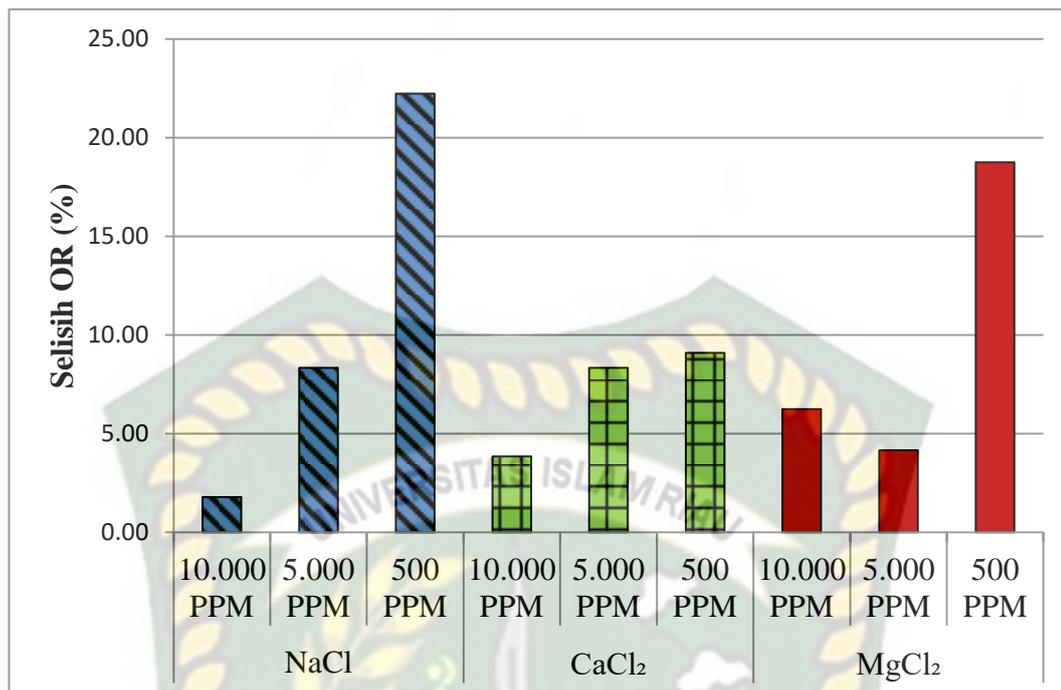
Meskipun demikian, mineral NaCl lebih mendominasi dalam perolehan nilai selisih OR pada pengujian *spontaneous imbibition* untuk konsentrasi yang berbeda (5.000 dan 500 PPM) daripada CaCl_2 dan MgCl_2 . Indikasi terjadinya kejanggalan ini mungkin dikarenakan kurangnya selektivitas kation divalen daripada kation monovalen pada permukaan *clay* berdasarkan jenis mineral *clay* tertentu (kaolinite, illite/mica, montmorillonite, dll) yang terdapat pada batuan sandstone (Austad dkk., 2010). Menurut Austad dkk., (2010) kaolinite memiliki selektivitas kuat terhadap Ca^{2+} daripada Na^+ , sedangkan untuk montmorillonite dan illite/mica selektivitas Ca^{2+} hanya lebih sedikit daripada Na^+ . Namun, menurut Sohrabi dkk., (2017) dan Mahzari dkk., (2019) bahwa peningkatan *oil recovery* yang signifikan juga terjadi pada beberapa pengujian ketika tidak ada kandungan *clay* yang terkandung pada sampel uji coba *core* sehingga menyimpulkan bahwa mekanisme utama yang terjadi adalah karena interaksi antara fluida *brine* dengan *crude oil* (*microdispersion formation*) yang mengakibatkan terjadinya *wettability*

alteration.

Disamping itu, indikasi lainnya dikarenakan tidak adanya kation divalen pada *water connate* (hanya Na^+). Menurut Shehata dan El-din (2017) bahwa komposisi *water connate* memiliki pengaruh kuat pada laju perolehan minyak, komposisi *water connate* yang mengandung kation divalen (Ca^{2+} dan Mg^{2+}) menghasilkan perolehan minyak yang lebih besar daripada yang hanya mengandung kation monovalen (Na^+). Adanya kation divalen yang terkandung dalam *water connate* juga dapat berpengaruh sehingga memicu terjadinya peningkatan nilai pH di permukaan *clay* akibat pelepasan kation divalen selama MIE sehingga meningkatkan perolehan minyak (Austad dkk., 2010).

4.2.2. Pengaruh Salinitas *Brine* Imbibisi pada Peningkatan OR

Pada jenis mineral yang sama dengan konsentrasi salinitas yang berbeda, larutan *brine* NaCl menunjukkan persentase dari nilai selisih OR yang signifikan ketika salinitas direndahkan dari 10.000 PPM, menuju 5.000 PPM, dan 500 PPM, yaitu masing-masing bernilai 1,797%, 8,33%, dan 22,22%. Demikian juga dengan jenis mineral lainnya untuk CaCl_2 dan MgCl_2 yang mengalami penambahan dari nilai selisih OR seiring dengan penurunan salinitas larutan *brine* yang digunakan, namun tidak signifikan seperti NaCl. Untuk CaCl_2 10.000 PPM, 5,000 PPM, dan 500 PPM secara berturut-turut adalah 3,85%, 8,33%, dan 9,09%, sedangkan untuk MgCl_2 berturut-turut adalah 6,25%, 4,17%, dan 18,75%. Perbandingan dari nilai selisih OR tersebut dapat dilihat dengan seksama pada gambar 4.2.



Gambar 4.2 Perbandingan nilai selisih OR dari SI_2 terhadap SI_1 dilihat dari konsentrasi mineral yang berbeda.

Jadi, pengujian dengan menurunkan salinitas *brine* dari 10.000 PPM, 5.000 PPM hingga 500 PPM pada masing-masing jenis *brine* (NaCl, MgCl₂, dan CaCl₂) menunjukkan peningkatan dari nilai selisih OR. Hal ini menunjukkan adanya karakteristik yang berhubungan dari mineral *brine* yang diuji terhadap teori *double layer expansion* (DLE), yaitu ketebalan DLE meningkat seiring dengan penurunan salinitas (*ionic strength*) (Navratil, 2012), sehingga dapat meningkatkan sifat kebasahan batuan menjadi lebih *water-wet* karena komponen polar minyak yang tidak menyerap kuat pada permukaan *clay*.

Menurut Navrátil, (2012) jumlah kation pada *brine* dengan salinitas tinggi cukup untuk menyaring muatan negatif dari permukaan minyak/air sehingga menyebabkan penekanan pada gaya tolak elektrostatis yang mengakibatkan sifat kebasahan batuan kurang *water-wet* karena komponen polar minyak menyerap pada permukaan *clay* dengan membentuk *organo-metallic complexes*. Dengan menurunkan salinitas injeksi *brine* dapat mengurangi kemampuan menyaring oleh kation pada permukaan *clay* sehingga minyak akan lepas dari permukaan sebagai akibat dari gaya tolak antara permukaan mineral dengan minyak yang melebihi gaya ikat *organo-metallic complexes*.

Disamping itu, NaCl dan CaCl₂ dengan salinitas 5.000 PPM dan 500 PPM

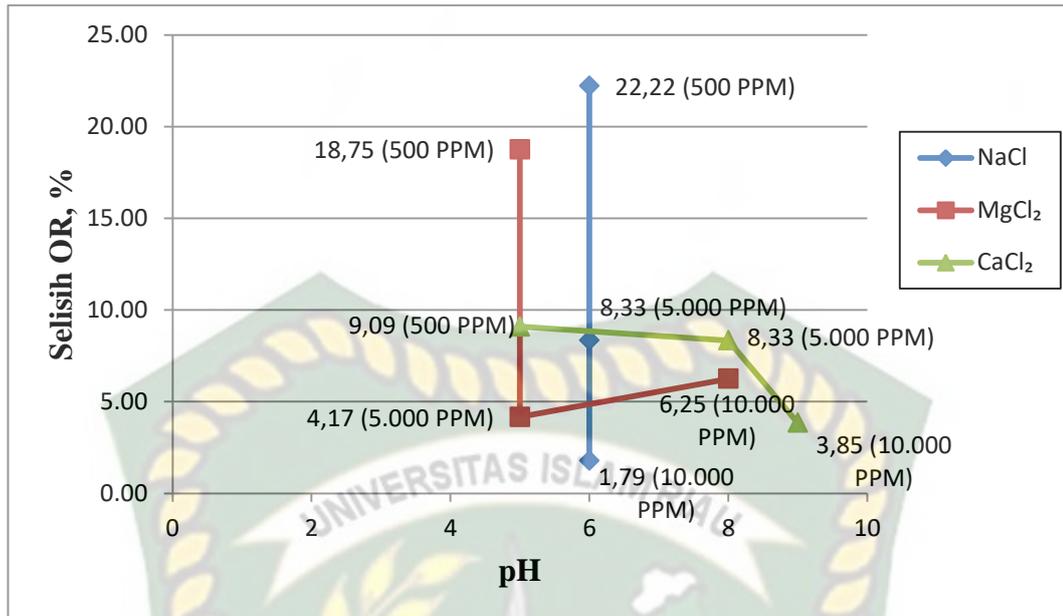
menunjukkan peningkatan dari nilai selisih OR yang lebih konstan terhadap salinitas 10.000 PPM. Secara keseluruhan, nilai selisih OR yang signifikan diperoleh oleh mineral NaCl daripada CaCl₂ dan MgCl₂. Hal ini diindikasikan terjadi karena pada *water connate* hanya terdapat kation monovalen (dari NaCl 10.000 PPM) yang menyebabkan pengaruh dari DLE yang lebih efektif pada pengujian SI₂ dengan NaCl 5.000 PPM dan 500 PPM daripada MgCl₂ dan CaCl₂ pada salinitas yang sama. Oleh karena itu, mekanisme utama yang bekerja lebih dominan pada pengujian SI₂ selama 12 jam ini bersandar pada proses perluasan lapisan muatan ion dari DLE dan pada tingkat yang lebih rendah pada proses pertukaran kation dari MIE (Ligthelm dkk., 2009; Navrátil, 2012).

4.2.3. Pengaruh Perubahan Nilai pH pada Peningkatan OR

Perubahan nilai pH yang terjadi pada kondisi sebelum dan setelah SI₂ tidak signifikan. Tabel 4.2 menunjukkan hasil bahwa peningkatan pH yang terjadi hanya sebesar 1 yaitu pada jenis *brine* NaCl dari masing-masing salinitas sedangkan pada *brine* MgCl₂ dan CaCl₂ tidak terjadi peningkatan pH setelah SI₂. Peningkatan pH yaitu 1 yang hanya terjadi pada sampel NaCl dalam masing-masing salinitas pengujian membuktikan bahwa tidak adanya kandungan kation divalen pada *water connate*. Jika pada *water connate* terdapat kation divalen maka dapat mengikat minyak lebih banyak dari kation monovalen pada permukaan *clay* bersamaan kation lainnya sehingga pada saat imbibisi terjadi, larutan *brine* akan melepas ikatan kation divalen tersebut dikarenakan terjadinya peningkatan daya larut (*solubility*) material organik didalam air dengan salinitas rendah yang mengakibatkan terjadinya peningkatan nilai pH larutan *brine* setelah proses imbibisi (Navratil, 2012).

Disamping itu, salah satu kasus pada penelitian sebelumnya pada sampel *core* Berea Sandstone menunjukkan bahwa perubahan pH tidak terjadi sama sekali (Shehata dkk., 2015). Oleh karena itu, peningkatan nilai pH bukanlah faktor utama dalam meningkatkan perolehan minyak melainkan hanya faktor yang dipengaruhi dari reaksi *low salinity water* (Lager dkk., 2006).

Adapun perbandingan nilai pH dari masing-masing salinitas dan jenis *brine* setelah SI₂ terhadap persentase peningkatan OR dapat dilihat pada gambar 4.3.



Gambar 4.3 Perbandingan nilai pH terhadap nilai selisih OR setiap sampel *brine* pada masing-masing salinitas.

Dari gambar 4.3 dapat dilihat bahwa untuk jenis *brine* NaCl pada masing-masing salinitas menunjukkan nilai pH yang sama setelah SI_2 meskipun nilai dari selisih OR meningkat seiring dengan penurunan salinitas dari *brine* NaCl yang diuji. Disamping itu, *brine* MgCl₂ menunjukkan nilai pH yang sama untuk salinitas 500 dan 5.000 PPM terhadap nilai dari selisih OR yang berbeda (meningkat seiring dengan penurunan salinitas), serta pada saat menggunakan salinitas 5.000 dan 10.000 PPM menunjukkan nilai pH yang meningkat. Selain itu, pada sampel pengujian dengan jenis *brine* CaCl₂ menunjukkan adanya hubungan antara nilai selisih OR dengan nilai pH *brine*, yaitu nilai selisih OR meningkat seiring dengan penurunan salinitas dari *brine* CaCl₂ yang diuji dan penurunan nilai pH yang diperoleh masing-masing salinitas *brine*.

Dengan demikian, perubahan nilai pH *brine* imbibisi pada hasil akhir pengujian SI_2 tidak menunjukkan adanya pengaruh yang relevan terhadap nilai dari selisih OR pada masing-masing salinitas dan jenis *brine* yang diuji.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil data penelitian dan pembahasan terkait dengan analisis efek kandungan *brine* Ca^{2+} dan Mg^{2+} terhadap mekanisme *low salinity water injection* pada batuan sandstone menggunakan metode *spontaneous imbibition test*, maka diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Persentase dari selisih *oil recovery* yang paling signifikan terjadi pada penggunaan *brine* NaCl 500 PPM yaitu sebesar 22,22 % daripada MgCl_2 dan CaCl_2 . Hal ini diindikasikan karena *water connate* hanya terdiri dari NaCl 10.000 PPM sehingga pengaruh DLE terjadi secara efektif daripada MIE pada sampel pengujian SI_2 NaCl 5.000 PPM dan 500 PPM.
2. Jenis *brine* imbibisi yang berpengaruh secara signifikan terhadap persentase peningkatan *oil recovery* secara berurutan adalah NaCl, MgCl_2 , dan CaCl_2 , serta jenis salinitas *brine* imbibisi yang berpengaruh secara signifikan terhadap persentase peningkatan *oil recovery* secara berurutan adalah 500 PPM, 5.000 PPM, dan 10.000 PPM.
3. Nilai pH *brine* imbibisi sebelum dan setelah *spontaneous imbibition test* ke-2 tidak berubah secara signifikan, yaitu nilai pH sebelum dan setelah tes adalah 5 dan 6 pada jenis *brine* NaCl pada masing-masing salinitas. Sedangkan untuk MgCl_2 , dan CaCl_2 tidak terjadi peningkatan nilai pH sebelum dan setelah *spontaneous imbibition test* ke-2, serta perubahan nilai pH *brine* imbibisi tidak menunjukkan pengaruh yang berarti dalam meningkatkan persentase peningkatan *oil recovery*.

5.2. SARAN

Untuk peneliti selanjutnya agar dapat melakukan penelitian dengan durasi pengujian *spontaneous imbibition test* yang lebih lama (1 atau 4 minggu), dengan variasi salinitas yang lebih rinci seperti 250 PPM, 500 PPM, 1.000 PPM, 5.000

PPM, dan 10.000 PPM, dengan kandungan saturasi *water connate* yang bervariasi seperti hanya 100% NaCl, 75% NaCl dan 25% CaCl₂, 50% NaCl dan 25% CaCl₂ dan 25% MgCl₂, serta variasi temperatur pengujian 50°C, 70°C, 100°C, dll.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2017). Chemical enhanced oil recovery (EOR) activities in Indonesia: How it's future. *AIP Conference Proceedings*, 1840. <https://doi.org/10.1063/1.4982311>
- Abdurrahman, M. B. D., Bae, W. S., Novriansyah, A., & Khalid, I. (2016). Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and Its Future in Indonesia. *26th International Conferences on Engineering and Natural Science (ICENS)*, 6 February, 7–12.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. S., & Masduki, A. (2017). EOR in Indonesia: past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250–270. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.087024>
- Al-Saedi, H. N., & Flori, R. E. (2019). Effect of Divalent Cations in Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Journal of Molecular Liquids*, 283, 417–426. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.03.112>
- Al-Saedi, H. N., Flori, R. E., & Al-Jaberi, S. K. (2019). Eliminate the role of clay in sandstone: EOR low salinity water flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(2), 1475–1483. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0548-y>
- Alotaibi, M. B., Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2011). Wettability Studies Using Low-Salinity Water in Sandstone Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14(6), 713–725. <https://doi.org/10.2118/149942-PA>
- Austad, T., Rezaeidoust, A., & Puntervold, T. (2010). Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. *Paper Presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 1–17. <https://doi.org/10.2118/129767-MS>
- Ayoub, M. A., Elraies, K. A., & Petronas, U. T. (2015). *Laboratory Investigation into Wettability Alteration by different Low Salinity Water Compositions in Sandstone Rock*.
- de Lima Cunha, A., de Farias Neto, S. R., de Lima, A. G. B., & Santos Barbosa, E. (2013). Secondary Oil Recovery by Water Injection: A Numerical Study. *Defect and Diffusion Forum*, 334–335, 83–88. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/DDF.334-335.83>
- Ding, H., & Rahman, S. (2017). Experimental and Theoretical Study of Wettability Alteration During Low Salinity Water Flooding-an State of the Art Review. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 520, 622–639. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2017.02.006>
- Drummond, C., & Israelachvili, J. (2002). Surface forces and wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 33(1–3), 123–133. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00180-2](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00180-2)
- Ezekwe, N. (2011). *PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING PRACTICE*.

In *Library of Congress Catalog in Publication Data*. Pearson Education, Inc.

- Farzaneh, S. A., Carnegie, A., Sohrabi, M., Mills, J. R., Facanha, J. M. F., & Sellers, B. (2017). A Case Study of Oil Recovery Improvement by Low Salinity Water Injection. *Paper Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. <https://doi.org/10.2118/188512-ms>
- Fjelde, I., Asen, S. M., & Omekeh, A. (2012). Low Salinity Water Flooding Experiments and Interpretation by Simulations. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2(April), 978–989. <https://doi.org/10.2118/154142-ms>
- Hamouda, A. A., Valderhaug, O. M., Munaev, R., & Stangeland, H. (2014). Possible Mechanisms for Oil Recovery from Chalk and Sandstone Rocks by Low Salinity Water (LSW). *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 1–13. <https://doi.org/10.2118/169885-MS>
- Hard Rock Division, K. I. I. (2021). *Details for Berea*. <https://kocurekindustries.com/berea-sandstone>
- Hidayat, F., Erfando, T., & Maulana, B. F. (2018). Spontaneous Imbibition Test of Low Salinity Injection at Low Saline Waxy Crude Carbonate. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 14–22. [https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7\(2\).2215](https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7(2).2215)
- Jadhunandan, P. P., & Morrow, N. R. (1995). Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 10(1), 40–46. <https://doi.org/10.2118/22597-PA>
- Kerunwa, A., Onyekonwu, M. O., Anyadiegwu, C. I. C., & Olafuyi, A. O. (2016). Spontaneous Imbibition in Niger Delta Cores. *Paper Presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 1–15. <https://doi.org/10.2118/184353-ms>
- Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., & Sorbie, K. S. (2008). LOW SALINITY OIL RECOVERY - AN EXPERIMENTAL INVESTIGATION. *Petrophysics - The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 1–12. <https://onepetro.org/petrophysics/article-abstract/171146/Low-Salinity-Oil-Recovery-An-Experimental?redirectedFrom=fulltext>
- Ligthelm, D. J., Gronsveld, J., Hofman, J. P., Brussee, N. J., Marcelis, F., & Linde, H. A. Van Der. (2009). Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, June*, 1–22. <https://doi.org/10.2118/119835-MS>
- Liptak, B. G. (2003). *INSTRUMENT ENGINEERS' HANDBOOK: Process Measurement and Analysis* (B. G. Liptak (ed.); Fourth Edi). CRC press.
- Mahzari, P., Sohrabi, M., & Façanha, J. M. F. (2019). The Decisive Role of Microdispersion Formation in Improved Oil Recovery by Low-Salinity-Water Injection in Sandstone Formations. *SPE Journal*, 24(6), 2859–2873. <https://doi.org/10.2118/197067-PA>

- Nasralla, R. A., Bataweel, M. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2013). Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52(02), 144–154. <https://doi.org/10.2118/146322-PA>
- Nasralla, R. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Double-Layer Expansion: Is It a Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding? *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 17(1), 49–59. <https://doi.org/10.2118/154334-PA>
- Navratil, K. C. (2012). *An Experimental Study of Low salinity EOR on a core from the Yme field*. Stavanger.
- Parker, A. R., Looijer, M. T., Goodyear, S. G., Al-Qarshubi, I. S. M., Sorop, T. G., Suijkerbuijk, B. M. J. M., Dindoruk, D. M., & Masalmeh, S. K. (2013). Integrated Approach in Deploying Low Salinity Waterflooding. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, 1–9. <https://doi.org/10.2118/165277-MS>
- Shehata, Ahmed M., & Nasr-El-din, H. A. (2017a). Laboratory Investigations to Determine the Effect of Connate-Water Composition on Low-Salinity Waterflooding in Sandstone Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 20(1), 59–76. <https://doi.org/10.2118/171690-pa>
- Shehata, Ahmed M., & Nasr-El-din, H. A. (2017b). The Role of Sandstone Mineralogy and Rock Quality in the Performance of Low-Salinity Waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 20(1), 87–106. <https://doi.org/10.2118/181754-pa>
- Shehata, Ahmed M., & Nasr El-Din, H. A. (2015). Spontaneous Imbibition Study: Effect of Connate Water Composition on Low-Salinity Waterflooding in Sandstone Reservoirs. *Paper Presented at the SPE Western Regional Meeting*, 973–991. <https://doi.org/10.2118/174063-ms>
- Shehata, Ahmed Mahmoud, & Nasr-El-Din, H. A. (2014). Role of Sandstone Mineral Compositions and Rock Quality on the Performance of Low-Salinity Waterflooding. *International Petroleum Technology Conference, April 2015*, 10–12. <https://doi.org/10.2523/18176-MS>
- Sheng, J. J. (2014). Critical review of low-salinity water flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120, 216–224. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.026>
- Sheng, James J. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Elsevier Inc.
- Sohrabi, M., Mahzari, P., Farzaneh, S. A., Mills, J. R., Tsohis, P., & Ireland, S. (2017). Novel Insights Into Mechanisms of Oil Recovery by Use of Low-Salinity-Water Injection. *SPE Journal*, 22(2), 407–416. <https://doi.org/10.2118/172778-PA>
- Tang, G., & Morrow, N. R. (1999). Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24(2–4), 99–111. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(99\)00034-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(99)00034-0)

Xie, Q., Ma, D., Wu, J., Liu, Q., Jia, N., & Luo, M. (2015). Low Salinity Waterflooding in Low Permeability Sandstone: Coreflood Experiments and Interpretation by Thermodynamics and Simulation. *Paper Presented at the SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*, 324–340. <https://doi.org/10.2118/174592-ms>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau