Jurnal Eksplorasi dan Produksi Migas
Volume 4, No. 2, Juli 2026
ISSN 3025-4426

UJI *SCREENING* POLIMER UNTUK PERSIAPAN INJEKSI KIMIA PADA RESERVOIR MINYAK RINGAN LAPANGAN X

Ameilia Julia Wardani[1], Hestuti Eni[2], Gerry Sasanti Nirmala[3*], Valentyn.P.B Hattu[1]
[1]Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Negeri Ambon, Jl. Ir. M. Putuhena, Wailela, Rumahtiga, Kec. Teluk Ambon, Ambon, Maluku, 97234
[2] Laboratorium Enhanced Oil Recovery , Balai Besar Pengujian Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS, Jalan Ciledug Raya, Kavling 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan, Jakarta, 12230
[3]Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada 38, Cepu, Jawa Tengah, 58315
**E-mail*: *gerry.nirmala@esdm.go.id*

ABSTRAK

Lapangan X mengalami penurunan performa produksi meskipun program *waterflooding* telah lama diterapkan, sehingga diperlukan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) tahap lanjut. *Chemical* EOR melalui injeksi polimer dapat meningkatkan viskositas fluida injeksi dan memperbaiki *mobility ratio*, tetapi kesesuaian polimer perlu diuji terlebih dahulu. Uji skrining awal terhadap tiga polimer *Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM), yaitu AM 31, AL 22, dan JW 05, dilakukan melalui uji kompatibilitas, viskositas, filtrasi, dan *screen factor* pada konsentrasi 500–2000 ppm dalam brine NaCl 15.000 ppm pada suhu 60°C. Pengujian menunjukkan bahwa seluruh sampel kompatibel dengan brine. Konsentrasi 1500 ppm dipilih sebagai titik pembanding karena merupakan konsentrasi terendah yang membuat viskositas ketiga polimer (11,01; 11,24; dan 14,33 cP) melampaui viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP). Pada konsentrasi tersebut, seluruh polimer lolos uji filtrasi dengan FR 0,952 (untuk AM 31), 1,099 (untuk AL 22), dan 1,163 (untuk JW 05). *Screen factor*-nya berturut-turut 38,90; 48,86; dan 57,95. JW 05 unggul pada viskositas dan *screen factor*, tetapi FR-nya paling mendekati ambang batas. AM 31 dipilih sebagai kandidat prioritas karena FR terendah dan waktu alir tersingkat dengan viskositas hampir sama dengan AL 22, sehingga risiko penyumbatan pori paling kecil. Hasil ini menjadi dasar pengujian lanjutan sebelum *pilot test*.
Kata kunci: *Chemical EOR*, *Enhanced Oil Recovery*, *Hydrolyzed Polyacrylamide*, *Screening* Polimer

ABSTRACT

Field X has experienced a production decline despite the long-term implementation of a waterflooding program, necessitating the use of advanced Enhanced Oil Recovery (EOR) methods. Chemical EOR via polymer injection can increase the viscosity of the injected fluid and improve the mobility ratio; however, the suitability of the polymers must first be evaluated. Initial screening tests were conducted on three Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM) polymers, AM 31, AL 22, and JW 05, involving compatibility, viscosity, filtration, and screen factor tests at concentrations ranging from 500 to 2000 ppm in a 15,000 ppm NaCl brine at 60°C. The results indicated that all samples were compatible with the brine. A concentration of 1500 ppm was selected as a benchmark, as it was the lowest concentration at which the viscosities of the three polymers (11.01, 11.24, and 14.33 cP) exceeded the oil viscosity of Field X (6.3 cP). At this concentration, all polymers passed the filtration test, with Filtration Ratios (FR) of 0.952 (for AM 31), 1.099 (for AL 22), and 1.163 (for JW 05). The corresponding screen factors were 38.90, 48.86, and 57.95, respectively. While JW 05 performed best in terms of viscosity and screen factor, its FR was the closest to the threshold limit. AM 31 was selected as the priority candidate due to its lower FR and shorter flow time, combined with a viscosity comparable to that of AL 22, thereby minimizing the risk of pore plugging. These findings serve as the basis for further testing prior to a pilot test.
Keywords: *Enhanced Oil Recovery, Chemical EOR, Polymer Screening, HPAM*

1. PENDAHULUAN

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi minyak dan gas bumi di Indonesia, peningkatan produksi minyak dari lapangan yang telah memasuki fase deklinasi menjadi tantangan utama industri migas. Pada reservoir yang telah lama berproduksi, metode *primary recovery dan secondary recovery* seperti *waterflooding* tidak lagi mampu mempertahankan laju produksi secara optimal karena air injeksi cenderung mengalir melalui zona berpermeabilitas tinggi (*channeling*), sehingga efisiensi sapuan menurun dan *water cut* meningkat. Kondisi tersebut juga dialami oleh Lapangan X, yang menunjukkan penurunan performa produksi meskipun *waterflood* telah diterapkan dalam jangka waktu lama.

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode peningkatan perolehan minyak tahap lanjut yang dilakukan setelah *primary* dan *secondary recovery* tidak lagi efektif, bertujuan meningkatkan efisiensi perpindahan mikroskopis dan makroskopis dengan mengubah sifat fluida atau interaksi batuan-fluida [1]. *Chemical* EOR, salah satu dari tiga kelompok besar metode EOR, menggunakan bahan kimia seperti surfaktan, polimer, atau alkali untuk memperbaiki pergerakan fluida di dalam reservoir, dan tetap menjadi salah satu metode paling menjanjikan untuk reservoir dengan viskositas sedang dan salinitas yang dapat dikendalikan [2]. *Polymer flooding* sendiri telah diterapkan secara luas pada berbagai lapangan minyak di dunia dan terbukti mampu meningkatkan perolehan minyak secara signifikan apabila jenis dan konsentrasi polimer dipilih secara tepat sesuai karakteristik reservoir [3].

Polymer flooding adalah metode injeksi larutan polimer ke dalam reservoir untuk meningkatkan viskositas fluida injeksi dan memperbaiki *mobility ratio*, sehingga mengurangi mobilitas air yang diinjeksikan dan meningkatkan efisiensi penyapuan [4]. Polimer yang paling umum digunakan adalah *Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM), karena kemampuannya meningkatkan viskositas fluida injeksi secara signifikan pada konsentrasi rendah [5]. *Hydrolyzed Polyacrylamide* (HPAM) merupakan turunan *polyacrylamide* yang mengalami hidrolisis sebagian sehingga memiliki gugus anionik dan banyak digunakan pada *polymer flooding* karena mampu meningkatkan viskositas fluida injeksi pada konsentrasi relatif rendah [1],[2]. Dalam *waterflooding* konvensional, viskositas air yang rendah dibandingkan dengan minyak sering menghasilkan *mobility ratio* yang tidak menguntungkan (M>1) yang menyebabkan *viscous fingering* dan *channeling* [6]. Dengan penambahan polimer, *mobility ratio* dapat diturunkan mendekati atau kurang dari satu sehingga menghasilkan *piston-like displacement* yang lebih stabil [3], serta meningkatkan *sweep efficiency* areal dan vertikal. Pemilihan jenis dan berat molekul polimer yang tepat turut menentukan keberhasilan injeksi, karena polimer berberat molekul tinggi cenderung mengalami retensi dan permasalahan injektivitas yang lebih besar pada media berpori dibandingkan polimer berberat molekul rendah [7]. Namun demikian, performa HPAM sangat dipengaruhi oleh temperatur, salinitas, dan kandungan ion divalen (Ca^{2+}, Mg^{2+}); pada kondisi salinitas dan temperatur tinggi, HPAM dapat mengalami penurunan viskositas akibat degradasi termal dan efek *ionic shielding* [6].

Untuk memastikan kesesuaian polimer terhadap kondisi reservoir sebelum tahap uji lanjut dan perancangan *pilot test*, diperlukan uji *screening* awal yang mencakup uji kompatibilitas untuk memastikan kecocokan polimer dengan brine [8], uji viskositas, uji *screen factor* untuk menilai karakteristik reologi dan struktur jaringan molekul [9], serta uji filtrasi untuk mengetahui kemampuan polimer melewati media berpori tanpa menyebabkan penyumbatan. Sebagai acuan kelayakan awal metode EOR, *screening criteria* disusun berdasarkan analisis keberhasilan dan kegagalan proyek EOR global, mencakup parameter viskositas dan API gravity minyak, jenis batuan, dan temperatur reservoir [10]. Penelitian terdahulu turut memperkuat pentingnya uji

screening pada kondisi representatif reservoir target meliputi peningkatan konsentrasi polimer meningkatkan viskositas larutan, namun kestabilannya menurun pada temperatur tinggi dan kondisi ionik tertentu [11]; peningkatan temperatur menyebabkan penurunan viskositas dan ketidakstabilan struktur molekul HPAM [12], serta konsentrasi polimer, berat molekul, dan karakteristik batuan pasir (sandstone) berperan penting dalam meningkatkan *sweep efficiency* pada reservoir Indonesia [13].

Pada penelitian ini dilakukan uji skrining awal terhadap tiga jenis polimer HPAM, yaitu AM 31, AL 22, dan JW 05, pada kondisi salinitas dan temperatur yang merepresentasikan Lapangan X. Tujuan penelitian ini adalah mengetahui pengaruh variasi jenis dan konsentrasi polimer terhadap viskositas larutan, menentukan hasil uji kompatibilitas, viskositas, filtrasi, dan *screen factor*, serta menentukan kandidat polimer prioritas untuk pengujian lanjutan sebelum diaplikasikan pada injeksi kimia di Lapangan X.

2. METODE

Penelitian ini merupakan eksperimen laboratorium yang dilaksanakan di Laboratorium *Chemical Flooding*, Gedung Eksploitasi 1 & 2 LEMIGAS, Jakarta Selatan. Alur pengujian yang dilakukan sebagai berikut:

A. *Screening* Karakteristik Reservoir

Kesesuaian awal Lapangan X terhadap metode injeksi polimer dievaluasi menggunakan *screening criteria* [8], sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Sifat Fisik Fluida Reservoir Lapangan X terhadap *Screening Criteria*

Karakteristik	Lapangan X	Kriteria [8]
Gravitasi minyak	34,5 API	> 15
Viskositas minyak	6,3 cP	<150; >10
Jenis batuan	*Sandstone*	Disukai SS
Temp. reservoir	60°C	< 93
Salinitas	15.000	-

Meskipun viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP) berada di bawah ambang batas kriteria, yang mensyaratkan viskositas minyak >10 cP, nilai tersebut tetap konsisten dengan kriteria pembaruan [14], yang mencatat keberhasilan proyek *polymer flooding* pada viskositas minyak serendah 0,3 cP. Hal ini memperkuat dasar dilanjutkannya *screening* awal *polymer flooding* pada Lapangan X meskipun tergolong reservoir minyak ringan. Karakteristik minyak ringan (API 34,5°) dan temperatur reservoir 60°C pada Lapangan X berada dalam rentang yang memadai untuk aplikasi injeksi polimer, sehingga layak dilanjutkan ke tahap uji *screening* laboratorium.

B. Preparasi Larutan Polimer

Pelarut yang digunakan adalah brine sintetik yang disiapkan dengan melarutkan NaCl hingga salinitas 15.000 ppm, sehingga hanya mengandung ion Na^+ dan Cl^-. Larutan induk (*stock solution*) berkonsentrasi 5000 ppm dibuat dengan serbuk polimer (AM 31, AL 22, dan JW 05) dengan volume larutan 200 ml, dengan massa polimer dihitung menggunakan Persamaan (1). Pengadukan dilakukan menggunakan *digital stirrer mixer* dengan poros pengaduk langsung pada kecepatan 400 rpm selama 3 jam.

Larutan induk kemudian diencerkan dengan brine yang sama hingga konsentrasi 500, 1000, 1500, dan 2000 ppm pada volume target menggunakan Persamaan (2), lalu diaduk menggunakan *magnetic stirrer* pada kecepatan 200 rpm selama 30 menit.

$$Massa\ (g) = \frac{Konsentrasi\ Target}{10^6} x\ V\ target\ (mL) \quad (1)$$

$$V\ (mL) = \frac{Konsentrasi\ Target}{Konsentrasi\ Larutan\ Induk} x\ V\ target\ (mL) \quad (2)$$

C. Uji Kompatibilitas dan Viskositas

Uji kompatibilitas dilakukan pada suhu ruang (25°C). Larutan polimer pada setiap konsentrasi diamati kejernihan, warna, dan kestabilannya (ada tidaknya endapan atau flokulasi) selama masa *aging* (24 jam). Uji viskositas dilakukan pada suhu 60°C sesuai temperatur Lapangan X menggunakan Viskome-

ter *Brookfield DV III Ultra Programmable Rheometer* pada *shear rate* 7 s^{-1}, dengan satu kali pengukuran untuk setiap sampel. Viskositas larutan dibandingkan dengan viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP) sebagai indikator awal kemampuan pengendalian mobilitas, dengan target viskositas larutan lebih tinggi daripada viskositas minyak ($\mu o/\mu w \leq 1$) agar fluida injeksi dapat mendorong minyak secara lebih merata [15]. Perbandingan ini tidak menggantikan perhitungan *mobility ratio* aktual karena permeabilitas relatif belum diperhitungkan.

D. Uji Filtrasi dan *Screen Factor*

Uji filtrasi dilakukan pada tekanan konstan 2 bar dengan kertas saring 3 µm, mencatat waktu alir setiap interval 50 mL hingga 100 mL, dengan satu kali pengukuran untuk setiap sampel, kemudian dihitung nilai *Filtration Ratio* (FR) menggunakan Persamaan (3):

$$FR = \frac{T_{100} - T_{80}}{T_{40} - T_{20}} \quad (3)$$

Dengan T(n) adalah waktu ketika larutan mencapai volume n mL. Nilai FR yang diharapkan adalah < 1,2, karena nilai di atas ambang batas tersebut mengindikasikan hidrasi polimer yang tidak sempurna serta potensi pembentukan *filter cake* yang dapat menghambat proses injeksi [16]. Uji *screen factor* mengukur waktu alir 50 mL larutan melalui *screen factor apparatus* (panjang 32 cm, jarak garis atas-bawah ± 9 cm). Uji screen factor dilakukan tiga kali pengulangan untuk setiap sampel, kemudian dirata-ratakan, dan dihitung nilai SF menggunakan Persamaan (4):

$$SF = \frac{\text{t polimer}}{\text{t pelarut}} \quad (4)$$

Dengan t polimer adalah waktu larutan polimer melewati alat (detik) dan t pelarut adalah waktu brine melewati alat yang sama (detik). Data hasil pengujian dianalisis secara deskriptif dan komparatif untuk menentukan kandidat polimer terbaik berdasarkan viskositas stabil, larutan homogen, nilai *screen factor* besar, dan laju filtrasi rendah.

3. PEMBAHASAN

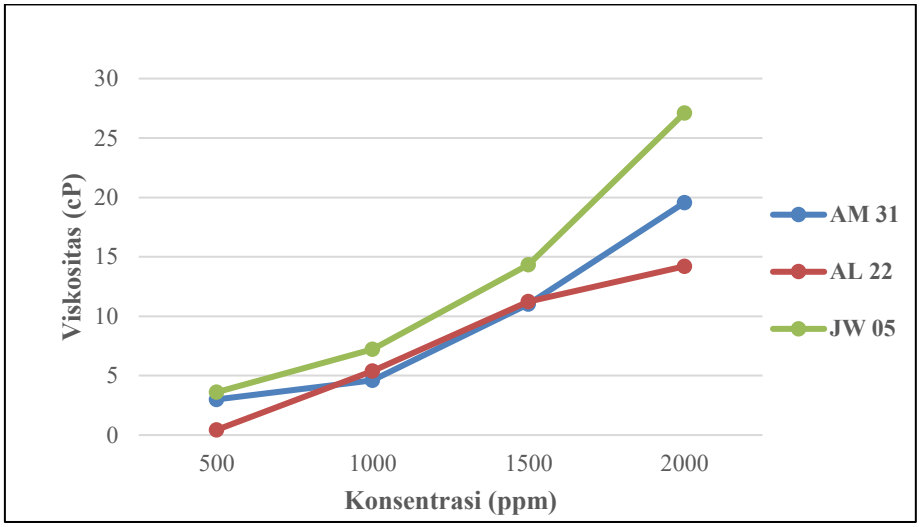
Uji kompatibilitas dilakukan terhadap 12 sampel larutan polimer (tiga jenis HPAM pada empat variasi konsentrasi) pada suhu ruang 25°C. Pengamatan setelah masa *aging* menunjukkan bahwa seluruh sampel berupa larutan jernih dan terlarut sempurna, tanpa disertai flokulasi, penggumpalan, maupun pembentukan endapan. Temuan ini menunjukkan bahwa ketiga polimer kompatibel dengan brine sintetik NaCl bersalinitas 15.000 ppm, sehingga seluruh sampel memenuhi kriteria kompatibilitas dan dapat dilanjutkan ke tahap pengujian berikutnya. Namun demikian, brine yang digunakan hanya mengandung ion monovalen (Na^+ dan Cl^-), sehingga pengaruh ion divalen (Ca^{2+} dan Mg^{2+}) terhadap kompatibilitas dan kestabilan polimer belum dapat dievaluasi. Oleh karena itu, pengujian lanjutan menggunakan air formasi Lapangan X yang merepresentasikan komposisi ion sebenarnya direkomendasikan. Pengujian viskositas dilakukan pada suhu 60°C untuk merepresentasikan kondisi reservoir Lapangan X. Hasil pengukuran pada seluruh variasi konsentrasi disajikan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Uji Viskositas Polimer pada Suhu 60°C

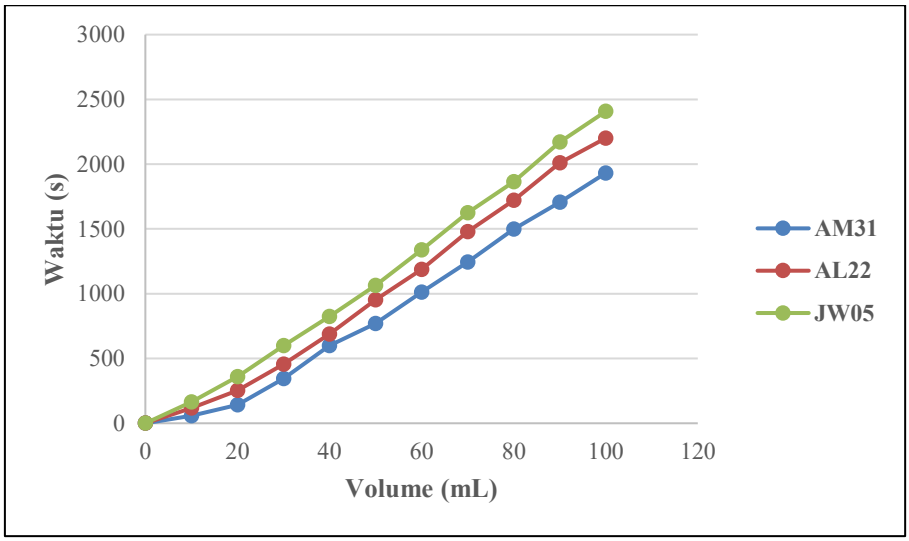
Polimer	Konsentrasi (ppm)	Viskositas (cP)
AM 31	500	3,00
	1000	4,60
	1500*	11,01
	2000	19,56
AL 22	500	0,44
	1000	5,38
	1500*	11,24
	2000	14,20
JW 05	500	3,61
	1000	7,23
	1500*	14,33
	2000	27,10

*Konsentrasi terpilih untuk pengujian lanjutan.

Gambar 1 menunjukkan bahwa viskositas ketiga polimer meningkat seiring bertambahnya konsentrasi, sesuai dengan temuan bahwa konsentrasi merupakan faktor penting yang memengaruhi viskositas larutan HPAM, tetapi dengan pola yang berbeda. JW 05 menghasilkan viskositas tertinggi pada seluruh konsentrasi. Posisi AM 31 dan AL 22 saling bertukar: AM 31 lebih tinggi pada 500 ppm (3,00 dibanding 0,44 cP), AL 22 lebih tinggi pada 1000 ppm (5,38 dibanding 4,60 cP), kedua kurva hampir berimpit pada 1500 ppm (11,01 dan 11,24 cP), dan AM 31 kembali lebih tinggi pada 2000 ppm (19,56 dibanding 14,20 cP).



Gambar 1: Grafik Hubungan Konsentrasi dan Viskositas Polimer pada Suhu 60°C



Gambar 2: Grafik Waktu Alir Filtrasi terhadap Volume Filtrat (1500 ppm)

Pola kenaikan AM 31 dan JW 05 semakin curam pada konsentrasi tinggi: pada setiap kenaikan 500 ppm, viskositas AM 31 naik 1,60; 6,41; dan 8,55 cP, sedangkan JW 05 naik 3,62; 7,10; dan 12,77 cP, sehingga hubungannya tidak linear. Hal ini terjadi karena pada konsentrasi tinggi rantai polimer semakin rapat dan saling terjerat, sehingga larutan menjadi lebih kental. Berbeda dengan keduanya, viskositas AL 22 naik 4,94; 5,86; dan 2,96 cP, sehingga kurvanya melandai setelah 1500 ppm dan tertinggal dari AM 31 pada 2000 ppm. Penyebab perbedaan pola ini tidak dapat dipastikan karena berat molekul dan derajat hidrolisis polimer tidak diketahui.

Gambar 2 merupakan grafik waktu alir filtrasi terhadap volume filtrat pada konsentrasi 1500 ppm. Konsentrasi 1500 ppm dipilih

sebagai titik pembanding karena merupakan konsentrasi terendah dalam rentang uji yang membuat viskositas seluruh polimer (11,01; 11,24; dan 14,33 cP) melampaui viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP). Pada 1000 ppm, hanya JW 05 (7,23 cP) yang melampaui viskositas minyak. Perbandingan ini hanya indikator awal pengendalian mobilitas, dan bukan nilai *mobility ratio* aktual karena permeabilitas relatif tidak tersedia, dan 1500 ppm tidak dimaksudkan sebagai konsentrasi optimum secara ekonomi maupun operasional. Viskositas tinggi juga tidak menjamin polimer mudah melewati media berpori, dan pada 1500 ppm viskositas AM 31 dan AL 22 hampir sama, sehingga ketiga polimer dilanjutkan ke uji filtrasi dan *screen factor* untuk membedakan perilakunya.

Gambar 2 memperlihatkan bahwa waktu alir AM 31 secara konsisten lebih rendah dibandingkan AL 22 pada seluruh volume filtrat, dan selisihnya melebar seiring bertambahnya volume, dari sekitar 59 s pada 10 mL menjadi sekitar 270 s pada 100 mL. JW 05 berada di posisi paling atas sehingga urutan waktu alirnya AM 31 < AL 22 < JW 05; pada 100 mL waktunya masing-masing 1931, 2201, dan 2407 s. Ketiga kurva meningkat secara bertahap tanpa perubahan kemiringan yang tajam pada bagian akhir, sehingga tidak terlihat indikasi kuat penyumbatan progresif pada kertas saring.

Nilai FR ketiga larutan berada di bawah ambang batas 1,2 [12], yaitu 0,952 (AM 31), 1,099 (AL 22), dan 1,163 (JW 05), sehingga ketiganya lolos uji filtrasi. AM 31 memiliki FR terendah sekaligus waktu alir terpendek, yang menunjukkan resistensi filtrasi paling kecil dan risiko penyumbatan paling rendah. AL 22 berada di tengah, sedangkan JW 05 memiliki FR paling mendekati ambang dan waktu alir terlama sehingga memerlukan perhatian lebih lanjut. Urutan waktu alir ini sejalan dengan urutan viskositas pada 1500 ppm (11,01; 11,24; dan 14,33 cP). Penyebab perbedaan tersebut tidak dapat dipastikan dari data ini karena berat molekul polimer tidak diketahui. Uji filtrasi dilakukan terhadap larutan AM 31, AL 22 dan JW 05 pada 1500 ppm dengan volume total 100 mL pada tekanan 2 bar. Hasil pengukuran disajikan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil Uji Filtrasi (1500 ppm)

Volume (mL)	1500 ppm AM31	1500 ppm AL22	1500 ppm JW05
0	0	0	0
10	58	117	165
20	143	253	359
30	345	456	598
40	598	689	825
50	769	953	1063
60	1013	1187	1338
70	1245	1478	1624
80	1498	1722	1865
90	1707	2010	2170
100	1931	2201	2407
FR	**0,952**	**1,099**	**1,163**

Uji *screen factor* mengukur waktu alir larutan polimer dibandingkan dengan brine sebagai indikator perilaku viskoelastik. Hasil pengukuran (tiga pengulangan) disajikan pada Tabel 4. Tabel 4 menunjukkan nilai SF sebesar 38,90 untuk AM 31, 48,86 untuk AL 22, dan 57,95 untuk JW 05, dengan rata-rata waktu alir masing-masing 272,33; 342,00; dan 405,67 s. Urutan JW 05 > AL 22 > AM 31 ini sejalan dengan urutan viskositas pada 1500 ppm (14,33; 11,24; dan 11,01 cP) serta urutan waktu alir dan nilai FR pada uji filtrasi. JW 05 menunjukkan respons viskoelastik tertinggi, diikuti AL 22, sedangkan AM 31 terendah.

Tabel 4. Hasil Uji *Screen Factor* (1500 ppm)

Polimer	Waktu total (s)	Rata-rata (s)	Nilai SF
1500 ppm AM31	280	272,33	38,90
	273		
	264		
1500 ppm AL22	348	342,00	48,86
	345		
	333		
1500 ppm JW05	417	405,667	57,9524
	404		
	396		

Integrasi hasil keempat pengujian menunjukkan bahwa ketiga polimer pada 1500 ppm memenuhi kriteria awal, yaitu seluruhnya kompatibel dengan *brine*, memiliki viskositas di atas viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP), dan lolos uji filtrasi dengan FR < 1,2 [16]. Perbedaan terletak pada keseimbangan antarparameter. JW 05 unggul pada viskositas dan SF, tetapi memiliki FR tertinggi (1,163) yang paling mendekati ambang. AM 31 memiliki FR terendah (0,952), sehingga risiko penyumbatan pori paling kecil, dengan viskositas (11,01 cP) yang telah melampaui viskositas minyak dan hampir sama dengan AL 22 (11,24 cP). Meskipun SF AM 31 lebih rendah daripada AL 22, SF berfungsi sebagai pelengkap viskositas. SF yang tinggi bersama FR yang tinggi menunjukkan resistansi aliran terbesar melalui media berpori, yang meningkatkan risiko injektivitas pada formasi. Karena itu, AM 31 pada 1500 ppm dinilai sebagai kandidat prioritas untuk dilanjutkan ke pengujian berikutnya. Ini bukan penetapan kelayakan akhir, karena penelitian ini masih berupa *screening* awal skala laboratorium.

4. SIMPULAN

Ketiga polimer HPAM (AM 31, AL 22, dan JW 05) kompatibel dengan brine NaCl 15.000 ppm pada seluruh konsentrasi uji (500-2000 ppm). Pada suhu 60°C, konsentrasi 1500 ppm adalah konsentrasi terendah yang membuat viskositas ketiganya (11,01; 11,24; dan 14,33 cP) melampaui viskositas minyak Lapangan X (6,3 cP). Pada konsentrasi tersebut, seluruh polimer lolos uji filtrasi (FR < 1,2), dengan FR AM 31 0,952, AL 22 1,099, dan JW 05 1,163, sedangkan *screen factor*-nya 38,90; 48,86; dan 57,95. JW 05 tidak dipilih karena, meskipun unggul pada viskositas dan *screen factor*, FR-nya paling mendekati ambang batas dan waktu alirnya terlama. AL 22 tidak dipilih karena viskositasnya hanya lebih tinggi 0,23 cP dari AM 31, sementara FR dan waktu alirnya lebih tinggi. AM 31 memiliki FR terendah dan waktu alir tersingkat sehingga risiko penyumbatan pori paling kecil. Hasil *screening* awal ini menjadi dasar teknis untuk melanjutkan AM 31 pada 1500 ppm ke tahap berikutnya, yaitu uji *thermal stability*, *core flooding*, dan pengujian dengan air formasi Lapangan X yang mengandung ion divalen, guna memastikan kinerjanya pada kondisi yang lebih mendekati reservoir sebelum pilot test dipertimbangkan.

DAFTAR PUSTAKA

[1] D. W. Green dan G. P. Willhite, Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1998.

[2] J. J. Sheng, Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2011.

[3] C. H. Gao, "Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery," Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 1, no. 2–4, pp. 65–70, 2011.

[4] S. Thomas, "Enhanced oil recovery: An overview," Oil & Gas Science and Technology, vol. 63, no. 1, pp. 9–19, 2008.

[5] M. A. Khamis, O. A. Omer, F. S. Altawati, dan M. A. Almobarky, "A hybrid ionic liquid–HPAM flooding for enhanced oil recovery: An integrated experimental and numerical study," Polymers, vol. 18, no. 3, art. 359, 2026.

[6] K. G. Salem, A. M. Salem, M. A. Tantawy, A. A. Gawish, S. Gomaa, dan A. N. El-hoshoudy, "A comprehensive investigation of nanocomposite polymer flooding at reservoir conditions: New insights into enhanced oil recovery," Journal of Polymers and the Environment, vol. 32, no. 11, pp. 5915–5935, 2024.

[7] M. S. Mousapour et al., "Dynamics of HPAM flow and injectivity in sandstone porous media," Scientific Reports, vol. 14, art. 28720, 2024.

[8] M. Damanik, S. Kasmungin, dan R. Sudibjo, "Study peningkatan oil recovery pada injeksi surfaktan-polimer pada batuan karbonat," Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti, vol. 3, no. 1, p. 27, 2018.

[9] R. S. Seright, "How much polymer should be injected during a polymer flood? Review of previous and current practices," SPE Journal, vol. 22, no. 1, pp. 1–18, 2017.

[10] J. J. Taber, F. D. Martin, dan R. S. Seright, "EOR screening criteria revisited—Part 1: Introduction to screening criteria and

enhanced recovery field projects," SPE Reservoir Engineering, vol. 12, no. 3, pp. 189–198, 1997.

[11] H. Wicaksono, Sutijan, dan A. T. Yuliansyah, "Karakterisasi larutan polimer KYPAM HPAM untuk bahan injeksi dalam enhanced oil recovery (EOR)," Jurnal Rekayasa Proses, vol. 9, no. 1, pp. 9–15, 2015.

[12] J. Verma dan A. Mandal, "Potential effective criteria for selection of polymer in enhanced oil recovery," Petroleum Science and Technology, vol. 40, no. 7, pp. 879–892, 2022.

[13] R. S. Seright dan D. Wang, "Polymer flooding: Current status and future directions," Petroleum Science, vol. 20, no. 2, p. 911, 2023.

[14] Saleh, L. D., Wei, M., & Bai, B. (2014). Data analysis and updated screening criteria for polymer flooding based on oilfield data. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(1), 15-25.

[15] C. Gao, "Viscosity of partially hydrolyzed polyacrylamide under shearing and heat," Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 3, pp. 203–206, 2013.

[16] S. Gerry et al., "Parameter analysis of polymer on sandstone reservoir in Indonesia: An experimental laboratory study," Scientific Contributions Oil and Gas, vol. 45, no. 3, pp. 27–38, 2022.

Daftar Simbol

SF	=	Screen factor (rasio waktu alir)
FR	=	Filtration ratio
T(n)	=	Waktu larutan mencapai volume mL, detik
cP	=	centipoise, satuan viskositas
ppm	=	part per million, satuan konsentrasi/salinitas
M	=	Mobility Ratio