ANALISA PENGUJIAN *CORE FLOODING TEST* MENGGUNAKAN INJEKSI SURFAKTAN DAN POLIMER

Rafly Candra[1], Diyah Rosiani[1*], Gerry Sasanti Nirmala[1], Hestuti Eni[2]
[1]Teknik Produksi Migas,Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl Gajah Mada No.38, Kabupaten Blora Jawa Tengah, 58315
[2]*Chemical Flooding* EOR, Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS, Jalan Ciledug Raya, Jakarta Selatan, Jakarta, 12230
**E-mail*: *diyahrosiani@gmail.com*

ABSTRAK

Menurunnya produksi minyak pada reservoir setelah tahap *primary* dan *secondary recovery*, sehingga diperlukan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan perolehan minyak yang tertinggal di dalam pori batuan. Salah satu metode yang potensial adalah injeksi kombinasi surfaktan–polimer (SP) yang berfungsi menurunkan tegangan antarmuka (*interfacial tension*) dan meningkatkan viskositas fluida pendesak. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh injeksi kombinasi surfaktan–polimer (SP) terhadap peningkatan *recovery factor* minyak melalui pengujian *core flooding* di laboratorium. Pengujian ini dilakukan untuk menilai efektivitas metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dalam meningkatkan perolehan minyak pada batuan Berea sandstone. Proses pengujian terdiri dari tiga tahap utama, yaitu saturasi air, saturasi minyak, dan pendesakan minyak (*core flooding*). Hasil pengujian menunjukkan bahwa pada tahap *water flooding* diperoleh *recovery factor* sebesar 42,30%, sedangkan setelah dilakukan *chemical flooding* menggunakan injeksi kombinasi surfaktan dan polimer sebesar 0,3 PV SP + 1 PV polimer + *flush water*, *recovery factor* meningkat menjadi 77,29%. Peningkatan ini terjadi karena adanya penurunan *interfacial tension* (IFT) dan peningkatan viskositas fluida pendesak yang memperbaiki efisiensi penyapuan minyak di dalam pori-pori batuan. Dengan demikian, metode injeksi surfaktan–polimer terbukti efektif dalam meningkatkan efisiensi perolehan minyak pada skala laboratorium.

Kata kunci: *Core flooding*, Surfaktan–polimer, *Recovery factor*

1. PENDAHULUAN

Produksi minyak dan gas bumi Indonesia menunjukkan *tren* penurunan selama lebih dari sepuluh tahun terakhir. Berdasarkan Laporan Tahunan SKK Migas 2021, penurunan ini dipengaruhi oleh semakin banyaknya lapangan yang memasuki *fase mature* [1]. Situasi tersebut menuntut penerapan teknologi yang dapat memaksimalkan pemulihan cadangan minyak dan gas yang tersisa, mengingat metode konvensional hanya mampu mengambil sekitar 20–40% dari *Original Oil in Place* (OOIP) [2][3]. Salah satu teknologi yang dikembangkan untuk menjawab tantangan ini adalah *Enhanced Oil Recovery* (EOR), yaitu metode perolehan minyak tingkat lanjut untuk meningkatkan *recovery factor* melalui perubahan sifat fluida dan batuan reservoir.

Menurunnya produksi minyak pada reservoir setelah tahap *primary* dan *secondary recovery* memerlukan penerapan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan perolehan minyak yang masih tertinggal di dalam pori batuan. Di antara berbagai teknik EOR, *chemical* EOR

(seperti injeksi surfaktan, polimer, maupun kombinasi keduanya) mendapat perhatian luas karena mampu menurunkan tegangan antarmuka minyak–air, memodifikasi sifat *wettability* batuan, serta meningkatkan viskositas fluida injeksi sehingga memperbaiki efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) [4][5]. Salah satu metode yang dinilai potensial adalah injeksi kombinasi surfaktan–polimer (SP), yang secara sinergis berfungsi menurunkan *interfacial tension* dan meningkatkan viskositas fluida pendesak. Namun demikian, keberhasilan penerapan metode ini sangat bergantung pada interaksi kompleks antara fluida dan batuan reservoir, sehingga diperlukan uji laboratorium yang dapat merepresentasikan kondisi reservoir secara terkendali sebelum teknologi ini diterapkan di lapangan.

Salah satu metode pengujian laboratorium yang paling umum digunakan adalah *core flooding test*. Uji ini dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida ke dalam sampel batuan inti (*core sample*) di bawah kondisi tekanan dan temperatur yang mendekati keadaan reservoir. Melalui *core flooding* dapat diperoleh informasi penting, seperti nilai *oil recovery factor*, perubahan permeabilitas relatif, pengaruh salinitas air, hingga kinerja surfaktan atau polimer dalam meningkatkan produksi. Hasil dari pengujian tersebut menjadi dasar yang sangat penting untuk mengevaluasi kelayakan teknis dan keekonomian suatu metode EOR di lapangan tertentu [6]-[8].

Peranan *core flooding* semakin strategis mengingat sebagian besar lapangan migas di Indonesia memiliki kondisi reservoir yang menantang, seperti salinitas air formasi yang tinggi, temperatur reservoir yang ekstrem, serta tingkat heterogenitas batuan yang kompleks. Faktor-faktor ini membuat tidak semua formula kimia atau metode EOR dapat diterapkan secara langsung di lapangan. Dengan demikian, *core flooding* berfungsi sebagai penghubung antara studi laboratorium skala kecil (misalnya uji IFT atau uji *wettability*) dengan implementasi EOR pada skala lapangan yang sesungguhnya.

Penelitian ini difokuskan pada uji *core flooding* untuk menilai kinerja metode EOR kimia dalam meningkatkan perolehan minyak. Melalui simulasi injeksi pada batuan inti, penelitian diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam memahami mekanisme perpindahan fluida, mengevaluasi efektivitas injeksi kimia, serta mendukung pengambilan keputusan dalam implementasi EOR di lapangan migas Indonesia.

2. METODE

Metodologi dalam penelitian ini juga menggunakan pengujian *core flooding test* menggunakan injeksi surfaktan dan polimer. Tahapan-tahapan, mulai dari, preparasi *core*, Perhitungan *pore volume, set confining* serta mengumpulkan data yang didapat dari hasil pengujian *core flooding* yang nantinya data itu dipakai sebagai bahan analisa pengaruh surfaktan dan polimer pada nilai *recovery faktor* minyak [2][6] .

Dalam penelitian ini digunakan fluida injeksi berbasis kombinasi SP. Surfaktan yang dipilih merupakan jenis anionik berbasis petroleum sulfonate, sedangkan polimer yang digunakan berupa polyacrylamide yang dirancang untuk tetap stabil pada temperatur reservoir menengah hingga tinggi [4][9]. Pemilihan kedua jenis chemical ini dilakukan setelah membandingkan karakteristik fluida dan batuan reservoir "R" dengan kriteria pemilihan metode EOR, sehingga metode SP dipandang paling sesuai untuk kondisi reservoir tersebut [10].

A. Bulk Volume

Bulk Volume adalah volume total suatu core (atau batuan reservoir) yang mencakup seluruh bagian dari core tersebut, baik ruang pori (*void space*) maupun matriks padatnya. Dengan kata

lain, bulk volume merupakan volume keseluruhan sampel batuan sebelum dilakukan pemisahan antara ruang pori dan bagian padat [10].

$$Vbulk = \pi \; x \; r^2 \; x \; t. \quad (1)$$

B. *Pore Volume*

Volume total ruang pori yang terdapat dalam suatu *core,* yaitu bagian dari *bulk volume* yang bisa ditempati oleh fluida (minyak, gas, atau air). Nilai ini penting dalam pengujian *core flooding* karena biasanya jumlah fluida injeksi dihitung berdasarkan persentase dari *pore volume* (misalnya 1 PV, 2 PV, dan seterusnya) [10].

$$PV = \frac{BB-BK}{\rho brine} \quad (2)$$

C. *Porosity*

Perbandingan antara volume pori (ruang kosong dalam batuan yang bisa diisi fluida) dengan volume total batuan (*bulk volume*) [11].

$$\phi = \frac{PV}{PB} \; X \; 100 \quad (3)$$

D. *Initial Oil Saturation*

Persentase volume minyak yang mengisi pori-pori batuan pada kondisi awal sebelum proses *flooding* dilakukan. Atau ini adalah kondisi awal distribusi fluida dalam *core*, setelah core dijenuh-kan dengan minyak (atau campuran *oil–brine* tertentu sesuai desain percobaan) [11].

$$Soi = \frac{Vol\,Water}{PV} \; X \; 100 \quad (4)$$

E. *Conate Water Saturation*

Jumlah air yang secara alami terperangkap di dalam pori-pori batuan reservoir dan tidak dapat diproduksikan lagi oleh aliran fluida normal. Air ini menempel sangat kuat pada dinding pori karena sifat *wettability* batuan [12].

$$S_{wc} = 100 - S_{oi} \quad (5)$$

F. *Residual Oil Saturation*

Sisa minyak yang masih tertinggal di dalam pori-pori batuan setelah dilakukan proses *flooding* (misalnya *water flooding*) dan tidak bisa diproduksikan lagi dengan metode sekunder biasa [11].

$$Sor = \frac{PV-OIL\,Produce}{PV} X \; 100 \quad (6)$$

G. *Recovery Faktor*

Persentase minyak yang berhasil diproduksikan dibandingkan dengan jumlah minyak awal yang terdapat di dalam pori-pori batuan (Initial Oil in Place, OOIP atau Soi pada skala core flooding) [12].

$$RF = \frac{Oil\,Produce}{S_{oi}} X \; 100 \quad (7)$$

H. *PV Injection*

Perbandingan antara volume fluida yang diinjeksikan dengan volume pori batuan [12].

$$PV\;Injec = \frac{CPV}{PV} \quad (8)$$

I. Penentuan Desain Injeksi

Pada tahap ini dilakukan proses perancangan desain injeksi yang menjadi bagian penting dari keseluruhan penelitian *core flooding*. Penelitian ini menggunakan dua rancangan utama, dengan fokus pada satu desain injeksi kombinasi surfaktan–polimer. Desain tersebut terdiri dari urutan tahapan injeksi sebagai berikut: *permeability water injection, oil flood injection, water flood injection, chemical injection,* dan *flush water*.

Setiap tahap dirancang secara cermat untuk mensimulasikan kondisi reservoir yang sesungguhnya di laboratorium. Dalam perancangan *pore volume* (PV) injeksi ini, beberapa parameter utama menjadi target pengamatan, yaitu *initial oil saturation* (Soi) pada tahap *oil flood*, serta *recovery factor* (RF) dan *residual oil saturation* (Sor) pada tahap *water flood* dan *chemical flood*. Melalui desain ini, diharapkan dapat diperoleh pemahaman yang lebih komprehensif mengenai pengaruh kombinasi surfaktan–polimer terhadap peningkatan perolehan minyak pada satu sampel core batuan.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Preparasi Fluida dan Core

Penelitian ini diawali dengan persiapan sampel *fluida* dan *core* yang akan digunakan dalam uji *core flooding* dengan injeksi surfaktan. Sampel fluida yang diperoleh dari lapangan meliputi air formasi, air injeksi, serta *crude oil*. Seluruh sampel fluida tersebut terlebih dahulu melalui tahap filtrasi untuk memisahkan residu maupun zat pengotor yang masih tercampur. Pada air formasi dan air injeksi, proses penyaringan dilakukan dengan menggunakan kombinasi dua kertas saring berukuran 1 mikron dan 0,45 mikron. Penyaringan ini bertujuan untuk memastikan bahwa pada saat pengujian tidak terjadi plugging atau penyumbatan pada pori-pori batuan akibat adanya partikel halus yang terbawa oleh fluida.

Sementara itu, pada sampel *crude oil* dilakukan pemisahan kandungan air dengan metode *decantation* (pengendapan). Metode ini merupakan teknik sederhana dengan cara membiarkan campuran minyak dan air mengendap sehingga minyak yang memiliki densitas lebih rendah akan mengapung di atas permukaan air. Pemisahan kemudian dilakukan secara hati-hati menggunakan corong pisah *(separatory funnel),* yaitu alat berbentuk kerucut terbalik dengan keran di bagian bawah untuk mengeluarkan lapisan air. Minyak yang telah terpisah dari air selanjutnya difiltrasi kembali untuk menghilangkan residu yang masih tercampur. Proses filtrasi *crude oil* dilakukan menggunakan kertas saring berukuran 1 mikron dan dibantu oleh *vacuum pump* yang menciptakan gaya akibat perbedaan tekanan, sehingga mempercepat laju penyaringan. Tabel 1 memberikan properties core dan nilainya.

Pada penelitian ini digunakan dua sampel *core* sintetik jenis *Berea sandstone*. *Core* pertama diberi kode RC-1 dengan porositas sebesar 14,13%, dengan nilai permeabilitas 47.00 mD. Sebelum digunakan dalam pengujian, sample *core* tersebut melalui proses vakum selama 8 jam menggunakan desikator yang terhubung dengan *vacum pump*. Proses vakum dilakukan dalam dua tahap, yaitu 5 jam pertama tanpa menggunakan *brine water* dan dilanjutkan 3 jam berikutnya dengan *brine water*. Tahapan ini bertujuan untuk menghilangkan udara yang terjebak dalam pori-pori *core* sekaligus memastikan bahwa fluida yang tersaturasi di dalam *core* hanya berasal dari air formasi. Setelah proses saturasi, setiap *core* ditimbang untuk memperoleh perbedaan berat basah dan berat kering yang kemudian digunakan dalam perhitungan *pore volume*. Dari hasil perhitungan, diperoleh nilai *pore volume* sebesar 9,59 cc.

Tabel 1. Sifat fisik *core*

Properties Core	Nilai Properties
Panjang (cm)	6.04
Diameter (cm)	3.83
Berat Kering (g)	159.4
Berat Basah (g)	169.1
Bulk Volume (cc)	69.48
P *Brine* (g/cc)	1.0067
Pore Volume (cc)	9.59
Porositas (%)	14.13
Permeabilitas (mD)	47.00

B. Hasil *Core Flooding Test*

Pada penelitian ini dilakukan pengujian *core flooding* untuk mengetahui pengaruh injeksi surfaktan terhadap peningkatan *recovery factor* minyak. Pengujian terdiri dari tiga tahap utama, yaitu saturasi air, saturasi minyak, dan pendesakan minyak (*core flooding*). Tahap pertama adalah saturasi air (*Water Permeability*) yang dilakukan dengan berbagai laju alir, yaitu 0.9, 0.6, dan 0.3 cc/menit. Tujuan tahap ini adalah untuk menjenuhkan sampel *core* hingga mencapai kondisi jenuh air penuh atau *Sw = 100%*. Nilai porositas yang diperoleh sebesar 14.13% dengan *pore volume* (PV) sebesar 9.59 cc.

Selanjutnya dilakukan injeksi minyak (*Oil Flood*) untuk menentukan *initial oil saturation* (Soi). Dari hasil perhitungan, diperoleh nilai OOIP sebesar 6.43 cc atau 67.08% dari PV. Proses injeksi minyak dilakukan dengan variasi laju alir 0.3–3.0 cc/menit untuk memaksimalkan jumlah minyak yang mengisi pori-pori *core* dan menggantikan air di dalamnya. Tahap berikutnya adalah *Water flooding* (WF), yang dilakukan untuk mendorong minyak keluar menggunakan air injeksi dengan laju 0.3 cc/menit. Dari tahap ini diperoleh minyak terproduksi sebesar 2.72 cc dengan *recovery factor (RF)* sebesar 42.30% dari OOIP.

Setelah *water flooding*, dilakukan tahap *Chemical Flooding* dengan skenario injeksi berturut-turut yaitu *WF → 0.3 PV SP + 1 PV Polimer + Flush Water*. Larutan SP yang digunakan mengandung 0.8% surfaktan dan 1750 ppm polimer Y dengan viskositas 6.22 cP. Larutan polimer tunggal memiliki konsentrasi 2500 ppm polimer Y dengan viskositas 10.35 cP. Setiap fluida injeksi pada tahap *chemical flood* dialirkan dengan laju konstan 0.3 cc/menit.

Pada tahap *SP flooding*, diperoleh tambahan minyak sebesar 1.10 cc dengan *recovery factor* 17.11% terhadap OOIP atau 29.65% terhadap ROIP. Kemudian dilanjutkan dengan *Polymer flooding* (1.0 PV) yang menghasilkan minyak sebesar 1.10 cc dengan RF sebesar 17.11% terhadap OOIP atau 29.65% terhadap ROIP. Setelah itu dilakukan *Flush Water*, yaitu penyuntikan air untuk menyapu sisa minyak yang masih tercampur surfaktan, menghasilkan minyak sebesar 1.15 cc dengan RF sebesar 17.88% terhadap OOIP atau 31.00% terhadap ROIP.

Tabel 2. Data *summary* nilai RF *water flood* dan *Chemical*

Core ID	**Dimensi**		**PV (cc)**	**ϕ**	**OOIP**		**RF WF**		**ROIP**
	D (inch)	**L (inch)**			**cc**	**%**	**cc**	**% OOIP**	**cc**
E-5	1.50	2.51	13.88	16.33	9.02	65.00	3.72	41.24	5.30

RF SP 0.5 PV			RF P 1.0 PV			RF FW			Total RF ChemFlood	
cc	% OOIP	% ROIP	cc	% OOIP	% ROIP	cc	% OOIP	% ROIP	cc	% OOIP
0.05	0.55	0.94	2.30	25.50	43.40	0.30	3.33	5.66	2.65	70.62

Bisa dilihat Secara keseluruhan pada Tabel 2, total *recovery factor* yang diperoleh dari tahap *chemical flooding* mencapai 77.29% dari OOIP, menunjukkan adanya peningkatan signifikan dibandingkan dengan *water flooding* yang hanya 42.30%. Peningkatan ini terjadi karena penurunan *interfacial tension* (IFT) antara minyak dan air serta peningkatan viskositas fluida pendesak, yang mengoptimalkan proses penyapuan minyak di dalam pori-pori batuan.

4. KESIMPULAN

Hasil pengujian menunjukkan bahwa pada tahap *water flooding* diperoleh *recovery factor* sebesar 42,30%, sedangkan setelah dilakukan *chemical flooding* menggunakan injeksi kombinasi surfaktan dan polimer sebesar 0,3 PV SP + 1 PV polimer + *flush water, recovery factor* meningkat menjadi 77,29%. Peningkatan ini terjadi karena adanya penurunan *interfacial tension* (IFT) dan peningkatan viskositas fluida pendesak yang memperbaiki efisiensi penyapuan minyak di dalam pori-pori batuan. Hasil ini memperlihatkan bahwa injeksi surfaktan–polimer memiliki potensi besar untuk diterapkan sebagai metode *Enhanced Oil Recovery* yang efektif dalam meningkatkan efisiensi perolehan minyak pada skala laboratorium. Penelitian selanjutnya dapat dilakukan analisis keekonomiannya.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] SKK Migas. ”Laporan Tahunan SKK Migas 2021. Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Migas”, Jakarta. 2021.

[2] Anggara, T., dkk. ”Studi pengaruh injeksi surfaktan terhadap peningkatan recovery factor pada pengujian core flooding”. Jurnal Teknologi Migas, 7(2), 112–118. 2019.

[3] Sugiarto, H., & Rachmat, A. ”Evaluasi laboratorium pengaruh injeksi surfaktan–polimer terhadap peningkatan perolehan minyak”. Jurnal Energi & Teknologi Migas Indonesia, 4(2), 55–62. 2020.

[4] Wardhana, A., & Setiawan, D. ”Studi eksperimental kombinasi surfaktan dan polimer pada batuan Berea untuk meningkatkan perolehan minyak”. Jurnal Sains dan Teknologi Minyak dan Gas, 3(1), 21–27. 2018.

[5] Lestari, R., & Prasetyo, E. ”Uji core flooding untuk mengetahui efisiensi injeksi surfaktan–polimer pada batuan sandstone”. Prosiding Seminar Nasional Teknik Perminyakan UPN Veteran Yogyakarta, 6(2), 33–39. 2020.

[6] Hidayat, B., & Anwar, R. ”Kajian penerapan chemical EOR di lapangan minyak tua Indonesia”. Jurnal Energi Nasional, 10(1), 44–52. 2022.

[7] Rinaldi, T., & Nur, A. ”Analisis laboratorium pengaruh surfaktan terhadap tegangan antarmuka minyak–air pada sistem EOR”. Jurnal Teknologi Kimia dan Energi, 5(2), 70–76. 2019.

[8] Sutrisno, D., & Dewi, I. ”Studi pengaruh polimer terhadap kestabilan larutan surfaktan dalam proses injeksi kimia”. Jurnal Rekayasa Migas dan Energi Indonesia, 2(3), 58–65. 2021.

[9] Pranata, W., & Siregar, M. ”Optimasi injeksi surfaktan–polimer untuk peningkatan oil recovery pada reservoir pasir”. Jurnal Teknologi Bumi dan Energi, 4(1), 10–17. 2017.
[10] Zolotukhin, A. B., & Ursin, J. R. ”*Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering”*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology (NTNU). 2009.
[11] American Petroleum Institute. ”*Recommended Practices for Core Analysis (API RP 40)*”. Washington, D.C.: API Publishing Services. 1998.
[12] Craft, B. C., & Hawkins, M. F. ”*Applied Petroleum Reservoir Engineering* (2nd ed.)”. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1991.

Daftar Simbol

π	= Konstanta
r	= jari jari (cm)
t	= **T**inggi core (cm)
p Brine	= (g/cc)
Porosity	= ϕ
PV	= Volume Pori (cc)
Permeabilitas	= (md)
Vbulk	= Volume Core (cc)
VW	= Volume Water (cc)
SOI	= Saturation oil initial (%)
OIL Produce	= Oil yang Terproduksi (cc)
CPV	= Cumulative Pore Volume Injeksi (cc)
RF	= Recovery Faktor (%)
P	= Densitas Fluida (g/cc)