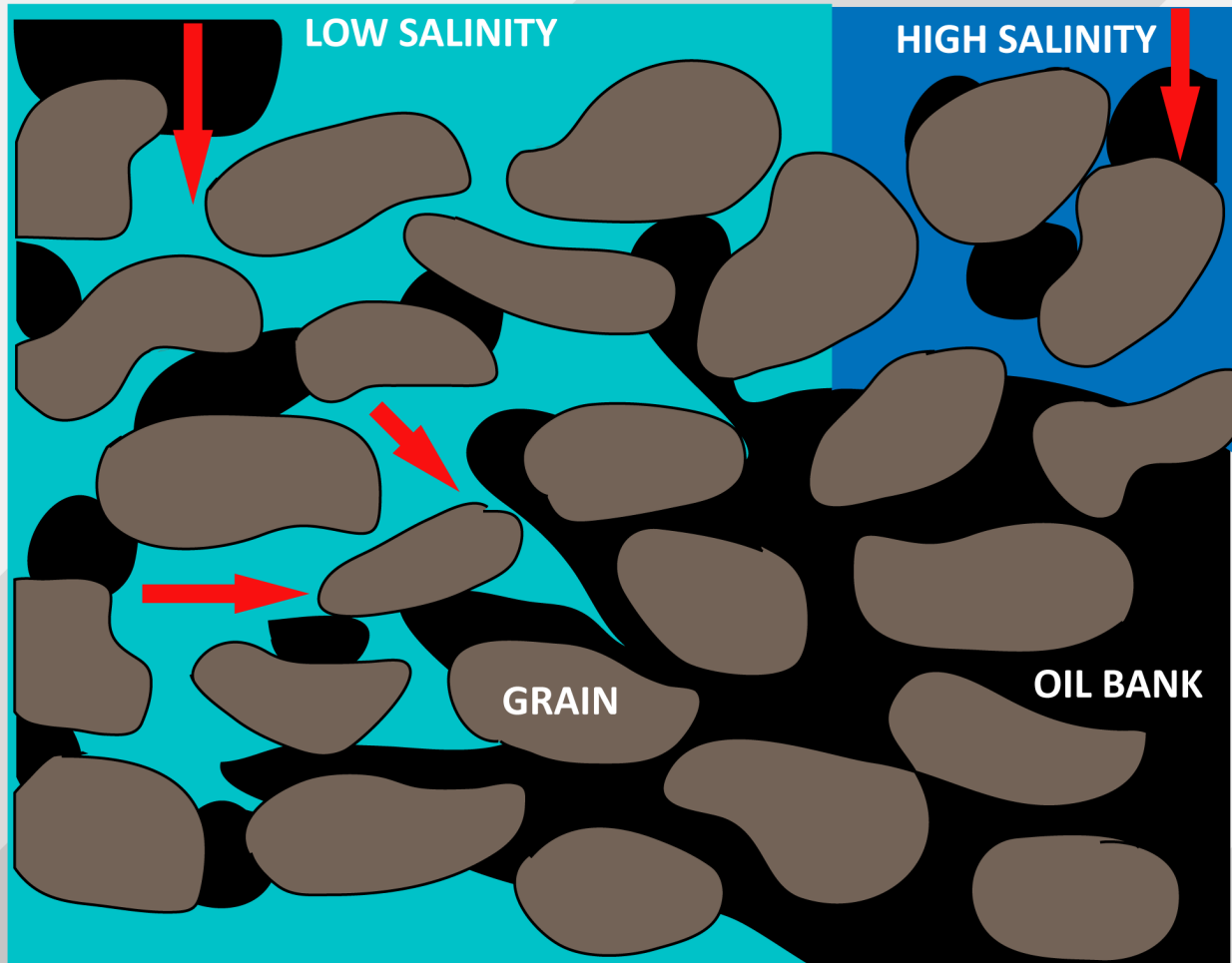


BUKU REFERENSI

PEMODELAN INJEKSI AIR DENGAN SALINITAS RENDAH DALAM PENGURASAN MINYAK RINGAN



Penulis:

Dr. Suranto, S.T.,M.T.

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng

Hidayat Tulloh



**Lembaga Penelitian dan Pengabdian bagi Masyarakat
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
2020**

BUKU REFERENSI

**PEMODELAN INJEKSI AIR DENGAN
SALINITAS RENDAH DALAM PENGURASAN
MINYAK RINGAN**

PEMODELAN INJEKSI AIR DENGAN SALINITAS RENDAH DALAM PENGURASAN MINYAK RINGAN

Penulis :

Dr. Suranto, S.T., M.T.
Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng
Hidayat Tulloh

ISBN :

Editor :

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng

Penyunting :

Hidayat

Desain Sampul dan Tata Letak :

Eko Soejianto

Penerbit

Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat Universitas
Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Redaksi

Gedung Rektorat Lantai 3
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. Pajajaran (SWK 104) Condongcatur, Sleman, DI Yogyakarta
555283
Telp : +62 274 486188 ext 224
Email : lppm@upnyk.ac.id
Cetakan Pertama Oktober 2020

Hak cipta dilindungi undang-undang
Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara
apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit.

PRAKATA

Puji syukur kami panjatkan kepada Allah SWT yang telah memberikan rahmat-Nya kepada kami untuk menyelesaikan buku ini. Tak lupa kami sampaikan terima kasih kepada :

1. Dr. M.Irhas Effendi, M.S selaku Rektor UPN "Veteran" Yogyakarta.
2. LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta.
3. Para dosen dan mahasiswa yang mendukung pembuatan buku ini.

Buku ini merupakan buku referensi yang berjudul “**Pemodelan Injeksi Air Dengan Salinitas Rendah Dalam Pengurusan Minyak Ringan**”. Buku ini dibuat berdasarkan hasil penelitian tim yang telah dilakukan hibah penelitian dari LPPM UPN "Veteran" Yogyakarta. Buku ini membahas mengenai proses pemodelan untuk injeksi dengan salinitas rendah pada model sintetik untuk mempelajari mekanisme perolehan minyak dengan injeksi air bersalinitas rendah.

Buku ini diharapkan dapat bermanfaat dalam pengembangan ilmu pengetahuan khususnya di bidang riset dan teknologi di industri Migas Indonesia. Tim penulis menyadari masih adanya kekurangan dalam penyajian buku ini dan masih dapat dikembangkan seiring perjalanan penelitian. Akhir kata, kami sampaikan terima kasih kepada semua pihak yang tidak dapat kami sebutkan satu per satu.

Yogyakarta, September 2020

Tim Penulis

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Halaman Perancis	ii
Prakata	iii
Daftar Isi	iv
Daftar Tabel	vi
Daftar Gambar	vii
Daftar Simbol Dan Singkatan	viii
BAB I. Pendahuluan	1
BAB II. Teori Injeksi Air Dengan Salinitas Rendah	3
2.1. Pengenalan Konsep Injeksi Air dengan Salinitas Rendah	3
2.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Air dengan Salinitas Rendah	5
2.2.1. Mekanisme Injeksi Air dengan Salinitas Rendah Pada Reservoir <i>Sandstone</i>	5
2.2.1.1. <i>Fine Migration / Permeability Reduction</i>	5
2.2.1.2. <i>Multicomponent Ion Exchange</i>	8
2.2.1.3. <i>Ligand Bridging</i>	9
2.2.1.4. <i>Wettability Alteration</i>	11
2.2.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Air dengan Salinitas Rendah pada Reservoir <i>Carbonate</i>	12
2.2.2.1. <i>Multicomponent Ion Exchange</i>	13
2.2.2.2. <i>Interfacial Tension</i>	15

DAFTAR ISI (LANJUTAN)

2.3. Faktor yang mempengaruhi Injeksi Air dengan Salinitas Rendah	18
2.4. Sistem Pengolahan air Injeksi	22
2.5. Perencanaan Injeksi Air Salinitas Rendah	24
BAB III. Pemodelan Injeksi Air dengan Salinitas Rendah	
Menggunakan <i>Geochemistry Simulator</i>	29
3.1. Input data dan Pembuatan Model.....	30
3.1.1 Builder.....	30
3.1.2. Input Data Component.....	32
3.1.3. Input Reservoir.....	35
3.1.4. Input <i>Rock Fluid</i>	38
3.1.5. Input <i>Initial Condition</i>	40
3.1.6. Input data <i>Well & Time</i>	41
3.2. Pengolahan data GEM CMG <i>Waterflooding</i>	46
3.3. Input data <i>Low Salinity Waterflooding</i>	48
3.4. CMG Launcher Results Graph.....	53
BAB IV. Studi Kasus Pemodelan Reservoir Injeksi Air Dengan Salinitas Rendah Pengurasan Minyak Ringan	57
BAB V. PENUTUP	68

DAFTAR PUSTAKA.....	69
BIOGRAFI PENULIS.....	71

DAFTAR TABEL

Tabel II-1 Hasil Pengukuran IFT	16
Tabel IV-1 Properti Reservoir.....	59
Tabel IV-2 Komposisi Oil.....	60
Tabel IV-3 Komposisi air formasi dan injeksi.....	62
Tabel IV-4 Prediksi Produksi Skenario.....	67

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Efek Perubahan Komposisi Brine Injeksi terhadap Perolehan Minyak pada Cyclic Waterflood Core CS (Tang dan Morrow, 1990)	7
Gambar 2.2 Mekanisme Adhesi yang Berbeda antara permukaan Clay dengan Crude Oil.....	9
Gambar 2.3 Mekanisme Multicomponent Ion Exchange pada Gugus Hidrokarbon Aromatik (a,b,c) dan Gugus Karboksilat (d,e,f)	10
Gambar 2.4 Ikatan Ligand Bridging antara permukaan Batuan dengan Senyawa Polar Hidrokarbon	11
Gambar 2.5 Mekanisme MIE Saat Ion Mg^{2+} dan SO_4^{2-} Aktif Pada Temperatur Tinggi	13
Gambar 2.6 Retensi Ion SO_4^{2-} dan SCN^- Pada Temperatur Berbeda (Strand et al., 2006)	14
Gambar 2.7 Hasil Pengamatan Pengaruh Pengenceran Larutan terhadap Sudut Kontak Minyak di Permukaan Batuan.....	17
Gambar 2.8 Pola-Pola Sumur Injeksi-Produksi.....	26
Gambar 3.1 Tampilan Menu Builder	31
Gambar 3.2 Tampilan menu awal Builder	32
Gambar 3.3 Tampilan Menu Builder Lanjutan	32
Gambar 3.4 Tampilan Menu Components.....	33
Gambar 3.5 Tampilan Menu Add/Edit Components.....	34
Gambar 3.6 Tampilan Menu Component Properties	34

Gambar 3.7	Tampilan Menu Interaction Parameters	35
Gambar 3.8	Tampilan Model Tree View Ceklis Components	35
Gambar 3.9	Tampilan Menu Reservoir Setelah Input Grid.....	36
Gambar 3.10	Tampilan Menu Array Properties	37
Gambar 3.11	Tampilan Menu Rock Compresibility.....	37
Gambar 3.12	Tampilan Model Tree View Ceklis Reservoir.....	38
Gambar 3.13	Tampilan Menu Rock Fluid	39
Gambar 3.14	Tampilan Hasil Rock Fluid Setelah Input Data	40
Gambar 3.15	Tampilan Menu Initialization Setting	41
Gambar 3.16	Tampilan Model Tree View Initalization Settings	41
Gambar 3.17	Tampilan Menu Input data Sumur danWaktu.....	42
Gambar 3.18	Tampilan Menu <i>Working Well</i> Produksi	42
Gambar 3.19	Tampilan <i>Wells</i> Input Perforasi.....	43
Gambar 3.20	Tampilan <i>Well Completion</i>	43
Gambar 3.21	Tampilan Menu <i>Dates</i>	44
Gambar 3.22	Menu <i>Running</i> Program	45
Gambar 3.23	Tampilan Proses <i>Running</i>	45
Gambar 3.24	Tampilan Menu <i>Working Well</i> Injeksi.....	47
Gambar 3.25	Menu <i>Running</i> Program Setelah Input Injeksi.....	47
Gambar 3.26	Tampilan Proses <i>Running</i>	48
Gambar 3.27	Tampilan Menu <i>Process Wizard</i>	49
Gambar 3.28	Tampilan Menu Step 2 <i>Process Wizard</i> Input data salinitas Formasi.....	50
Gambar 3.29	Tampilan Menu Step 3 <i>Process Wizard</i> Pemilihan Rock Region	50

Gambar 3.30 Tampilan Menu Step 4 <i>Process Wizard</i> Input Component Water Injection	51
Gambar 3.31 Tampilan Menu Injected Fluid	51
Gambar 3.32 Pemilihan file .irf Results Graph	53
Gambar 3.33 Tampilan Menu Results Graph.....	54
Gambar 3.34 Tampilan Menu Results Graph.....	54
Gambar 3.35 Hasil Grafik Oil Rate.....	55
Gambar 3.36 Hasil Grafik Cumulative Oil	56
Gambar 4.1. Model Reservoir 2D	60
Gambar 4.2. Kurva Permeabilitas Relative	61
Gambar 4.3. Model Reservoir 3D	63
Gambar 4.4. Peta penyebaran saturasi minyak Layer 1	64
Gambar 4.5. Cumulative Production	65

DAFTAR SIMBOL DAN SINGKATAN

ϕ	: porositas
θ	: sudut kontak
σ	: tegangan permukaan minyak-air
λ	: mobilitas fluida
ρ_o	: densitas minyak
ρ_w	: densitas air
μ_o	: viskositas minyak
μ_w	: viskositas air
B_o	: faktor volume formasi minyak
B_{opd}	: <i>barrel oil per day</i>
B_w	: faktor volume formasi air
C_o	: kompresibilitas minyak
C_w	: kompresibilitas air
C_p	: centipoise (satuan)
C_{uft}	: cubic ft
EOR	: <i>enhanced oil recovery</i>
h	: kedalaman
K_{ro}	: permeabilitas relatif minyak
K_{rw}	: permeabilitas relatif air
lb	: pound (satuan)
M	: mobilitas rasio
mD	: milidarcy (satuan)
M_{ow}	: perbandingan mobilitas minyak-air

P	: tekanan
P_b	: <i>bubble point</i>
P_c	: tekanan kapiler
Ppm	: <i>part per million</i> (konsentrasi)
PV	: <i>pore volume</i>
r	: jari-jari pipa kapiler
RF	: <i>recovery factor</i>
R_s	: kelarutan gas dalam minyak
R_{sb}	: kelarutan gas dalam minyak pada kondisi <i>bubble point</i>
SCF	: <i>standard cubic feet</i> (satuan)
S_g	: saturasi gas
S_o	: saturasi minyak
STB	: <i>stock tank barrel</i> (satuan)
S_w	: saturasi air
T	: Temperatur
WOR	: water-oil rasio

BAB I

PENDAHULUAN

Low Salinity *Waterflooding* (LSW) atau Injeksi Air Salinitas Rendah merupakan salah satu metode Enhanced Oil Recovery (EOR) yang merupakan pengembangan dari *Waterflooding* konvensional. LSW bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak di reservoir dengan cara menurunkan salinitas pada air injeksi.

Low Salinity Waterflooding bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak di reservoir dengan cara menurunkan salinitas pada air injeksi. Dengan menurunkan salinitas air injeksi maka akan berpengaruh pada turunnya tekanan kapiler antara minyak dan batuan, menurunkan tegangan antar muka air-minyak, dan terakhir mengubah permeabilitas relatif yang disebabkan perubahan wettabilitas. Pada batuan karbonat, *recovery* didapat lebih banyak pada penginjeksian air laut biasa, bukan dengan air bersalinitas rendah. Maka dapat disimpulkan bahwa tidak seperti batu pasir dengan kandungan clay tinggi, air salinitas rendah tidak mampu bekerja dengan baik pada reservoir karbonat karena kandungan clay nya sedikit dan mengandung mineral muatan positif (Lager dkk (2006)).

Pada batuan pasir terdapat beberapa mekanisme yang dapat terjadi, yaitu Fine Migration, yang mengakibatkan permeabilitas reservoir lebih seragam karena terjadinya swelling, kemudian Multicomponent Ion Exchange yang akan menyebabkan perubahan wettabilitas batuan, selain itu terjadi juga Ligand Bridging yang hampir

sama dengan MIE, dan terakhir adalah *Wettability Alteration* yang menyebabkan perubahan wettabilitas batuan.

Untuk LSW pada batuan karbonat terdapat dua mekanisme yang dapat terjadi, yaitu *multi-component ion exchange* yang mengakibatkan perubahan wettabilitas batuan, serta penurunan tegangan permukaan (*interfacial tension/IFT*). Kondisi terjadinya kedua mekanisme tersebut dipengaruhi oleh temperatur dan konsentrasi garam pada air injeksi, dimana *multi-component ion exchange* terjadi saat temperatur tinggi dan konsentrasi garam pada air injeksi tinggi, adapun penurunan IFT terjadi saat suhu rendah dan konsentrasi garam dalam air injeksi rendah.

Berdasarkan dua mekanisme tersebut, maka pengaruh dari low salinity *Waterflooding* pada batuan karbonat adalah dapat meningkatkan oil *recovery* dengan adanya perubahan wettabilitas menjadi water wet dan juga dapat menurunkan tegangan permukaannya.

BAB II

KONSEP INJEKSI AIR DENGAN SALINITAS RENDAH

2.1. Pengenalan Konsep Injeksi Air dengan Salinitas Rendah

Injeksi air merupakan metode perolehan minyak pada tahap *secondary recovery*, dimana air formasi biasanya digunakan pada proses injeksi air konvensional. Pada tahap *secondary recovery*, metode yang digunakan hanyalah menambahkan energi ke dalam reservoir tanpa mengubah sifat fisik maupun kimia dari batuan maupun fluida reservoir. Namun berbeda dengan konsep injeksi air bersalinitas rendah (LSW) yang dapat mengganggu kondisi reservoir yang menyebabkan perubahan sifat fisik maupun kimia. Sehingga pada metode LSW ini dikategorikan pada *tertiary recovery*.

LSW (*Low Salinity Waterflooding*) merupakan suatu teknik perolehan minyak tahap lanjut (EOR) dengan cara menginjeksikan air dengan tingkat salinitas yang rendah ke dalam reservoir akan mengakibatkan terjadinya reaksi kimia antara air injeksi, minyak, dan batuan reservoir sehingga diharapkan dapat meningkatkan perolehan minyak tambahan.

Studi mengenai LSW ini telah dilakukan dua dekade terakhir baik penelitian di laboratorium maupun simulasi. Namun kebanyakan mengangkat membahas kasus di reservoir batupasir melalui penelitian di laboratorium. Pada

Dengan menurunkan salinitas air injeksi maka akan berpengaruh pada turunya tekanan kapiler antara minyak dan batuan,

menurunkan tegangan antar muka air-minyak, dan terakhir mengubah permeabilitas relatif yang disebabkan perubahan wewetabilitas. Banyak penelitian efek dari salinitas rendah terhadap batu pasir, namun terdapat juga penelitian yang dilakukan terhadap karbonat. Namun pada batuan karbonat, *recovery* didapat lebih banyak pada penginjeksian air laut biasa, bukan dengan air bersalinitas rendah. Sehingga dapat disimpulkan bahwa tidak seperti batu pasir dengan kandungan *clay* tinggi, air salinitas rendah tidak mampu bekerja dengan baik pada reservoir karbonat karena kandungan *clay* nya sedikit dan mengandung mineral muatan positif (Lager dkk (2006)). Namun beberapa studi terus ditingkatkan guna menaikkan *oil recovery* pada karbonat yang diinjeksikan air bersalinitas rendah.

Alotaibi dkk.(2010) melakukan studi tentang wewetabilitas pada *limestone cores* menggunakan air formasi, akuifer sintesis dan air laut dengan konsentrasi yang berbeda. Hasilnya menunjukkan bahwa air laut dan air formasi membuat substrat dari kalsium karbonat yang awalnya *oil-wet* berubah menjadi *water-wet*. *Recovery* tambahan juga diperoleh sebesar 8,6% dalam percobaan *coreflooding* ketika air akuifer diinjeksikan setelah air formasi. Penelitian terhadap efek injeksi air laut yang diinjeksikan ke dalam karbonat telah dilakukan oleh Yousef et al (2011). Hasilnya 18 – 19% *recovery* diperoleh dibandingkan dengan *Waterflooding* biasa dengan melakukan pengenceran air laut hingga 20 kali secara bertahap. Percobaan ini juga telah dikaitkan dengan sifat wewetabilitas batuan yang cenderung *water-wet*.

2.2. Mekanisme Perolehan Minyak dengan Injeksi Air dengan Salinitas Rendah

Low Salinity Waterflooding (LSW) merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang merupakan pengembangan dari *Waterflooding* konvensional. *Low Salinity Waterflooding* bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak di reservoir dengan cara menurunkan salinitas pada air injeksi. Dengan menurunkan salinitas air injeksi maka akan berpengaruh pada turunnya tekanan kapiler antara minyak dan batuan, menurunkan tegangan antar muka air-minyak, dan terakhir mengubah permeabilitas relatif yang disebabkan perubahan wettabilitas

2.2.1. Mekanisme Injeksi Air dengan Salinitas Rendah pada Reservoir Batupasir

2.2.1.1. *Fine Migration/ Permeability Reduction*

Pada prinsipnya *clay* cenderung terhidrasi dan mengalami *swelling* ketika terjadi kontak dengan *fresh water*. Saat terjadi *swelling*, *clay* akan terpisah dari batuan dan ikut mengalir mengikuti arus utama. *Clay* tersebut akan menyumbat aliran tersebut sehingga air akan mengambil jalur lain dan menyapu minyak yang masih tersisa. Hal ini juga menyebabkan permeabilitas dalam reservoir menjadi lebih seragam. Penurunan permeabilitas pada daerah yang lebih *permeabel* meningkatkan rasio mobilitas dari *waterflood*. *Premature breakthrough* kemudian berkurang dan efisiensi *waterflood* meningkat.

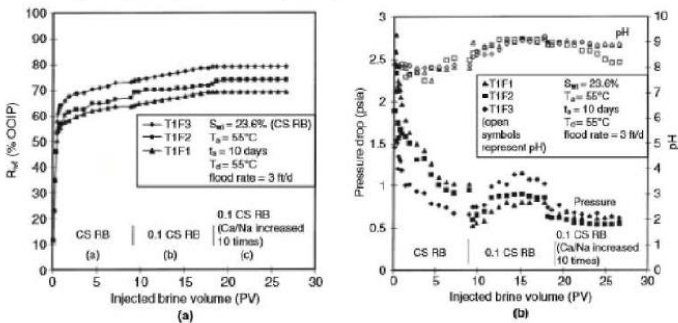
Partikel *clay* yang mengalami sementasi buruk seperti kaolinit dan illit memberikan hasil yang lebih baik.

Bernard (1967) mengamati bahwa terjadinya *clay swelling*/dispersi *clay* disertai dengan *pressure drop* dan menghasilkan tambahan perolehan minyak. Adapun Tang dan Morow (1999) menyimpulkan bahwa mobilisasi *Clay*(umumnya kaolinit) meningkatkan perolehan minyak Berdasarkan pengamatan mereka:

1. *Fired/acidized core* tidak menunjukkan sensitivitas terhadap salinitas, sebaliknya, *core* yang tidak dilakukan pengasaman menunjukkan sensitivitas.
2. Pada *clean sandstone*, perolehan minyak dengan penurunan salinitas lebih sedikit dibandingkan dengan *shaly sandstone*.

Percobaan dilakukan secara berurutan dan ditunjukkan dengan nomor tes(T#) dan nomor *flood* (F#) Menggunakan nomor CS dengan air formasi (*brine*) CS RB. Adapun tahapan injeksi melibatkan perubahan komposisi *brine* yang ditunjukkan dengan huruf a, b, c. *Cyclic Waterflood* dilakukan menggunakan *core* yang sama untuk injeksi yang berulang dan setiap sebelum injeksi, nilai S_w dikembalikan seperti semula dan penjenahan dengan minyak diulang kembali. **Gambar 2.1** menunjukkan hasil dari percobaan tersebut dimana.

1. Saat salinitas *brine* yang diinjeksikan diturunkan menjadi 0,1 CS RB minyak reproduksi lebih banyak. Adapun saat rasio Na^+/Ca^+ ditingkatkan tidak lagi tidak ada lagi minyak yang terproduksi
2. Pada tahap injeksi saat penurunan salinitas *brine* menjadi 0,1 CS RB terjadi *pressure drop* yang lebih tinggi. Hal ini menunjukkan penurunan permeabilitas yang disebabkan oleh *fine migration*.
3. nilai pH maksimal sebesar 9.
4. dari hasil pengamatan, peningkatan perolehan minyak pada *waterflood* menunjukkan perubahan wetabilitas permukaan batuan dapat terjadi sebagai hasil dari *cyclic Waterflooding* dari *Flood 1* (T1F1) sampai *Flood 3* (T1F3).

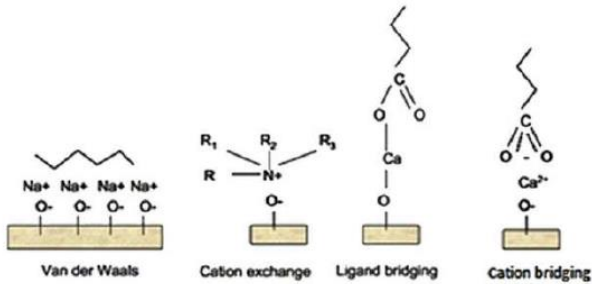


Gambar 2.1 Efek Perubahan Komposisi Brine Injeksi terhadap Perolehan Minyak pada Cyclic Waterflood Core CS
(Tang dan Morrow, 1999)

Kia et al (1987) melaporkan bahwa injeksi dengan *freshwater* pada batupasir yang sebelumnya terekspos oleh larutan garam natrium menyebabkan lepasnya partikel *clay* dan penurunan permeabilitas yang drastis. kemudian permeabilitas menurun namun ketika ion kalsium juga terdapat dalam larutan garam. kerusakan formasi hampir menghilang ketika komposisi larutan disesuaikan untuk memberikan luasan permukaan kalsium yang lebih besar dari nilai kritis yaitu 75% atau ketika fraksi ion kalsium pada larutan lebih besar dari 20 hingga 30%.

2.2.1.2. *Multicomponent Ion Exchange*

Teori dari MIE didasarkan pada geokromatografi air dimana pertukaran kation merupakan fenomena normal yang terjadi di permukaan mineral dikarenakan perbedaan afinitas dari berbagai kation terhadap permukaan batuan. sedangkan pada sistem *crude oil/brine rock* (COBR) secara intrinsik terjadi pada kesetimbangan termodinamika. Penginjeksian air salinitas rendah dengan konsentrasi elektrolit yang berbeda dari air formasi akan mengganggu keseimbangan sistem dan variasi konsentrasi ion yang dapat menyebabkan substitusi/pergantian kation divalen oleh kation monovalen. keberadaan kation divalen pada air formasi dapat menghubungkan batuan dengan *crude oil* (**Gambar 2.2**). Secara teori pertukaran kation dengan kation monovalen dapat melepas *crude oil* dari permukaan batuan, yang akan mengubah wewetabilitas menjadi lebih water-wet dan meningkatkan perolehan minyak.



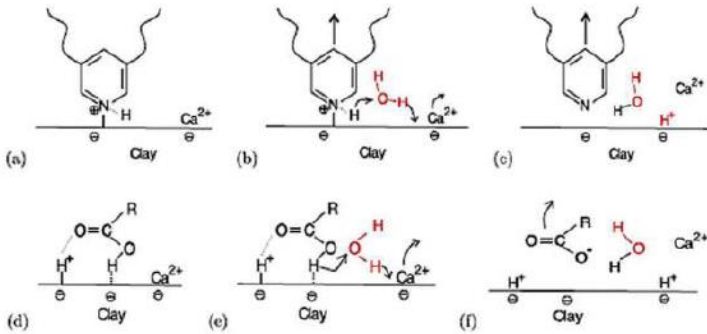
Gambar 2.2 Mekanisme Adhesi yang Berbeda antara permukaan Clay dengan Crude Oil

(Lager et al. 2006.)

Gambar 2.2 di atas menggambarkan empat mekanisme adhesi yang berbeda dari ujung polar(co; COO-) antara *crude oil* dengan permukaan *clay* yang mana dapat diakibatkan oleh pertukaran kation. Adapun mekanisme dari MIT saat dilakukan LSW digambarkan oleh **Gambar 2.3**.

2.2.1.3. *Ligand Bridging*

Konsep dari *ligand bridging* dapat dikatakan mirip dengan konsep *multikomponen ion exchange* (MIE).



Gambar 2.3 Mekanisme Multicomponent Ion Exchange pada Gugus Hidrokarbon Aromatik (a,b,c) dan Gugus Karboksilat (d,e,f)

(Austad et al. 2010.)

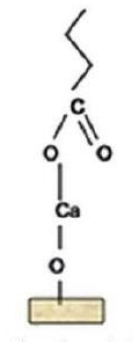
Adapun yang membedakan keduanya yaitu pada *Ligand Bridging*. Terdapat ion divalen atau multivalent seperti Ca²⁺ atau Mg²⁺ yang teradsorpsi dengan kuat pada permukaan batuan dan berikatan dengan senyawa polar yang terdapat pada fasa minyak (resin atau *Asphaltene*) dan membentuk senyawa organometalik dan meningkatkan *oil-wetness* pada permukaan batuan. Sementara itu beberapa senyawa polar organik tersebut teradsorpsi secara langsung ke permukaan batuan menggantikan kation yang paling labil yang juga meningkatkan *oil-wetness* dari batuan tersebut.

Saat LSW dilakukan akan terjadi dengan menghilangkan senyawa polar organik senyawa organometalik dan menggantinya dan menggantinya dengan kation yang tidak

kompleks (Lager et al 2006). Secara teori desorpsi senyawa polar pada permukaan batuan menjadikan batuan lebih *water-wet* dan menghasilkan peningkatan perolehan minyak.

2.1.2.4. *Wettability Alteration*

Mekanisme lainnya pada Injeksi LSP adalah alterasi atau perubahan wettabilitas pada batuan. Perubahan wettability ini terjadi secara simultan



Gambar 2.4 Ikatan Ligand Bridging antara permukaan Batuan dengan Senyawa Polar Hidrokarbon

(Lager et al.. 2006.)

dengan mekanisme lainnya. saat ion Divalen (Ca^{2+} , Mg^{2+}) tergantikan oleh ion H^+ (terjadi pada mekanisme MIT), terjadi perubahan wettabilitas dikarenakan ion H^+ teradsorpsi oleh batuan akan cenderung berikatan dengan senyawa polar lainnya, yaitu air (**Gambar 2.4**). Hal ini menyebabkan batuan menjadi lebih *water-wet* dan perolehan minyak meningkat.

Alterasi wetabilitas juga terjadi karena adanya tolakan elektrostatis antara *oil brine* dengan *brine/solid*. Pada saat LSW dilakukan, tolakan elektrostatis tersebut meningkat sehingga film air antara *oil/brine* dengan *brine/solid* menjadi lebih stabil yang menjadikan permukaan batuan menjadi lebih *water-wet*.

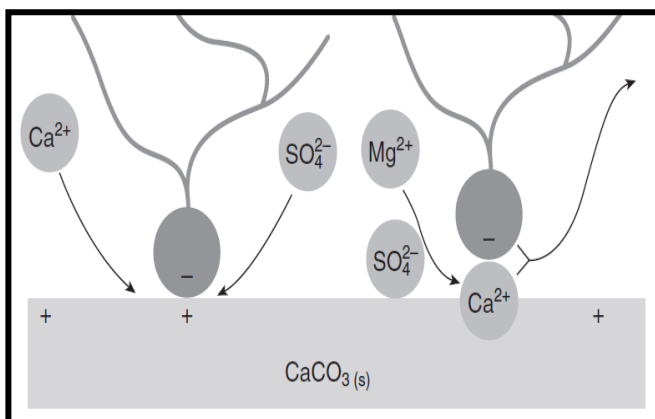
2.2.2. Mekanisme *Low Salinity Waterflooding* pada Reservoir Karbonat

Pada reservoir karbonat, gugus hidrofil dari minyak (gugus karboksilat, $-\text{COO}^-$) yang memiliki muatan negatif akan teradsorpsi ke permukaan batuan karbonat yang bermuatan positif. Hal ini menyebabkan permukaan batuan menjadi *oil-wet*. Pada saat LSW dilakukan, ada dua mekanisme yang dapat terjadi, yaitu *multicomponent ion exchange* yang mengakibatkan perubahan wetabilitas batuan, serta penurunan tegangan permukaan (*interfacial tension*/IFT). Kondisi terjadinya kedua mekanisme tersebut dipengaruhi oleh temperatur dan konsentrasi garam pada air injeksi, dimana MIT terjadi saat temperatur tinggi dan konsentrasi garam pada air injeksi tinggi, adapun penurunan IFT terjadi saat suhu rendah dan konsentrasi garam dalam air injeksi rendah.

2.2.2.1. *Multicomponent Ion Exchange* (MIT)

Pada temperatur tinggi, ion SO_4^{2-} akan teradsorpsi ke permukaan batuan karbonat. Adapun ion Ca^{2+} yang terdapat pada air formasi akan bereaksi dengan gugus karboksilat di permukaan batuan membentuk senyawa organometalik. *Multicomponent ion exchange* terjadi saat ion Mg^{2+} dalam larutan menggantikan Ca^{2+} -karboksilat sehingga

senyawa tersebut terlepas dari batuan, yang kemudian mengarah pada perubahan wetabilitas batuan menjadi lebih *water-wet*.



Gambar 2.5.

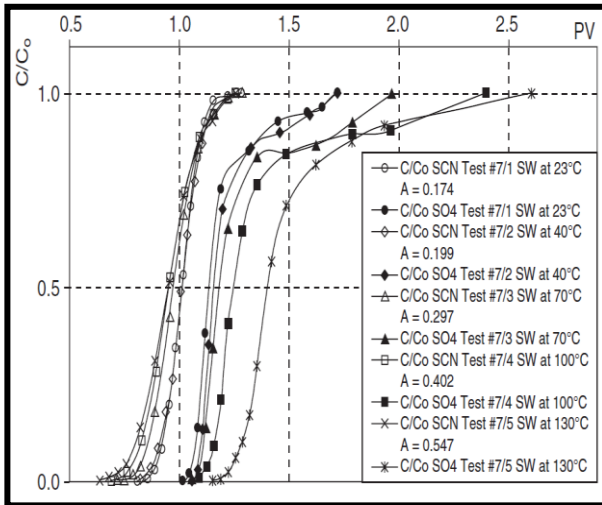
Mekanisme MIE Saat Ion Mg^{2+} dan SO_4^{2-} Aktif Pada Temperatur Tinggi

(Strand et al., 2006)

Pada mekanisme ini, ion SO_4^{2-} berperan dalam mengurangi tolakan elektrostatis sehingga ion Mg^{2+} dapat teradsorpsi ke permukaan batuan. Adapun alasan mengapa MIT hanya aktif saat temperatur tinggi dikarenakan afinitas ion Mg^{2+} lebih besar dibandingkan dengan afinitas ion Ca^{2+} pada temperatur tinggi, dan sebaliknya pada temperatur rendah, afinitas Mg^{2+} lebih rendah dibandingkan dengan afinitas Ca^{2+} (Zhang et al., 2007).

Pada injeksi LSW dengan mekanisme ini, air yang umum digunakan adalah air laut. Air laut digunakan karena pada air tersebut terdapat ion SO_4^{2-} yang mana jarang atau tidak terdapat pada air formasi. Adapun modifikasi wetabilitas didukung oleh adanya ion

SO₄²⁻ yang memiliki afinitas yang kuat terhadap permukaan batuan karbonat. Hal ini dapat dilihat dari **Gambar 2.6.** yang membandingkan afinitas ion SO₄²⁻ dengan senyawa *traver*SCN⁻. Dapat terlihat bahwa afinitas SO₄²⁻ meningkat seiring dengan meningkatnya temperatur.



Gambar 2.6. Retensi Ion SO₄²⁻ dan SCN⁻ Pada Temperatur Berbeda

(Strand et al., 2006)

a. Wettability Alteration

Wettability Alteration merupakan suatu proses untuk memperbaiki suatu wettabilitas reservoir, dimana diharapkan menjadi ke *water-wet*. Dimana pada suatu reservoir tidak semuanya memiliki sifat *water-wet*, melainkan terdapat juga yang *oil-wet*. Dengan adanya reservoir yang bersifat *oil-wet*, maka diperlukan *wettability alteration* agar

reservoir tersebut sifatnya berubah menjadi lebih ke *water-wet*, Agar dapat meningkat *Oil Recovery*-nya. Pada aplikasi *Enhance Oil Recovery* (EOR) pada saat ini telah banyak yang berhasil untuk mengubah suatu wettabilitas pada suatu reservoir menjadi lebih ke *water-water*, dimana yang umum dilakukan adalah dengan menggunakan *Chemical* dan *Thermal Enhance Oil Recovery* (EOR).

b. Pengaruh *Low Salinity Waterflooding* Terhadap *Wettability Alteration*

Pada *Low Salinity Waterflooding* terdapat suatu mekanisme yaitu *Multi-component Ion Exchange* (MIT), dimana pada suatu mekanisme tersebut dapat mengakibatkan perubahan wettabilitas batuan. Oleh karena itu *Low Salinity Waterflooding* akan mempengaruhi *wettability alteration*, sehingga suatu reservoir tersebut akan menjadi lebih *water-wet*. Oleh sebab itu, *Low Salinity Waterflooding* akan dapat meningkatkan *Oil Recovery* menjadi lebih besar.

2.2.2.2. *Interfacial Tension (IFT) Reduction*

Mohsenzadeh, et al. melakukan percobaan dengan menginjeksikan *brine* asli, *brine* yang telah diencerkan sebanyak 5 kali dan 20 kali, serta air destilasi ke dalam *core* batuan karbonat untuk mengamati pengaruh konsentrasi garam terhadap besarnya tegangan antarmuka/*interfacial tension* (IFT). Dari percobaan tersebut, diketahui bahwa pengenceran *brine* menurunkan IFT antara *brine* dan minyak. Hasil dari percobaan ini ditunjukkan pada **Tabel II-1**.

Dari percobaan tersebut, diketahui bahwa perolehan minyak meningkat sebesar 16% menggunakan satu kali pengenceran, 22,5%

dengan 10 kali pengenceran, 29% dengan 20 kali pengenceran, dan 33% dengan menggunakan air destilasi.

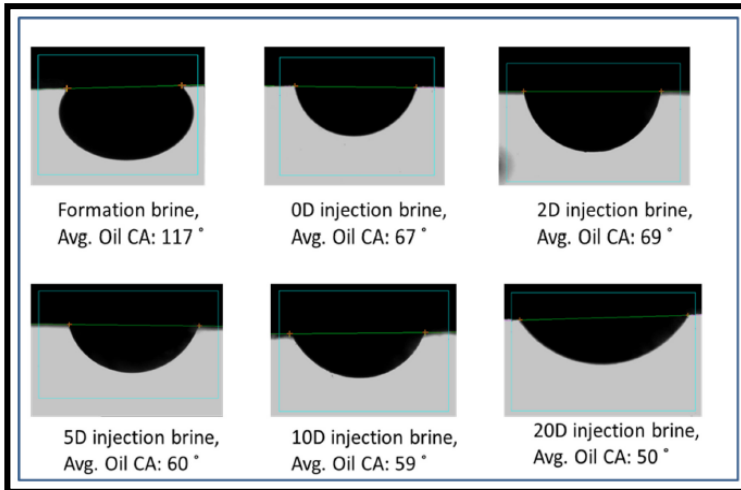
Dari data tersebut, *low salinity brine* tidak mengubah wetabilitas batuan pada temperatur yang relatif rendah. Hal ini dapat dilihat pada pengukuran sudut kontak antara minyak dengan permukaan batuan. Namun di lain hal, pengukuran tegangan antarmuka menunjukkan bahwa *brine* yang diencerkan menurunkan tegangan antarmuka minyak-*brine*. Maka dari itu, penurunan tegangan antarmuka dianggap sebagai mekanisme utama pada LSW saat hanya terdapat sedikit ion aktif dalam larutan

Tabel II-1.

Hasil Pengukuran IFT

(Mohsenzadeh, A. et al. 2016)

Solutions	IFT @ 80 °C, mN/m
Crude oil-Formation brine	24.4
Crude oil-original Injection brine	22.5
Crude oil-5D injection brine	18.4
Crude oil-20D injection brine	14.2
Crude oil-Distilled water	8.7



Gambar 2.7.

Hasil Pengamatan Pengaruh Pengenceran Larutan terhadap Sudut Kontak Minyak di Permukaan Batuan

(Mohsenzadeh, A. et al., 2016)

Dari berbagai percobaan yang telah dijelaskan di atas, dapat disimpulkan bahwa LSW dapat dilakukan di reservoir karbonat dengan memanfaatkan mekanisme *IFT reduction* dan kehadiran ion aktif dengan konsentrasi tinggi bukanlah kriteria yang harus selalu terpenuhi.

2.3. Faktor yang Mempengaruhi Injeksi air Salinitas Rendah

Menurut Craig, dalam menentukan reservoir yang sesuai untuk merencanakan *Waterflooding* perlu dipertimbangkan faktor-faktor dan ini juga bisa menjadi dasar dalam proses Injeksi air salinitas rendah antara lain :

1. Geometri Reservoir

Merupakan langkah pertama dalam penyusunan informasi reservoir untuk mempelajari kemungkinan digunakan *Waterflooding*. Struktur dan stratigrafi merupakan kontrol reservoir dalam penempatan sumur-sumur dan tingkat perluasannya, dimana hal ini mempunyai peranan yang penting dalam operasi injeksi air.

Struktur merupakan faktor utama yang menentukan pemisahan gravitasi. Dengan adanya permeabilitas yang besar, perolehan dengan pemisahan gravitasi khususnya pada sumur-sumur yang sudah tua dan mempunyai saturasi minyak yang berkurang nilainya sehingga apabila injeksi air diterapkan pada sumur tersebut maka tidak ekonomis. Jika struktur yang ada sesuai dan saturasi minyak sisanya ternyata masih cukup besar untuk diterapkan operasi tahap lanjut, maka injeksi tipe *peripheral* (keliling) menghasilkan efisiensi penyapuan areal lebih tinggi dari pada pola konvensional atau injeksi *line drive*.

2. Lithologi

Lithologi mempengaruhi efisiensi *Waterflooding* pada suatu reservoir. Faktor-faktor lithologi itu diantaranya adalah porositas, permeabilitas dan kandungan *clay*. Pada beberapa sistem yang kompleks hanya sebagian yang kecil dari porositas total seperti pada reservoir rekah alam (porositas matriks dan rekahan) akan mempunyai permeabilitas relatif yang cukup relatif dalam operasi *Waterflooding*. Pada kasus ini porositas matriks kecil pengaruhnya terhadap program *Waterflooding* seperti kristalin.

Evaluasi pengaruh-pengaruh semacam ini memerlukan penyelidikan laboratorium yang lebih teliti dan studi reservoir yang lebih luas. Evaluasi dapat ditambah dengan percobaan operasi pilot injeksi.

3. Kedalaman Reservoir

Jika kedalaman reservoir terlalu besar untuk dilakukannya pemboran kembali secara ekonomi dan sumur tua digunakan sebagai sumur injeksi dan produksi, perolehan yang lebih rendah mungkin diharapkan daripada melakukan pemboran sumur baru. Ini terutama terdapat pada lapangan-lapangan tua dimana spasi sumur teratur belum diamati dan pengembangan *infill drilling* (pemboran sumur sisipan) tidak secara luas dikembangkan.

Penyebab digunakannya lapangan dengan kedalaman dangkal karena tekanan maksimum yang dipakai dalam operasi perolehan tahap lanjut yang dibatasi dengan kedalaman reservoir. Dalam operasi *Waterflooding* ditemukan bahwa terdapat tekanan kritis yang diperkirakan hingga tekanan statik kolom batupasir atau sekitar 1 psi/ft. Kedalaman pasir yang melebihi harga tersebut, mengizinkan air masuk menembus untuk memperlebar rekahan atau bidang lemah lain, seperti lipatan dan mungkin bidang perlapisan. Hasil-hasil ini terdapat dalam saluran air yang diinjeksikan atau melewati bagian yang luas dari matriks reservoir. Akibatnya, satu gradien tekanan operasi yang besarnya 0,75 psi/ft umumnya merupakan ambang batas untuk mencegah terbaginya tekanan.

4. Porositas

Perolehan minyak total dari reservoir merupakan fungsi langsung dari porositas. Porositas menentukan jumlah minyak yang ada dengan mengetahui persentase saturasi minyaknya. Pengumpulan data porositas merupakan hal yang penting untuk menentukan jumlah minyak yang ada dalam reservoir. Besarnya porositas bervariasi dari 10 % sampai dengan 35 % pada zona tunggal. Pada batu gamping *dolomite*, porositas yang ditunjukkan dan porositas rekah bervariasi dari 2 % sampai dengan 11 %.

5. Permeabilitas

Tingkat keseragaman permeabilitas suatu reservoir sangat berpengaruh dalam perencanaan injeksi air. Untuk mencapai perolehan hidrokarbon yang tinggi, suatu reservoir seharusnya mempunyai tingkat permeabilitas yang tinggi. Namun demikian, kondisi yang ideal ini tidak dijumpai dalam reservoir yang sesungguhnya karena banyaknya faktor geologi yang mempengaruhi. Jika permeabilitas seragam dari lapisan atas sampai lapisan bawah suatu reservoir, maka *front zone* injeksi akan berbentuk *flat*. Pendesakan ini disebut pendesakan piston dengan efisiensi penyapuan besar dan tingkat perolehan minyak akan besar pula sehingga kondisi ini diharapkan dalam proyek injeksi air.

Bagaimanapun juga, banyak reservoir tidak mempunyai profil permeabilitas yang seragam, sebagai contoh pasir yang terendapkan pada *barrier* pantai cenderung lebih kasar pada bagian atas dan profil permeabilitasnya tinggi pada bagian atas serta terendah pada bagian

bawah. Apabila air diinjeksikan pada formasi ini, maka air akan lebih cepat bergerak pada zona yang permeabilitasnya tinggi, sehingga hasilnya adalah air akan mencapai sumur produksi pertama kali pada zona atas (*over run*) dan hanya akan menyapu sebagian zona yang lebih rendah dengan konsekuensi hilangnya efisiensi perolehan minyak secara keseluruhan.

Pada formasi yang memiliki profil permeabilitas tidak teratur, *front* injeksi akan tidak teratur dan kemajuannya berbentuk *finger*, hal ini mengakibatkan sebagian volume reservoir dilalui oleh injeksi air dan besarnya efisiensi penyapuan tidak begitu tinggi, artinya masih ada minyak yang tersisa dalam reservoir.

Kondisi terburuk adalah adanya lapisan tipis dimana tingkat permeabilitasnya sangat tinggi pada formasi yang seragam, air dengan cepat akan muncul pada sumur produksi melalui lapisan tipis tersebut dan akan meninggalkan sebagian besar minyak dalam reservoir. Untuk mengatasi masalah ini, maka perlu dilakukan *plugging* pada formasi yang mempunyai tingkat permeabilitas terbesar, sehingga diharapkan efisiensi perolehan minyak cukup tinggi.

2.4. Sistem Pengolahan Air Injeksi

Tidak seperti *Waterflooding* konvensional dimana air yang digunakan dapat menimbulkan masalah seperti *scale*, baik di pipa maupun direservoir, air yang digunakan pada LSW berupa *brine*. Air tersebut memiliki salinitas yang sangat rendah dan tidak terlalu menimbulkan masalah pada pipa dari reservoir, walaupun pada

kenyataanya pengolahan air injeksi mungkin diperlukan untuk meminimalisasi dan meningkatkan efektivitas dari LSW.

Berikut merupakan *treatment* yang umumnya diberikan pada air injeksi

1. *Aeration*

Merupakan proses pemecahan air menjadi partikel partikel halus ke dalam suatu ruangan. Proses ini dimaksudkan untuk pengoksidasian besi dan mangan yang terdapat dalam air, sehingga hasil oksidasinya dapat tersaring. *Aeration* juga diinginkan untuk menghilangkan karbondioksida dan hidrogen sulfida dalam air. *Aeration* sudah tentu menyebabkan penambahan kadar oksigen dalam air dan hal ini dapat menjadikan air lebih korosif. Tetapi metode ini terutama dipakai untuk air yang mengandung besi dan mangan, karbondioksida dan hidrogen sulfida.

2. Penambahan Zat Kimia (*Chemical Treatment*)

Chemical treatment ini berfungsi untuk menghilangkan senyawa yang dapat menghilangkan korosi, *scale* dan *swelling*.

3. *Setting* atau Pengendapan

Untuk mendapatkan padatan-padatan yang tersuspensi dalam air, sehingga dapat memisahkan benda padat yang halus seperti lumpur, *clay*, *sand*, dan *silt* dari air. Tempat-tempat yang biasa digunakan untuk

pengendapan ini adalah *oil skimmer tank* atau *skimming pit*.

4. *Algae Treatment*

Merupakan penambahan zat-zat kimia seperti klor, hipoklorit, tembaga sulfida dan fenol kedalam air. Zat ini diinjeksikan kedalam air sebagai gas dalam jumlah kecil dan terus menerus.

5. Penyaringan

Untuk menyaring partikel-partikel yang tersuspensi dalam air dengan ukuran yang lebih kecil. Penyaringan ini dilakukan setelah treatment terhadap zat-zat yang berbentuk endapan

6. *De-aeration*

De-aeration adalah proses pemecahan air menjadi partikel dalam suatu ruang hampa, sehingga oksigen bersatu dengan udara kemudian dikeluarkan oleh *vacuum pump*.

Dalam prakteknya pengolahan tersebut diklasifikasikan dalam tiga sistem yaitu terbuka, setengah terbuka dan sistem tertutup (dalam garis besarnya seperti pada *pressure maintenance*)

2.5. **Perencanaan *Low Salinity Waterflooding***

Perencanaan LSW dapat dikatakan sama seperti perencanaan pada *waterflood* umumnya, dikarenakan keduanya memiliki tahapan yang sama dalam pelaksanaannya, adapun perbedaannya terletak pada

reaksi kimia yang dimiliki LSW sedang *waterflood* biasa tidak terjadi. Perencanaan tersebut didasarkan pada pertimbangan teknik dan keekonomisannya. Analisa ekonomis tergantung pada perkiraan hasil dari proses *waterflood* itu sendiri. Perkiraan ini bisa baik atau buruk tergantung pada kebutuhan khusus dari proyek atau keinginan pelaksana. Lima langkah utama dalam perencanaan *waterflood* adalah:

1. Evaluasi reservoir meliputi hasil hasil produksi dari *primary recovery*
2. Pemilihan *waterflood plan* yang potensial
3. Perkiraan laju injeksi dan produksi
4. Prediksi *oil recovery* untuk setiap perencanaan proyek *waterflood*
5. Identifikasi variabel-variabel yang menyebabkan ketidaktepatan analisa secara teknik

Analisa teknik produksi *waterflood* dilakukan dengan memperkirakan jumlah volume dan kecepatan fluida. Perkiraan diatas juga berguna untuk penyesuaian atau pemilihan peralatan serta sistem pemeliharaan (*treatment*) fluida.

A. Penentuan Lokasi Sumur Injeksi-Produksi

Pada umumnya dipegang prinsip bahwa sumur-sumur yang sudah ada sebelum injeksi dipergunakan secara maksimal pada waktu berlangsungnya injeksi nanti. Jika masih diperlukan sumur-sumur baru maka perlu ditentukan lokasinya. Untuk memilih lokasi sebaiknya digunakan peta distribusi cadangan minyak tersisa. Pada daerah yang sisa minyaknya masih besar mungkin diperlukan lebih banyak sumur produksi daripada daerah yang minyaknya tinggal

sedikit. Peta isopermeabilitas juga membantu dalam memilih arah aliran supaya penembusan fluida injeksi (*breakthrough*) tidak terjadi terlalu dini.

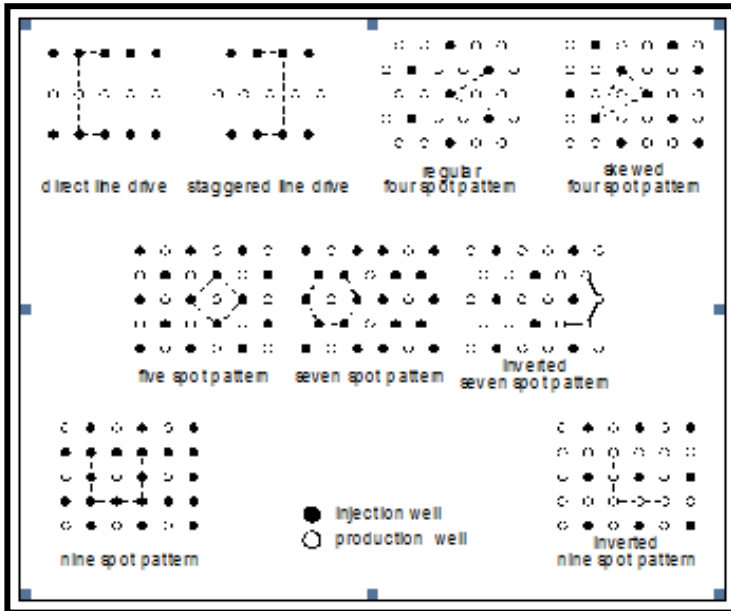
B. Penentuan Pola Sumur Injeksi-Produksi

Salah satu cara untuk meningkatkan faktor perolehan minyak adalah dengan membuat pola sumur injeksi-produksi, yang bertujuan untuk mendapatkan pola penyapuan yang seefisien mungkin. Tetapi kita harus tetap memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada sebelum injeksi harus dapat digunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti.

Pertimbangan-pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi-produksi tergantung pada:

1. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun ke arah vertikal
2. Struktur batuan reservoir meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran
3. Sumur-sumur yang sudah ada (lokasi dan penyebaran)
4. Topografi
5. Ekonomi

Pada operasi *waterflood* sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan, misalnya pola garis lurus, empat titik, lima titik, tujuh titik, dan sebagainya (**Gambar 2.8.**).



Gambar 2.8.

Pola-Pola Sumur Injeksi-Produksi

Pola sumur dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan *pola normal*. Sedangkan bila sebaliknya yaitu sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut dengan *pola inverted*. Masing-masing pola mempunyai sistem jaringan tersendiri yang mana memberikan jalur arus berbeda-beda sehingga memberikan luas daerah penyapuan yang berbeda-beda.

C. Penentuan Debit dan Tekanan Injeksi

Debit injeksi yang akan ditentukan di sini adalah untuk sumur-sumur dengan pola tertutup dengan anggapan bahwa *mobility ratio* (M)

sama dengan satu. Besarnya debit injeksi tergantung pada perbedaan tekanan injeksi di dasar sumur dan tekanan reservoirnya.

- Pola Direct Line Drive ($d/a \geq 1$),

$$i = \frac{3.541 k_w \Delta P \times 10^{-3}}{\mu_w [\ln(a/r_w) + 1,571 d/a - 1,838]} \dots\dots\dots$$

.....(4-1)

- Pola Staggered Line Drive ($d/a \geq 1$),

$$i = \frac{3.541 k_w h \Delta P \times 10^{-3}}{\mu_w [\ln(a/r_w) + 1,571 d/a - 1,838]} \dots\dots\dots$$

.....(4-2)

- Pola Five Spot ($d/a = 0,5$),

$$i = \frac{3,541 k_w h \Delta P \times 10^{-3}}{\mu_w [\ln(d/r_w) - 0,619]} \dots\dots\dots$$

.....(4-3)

- Pola Seven Spot,

$$i = \frac{4,72 k_w h \Delta P \times 10^{-3}}{\mu_w [\ln(d/r_w) - 0.619]} \dots\dots\dots$$

.....(4-4)

Keterangan :

- i = laju injeksi, bbl/day
- k_w = permeabilitas efektif terhadap air, mD
- h = ketebalan, ft
- ΔP = perbedaan tekanan di dasar, psi

- μ_w = viscositas air, cp
d = jarak antara sumur tidak sejenis, ft
a = jarak antara sumur sejenis, ft
 r_w = jari-jari efektif sumur, ft

D. Penentuan Tekanan Injeksi

Tekanan Injeksi LSW diatur agar tidak mencapai tekanan rekah formasi untuk menghindari terbentuknya rekahan di formasi. Besarnya tekanan formasi dapat diketahui menggunakan *Leak Off Test* (LOT) atau *Formation Integrity Test* (FIT).

BAB III

PEMODELAN DENGAN *COMPOSITIONAL* *SIMULATOR*

Proses pengolahan data untuk injeksi *Low Salinity Waterflooding* dapat dilakukan menggunakan beberapa simulator reservoir namun dalam penelitian ini peneliti menggunakan Simulator CMG yang memang telah digunakan oleh beberapa peneliti sebelumnya untuk proses simulasi reservoir. CMG sendiri terdiri dari beberapa jenis didalamnya yang dapat digunakan sesuai kebutuhan, seperti IMEX, GEM, dan STARS. IMEX digunakan untuk *black oil*, sedangkan GEM digunakan untuk minyak jenis *compositional*, GEM juga digunakan untuk proses *Enhanced Oil Recovery* (EOR), dan STARS dapat digunakan proses injeksi EOR maupun thermal.

Adapun pengolahan dan simulasi reservoir untuk penelitian tentang *Low Salinity Waterflooding* ini akan menggunakan simulator GEM CMG yang memang dapat melakukan proses simulasi untuk *Low Salinity Waterflooding* selain STARS. Secara umum proses input dan pengolahan data terdapat beberapa bagian utama yaitu :

1. Data Reservoir
2. Component
3. Rock Fluid
4. Initial Conditions
5. Wells & Recurrent

Pada bab ini akan diuraikan bagaimana proses input data dan pengolahan data untuk Simulasi *Waterflooding* dan *Low Salinity Waterflooding*. Pada bab ini akan diuraikan proses pengolahan data menjadi 4 bagian utama, yaitu proses pembuatan model, Proses Input Sumur Injeksi *Waterflooding*, *Low Salinity Waterflooding*, dan Cara menampilkan grafik hasil *Running* pada **GEM CMG**.

3.1. Input dan Pembuatan Model Reservoir

Model suatu reservoir dapat dibuat dengan cara input data grid dan data lainnya yang tersedia untuk pembuatan model reservoir namun juga dapat di *Import* langsung melalui menu reservoir jika data yang diinginkan telah tersedia, sehingga dapat berupa peta real suatu Lapangan. Pada penelitian ini, model reservoir yang disimulasikan merupakan model *synthetic* dengan format grid kartesian, sehingga tidak perlu dilakukan proses *history matching* seperti pada pengolahan data real model lapangan dan berikut ini merupakan Langkah-langkah dalam pembuatan model dan input data reservoir.

3.1.1. Builder

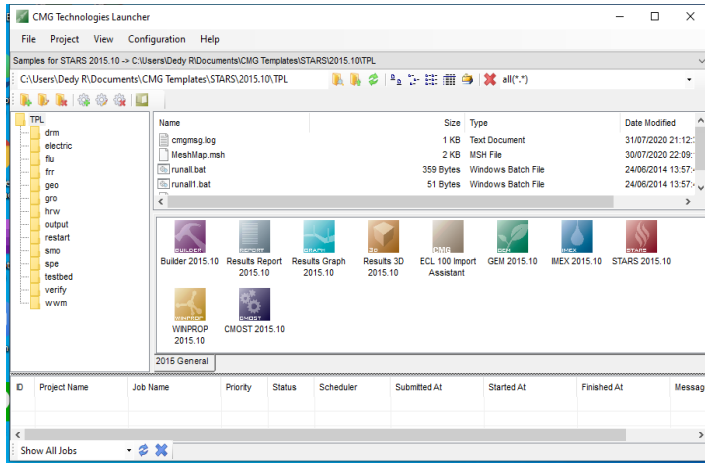
Langkah pertama dalam pembuatan model dan simulasi reservoir adalah dengan memilih Builder terlebih dahulu sehingga dapat dilakukan proses selanjutnya, Adapun Langkah-langkah awal dalam proses simulasi adalah sebagai berikut :

1. Klik **CMG Launcher** pada Desktop



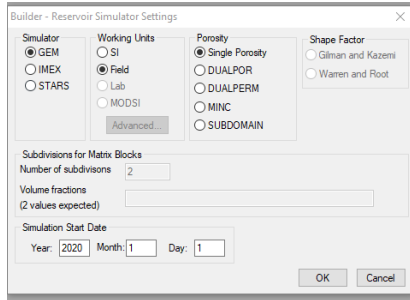
2. Setelah **CMG Technologies Launcher Box** keluar, klik

icon **Builder**

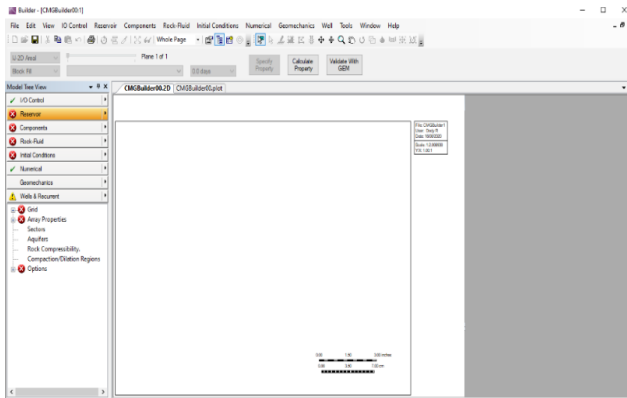


Gambar 3.1. Tampilan Menu Builder

3. Setelah Icon Template Builder keluar, klik **New** lalu klik **GEM**. Setelah itu pada menu Working Units, klik **Field**. Kemudian pada menu Porosity, klik **Single Porosity**. Masukkan tanggal dimulainya simulasi pada **Simulation Start Date**. Kemudian klik **OK**.



Gambar 3.2. Tampilan menu awal Builder



Gambar 3.3. Tampilan Menu Builder Lanjutan

3.1.2. Input data Component

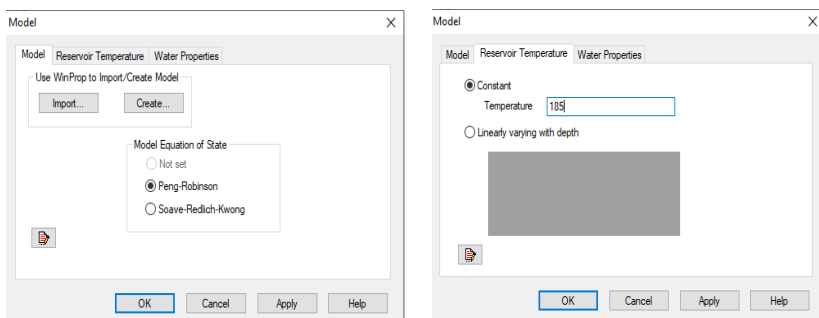
Dalam proses input Component dapat dilakukan dengan menggunakan **Winprop** dan menggunakan **Builder** langsung namun jika data yang tersedia cukup lengkap dapat dilakukan menggunakan **Winprop** karena dengan menggunakan **Winprop** dapat dilakukan proses *matching* dari data lapangan dengan data Lab sehingga akan didapatkan nilai yang mendekati kebenaran. Setelah proses input data

pada **Winprop** telah selesai dapat dilakukan *Import data from Winprop* pada menu Component.

Untuk Input **Component** pada penelitian ini menggunakan **Builder** karena keterbatasan data yang tersedia, adapun Langkah-langkah dalam proses input data **Component** adalah sebagai berikut

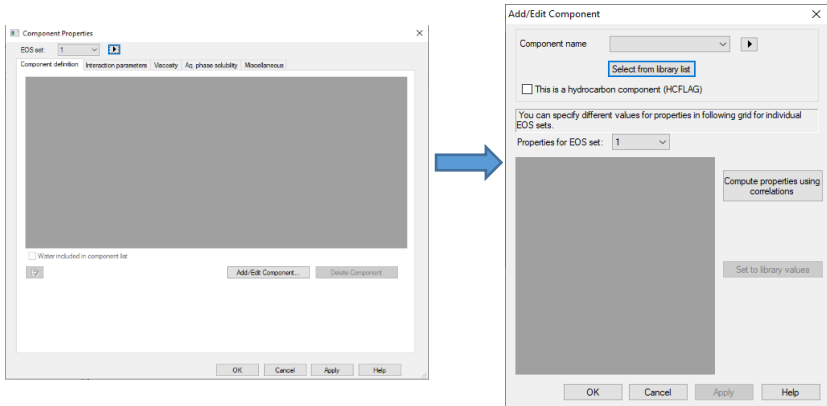
1. Pada menu pilih terlebih dahulu menu **Components** kemudian **Klik** > **Model** > Pilih Persamaan **Peng-Robinson** > **Apply**

Setelah selesai pilih Reservoir Temperature dan Input nilai **Temperature** > **OK**



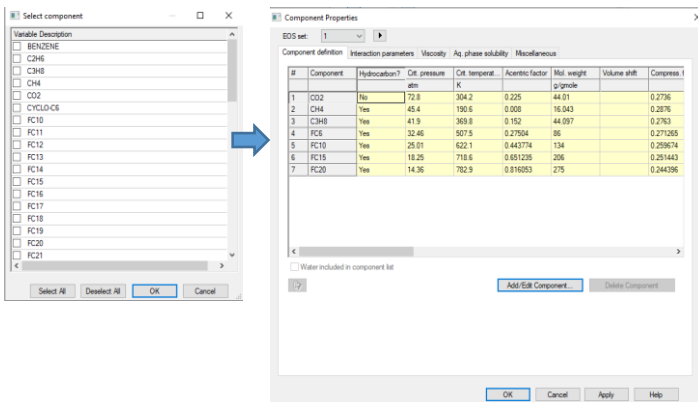
Gambar 3.4. Tampilan Menu Components

2. Selanjutnya pada menu components pilih **Add/Edit Components** > Pada menu working EOS SET dan **Add an EOSset** Kemudian selanjutnya pilih **Add/Edit Component**



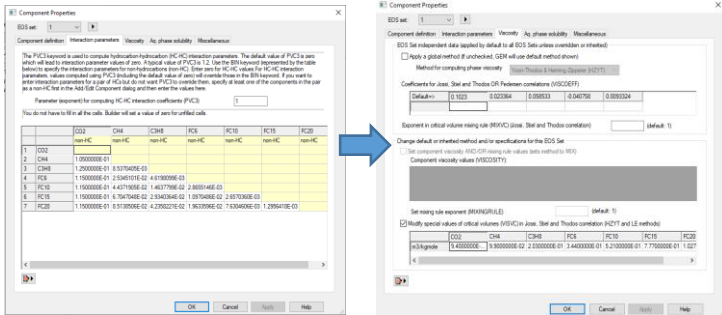
Gambar 3.5. Tampilan Menu Add/Edit Components

3. Kemudian setelah menu working add/edit Component muncul, pilih **Select From Library List** > Pilih Component > **OK**



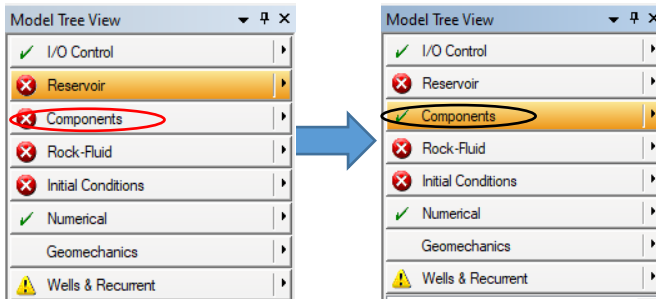
Gambar 3.6. Tampilan Menu Component Properties

4. Setelah Input Component Defenition Selesai selanjutnya pilih **Interaction Parameters** dan Input data, kemudian pilih menu working Viscosity dan input data
Setelah selesai **Klik > OK**



Gambar 3.7. Tampilan Menu Interaction Parameters

Jika data yang diimport telah di input maka akan centang seperti gambar dibawah ini



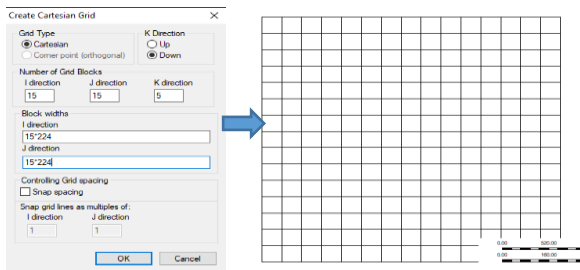
Gambar 3.8. Tampilan Model Tree View Ceklis Components

3.1.3. Input **Reservoir**

Setelah dilakukan input components selanjutnya dapat membuat Grid untuk model reservoirnya, dengan cara :

1. Pada menu **reservoir** kemudian pilih **Create Grid** dan selanjutnya dapat memilih jenis grid yang akan digunakan yaitu **Cartesian Grid**, selanjutnya akan keluar tampilan seperti ini

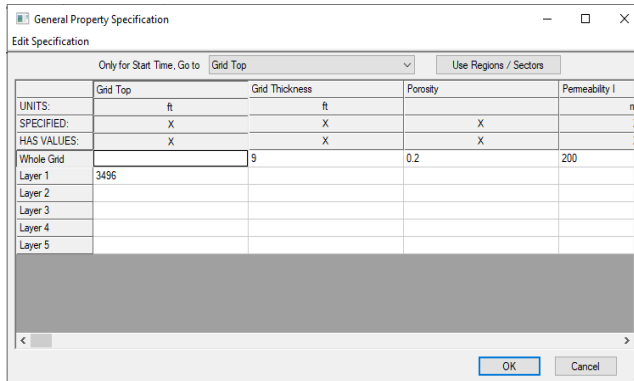
Reservoir > Create Grid > Cartesian Grid > OK



Gambar 3.9. Tampilan Menu Reservoir Setelah Input Grid

2. Selanjutnya Input data properties dengan Double klik pada **Array Properties** pada menu tree view untuk reservoir. Kemudian input data Grid Thickness, Porosity dan Permeability, Pressure dan Composition oil dan data lainnya yang tersedia

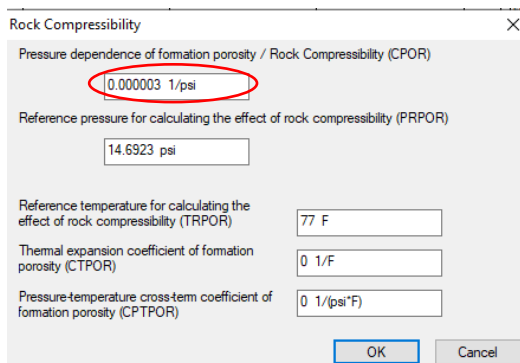
Array Properties > Input data > OK



Gambar 3.10. Tampilan Menu Array Properties

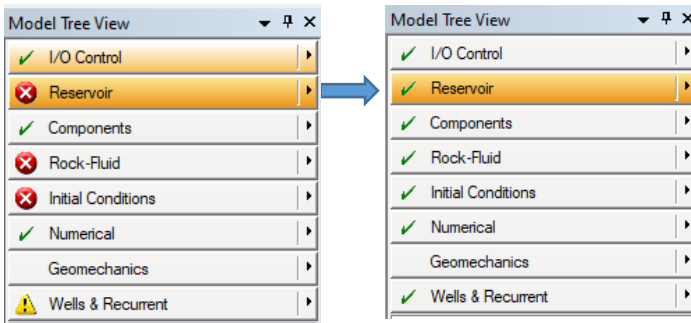
3. Setelah Array Properties selanjutnya Input data Rock Compressibility sesuai data yang tersedia pada **Menu tree view** kemudian **Double Klik Rock Compressibility** dan Input data Rock Compressibility

Rock Compressibility > Input Data > OK



Gambar 3.11. Tampilan Menu Rock Compressibility

Hasil tampilan Menu Reservoir setelah input data akan ceklis seperti diatas

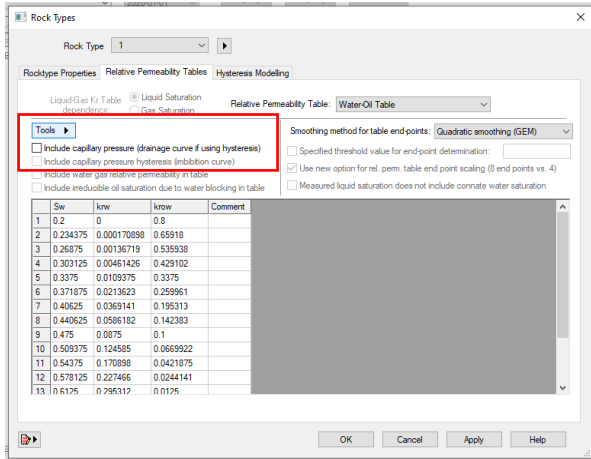


Gambar 3.12. Tampilan Model Tree View Ceklis Reservoir

3.1.4. Input **Rock Fluid**

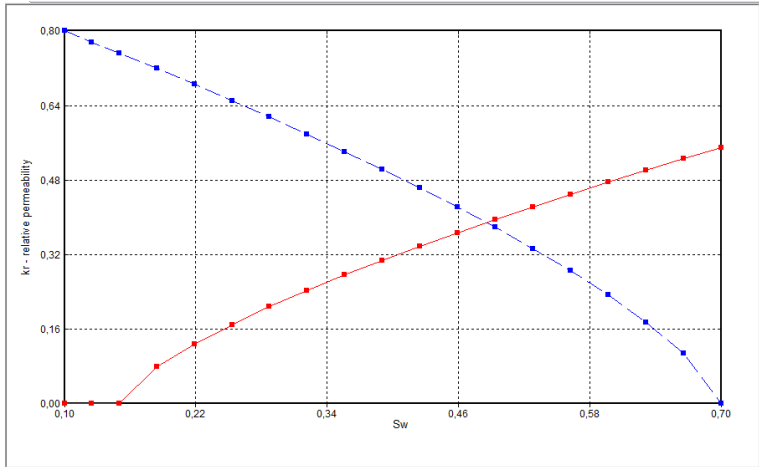
Setelah input data reservoir selanjutnya dapat dilakukan input data Rock Fluid dengan Langkah sebagai berikut :

1. Pada menu tree view pilih **Menu Rock Fluid**,
Kemudian > Klik **Create/Edit Rock Type**.
Rock Fluid > Create/edit Rock Type > Rock Type > New Rock Type > Uncheck capillary Pressure Hysteresis > Input data yang tersedia > OK



Gambar 3.13. Tampilan Menu Rock Fluid

2. Input data sesuai data yang tersedia, jika mempunyai data PC maka check pada **capillary Pressure Hysteresis** dan jika tidak mempunyai data tersebut dapat dilakukan **Uncheck**.
3. Berikut merupakan hasil tampilan Menu **Rock Fluid** setelah dilakukan Input data



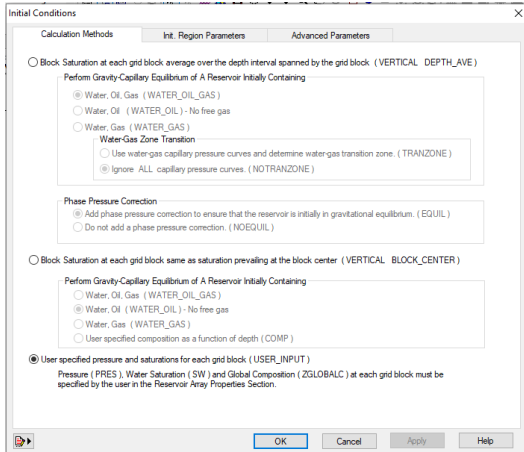
Gambar 3.14. Tampilan Hasil Rock Fluid Setelah Input Data

3.1.5. Input **Initial Condition**

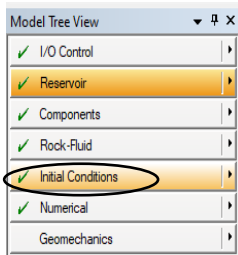
Langkah selanjutnya setelah input Rock Fluid adalah input **Initial Conditions**. Berikut merupakan Langkah-langkah dalam Input data Initial Conditions

1. Initial Conditions > Initialization Settings

Pada calculation methods pilih **User Specified Pressure and saturations for each grid Block**



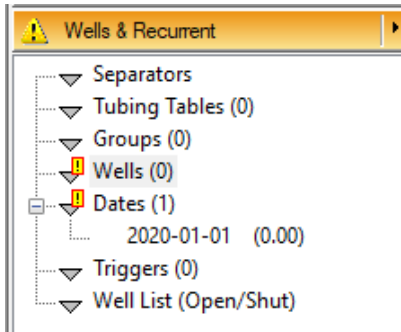
Gambar 3.15. Tampilan Menu Initialization Setting



Gambar 3.16. Tampilan Model Tree View Initalization Settings

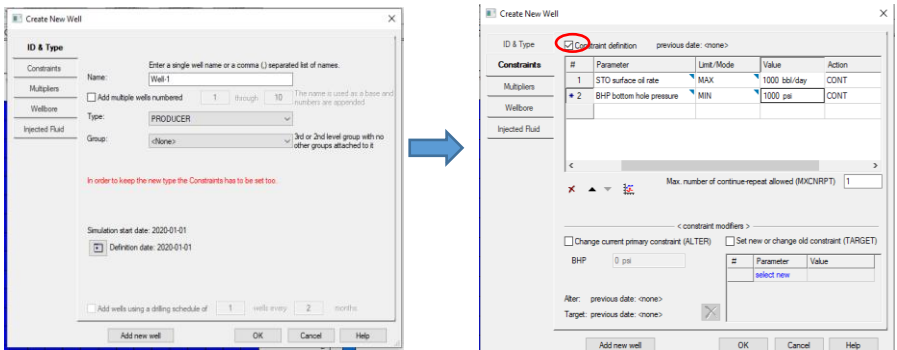
3.1.6. Input Data Sumuran dan Waktu

Setelah proses Input data reservoir dan komponen lainnya selesai, selanjutnya input data sumuran dan waktu sumur mulai berproduksi, berikut merupakan Langkah-langkah dalam input data sumur dan waktu.



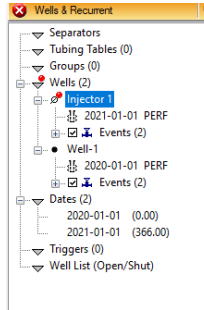
Gambar 3.17. Tampilan Menu Input Wells & Time

1. klik kanan pada **Wells** untuk membuat dan menambahkan sumur
2. Pada menu **ID&Type** Input nama sumur pada **Name**, Tipe sumur pada **Type**, dan Sumur mulai produksi pada **Simulation Start Date** Pada menu constraints Centang pada **Constraint Definition** dan Input data **Surface Oil Rate** dan **BHP** sumur



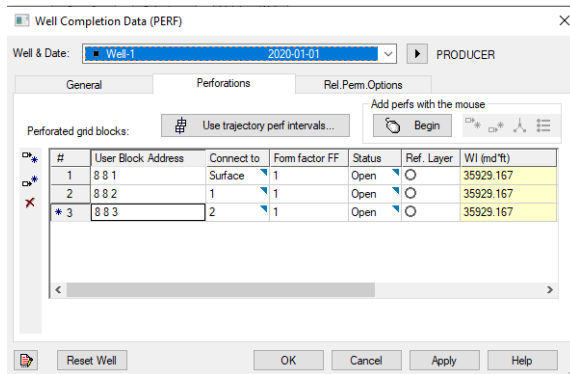
Gambar 3.18. Tampilan Menu *Working Well* Produksi

3. Kemudian Input Perforasi sumur pada menu **Wells** input zona perforasi sumur dengan klik pada **well-1** dan selanjutnya klik **PERF**



Gambar 3.19. Tampilan Wells Input Perforasi

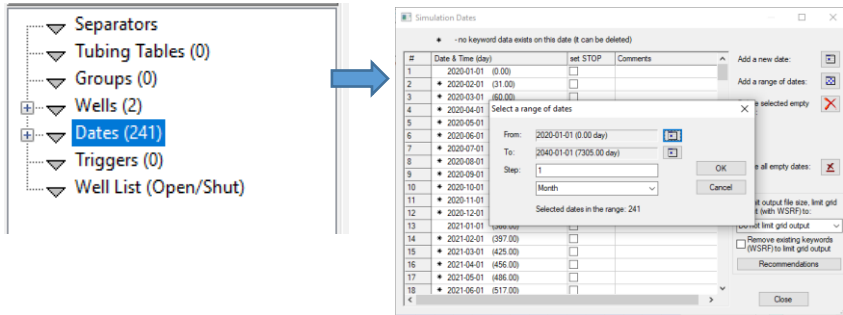
4. Tampilan menu perforation dan Selanjutnya tentukan zona perforasi sumur dengan klik **Begin** dan pilih zona yang diinginkan



Gambar 3.20. Tampilan Well Completion

5. Setelah input data sumur dapat dilakukan Input **Date**, yaitu tahun simulasi akan dilakukan selama berapa tahun,

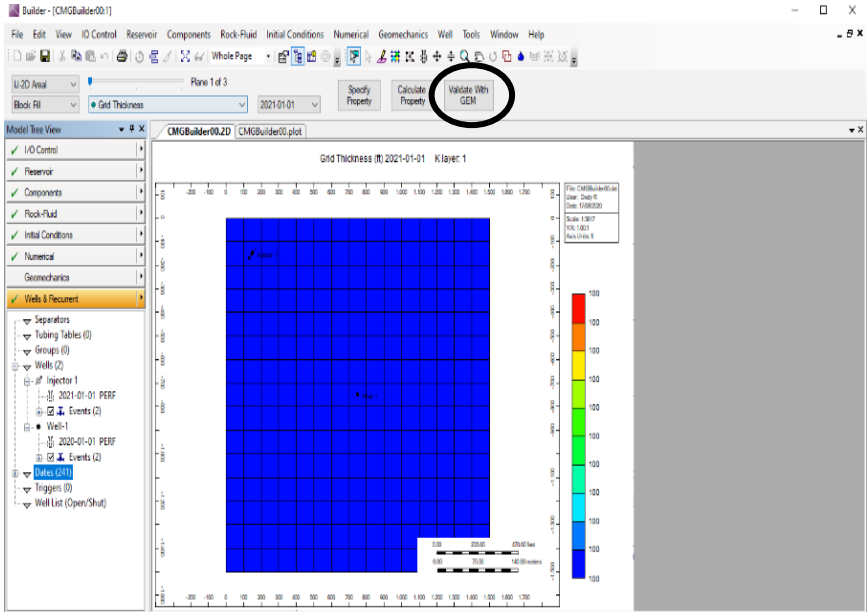
Klik **Dates > Add range of Dates > OK**



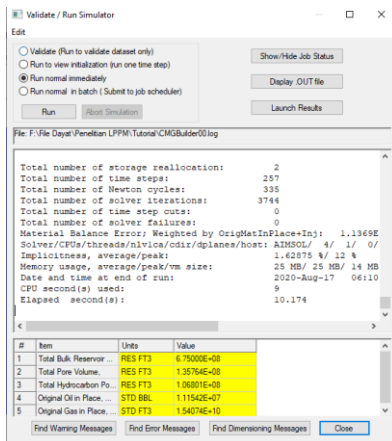
Gambar 3.21. Tampilan Menu *Dates*

6. Setelah semua data sudah di Input maka simulasi dapat dilakukan dengan hanya sumur produksi karena belum dilakukan input data untuk Sumur Injeksi.

Save file builder yang telah dibuat, kemudian pada tampilan builder klik **Validate With Gem** dan Pilih **Run Normal Immediately** tunggu sampai proses *Running* selesai



Gambar 3.22. Menu *Running* Program

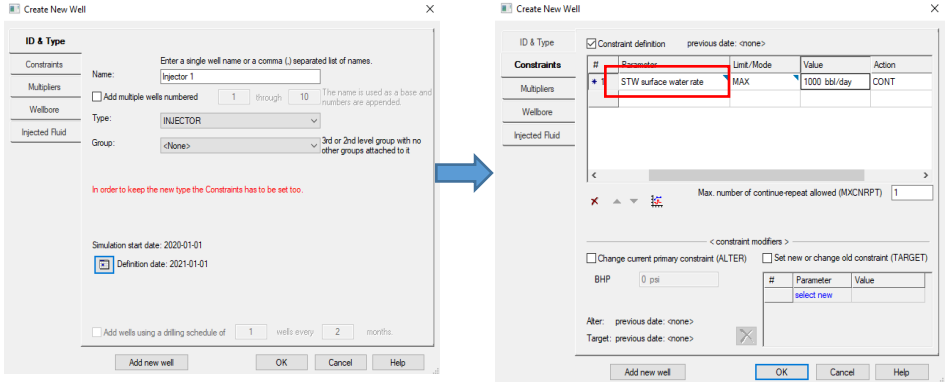


Gambar 3.23. Tampilan Proses *Running*

3.2. Input Data Sumur Injeksi *Waterflooding*

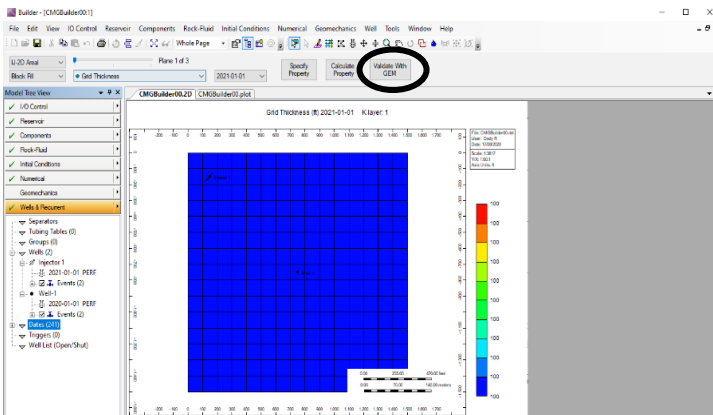
Setelah proses selesai selanjutnya dapat dilakukan proses simulasi untuk *Waterflooding* dengan membuat sumur injeksi terlebih dahulu. Dalam proses injeksi *Waterflooding* hanya dilakukan input data sumur dan tidak perlu untuk menambahkan komponen air lainnya karena sudah ada properties air dalam model yang telah dibuat namun akan berbeda Ketika akan dilakukan Injeksi *Low Salinity Waterflooding* Selanjutnya membuat atau menambahkan sumur Injeksi sama seperti membuat sumur diawal **Input nama** sumur, **tipe sumur** dan **mulai beroperasi**, namun selanjutnya diubah pada tipe sumur menjadi Injector pada menu working **Type**

1. **Klik Type** > Ganti menjadi **Injector**
2. Kemudian setelah diganti menjadi Injector, dapat dilakukan pengaturan waktu mulai injeksi pada **Simulation start date**
3. Kemudian pada menu **Constraints** tambahkan **Surface Water Rate** dan input nilai water yang akan diinjeksikan perharinya

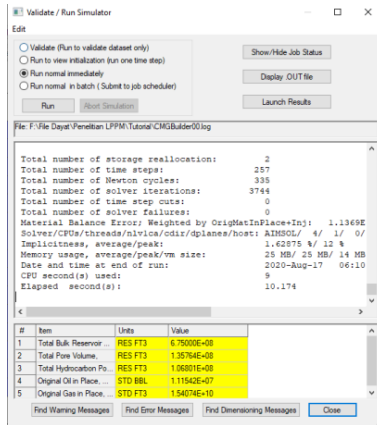


Gambar 3.24. Tampilan Menu *Working Well* Injeksi

4. *Running* proses *Running* dapat dilakukan Ketika semua proses input data sudah dilakukan **Save** file builder yang telah dibuat, kemudian pada tampilan builder klik **Validate With Gem** dan Pilih **Run Normal Immediately** tunggu sampai proses *Running* selesai



Gambar 3.25. Menu *Running* Program Setelah Input Injeksi



Gambar 3.26. Tampilan Proses *Running*

Setelah Proses *Running* selesai dapat dilanjutkan dengan melihat hasil simulasi dalam bentuk grafik menggunakan *CMG Results Graph*

3.3. Input data untuk Injeksi *Low Salinity Waterflooding*

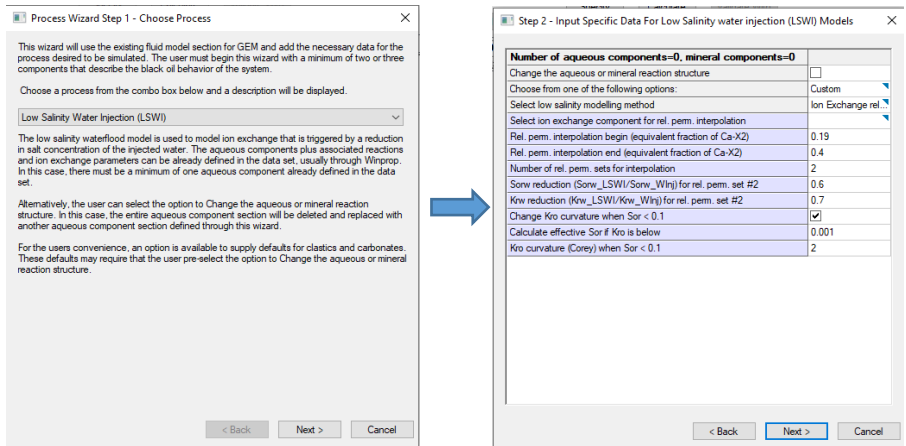
Setelah dilakukan simulasi *Waterflooding* selanjutnya dapat dilakukan proses simulasi untuk *Low Salinity Waterflooding* dengan mengubah *Injected Fluid* pada sumur *Waterflooding* yang telah disimulasikan sebelumnya. Dalam proses injeksi *Waterflooding* sebelumnya hanya dilakukan input data sumur dan tidak perlu untuk menambahkan komponen air lainnya karena sudah ada properties air dalam model yang telah dibuat namun pada Injeksi *Low Salinity Waterflooding* kali ini akan dilakukan Input Komponen data Air Injeksi sesuai dengan data tersedia.

Berikut Langkah-langkah dalam proses Injeksi *Low Salinity Waterflooding* namun Sebelum Injeksi dengan *Low Salinity Waterflooding*

(LSW) **Copy** terlebih dahulu file format .dat dari pengolahan Injeksi *Waterflooding* sebelumnya untuk kemudian di ubah menjadi Injeksi LSW

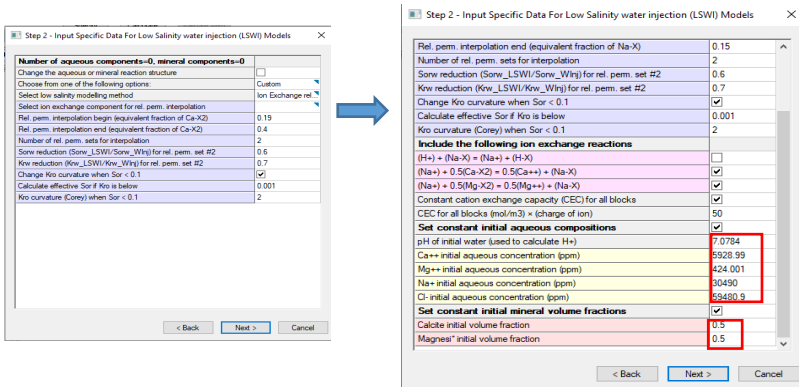
Klik **Builder** pada **CMG Launcher**, Kemudian pada menu pilih File **File > Open > Pilih file format .dat > OK**

1. pilih menu **Components > Process Wizard**
2. Kemudian Pilih **Low Salinity Water Injection** dan klik **Next**



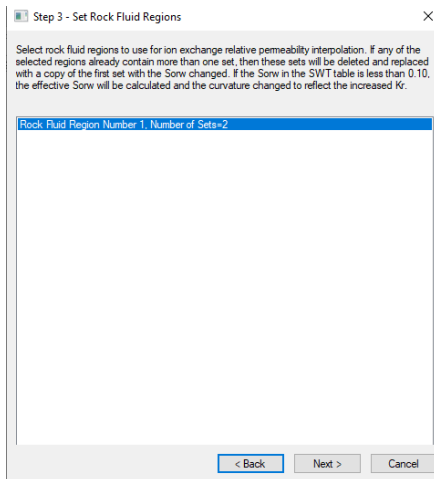
Gambar 3.27. Tampilan Menu *Process Wizard*

Setelah itu pada menu **Input Specific data for LSW Models** Ceklist *change the aqueous* or mineral reaction structure dan **Custom** pada choose from one of the following options diganti menjadi **Carbonates Ion Exchange Carboxylate**. Selanjutnya Input data **initial air formasi** dan **initial mineral formasi** data yang tersedia dan selanjutnya klik **Next**



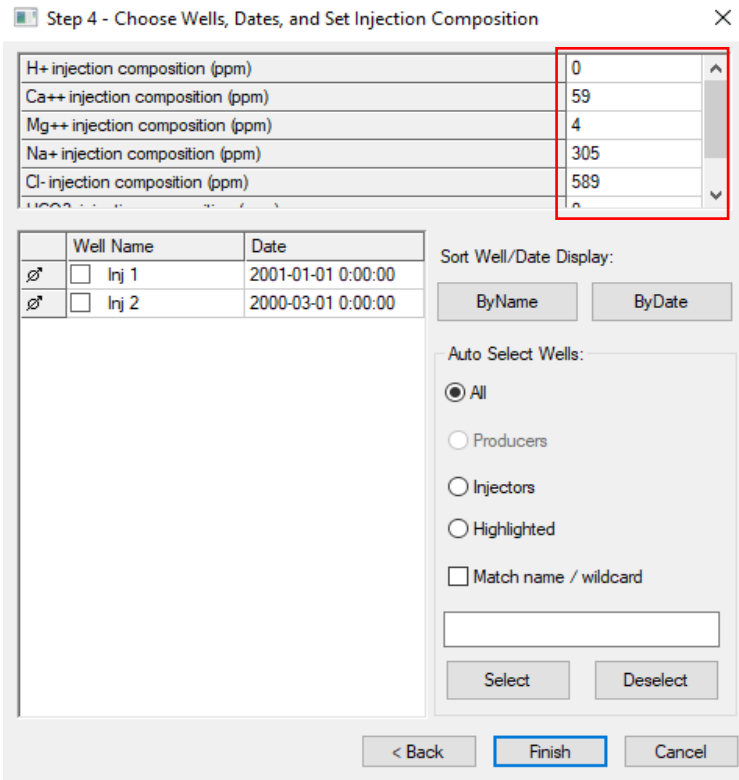
Gambar 3.28. Tampilan Menu Step 2 *Process Wizard* Input data salinitas Formasi

3. Kemudian pilih Rock Fluid region Number > Next



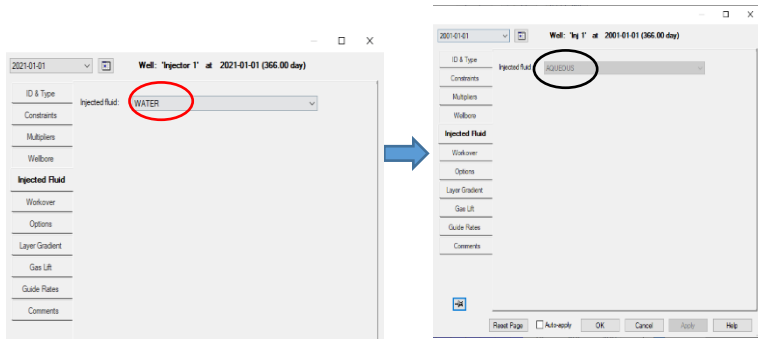
Gambar 3.29. Tampilan Menu Step 3 *Process Wizard* Pemilihan Rock Region

4. Setelah itu Input data salinitas untuk masing-masing kandungan mineral dalam air injeksi sesuai data yang tersedia, kemudian pilih sumur injeksi dengan **klik All** pada menu working **auto select well** dan **Klik Finish**



Gambar 3.30. Tampilan Menu Step 4 *Process Wizard* Input Component Water Injection

Hasil Perubahan Fluida Injeksi sebelumnya waterflood menjadi LSW (*Aqueous*)



Gambar 3.31. Tampilan Menu Injected Fluid

5. Setelah input data injeksi air maka selanjutnya dapat dilakukan *Running* dengan cara yang sama sesuai Langkah sebelumnya

Save file terlebih dahulu, kemudian **validate with gem** dan **run normal immediately**

Setelah proses *Running* dilakukan, dapat dilihat hasil perbandingan dari *Waterflooding* dengan *Low Salinity Waterflooding* dengan cara menampilkan grafik pada Launcher **CMG Results Graph**

3.4. CMG Launcher Results Graph

Hasil *Running* yang dilakukan sebelumnya pada Builder selanjutnya dapat ditampilkan dalam bentuk **Grafik pada Results Graph CMG**. Pada Results Graph dapat dilihat hasil *Running* sebelumnya seperti Grafik Oil Rate, Rate Injeksi, Cumulative Oil, dan Grafik grafik lainnya.

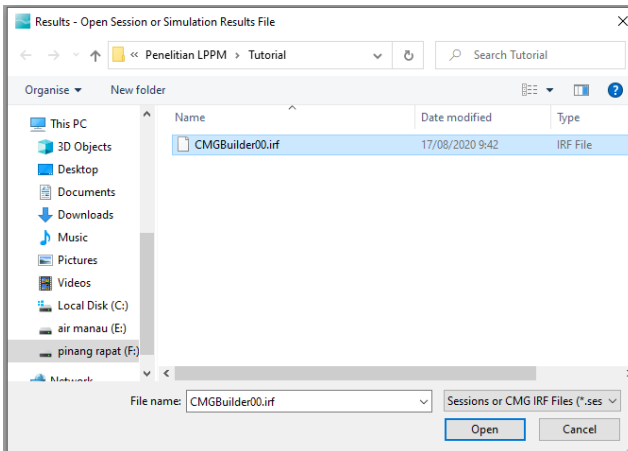
Berikut merupakan Langkah-langkah untuk menampilkan grafik hasil *Running* pada **Results Graph CMG**.

1. Buka kembali **CMG Launcher** kemudian pilih dan klik



2. Selanjutnya pada menu pilih **File**

File > Open > Pilih file format .irf

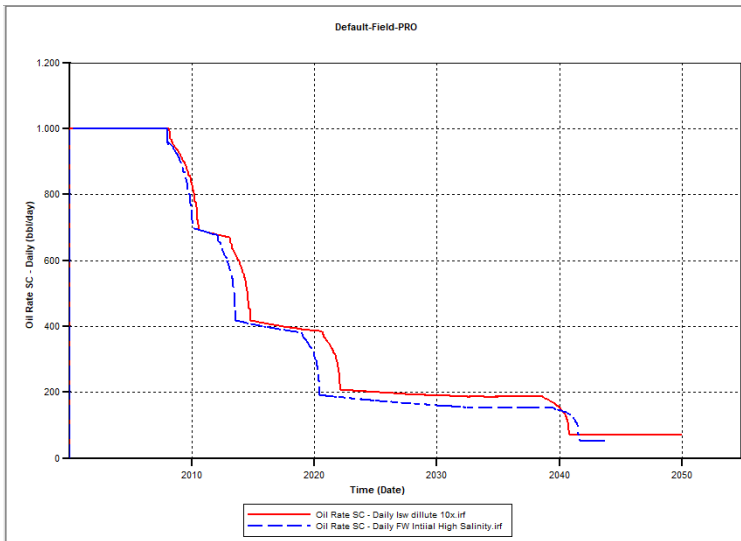


Gambar 3.32. Pemilihan file .irf Results Graph

4. Selanjutnya untuk menambahkan grafik *Low salinity Waterflooding* yang berbeda file dengan *Waterflooding*, yaitu Klik Add Diference Property > Pilih File LSW format .irf > OK

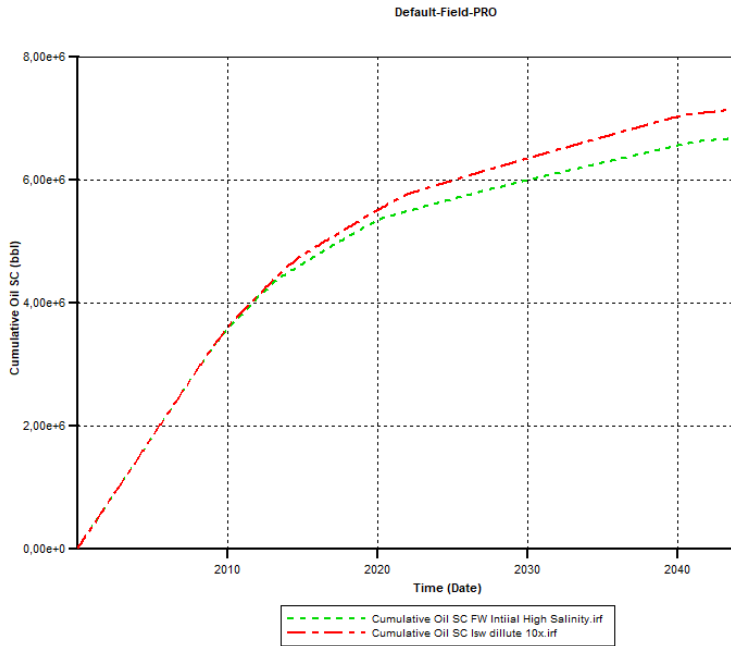
Setelah selesai pilih grafik yang akan dibandingkan yaitu grafik **Oil Rate** maupun **Cumulative Produksi**

5. Hasil Grafik Oil Rate



Gambar 3.35. Hasil Grafik Oil Rate

6. Hasil Grafik Cumulative Oil



Gambar 3.36. Hasil Grafik Cumulative Oil

BAB IV
STUDI KASUS PEMODELAN RESERVOIR INJEKSI AIR
DENGAN SALINITAS RENDAH PENGURASAN
MINYAK RINGAN

Low Salinity Waterflooding (LSW) merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang merupakan pengembangan dari *Waterflooding* konvensional. *Low Salinity Waterflooding* bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak di reservoir dengan cara menurunkan salinitas pada air injeksi. Dengan menurunkan salinitas air injeksi maka akan berpengaruh pada turunnya tekanan kapiler antara minyak dan batuan, menurunkan tegangan antar muka air-minyak, dan terakhir akan mengubah permeabilitas relatif yang disebabkan perubahan wettabilitas batuan.

Mekanisme perolehan minyak pada *Low Salinity Waterflooding* tidak jauh berbeda dengan *Waterflooding* konvensional. Perbedaannya terletak pada migrasi butir *clay* dan pertukaran kation yang terjadi antara air dan batuan. Karena adanya mekanisme tambahan pada *Low Salinity Waterflooding*, maka ada beberapa syarat tambahan agar *Low Salinity Waterflooding* dapat dilakukan, yaitu harus terdapat *clay* di reservoir dan terdapat *Connate Water*, serta belum pernah dilakukan *firing/acidizing* pada reservoir. Alasan lain digunakannya *Low Salinity Waterflooding* yaitu biayanya yang cukup murah dan bahan yang mudah didapatkan, serta tidak memerlukan tekanan injeksi yang besar.

Penelitian tentang *Low Salinity Waterflooding* terus dilakukan oleh para peneliti saat ini karena *Low Salinity Waterflooding* memiliki beberapa keunggulan dari metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) lainnya. Beberapa peneliti telah melakukan penelitian seperti para peneliti sebelumnya untuk mengetahui mekanisme yang sebenarnya terjadi pada proses *Low salinity Waterflooding*. Salah satu metode penelitian yang dilakukan oleh para peneliti adalah dengan cara *Modelling* dan *Numerical Simulation*. Penelitian *Low Salinity Waterflooding* dengan simulasi pernah dilakukan oleh Jerauld dkk.(2008). Mereka mengembangkan model untuk *Low Salinity Waterflooding* dengan memodifikasi model dari *waterflood* konvensional. Dalam modelnya, NaCl dimodelkan sebagai komponen utama dalam *aqueous phase*; permeabilitas relatif dan tekanan kapiler dijadikan sebagai fungsi salinitas. Namun, model ini hanya tergantung salinitas linier sederhana yaitu pada saturasi minyak sisa saja, yang tidak sesuai dengan kasus nyata. Penelitian lainnya pernah dilakukan oleh Rueslatten dkk. (2008). Mereka melakukan percobaan *Low Salinity Waterflooding* pada sampel core North Slope. Model yang digunakan merupakan model yang mempunyai reaksi geokimia dengan simulator PHREEQC, model dibuat untuk mensimulasikan LSW. Model ini hanya memberikan perkiraan variasi pH sebagai mekanisme LSW.

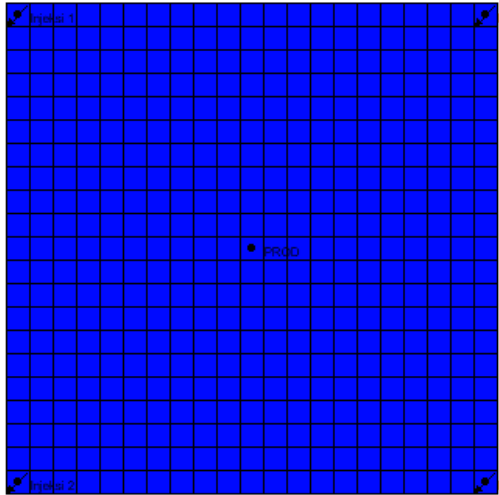
Berbeda dengan para peneliti sebelumnya yang bertujuan untuk mengetahui mekanisme yang terjadi pada *Low Salinity Waterflooding*, Penelitian ini hanya bertujuan untuk melihat perolehan minyak jika menggunakan *Waterflooding* konvensional dan *low salinity Waterflooding* atau injeksi air salinitas rendah.

Penelitian ini menggunakan simulator komposisional GEM CMG yang memang dapat digunakan untuk injeksi air salinitas rendah dengan memperhitungkan adanya reaksi kimia sehingga dapat memperoleh hasil yang lebih maksimal. Simulator ini bisa menghitung reaksi *Ion-Exchange*, *aqueous reaction*, dan *mineral dissolution*. Pada penelitian ini permeabilitas relative dan komposisi oil menggunakan data penelitian Dang et.al (2016), tetapi model geologi yang digunakan merupakan model homogen dengan bentuk reservoir kubus karena penelitian ini hanya akan berfokus untuk mengamati perolehan minyak dari *low salinity Waterflooding*. Model reservoir dalam bentuk 2D dapat dilihat pada **Gambar 4.1**.

Model reservoir homogen tiga dimensi yang terdiri dari blok grid 21 * 21 * 5 dengan properti yang disajikan pada Tabel 4.1.

Tabel IV.1. Properti Reservoir

Parameter	Value
Grid block dimensions	21 * 21 * 5
Grid block sizes	$\Delta x = 160$ ft, $\Delta y = 160$ ft, $\Delta z = 15$ ft
Permeabilities (kh, kv), mD	200
Porosity	0.2
CEC	50
Reservoir Pressure, psi	2000
Reservoir Temperature, F	185
Initial water saturation	0.15

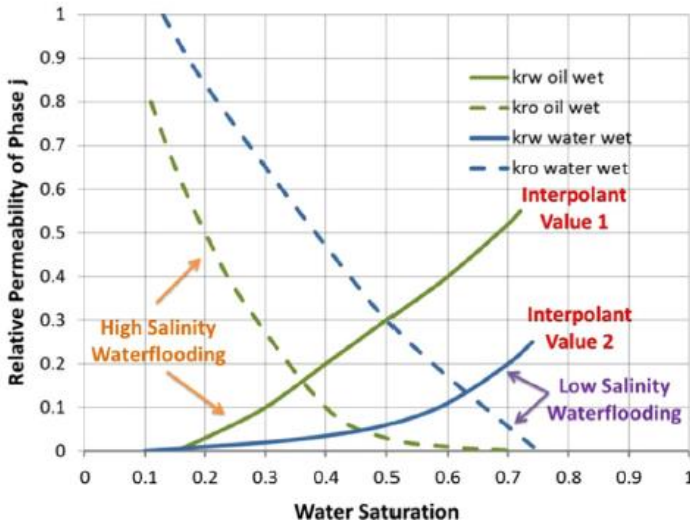


Gambar 4.1. Model Reservoir 2D

Data komposisi oil dan permeabilitas relative berdasarkan Dang et al(2016) ditampilkan dalam Tabel IV.2 dan Gambar 4.1 dibawah ini.

Tabel IV.2. Komposisi Oil

Ion	Fraction
CO ₂	0.01
CH ₄	0.19
C ₃ H ₈	0.13
FC ₆	0.17
FC ₁₀	0.3
FC ₁₅	0.15
FC ₂₀	0.05



Gambar 4.2 Kurva Permeabilitas Relative

Produksi dilakukan selama 50 tahun dimulai dari Januari 2000 sampai dengan Januari 2050, dengan hanya satu sumur produksi. Produksi dilakukan pada semua layer dengan Bottom Hole Pressure BHP sebesar 100 psi dengan *constraints* rate produksi sebesar 2000 bbl/day. Selama sumur berproduksi tidak dilakukan program lainnya hanya dilakukan program sumur injeksi yang dimulai pada awal Januari 2000 dengan jumlah sumur injeksi sebanyak 4 sumur.

Program sumur injeksi dilakukan dengan pola 5-spot, rate injeksi sebesar 1000 bbl/day dan diinjeksikan ke semua layer reservoir. Skenario yang dilakukan adalah sebanyak 3 skenario. Skenario pertama yang merupakan basecase adalah injeksi *Waterflooding* konvensional yaitu dengan injeksi salinitas air formasi. Kedua adalah *Low salinity Waterflooding* dengan air injeksi yang telah diencerkan 10

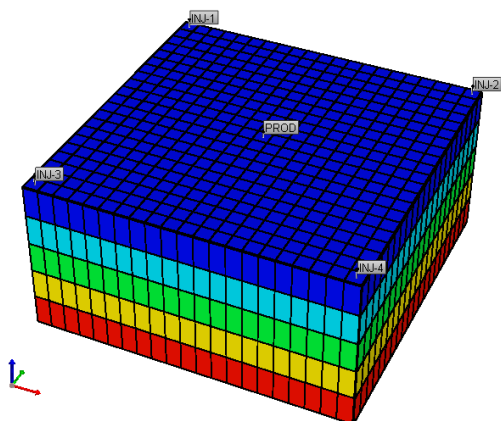
kali dari air formasi sehingga salinitas airnya berkurang. Kemudian yang ketiga adalah injeksi dengan air formasi yang diencerkan sebanyak 20 kali dari air formasi atau *Low salinity Waterflooding* kedua. Komposisi dari air formasi dan air injeksi dapat dilihat pada **Tabel IV.3** dibawah ini.

Table IV.3 Komposisi air formasi dan injeksi

Ion	Formation Water (ppm)	LSW-FW 10x diluted (ppm)	LSW-FW 10x diluted (ppm)
Na ⁺	49,933	4993.3	2496.65
Ca ²⁺	3,248	324.8	162.4
Mg ²⁺	14,501	1450.1	725.05
Cl ⁻	111,810	11181	5590.5
SO ₄ ²⁻	234	23.4	11.7
HCO ₃ ⁻	3658	0.3658	0.1829
TDS (mg/L)	179,730	17,973	8986.3

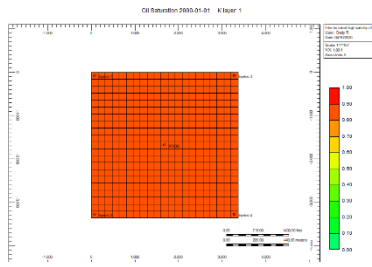
Berdasarkan model reservoir yang telah dibuat dengan data yang tersedia didapatkan *original oil in place* OOIP sekitar 19 MMSTB. Berikut merupakan uraian hasil simulasi yang didapatkan mulai dari tahap awal sampai tahap prediksi. Komposisi oil dimasukkan ke dalam *component* (simulator GEM), dan komposisi brine dan air yang diinjeksi dimasukkan ke dalam *Process Wizard* (simulator GEM). Simulasi ini mempertimbangkan pertukaran ion Ca²⁺ + - X. Kalsit dan dolomit merupakan mineral utama dalam reservoir ini. Perubahan permeabilitas juga tergantung pada reaksi air dan mineral. Setelah

mengidentifikasi komponen dan reaksinya, dapat membuat sumur dan *event* pada sumur seperti jenis sumur dan *constraints* sumur. Lokasi sumur dan bentuk 3D model reservoir dapat dilihat pada **Gambar 4.3**.

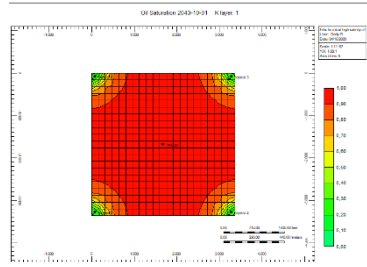


Gambar 4.3. Model Reservoir 3D

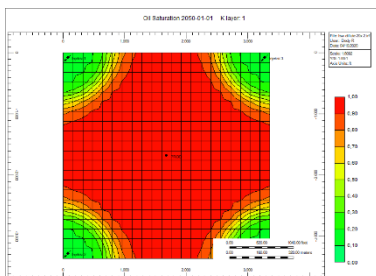
Setelah proses *Running* program skenario selesai, maka dapat dilakukan analisa terhadap masing-masing skenario. Analisa dapat dilakukan pada beberapa parameter seperti laju produksi, kumulatif produksi, peta saturasi minyak sisa, peta perubahan pH dan lainnya. Namun pada penelitian ini hanya akan terfokus pada perolehan minyak. Untuk parameter lainnya yang akan diperlihatkan pada penelitian ini adalah peta penyebaran minyak sisa pada layer 1 yang ditunjukkan pada **Gambar 4.4**.



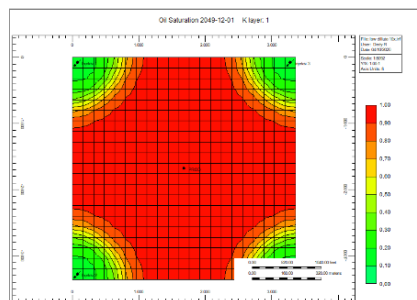
a. Penyebaran saturasi oil tahun



b. Penyebaran saturasi akhir produksi



c. Penyebaran saturasi akhir produksi Skenario



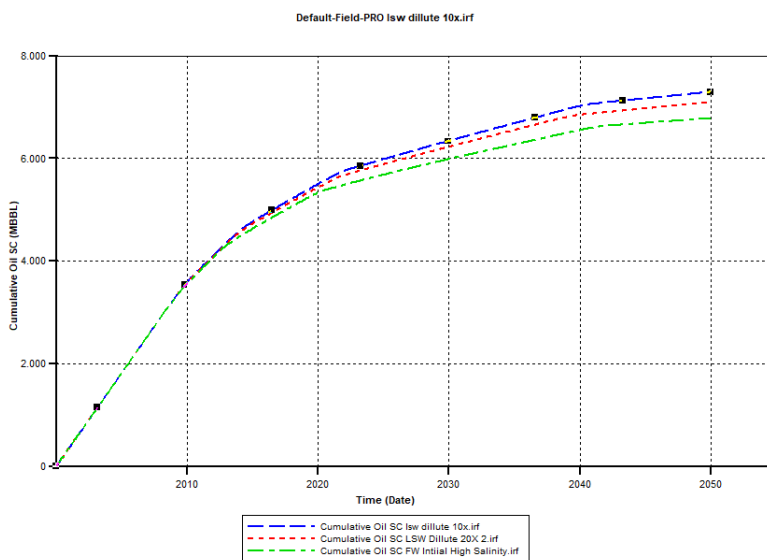
d. Penyebaran saturasi akhir produksi Skenario 2

Gambar 4.4 Peta penyebaran saturasi minyak Layer 1

Dari peta diatas terlihat saturasi minyak sisa pada akhir tahun produksi masih cukup banyak, sehingga reservoir masih dapat diproduksi sampai beberapa tahun kedepan. Berdasarkan hasil penyebaran minyak saturasi dapat dilihat bahwa saturasi minyak sisa hasil basecase lebih banyak dibandingkan dengan injeksi air salinitas rendah. Hal ini membuktikan bahwa pengurusan minyak untuk kasus ini lebih baik menggunakan metode Injeksi air salinitas rendah.

Selain dengan penyebaran saturasi minyak sisa, dilakukan juga Analisa terhadap kumulatif oil masing-masing skenario, sehingga dapat terlihat jelas perbedaan hasil pengurusan minyak dengan metode *Waterflooding* dan metode *low salinity Waterflooding*.

Hasil prediksi ditunjukkan pada **Gambar 4.5**. Perbedaan oil *recovery* dari skenario 1 dan skenario 2 dengan base case masing-masing adalah 2% dan 1% dalam periode prediksi 50 tahun. *Recovery factor* RF minyak kumulatif untuk *basecase*, skenario1 dan skenario 2 adalah 6.7; 7.3 dan 7.1 MMbbl. Dari hasil kumulatif produksi perbedaan RF dari skenario terlihat tidak signifikan.



Gambar 4.5. Cumulative Production

Recovery factor RF pada skenario 1 sedikit lebih tinggi daripada skenario 2. Dengan kata lain, mengencerkan air formasi 10 kali dan 20 kali lebih baik untuk kasus ini. Ini bukan fenomena umum pada

salinitas rendah. Itu tergantung pada sifat-sifat mineral batuan dan komposisi aqueous (air formasi dan fluida yang diinjeksikan). Adapun penjelasan tentang mengapa menginjeksikan air formasi pengenceran 20 kali memperoleh minyak kurang dari 10 kali air formasi pengenceran. Karena dalam proses simulasi ini, pelarutan mineral batuan dan reaksi air diperhitungkan. Dengan menggunakan persamaan Carman-Konzeny yang menghitung reduksi permeabilitas sebagai suatu perubahan fungsi akibat pengendapan mineral, semakin besar perbedaan salinitas antara air formasi dan fluida yang diinjeksikan akan mengganggu kondisi kesetimbangan. Semakin rendah oil *recovery* pada skenario 2 menunjukkan semakin banyak terjadinya pelarutan mineral batuan dan hal tersebut menurunkan permeabilitas yang berakibat pada semakin rendahnya aliran oil rate.

Sebagaimana diketahui bahwa pertukaran ion berpengaruh pada perolehan kembali minyak, komposisi air formasi dan juga pemilihan reaksi harus diperhatikan secara hati-hati. Dari grafik produksi minyak kumulatif, kita dapat melihat pemisahan kurva setelah 12 tahun. Artinya air injeksi salinitas rendah dapat terlihat setelah 12 tahun untuk kasus ini. Mekanisme injeksi air salinitas yang rendah pada oil *recovery* membutuhkan waktu untuk bereaksi, oleh karena itu semakin cepat implementasi akan menghasilkan oil *recovery* yang lebih baik.

Table IV.4. Prediksi Produksi Skenario

Skenario	OOIP (MMbbl)	Kumulatif Minyak (MMbbl)	<i>Recovery factor (%)</i>
Basecase	21.78	6.78	31.14%
Skenario 1		7.3	33.51%
Skenario 2		7.09	32.58%

BAB PENUTUP

Kesimpulan

1. Pemodelan Injeksi air bersalinitas rendah dapat dilakukan dengan simulator CMG-GEM yang memiliki fasilitas perhitungan reaksi pada *aqueous phase*, *mineral reaction*, dan *cation exchange capacity*
2. Pemilihan jenis dan banyaknya reaksi pada simulator menentukan detail perhitungan yang mempengaruhi lamanya waktu perhitungan.
3. Semakin rendah salinitas air injeksi tidak selalu menghasilkan *recovery* yang lebih besar. Injeksi air memiliki optimum salinity untuk menghasilkan perolehan minyak yang maksimal.
4. Injeksi air bersalinitas rendah memerlukan waktu reaksi, sehingga dari hasil simulasi dapat diperoleh waktu perkiraan injeksi yang tepat

Future Research

Masih perlu dilakukan sensitivitas salinitas yang lebih detail terhadap *recovery factor* untuk mengoptimalkan hasil permodelan.

DAFTAR PUSTAKA

- A,Lager.dkk.2008.*Low Salinity Oil Recovery -an Experimental Investigation*.
Petrophysics.
- Alotaiby, M.B. dkk. 2010. “*Wettability Change in Carbonates Reservoir*”,
SPE Improved Oil Recovery Symposium, United States
- Austad, T, dkk. 2010.*Chemical Mechanisms of Low Salinity Waterflooding in
Sandstone Reservoirs*. SPE. Tulsa, Oklahoma.
- Austad, T.dkk. 2012. *Condition for a Low Salinity Enhanced Oil Recovery
(EOR) Effect in Carbonate Oil Reservoir*. Energy & Fuels.
- Bernard G.1967.*Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing
clays*. SPE. Los Angeles,California.
- Kia SF. Dkk.(1987).*Effect of salt composition on clay release in Berea
sandstones*.SPE. San Antonio, Texas.
- Mcguire,P,dkk. 2005. *Low Salinity Oil Recovery: an Exciting new EOR
opportunity for alaska’s North Slope*.SPE 93903. Irvine, USA.
- Mohsenzadeh,A.dkk.2016. *Oil Recovery Enhancement in Carbonate Reservoirs
Via Low Saline Water Flooding in Presence of Low Concentration Active Ions;
A Case Study*. SPE,Muscat, Oman.
- Strand,S,.dkk.2006. *Wettability alteration of carbonates—Effects of potential
determining ions (Ca²⁺ and SO₄²⁻) and temperature*. Colloids and
Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects

Tang GQ, N.R. Morrow. 1999. *Influence of Brine Composition and Fines Migration on Crude Oil/Brine/Rock Interactions and Oil Recovery*. J.Petroleum Science.Engineering.

Yousef. dkk.2011.Laboratory Investigation of the Impact of Injection Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery From Carbonate Reservoirs. SPE. Saudi Aramco.

Zhang,Y.dkk.2007. *Waterflood Performance by Injection of Brine With Different Salinity for Reservoir Core*. SPE.California, USA.

BIOGRAFI PENULIS

Dr. Suranto, S.T.,M.T(suranto@upnyk.ac.id)



Lahir di Wargamulya, 17 April 1972, menempuh pendidikan dasar hingga SMA di Lampung. Pada tahun 1997, menyelesaikan pendidikan program sarjana di Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta. Menyelesaikan KOMBINASI program magister di Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung pada tahun 2001. Kemudian melanjutkan S3 Jurusan “Petroleum & Natural Gas Engineering di Sejong University, Korea Selatan pada 2011-2015. Bekerja sebagai dosen Teknik Perminyakan di Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta sejak 1997 hingga saat ini.

Ratna Widyaningsih, ST., M.Eng (nayu.ratna@gmail.com)



Lahir di Cirebon, Jawa Barat, pada tanggal 6 April 1986. Menempuh pendidikan sarjana di Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta dan memperoleh gelar sarjana teknik pada tahun 2010. Kemudian melanjutkan pendidikan magister teknik di Sejong University sebagai tugas belajar yang diberikan oleh UPN “Veteran” Yogyakarta dan menyelesaikan pendidikan magister tahun 2014. Kemudian setelah menyelesaikan tugas belajar, kembali melanjutkan pekerjaan sebagai dosen di Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta sampai sekarang.

Hidayat Tulloh(hidayattulloh85@gmail.com)



Lahir di Tanjung Raman, Prabumulih , Sumatera Selatan, pada tanggal 30 September 1997. Menyelesaikan pendidikan di SMA Negeri 2 Prabumulih. Saat ini masih aktif sebagai mahasiswa tingkat akhir di Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.



ISBN 978-623-6797-80-8



9 786236 797808