

**Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis
Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir**
**A Study On Surfactant-Polymer Injection Mechanism In Stratified Reservoirs Of
NR Field Using Reservoir Simulation**

NOVIA RITA
Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau
Jl. Kaharuddin Nasution 113 Pekanbaru 28284
novia_rita02@yahoo.com

Abstrak

Pertumbuhan industri minyak yang cepat, meningkatnya kebutuhan bahan bakar fosil, penemuan cadangan minyak yang menurun dan sulit ditemukan, serta penurunan produksi yang diperoleh dari aset yang sudah tua menyebabkan industri minyak menerapkan metode produksi alternatif. Metode yang paling umum untuk diterapkan adalah teknik *enhanced oil recovery* (EOR). Salah satu metode EOR yang paling diterapkan saat ini adalah injeksi surfaktan-polimer. Proses injeksi ini sangat tergantung pada karakteristik aliran, heterogenitas batuan dan interaksi antara fluida-batuan. Oleh karena itu, perlu dilakukan studi tertentu untuk memahami mekanisme injeksi. Hal ini dapat dilakukan dengan menggunakan simulator reservoir. Studi ini dilakukan melalui analisis komparatif dari 4 (empat) jenis injeksi yaitu injeksi air, injeksi polimer, injeksi surfaktan, dan injeksi surfaktan-polimer. Dapat dilihat bahwa injeksi air tidak bekerja optimal karena kandungan air telah mencapai nilai tertinggi 98%. Injeksi polimer bisa menyapu minyak yang terkandung dalam zona permeabilitas rendah sekitar 4% dari saturasi minyak sebelumnya. Injeksi surfaktan dapat mengurangi saturasi minyak yang tersisa di reservoir (ROS) sekitar 5% dari saturasi minyak sebelumnya pada zona permeabilitas tinggi. Injeksi surfaktan-polimer bisa menyapu minyak yang terkandung dalam kedua zona permeabilitas tinggi dan rendah hingga mengurangi *residual oil saturation after waterflood* (SORW) dan ROS masing-masing hingga 7% dan 11% dari saturasi minyak sebelumnya. Dengan demikian, injeksi surfaktan-polimer dianggap sebagai teknik EOR yang paling cocok untuk diterapkan di Lapangan NR.

Kata kunci: *Enhanced Oil recovery*, saturasi minyak sisa, heterogenitas, surfaktan, polimer, reservoir bertingkat.

Abstrak

The rapid oil industry growth, the increasing needs of fossil fuel, the decreasing and becoming more difficult oil discovery, and the decreasing production from the getting-old assets cause the industry to apply alternative production methods. The most common method to decide on has been applying enhanced oil recovery (EOR) technique. One of the most applied EOR methods these days is the surfactant-polymer injection. This injection process extremely depends on reservoir flow characteristics *i.e.* rock heterogeneity and fluid-rock interaction. Therefore, it is necessary to conduct a particular study to understand the mechanism of the injection. This can be done using a reservoir simulator. The study was carried out through a comparative analyses of 4 (four) types of injection namely water injection, polymer injection, surfactant injection, and surfactant-polymer injection. It was found that the water injection was no longer optimal since the water cut has reached a value as high as 98%. The polymer injection could sweep the oil contained in low-permeability zones of about 4% from the previous oil saturation. The surfactant injection could reduce the oil saturation (ROS) of about 5% from the previous oil saturation in high-permeability zones. The surfactant-polymer injection could sweep the oil contained in both high and low permeability zones that the residual oil saturation after waterflood (SORW) and ROS reach the values of 7% and 11% from the previous oil saturation, respectively. Thus, the surfactant-polymer injection was considered as the most suitable EOR technique to apply at NR Field.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, residual oil saturation, heterogeneity, surfactant, polymer, stratified reservoirs.

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sejalan dengan perkembangan industri yang makin pesat menyebabkan permintaan terhadap minyak bumi semakin bertambah. Sedangkan penemuan cadangan baru sangat sulit ditemukan. Salah satu upaya untuk mengantisipasi masalah tersebut adalah dengan mengoptimalkan sumur-sumur yang telah ada. Dalam tahap produksi, minyak tidak dapat sepenuhnya terkuras habis karena terdapat berbagai macam fenomena yang terjadi di lapangan. Salah satu penyebabnya adalah variasi sifat fisik batuan dan fluida yang ada di reservoir minyak tersebut.

Proses perolehan minyak secara primer dan sekunder telah dilakukan pada Lapangan NR, tetapi hasil yang diperoleh tidak optimal masih terdapat saturasi minyak yang tersisa di dalam reservoir (*remaining oil saturation*, ROS), sehingga perlu dilakukan aplikasi perolehan minyak tahap lanjut (EOR).

Salah satu Metode EOR yang akan diterapkan pada Lapangan NR adalah Injeksi surfaktan-polimer. Sebelum injeksi surfaktan-polimer diterapkan pada Lapangan NR, perlu dilakukan terlebih dahulu studi mekanisme injeksi tersebut dengan menggunakan simulasi reservoir. Sehingga nanti dapat dilihat keuntungan dalam penerapan injeksi surfaktan-polimer tersebut dari injeksi yang diterapkan sebelumnya (injeksi air) ataupun injeksi polimer dan injeksi surfaktan saja.

1.2 Tujuan

Tujuan Penelitian ini untuk melakukan studi mekanisme masing-masing injeksi yaitu; injeksi air, injeksi polimer, injeksi surfaktan dan injeksi surfaktan-polimer pada Lapangan NR serta menghitung besarnya faktor perolehan dari masing-masing injeksi yang dilakukan.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Proses *recovery* minyak bumi dapat dikelompokkan atas tiga fase, yaitu fase primer (primary phase), fase sekunder (secondary phase) dan fase tersier (tertiary phase). Pada fase primer diterapkan proses alami yang tergantung pada kandungan energi alam pada reservoir dan proses stimulasi menggunakan metode asam (*acidizing*), metode *fracturing*, dan metode sumur horizontal (*horizontal wells*).

Pada fase sekunder diterapkan proses *immiscible gas flood* dan *waterflood*. Metode pada fase tersier sering juga disebut sebagai metode *enhanced oil recovery* (EOR). Metode EOR didefinisikan sebagai suatu metode yang melibatkan proses penginjeksian material yang dapat menyebabkan perubahan dalam reservoir seperti komposisi minyak, suhu, rasio mobilitas, dan karakteristik interaksi batuan-fluida.

Beberapa metode EOR dapat diterapkan setelah fase primer atau bahkan saat proses pencarian minyak (*discovery*) (Gomaa, 1997).

Salah satu metode EOR adalah injeksi kimia, yaitu penginjeksian bahan kimia seperti surfaktan, polimer, dan alkalin. Injeksi kimia mempunyai prospek kedepan yang sangat bagus, diharapkan pada reservoir yang telah sukses dilakukan injeksi air, namun kandungan minyak di dalamnya masih bernilai ekonomis untuk diproduksi.

Menurut W. Barney Gogarty bahwa metode peningkatan perolehan menggunakan surfaktan membuat Amerika Serikat berkeinginan menambah persediaan energi mereka.

Hasil formulasi surfaktan yang telah dilakukan untuk keperluan *oil well stimulation agent* ataupun untuk *flooding* oleh Hambali et al. (2008), nilai IFT formula tersebut cukup bagus berkisar antara 3×10^{-3} – 4×10^{-3} dyne/cm. Bahkan pengujian dengan menggunakan core lab memperlihatkan kinerja yang cukup baik dimana *recovery* minyak bumi yang dilakukan mencapai 90 persen.

Pada operasi di lapangan, setelah slug surfaktan diinjeksikan kemudian diikuti oleh larutan polimer. Hal ini dilakukan untuk mencegah terjadinya *fingering* dan *chanelling*. Karena surfaktan dan kosurfaktan harganya cukup mahal, di satu pihak polimer dapat melindungi *oil bank* sehingga tidak terjadi *fingering* yang dapat menerobos zone minyak dan dapat juga melindungi surfaktan bank dari terobosan air pendesak.

Injeksi polimer meliputi penambahan bahan pengental (*thickening agent*) ke dalam air injeksi untuk meningkatkan viskositasnya. Bahan pengental yang biasa dipakai adalah polimer. Metode ini memiliki keuntungan dapat mengurangi volume total air yang diperlukan untuk mencapai saturasi minyak sisa dan meningkatkan efisiensi penyapuan karena memperbaiki perbandingan mobilitas minyak-air.

Proses EOR dengan injeksi surfaktan-polimer mempunyai efisiensi yang sangat tinggi. Proses yang dilakukan dari injeksi surfaktan-polimer adalah dengan dibantu oleh polimer sebagai buffer mobilitas. Tujuan utama dari injeksi surfaktan-polimer adalah untuk menurunkan tegangan permukaan diantara fasa minyak dan fasa air. Injeksi surfaktan - polimer didesain dengan melihat kelakuan tiga fasa adalah fasa air, fasa minyak dan fasa mikroemulsi, dengan peubah keadaan yang dilihat adalah air, minyak, surfaktan, polimer, total anion dan ion kalsium.

Kombinasi Injeksi surfaktan-polimer merupakan metoda *tertiary* yang dapat meningkatkan perolehan minyak dengan cara :

1. Menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan air.
2. Meningkatkan *water wettability*.

3. Dapat melarutkan minyak.
4. Mengemulsi minyak dan air.
5. Meningkatkan *mobility*.

Keuntungan dari injeksi surfaktan-polimer adalah :

1. Meningkatkan area dan displacement *sweep efficiency*.
2. Tidak *toxic* dan tidak korosif.
3. Menggunakan teknologi yang mirip injeksi air.
4. Menggunakan water-oil ratio di bawah *waterflood level*
5. *Gravity segregation* biasanya menjadi tidak penting.
6. Bisa diaplikasikan untuk reservoir yang besar.

Beberapa faktor yang dirasakan penting dalam menentukan keberhasilan suatu metode EOR adalah:

1. Faktor-faktor ditinjau dari kondisi reservoir; kedalaman, kemiringan, tingkat homogenitas, sifat-sifat petrofisik, dan mekanisme pendorong.
2. Faktor-faktor ditinjau dari kondisi fluida reservoir; cadangan minyak sisa, saturasi minyak sisa, dan viskositas minyak.

III. METODE PENELITIAN

Pelaksanaan studi mekanisme injeksi surfaktan-polimer pada reservoir berlapis Lapangan NR menggunakan simulasi reservoir, adalah sebagai berikut:

1. Persiapan data reservoir, sifat fisik fluida dan data lain yang akan digunakan dalam studi pendahuluan sebagai data masukan untuk simulasi.
2. Pembuatan model reservoir melalui beberapa tahapan sebagai berikut:
 - Memasukkan data geologi berupa porositas dan permeabilitas. Dimana ukuran model masing-masing sumbu $X = 63$, $Y = 61$, dan $Z = 37$.
 - Memasukkan semua data sumuran, baik untuk sumur produksi maupun sumur injeksi.
3. Pemilihan pilot area (region 4,5 acre) yang akan dilakukan studi mekanisme injeksi air, injeksi polimer, injeksi surfaktan, dan injeksi surfaktan-polimer).
4. Menginputkan semua data yang digunakan dalam masing-masing *file deck* ke-4 injeksi yang akan di run (simulasi).

Berikut ini merupakan tahapan-tahapan ke-4 injeksi yang dimasukkan dalam simulator:

1. Injeksi Air

Sebenarnya injeksi air sudah lama dilakukan di Area NR ini, namun dalam studi penelitian ini injeksi air dilakukan lagi dari awal mula tahap penelitian selama 337 hari yaitu 5 Oktober 2009 sampai dengan 6 September 2010. Penginjeksian air dilakukan pada sumur NR1-NR6.

Tahapan injeksi air yang dilakukan pada Lapangan NR ini mendapatkan hasil produksi kumulatif minyak sebesar 9.967 MSTB. Dengan faktor perolehan sebesar 4,25 %. Adapun data yang digunakan dalam proses injeksi air ini dapat dilihat pada Lampiran A.

2. Injeksi Surfaktan

Dalam proses penginjeksian surfaktan diperlukan data yang meliputi; konsentrasi surfaktan, adsorpsi surfaktan, dan properties lainnya. Untuk lebih jelasnya tahapan penginjeksian surfaktan pada sumur NR1-NR6 dapat di tabelkan sebagai berikut:

Tabel 1. Tahapan Proses Injeksi surfaktan

No.	Keterangan	Waktu pelaksanaan	Selang waktu	Hari ke
1.	Awal mula tahap pengerjaan	5 Okt 2009	Hari – 1	Hari ke – 1
2.	Injeksi air	5 – 31 Okt 2009	21 hari	Hari ke – 22
3.	Sumur P1 diproduksi	1 Nov 2009	-	Hari ke – 26
4.	Injeksi Surfaktan pada NR1_NR6 dengan konsentrasi 2% dari 15%PV	10-24 Nov 2009	15 hari	Hari ke – 37 sampai hari ke – 52
5.	Injeksi Air	5 Des 2009 – 6 Sep 2010	285 hari	Hari ke – 52 sampai hari ke 337

3. Injeksi Polimer

Yang menjadi data input dalam penginjeksian polimer sama dengan injeksi surfaktan sebelumnya. Hanya parameter surfaktan diganti dengan parameter properties polimer (konsentrasi, densitas, dll). Untuk lebih jelasnya data yang digunakan dalam tahapan proses penginjeksian polimer untuk sumur NR1-NR6 dapat dilihat pada tabel berikut ini:

Tabel 2. Tahapan Proses Injeksi Polimer

No	Keterangan	Waktu pelaksanaan	Selang waktu	Hari ke
1.	Awal mula tahap pengerjaan	5 Okt 2009	Hari – 1	Hari ke – 1
2.	Injeksi air	5 – 31 Okt 2009	21 hari	Hari ke – 22
3.	Sumur P1 diproduksi	1 Nov 2009	-	Hari ke – 26

4.	Injeksi Polimer 22 % dari 15%PV to 10.000 ppm + Air	10 Nov 2009	15 hari	Hari ke – 37 sampai hari ke – 52
5.	Injeksi Polimer 22 % dari 15%PV to 2200 ppm + Air	5 Des 2009	10 hari	Hari ke – 52 sampai hari ke – 62
6.	Injeksi Polimer 18% dari 15%PV to 1800 ppm.	6 Des 2009	75 hari	Hari ke – 62 sampai hari ke 137
7.	Injeksi air	22 Maret 2010	200	Hari ke – 137 sampai hari ke 337

4 Injeksi Surfaktan-Polimer

Yang menjadi data masukan dalam penginjeksian surfaktan-polimer sama dengan injeksi surfaktan dan injeksi polimer sebelumnya. Dimana data yang dimasukkan ke dalam simulasi adalah data kombinasi dari ke-2 injeksi tersebut, yang meliputi data parameter surfaktan dan polimer surfaktan (konsentrasi, adsorpsi, salinitas, dan perubahan permeabilitas akibat penginjeksian polimer).

Dimana sudah dijelaskan bahwa injeksi surfaktan-polimer dapat membantu meningkatkan efisiensi pendesakan dan penyapuan. Untuk itu perlu dilihat seberapa besar pengurangan saturasi minyak sisa di reservoir setelah injeksi surfaktan polimer dilakukan. Adapun tahapan proses penginjeksian surfaktan pada sumur NR1-NR6 pada Lapangan NR ditunjukkan tabel berikut ini:

Tabel 3. Tahapan Proses Injeksi Surfaktan-Polimer

No.	Keterangan	Waktu pelaksanaan	Selang waktu	Hari ke
1.	Awal mula tahap pengerjaan	5 Okt 2009	Hari – 1	Hari ke – 1
2.	Injeksi air	5 – 31 Okt 2009	21 hari	Hari ke – 22
3.	Sumur P1	1 Nov 2009	-	Hari ke – 26

	diproduksikan			
4.	Injeksi Surfaktan dengan konsentrasi 2% dari 15%PV+Polimer 22% dari 15%PV untuk 10.000 ppm	10 Nov 2009	15 hari	Hari ke – 37 sampai hari ke – 52
5.	Injeksi Air + Polimer dengan konsentrasi 22% dari 15%PV to 2200 ppm	5 Des 2009	10 hari	Hari ke – 52 sampai hari ke – 62
6.	Air + Polimer 18% 15%PV to 1800ppm	6 Des 2009	75 hari	Hari ke – 62 sampai hari ke 137
7.	Injeksi air NR1 –NR6	22 Maret 2010	200	Hari ke – 137 sampai hari ke 337

Semua data penginjeksian di atas di-run dengan menggunakan simulator CHEARS. Waktu yang dibutuhkan dalam melakukan runing untuk masing-masing data di atas selama 12 jam. Untuk melihat data hasil keluarannya menggunakan TECPLOT dan GOCAD.

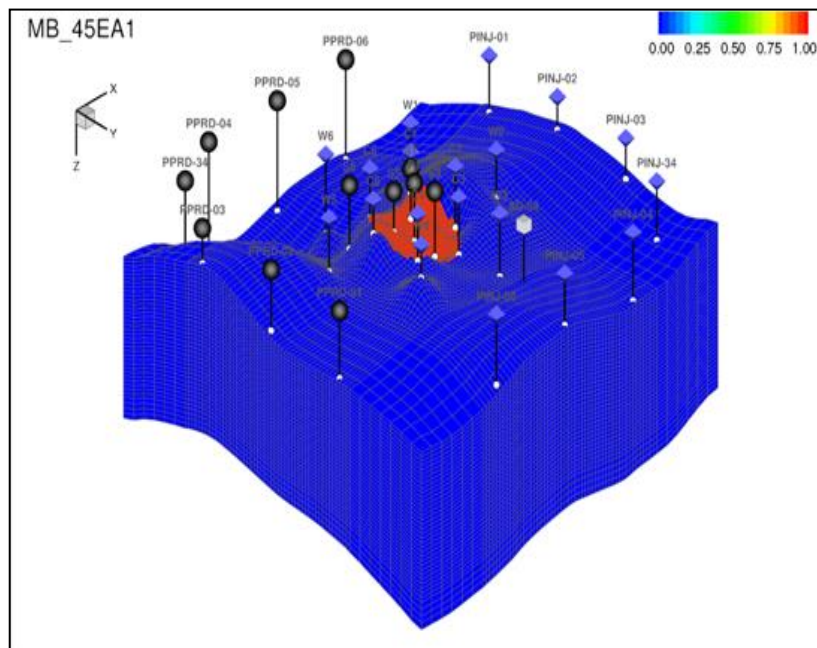
IV. HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Keluaran Model Simulasi Lapangan NR

Hasil run dari simulator dapat dilihat model 3D dari Lapangan NR dengan menggunakan TECPLOT. Gambar 1. merupakan gambaran 3D dari Lapangan NR. Dimana yang menjadi studi adalah area 4,5 acre yang berada di tengah lapangan tersebut.

Dari hasil run ke empat skenario injeksi baik injeksi air, surfaktan, polimer dan injeksi surfaktan-polimer diperoleh data *remaining oil sturation (ROS)* setelah injeksi, saturasi minyak residual setelah kondisi *waterflood (SORW)*, data permeabilitas, porositas untuk masing-masing lapisan di 7 titik area 4,5 acre yang di keluarkan dari GOCAD. Dan sebagai pembanding hasil yang diperoleh adalah data saturasi oil sebelum injeksi tersebut dilakukan (5 Oktober 2009). Alasan peneliti mengambil ke-7 titik sebagai acuan untuk melihat mekanisme injeksi yang bekerja pada reservoir berlapis Lapangan NR tersebut. Adapun data-

data untuk ke 7 titik yang akan dianalisis baik di sumur NR-P1, dan NR1-NR6 dapat dilihat pada Lampiran A.

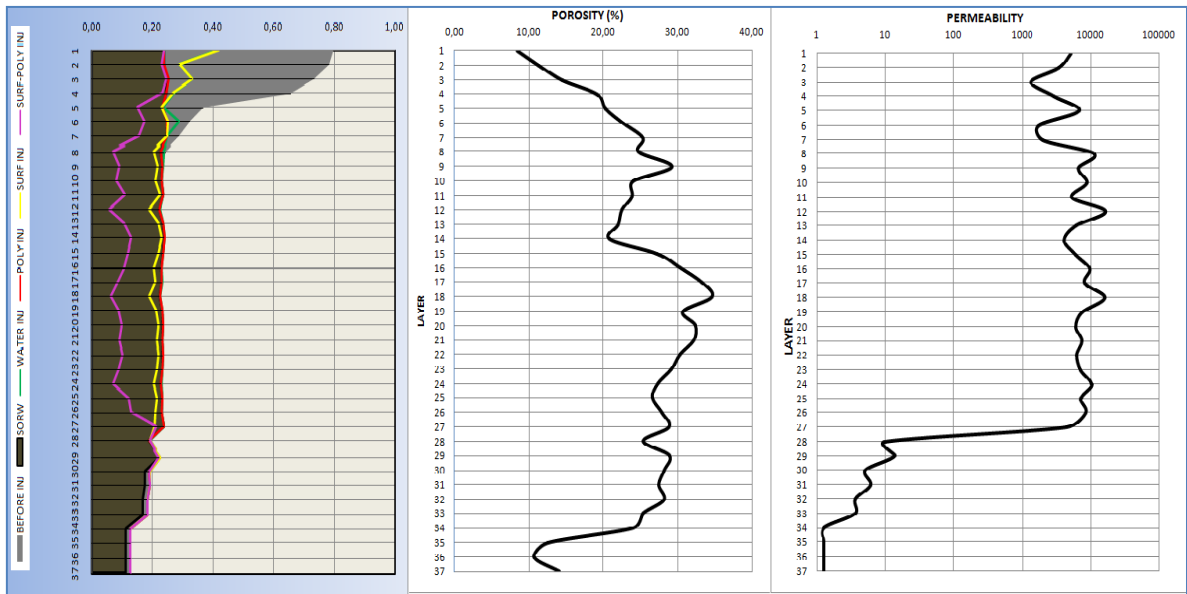


Gambar 1. Model 3D dari Lapangan NR

1. Mekanisme Injeksi pada NRP1

Sumur NRP1 merupakan sumur produksi yang berada di tengah-tengah sumur injeksi, memiliki porositas antara 8-35% dan permeabilitas 1-10.319 md. dari perhitungan tingkat heterogenitas pada NRP1 sebesar 0,9582. Sebagai sumur produksi, reservoir di NRP1 ini sudah mengalami banyak fenomena pengurangan karakteristik batuanya.

Dari mekanisme masing-masing injeksi di sumur NRP1 dapat dilihat bahwa injeksi surfaktan-polimer dapat mengurangi ROS hingga nilai terkecil dibandingkan ke tiga injeksi lainnya. Injeksi surfaktan-polimer dapat mengubah SORW rata-rata 6% dari keseluruhan lapisan. Injeksi surfaktan-polimer juga dapat mengurangi mobilitas air dan mengurangi IFT antara minyak dan air, sehingga minyak yang menempel pada permukaan batuan dapat terlepas dan mengalir menuju sumur produksi.

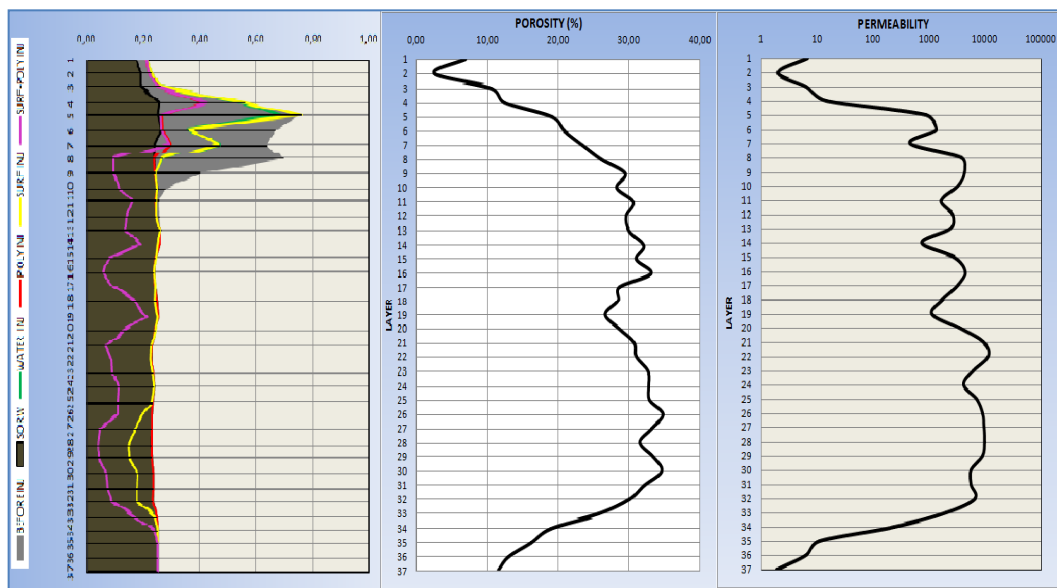


Gambar 2. Pengurangan Saturasi Minyak Ke-4 Injeksi Pada Sumur NRP1

2. Mekanisme Injeksi pada NR1

Pada Titik NR1 memiliki porositas 7-35% dan permeabilitas 2-9926 md. Penyebaran distribusi porositas dan permeabilitasnya menunjukkan tingkat heterogenitas yang tinggi. Penyebaran porositas dan permeabilitasnya mempunyai korelasi yang baik dan hampir saling berhubungan satu sama lain.

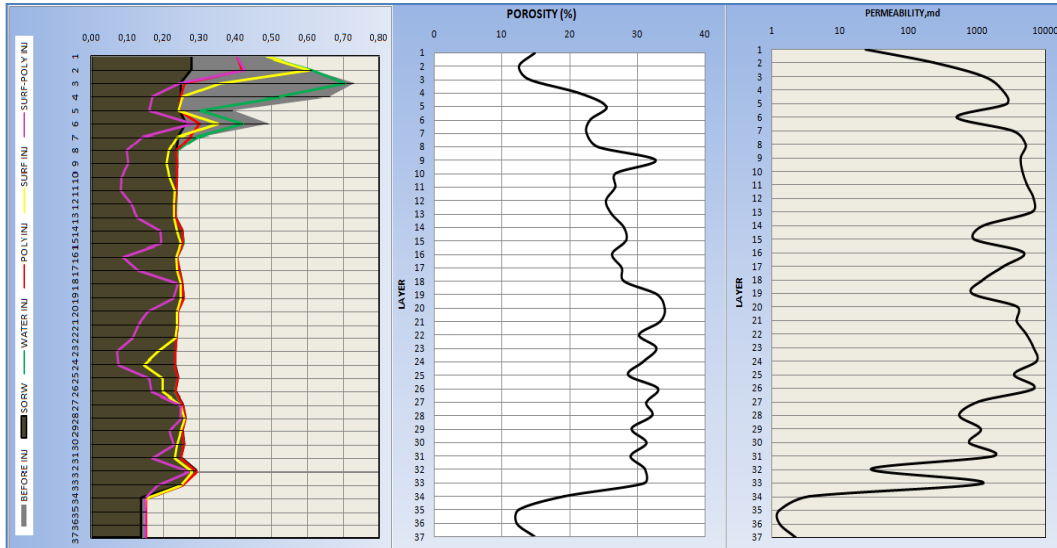
Faktor heterogenitas sangat mempengaruhi mekanisme dari EOR yang akan dilakukan pada suatu reservoir, hal ini dapat menyebabkan terjadinya *fingering*. Pada Lapangan NR1 tingkat heterogenitas sebesar 0,9225.



Gambar 3. Pengurangan Saturasi Minyak ke-4 Injeksi pada Sumur NR1

3. Mekanisme Injeksi pada NR2

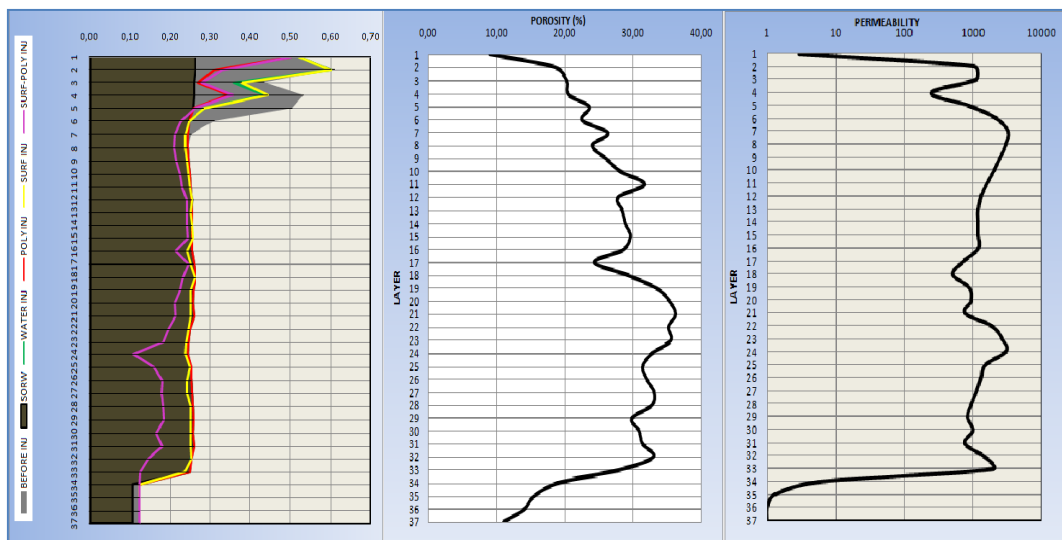
Kondisi reservoir di NR2 memiliki harga porositas diantara 12-34%, dan permeabilitas sebesar 1-7334 md. Tiap lapisan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda (heterogen).



Gambar 4. Pengurangan Saturasi Minyak ke-4 Injeksi pada Sumur NR2

4. Mekanisme Injeksi pada NR3

Kondisi reservoir di NR3 memiliki harga porositas diantara 9-36%, dan permeabilitas sebesar 3-3242 md. Tiap lapisan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda.

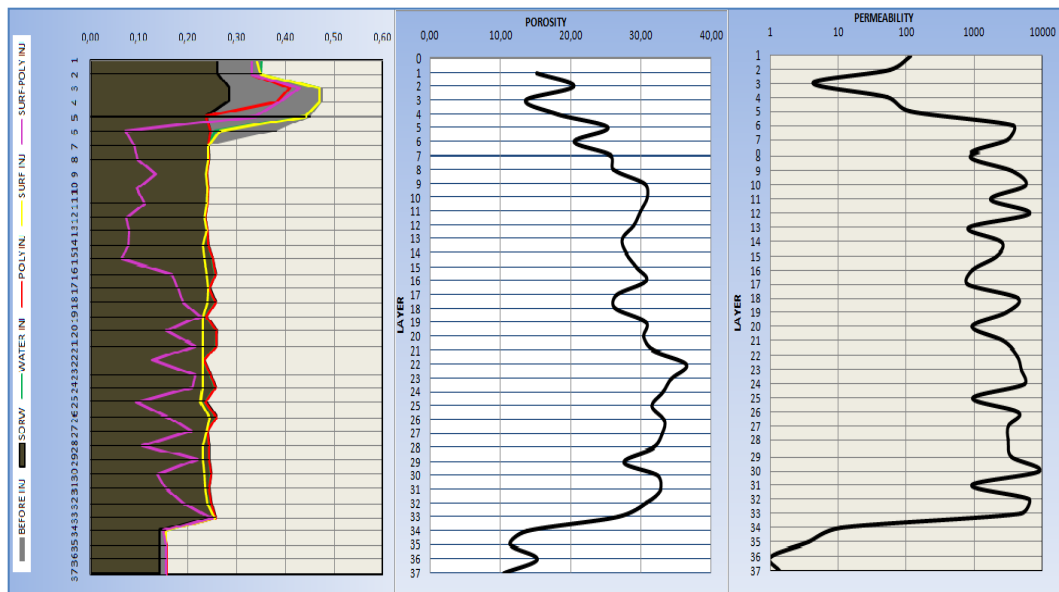


Gambar 5. Pengurangan Saturasi Minyak Ke-4 Injeksi Pada Sumur NR3

Dari studi mekanisme ke-4 injeksi di NR3 ini dapat dilihat pengurangan saturasi minyak yang paling banyak adalah pada saat dilakukan injeksi surfaktan-polimer. Dimana pengurangan saturasi minyak rata-rata dari 37 lapisan tersebut sebesar 7%.

5. Mekanisme Injeksi pada NR4

Kondisi reservoir di NR4 memiliki harga porositas diantara 10-36%, dan permeabilitas sebesar 1-8937 md. Tiap lapisan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda (heterogen).

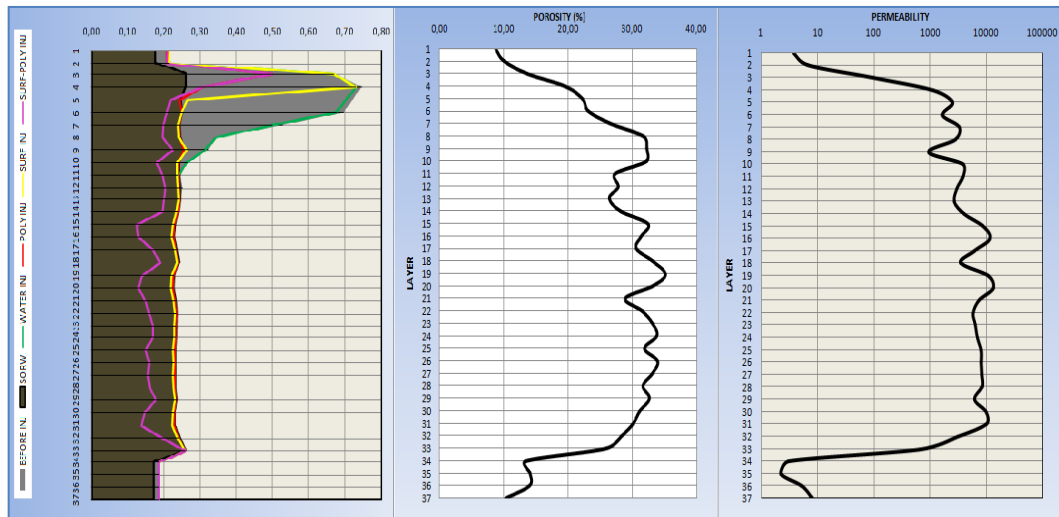


Gambar 6. Pengurangan Saturasi Minyak ke-4 Injeksi pada Sumur NR4

Dari studi mekanisme ke-4 injeksi di NR4 ini dapat dilihat pengurangan saturasi minyak yang paling banyak adalah pada saat dilakukan injeksi surfaktan-polimer. Dimana pengurangan saturasi minyak rata-rata dari 37 lapisan tersebut sebesar 8%.

6. Mekanisme Injeksi pada NR5

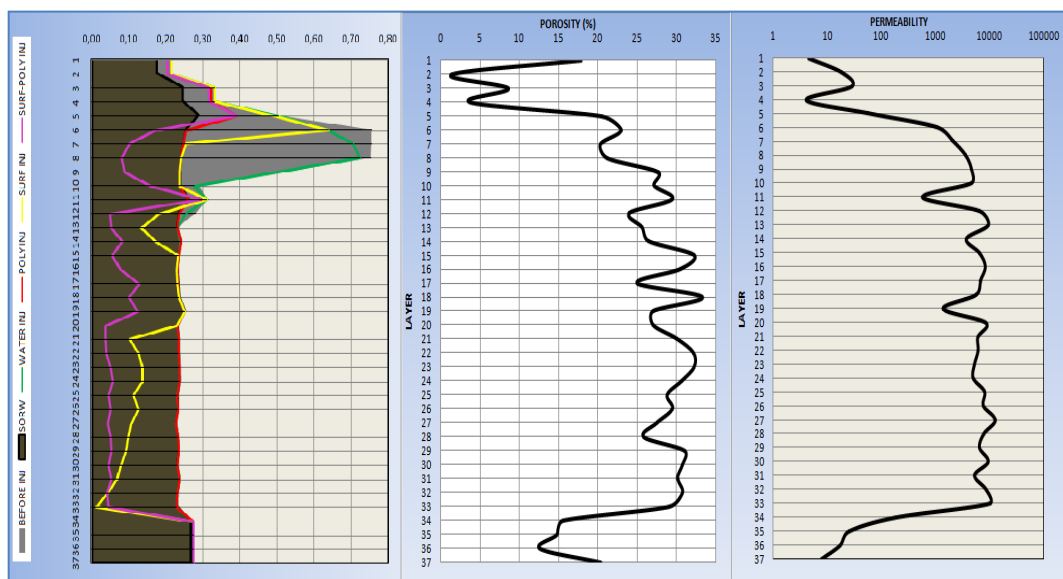
Kondisi reservoir di NR5 memiliki harga porositas diantara 9-35%, dan permeabilitas sebesar 2-13387 md. Tiap lapisan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang berbeda-beda (heterogen).



Gambar 7. Pengurangan Saturasi Minyak ke-4 Injeksi pada Sumur NR5

7. Mekanisme Injeksi pada titik NR6

Kondisi reservoir di NR6 memiliki harga porositas diantara 1-33%, dan permeabilitas sebesar 4-12646 md.



Gambar 8. Pengurangan Saturasi Minyak ke-4 Injeksi pada Sumur NR6

Hasil studi dari mekanisme ke-empat injeksi yang dilakukan pada tiap titik sumur dapat disimpulkan mekanisme yang bekerja dengan baik adalah injeksi surfaktan polimer. Sehingga peneliti melanjutkan untuk melakukan sensitivitas terhadap salinitas dan adsorbition surfaktan-polimer sehingga didapat produksi kumulatif yang optimum dalam peningkatan faktor perolehan minyak.

4.2 Perhitungan Faktor Perolehan Minyak ke-4 Injeksi.

Sebelum menentukan faktor perolehan dari ke empat injeksi yang dilakukan, terlebih dahulu dilakukan perhitungan cadangan minyak pada Area NR.

Perhitungan cadangan minyak pada Area NR dapat dihitung sebagai berikut:

Parameter yang dihitung:

- Luas Area (A) : 4,5 acre
- Ketebalan (h) : 40 feet
- Porositas (ϕ) : 0,28 cp
- Saturasi air awal (Swi) : 35 % \approx 0,35
- Saturasi minyak (So) : 0,65
- PV batuan : 400.000 bbl
- Faktor Volume Formasi (Bo) : 1,083 RB/STB

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1-Swi)}{Boi}$$

$$OOIP = \frac{7758 \times 4,5 \times 40 \times 0,28 \times (1-0,35)}{1,083} = 234.674 \text{ STB}$$

Dari hasil simulasi diperoleh produksi minyak kumulatif (OPC) untuk masing-masing injeksi sebagai berikut:

Tabel 4.1 OPC ke-4 Injeksi yang dilakukan

TIPE INJEKSI	OPC (STB)
WATER	9.967
POLIMER	29.208
SURFAKTAN	19.029
SURFAKTAN-POLIMER	54.244

Faktor perolehan minyak dapat ditentukan dengan persamaan berikut ini:

RF = (OPC/OOIP)*100%, didapat hasil faktor perolehan sebagai berikut:

- RF Injeksi air = $9.967 \text{ STB} / 234.674 \text{ STB} \times 100\% = 4,25\%$
- RF Injeksi Polimer = $29.208 \text{ STB} / 234.674 \text{ STB} \times 100\% = 12,45\%$
- RF Injeksi Surfaktan = $19.029 \text{ STB} / 234.674 \text{ STB} \times 100\% = 8,11\%$
- RF Injeksi Surfaktan-Polimer = $54.244 \text{ STB} / 234.674 \text{ STB} \times 100\% = 23,11\%$

Dari hasil produksi kumulatif minyak ke empat injeksi dalam waktu 1 tahun, injeksi surfaktan-polimer memiliki jumlah yang paling besar yaitu 54.244 STB dengan faktor

perolehan 23,11%, hal ini menggambarkan bahwa injeksi surfaktan-polimer dapat memperoleh OPC yang lebih besar sehingga injeksi ini baik dilakukan untuk Lapangan NR.

V. KESIMPULAN

1. Dari ke-4 injeksi yang dilakukan, dapat dilihat mekanisme masing-masing injeksi berikut:
 - injeksi air dapat mendesak minyak rata-rata hanya sekitar 2% dari saturasi sebelumnya.
 - Injeksi polimer dapat mengurangi saturasi minyak lebih besar di lapisan yang permeabilitasnya rendah sampai batas SORW, rata-rata pengurangan ROS 4% dari saturasi minyak sebelumnya.
 - Injeksi surfaktan dapat mengurangi saturasi minyak pada lapisan yang permeable dan dapat mengurangi SORW, rata-rata pengurangan ROS 5% dari saturasi minyak sebelumnya.
 - Injeksi surfaktan-polimer dapat bekerja baik di permeabilitas yang rendah dan tinggi, sehingga ROS berkurang rata-rata 11% dari saturasi sebelum injeksi dilakukan. Pengurangan SORW rata-rata 7% dari SORW sebelum injeksi dilakukan.
2. Hasil faktor perolehan (RF) minyak untuk masing-masing ke-4 injeksi tersebut adalah Injeksi air 4,25%, Injeksi Polimer 12,45%, Injeksi Surfaktan 8,11%, dan Injeksi Surfaktan-Polimer 23,11%

Daftar Pustaka

- Lake, L.W., *“Enhanced Oil Recovery”*, Englewood Cliffs, Prentice Hall, New Jersey, 1989.
- Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V. and Yen, T.F., *“Enhanced Oil Recovery II - Processes and Operations”*, Elsevier, New York-Tokyo, 1989.
- Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S., *“EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to screening criteria and Enhanced Oil Recovery Field Projects”*. Paper SPE 35385, New Mexico Petroleum Recovery Research Center, 1997.
- Siregar, D.I.S., *“Peningkatan Perolehan Migas”*, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung, 2000.
- Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S., *“EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Applications and Impact of Oil Prices”*, Paper SPE 39234. Tulsa, Oklahoma, USA, 1997.

- Carcoana, Aurel, “*Applied Enhanced Oil Recovery*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1992.
- Minas Field History and Data Field, PT. Chevron Pacific Indonesia, 2010.
- Ahmed, T., “*Reservoir Engineering Handbook (2nd Edition)*”, Gulf Profesional Publishing, Houston, Texas, 2001.
- Crichlow, H.B., “*Modern Reservoir Engineering a Simulation Approach*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1977.
- Gogarty, W.B., “*Status of Surfactant of Micellar Method*”, Journal of Petroleum Publishing Co, Tulsa, 1976.
- Paul, W., George, “*Simplified Predictive Model for Micellar-Polymer Flooding*”, Paper SPE 10733, University of Texas at Austin, 1982.
- Shen Pingping, Yuan Shiyi, “*Effects of Sweep Efficiency and Displacement Efficiency During Chemical Flooding on a Heterogeneous Reservoir*”, Haidian District, dipresentasikan pada International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21-25 August 2005.