

Studi Awal Pemilihan Polimer untuk Digunakan Pada *Injectivity* dengan Skala Laboratorium

Agung Setiawan^{1*}, Ahmad Zaelani Adnan², Abdul Kamid³, Panca Suci Widianoro⁴, Yustian Yasahardja⁵

¹ Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu 16424, Indonesia; email : agunges2410@gmail.com

² Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu 16424, Indonesia; email :
ahmadzaelani.adnan@gmail.com

³ Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu 16424, Indonesia; email : hamied45@gmail.com

⁴ Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu 16424, Indonesia; email :
pancasuciwidianoro@gmail.com

⁵ Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu 16424, Indonesia; email : yustianhri@gmail.com

* Penulis Korespondensi: Agung Setiawan

Abstract: Enhanced Oil Recovery (EOR) is an advanced oil recovery technique applied when primary and secondary recovery methods are no longer economically viable. Among various EOR methods, polymer flooding has been widely implemented to improve sweep efficiency by increasing the viscosity of the injected fluid and reducing the mobility ratio between the displacing fluid and reservoir oil. The success of polymer flooding strongly depends on the selection of a suitable polymer that is compatible with reservoir conditions. Therefore, this study aims to evaluate and select the most appropriate polymer for injection based on laboratory-scale testing. The research was conducted at the Research and Development Center for Oil and Gas Technology (PPPTMGB) "LEMIGAS" using three polymer samples, namely polymers A, B, and C. The evaluation procedure included compatibility testing, viscosity measurement, thermal stability testing at 60°C for 30 days, and injectivity testing using Berea core samples. The results showed that all polymer samples experienced viscosity reduction during thermal stability testing. However, polymer B at a concentration of 2,000 ppm exhibited the smallest viscosity decline, decreasing from 9.58 cP to 7.44 cP after 30 days. Consequently, polymer B was selected for injectivity testing. The injectivity test indicated an increase in injection pressure accompanied by a reduction in Berea core permeability due to polymer adsorption and retention within the porous media. Overall, polymer B demonstrated the best performance under the tested conditions and was considered the most suitable candidate for polymer flooding applications using synthetic formation water from Field X at 60°C.

Keywords: Enhanced Oil Recovery; polymer flooding; compatibility test; thermal stability; injectivity; Berea core; viscosity.

Abstrak: Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode perolehan minyak tahap lanjut yang diterapkan ketika metode produksi primer dan sekunder tidak lagi memberikan hasil yang ekonomis. Salah satu metode EOR yang banyak digunakan adalah polymer flooding, yaitu injeksi polimer untuk meningkatkan viskositas fluida injeksi dan memperbaiki rasio mobilitas antara fluida pendorong dan minyak reservoir. Keberhasilan metode ini sangat dipengaruhi oleh pemilihan polimer yang sesuai dengan kondisi reservoir. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi dan menentukan polimer yang paling sesuai berdasarkan serangkaian pengujian laboratorium. Penelitian dilakukan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "LEMIGAS" menggunakan tiga sampel polimer, yaitu polimer A, B, dan C. Tahapan pengujian meliputi uji kompatibilitas, pengukuran viskositas, uji stabilitas termal pada temperatur 60°C selama 30 hari, serta uji injectivity menggunakan core Berea. Hasil penelitian menunjukkan bahwa seluruh sampel polimer mengalami penurunan viskositas selama pengujian stabilitas termal. Namun, polimer B dengan konsentrasi 2.000 ppm menunjukkan penurunan viskositas paling kecil, yaitu dari 9,58 cP menjadi 7,44 cP setelah 30 hari pengujian. Oleh karena itu, polimer B dipilih untuk uji injectivity. Hasil uji injectivity menunjukkan adanya peningkatan tekanan injeksi yang diikuti dengan penurunan permeabilitas core Berea akibat adsorpsi dan retensi polimer pada media berpori. Secara keseluruhan, polimer B menunjukkan kinerja terbaik pada kondisi pengujian dan dinilai paling sesuai untuk aplikasi polymer flooding menggunakan air formasi sintetik Lapangan X pada temperatur 60°C.

Diterima: June 20, 2026
Direvisi: June 4, 2026
Diterima: July 17, 2026
Diterbitkan: July 15, 2026
Versi sekarang: July 30, 2026



Hak cipta: © 2026 oleh penulis.
Diserahkan untuk kemungkinan
publikasi akses terbuka
berdasarkan syarat dan ketentuan
lisensi Creative Commons
Attribution (CC BY SA) (
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>)

Kata kunci: Enhanced Oil Recovery; polymer flooding; uji kompatibilitas; stabilitas termal; injectivity; core Berea; viskositas.

1. Pendahuluan

Seiring bertambahnya umur produksi suatu reservoir minyak, tekanan dan energi alami reservoir akan mengalami penurunan sehingga kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida secara alami menuju sumur produksi menjadi semakin terbatas. Kondisi tersebut menyebabkan penurunan laju produksi dan meningkatnya jumlah minyak yang tertinggal di dalam reservoir. Green dan Willhite menjelaskan bahwa sebagian besar reservoir masih menyimpan cadangan minyak yang signifikan setelah tahap produksi primer berakhir [1]. Thomas menambahkan bahwa diperlukan teknologi perolehan minyak tahap lanjut untuk meningkatkan recovery factor dan memperpanjang umur ekonomis lapangan [2].

Waterflooding merupakan metode perolehan minyak sekunder yang paling banyak diterapkan untuk mempertahankan tekanan reservoir dan mendorong minyak menuju sumur produksi. Meskipun relatif sederhana dan ekonomis, efektivitas injeksi air sangat dipengaruhi oleh rasio mobilitas antara fluida pendorong dan minyak reservoir. Menurut Lake, perbedaan viskositas yang besar antara air injeksi dan minyak dapat menyebabkan terjadinya viscous fingering dan channeling [3]. Akibatnya, efisiensi penyapuan volumetrik menurun dan sebagian minyak tertinggal di dalam reservoir. Alvarado dan Manrique melaporkan bahwa keterbatasan waterflooding menjadi salah satu alasan utama dikembangkannya berbagai metode enhanced oil recovery (EOR)[4].

Enhanced oil recovery mencakup berbagai teknik, seperti injeksi termal, injeksi gas, dan injeksi kimia. Salah satu metode injeksi kimia yang banyak diterapkan adalah polymer flooding. Sheng menyatakan bahwa penambahan polimer ke dalam air injeksi bertujuan meningkatkan viskositas fluida pendorong sehingga rasio mobilitas menjadi lebih baik [5]. Peningkatan viskositas tersebut dapat memperluas daerah sapuan dan meningkatkan efisiensi pendesakan minyak. Sorbie menunjukkan bahwa polymer flooding mampu memberikan perolehan minyak tambahan yang lebih tinggi dibandingkan waterflooding konvensional[6].

Meskipun demikian, keberhasilan implementasi polymer flooding sangat dipengaruhi oleh karakteristik reservoir dan sifat fisik polimer yang digunakan. Taber et al. menjelaskan bahwa temperatur reservoir, salinitas air formasi, permeabilitas batuan, dan viskositas minyak merupakan parameter utama dalam proses seleksi polimer [7]. Selain itu, Mahajan dan Mandal menekankan bahwa polimer yang dipilih harus memiliki kompatibilitas yang baik dengan air formasi, stabilitas termal yang memadai, serta kemampuan mempertahankan viskositas selama proses injeksi [8].

Berbagai penelitian laboratorium telah dilakukan untuk mengevaluasi performa polimer melalui pengujian kompatibilitas, viskositas, stabilitas termal, dan core flooding. Hassan et al. melaporkan bahwa kombinasi pengujian tersebut mampu memberikan gambaran menyeluruh mengenai kesesuaian polimer terhadap kondisi reservoir [9]. Sandengen et al. menunjukkan bahwa peningkatan temperatur dapat mempercepat degradasi polimer sehingga menyebabkan penurunan viskositas [10]. Di sisi lain, Lotfollahi et al. menemukan bahwa polimer dengan viskositas tinggi belum tentu memiliki injectivity yang baik karena adanya fenomena adsorpsi dan retensi pada media berpori [11].

Berdasarkan kondisi tersebut, pemilihan polimer yang tepat menjadi tahapan penting sebelum implementasi polymer flooding di lapangan. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi tiga jenis polimer melalui serangkaian pengujian laboratorium yang meliputi uji kompatibilitas, uji viskositas, uji stabilitas termal, dan uji injectivity menggunakan core Berea pada temperatur 60°C. Pengujian dilakukan untuk menentukan polimer yang memiliki kestabilan viskositas terbaik serta karakteristik aliran yang sesuai untuk proses injeksi.

Kontribusi utama penelitian ini meliputi: (1) mengevaluasi pengaruh konsentrasi polimer terhadap viskositas larutan; (2) membandingkan kestabilan termal beberapa sampel polimer; (3) menentukan polimer yang paling sesuai berdasarkan hasil pengujian kompatibilitas, viskositas, dan stabilitas termal; serta (4) menganalisis pengaruh injeksi polimer terhadap perubahan permeabilitas core Berea.

2. Tinjauan Literatur

Kajian pustaka pada penelitian ini difokuskan pada konsep Enhanced Oil Recovery (EOR), mekanisme polymer flooding, faktor-faktor yang memengaruhi seleksi polimer, serta karakteristik viskositas, stabilitas termal, dan injectivity polimer pada media berpori. Pemahaman terhadap aspek-aspek tersebut diperlukan untuk menentukan jenis polimer yang sesuai dengan kondisi reservoir dan menghasilkan kinerja injeksi yang optimal. Selain itu, kajian terhadap penelitian terdahulu dilakukan untuk mengidentifikasi parameter penting dalam evaluasi polimer serta memperkuat dasar pemilihan metode pengujian yang digunakan pada penelitian ini.

2.1. Enhanced Oil Recovery

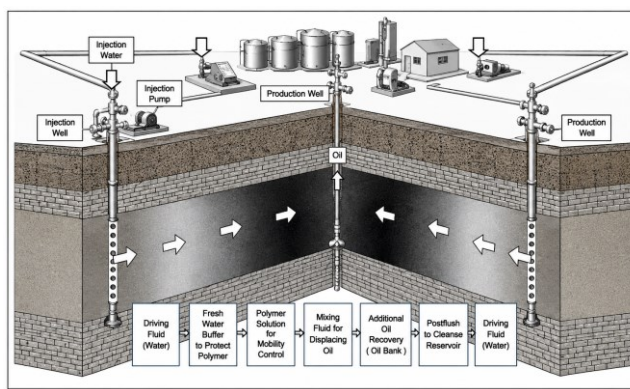
Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode perolehan minyak tahap lanjut yang diterapkan setelah produksi primer dan sekunder tidak lagi mampu menghasilkan minyak secara ekonomis. Tujuan utama EOR adalah meningkatkan recovery factor melalui perubahan sifat fisik fluida reservoir, karakteristik batuan, maupun interaksi antara fluida dan batuan reservoir [1].

Secara umum, metode EOR diklasifikasikan menjadi tiga kelompok utama, yaitu injeksi termal, injeksi gas, dan injeksi kimia. Metode termal dilakukan dengan menginjeksikan panas ke dalam reservoir untuk menurunkan viskositas minyak. Injeksi gas bertujuan meningkatkan tekanan reservoir dan menurunkan tegangan antarmuka, sedangkan injeksi kimia dilakukan dengan menambahkan bahan kimia tertentu untuk memperbaiki efisiensi pendesakan dan penyapuan minyak [2].

Di antara berbagai metode EOR, injeksi kimia menjadi alternatif yang banyak diterapkan pada reservoir dengan kondisi tekanan rendah dan rasio mobilitas yang tidak menguntungkan. Menurut Sheng, injeksi kimia meliputi injeksi surfaktan, alkali, polimer, maupun kombinasi ketiganya [5]. Polymer flooding merupakan salah satu metode yang paling luas digunakan karena memiliki implementasi yang relatif sederhana dan biaya operasional yang lebih rendah dibandingkan metode EOR lainnya.

2.2. Polymer Flooding

Polymer flooding merupakan metode injeksi kimia dengan menambahkan polimer ke dalam air injeksi untuk meningkatkan viskositas fluida pendorong. Penambahan polimer bertujuan memperbaiki rasio mobilitas antara air injeksi dan minyak sehingga efisiensi penyapuan reservoir meningkat [6]. Mekanisme polymer flooding ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Ilustrasi mekanisme polymer flooding.

Efektivitas polymer flooding dipengaruhi oleh nilai rasio mobilitas (mobility ratio), yang didefinisikan sebagai perbandingan mobilitas fluida pendorong terhadap mobilitas fluida yang didesak. Nilai rasio mobilitas yang lebih kecil dari satu menunjukkan proses pendesakan yang lebih stabil dan efisien [3].

Sheng menjelaskan bahwa polymer flooding pada dasarnya merupakan pengembangan dari metode waterflooding konvensional. Penambahan polimer dapat mengurangi fenomena viscous fingering dan channeling yang sering terjadi akibat perbedaan viskositas antara air dan

minyak [5]. Dengan demikian, area sapuan fluida injeksi menjadi lebih luas dan minyak sisa yang terperangkap di dalam reservoir dapat diproduksi secara lebih efektif.

Tahapan implementasi polymer flooding umumnya meliputi preflush, injeksi larutan polimer, postflush menggunakan air tawar, dan injeksi fluida pendorong. Tahapan tersebut bertujuan menjaga kestabilan polimer selama proses injeksi serta mengoptimalkan distribusi polimer di dalam reservoir [1].

2.3. Faktor Seleksi Polimer

Keberhasilan polymer flooding sangat dipengaruhi oleh kesesuaian antara karakteristik polimer dan kondisi reservoir. Taber et al. menyatakan bahwa beberapa parameter utama yang perlu dipertimbangkan dalam proses seleksi polimer meliputi temperatur reservoir, salinitas air formasi, viskositas minyak, permeabilitas batuan, dan kedalaman reservoir [7].

Temperatur reservoir yang tinggi dapat mempercepat degradasi termal polimer sehingga menyebabkan penurunan viskositas. Sebagian besar proyek polymer flooding diaplikasikan pada reservoir dengan temperatur di bawah 94°C untuk menjaga stabilitas polimer [12].

Viskositas minyak juga menjadi faktor penting dalam menentukan konsentrasi polimer yang dibutuhkan. Semakin tinggi viskositas minyak, semakin besar konsentrasi polimer yang diperlukan untuk memperoleh rasio mobilitas yang optimal [8].

Karakteristik batuan reservoir memengaruhi mekanisme adsorpsi dan retensi polimer. Reservoir batupasir umumnya lebih sesuai untuk polymer flooding dibandingkan reservoir karbonat karena memiliki tingkat adsorpsi polimer yang lebih rendah [13].

Selain itu, permeabilitas batuan harus cukup tinggi agar larutan polimer dapat diinjeksikan tanpa menyebabkan peningkatan tekanan injeksi yang berlebihan. Menurut Levitt et al., pemilihan polimer yang tepat harus mempertimbangkan keseimbangan antara peningkatan viskositas dan kemampuan injeksi [14].

2.4. Stabilitas Termal dan Viskositas Polimer

Viskositas merupakan parameter utama yang menentukan efektivitas polymer flooding. Peningkatan viskositas larutan polimer akan menurunkan mobilitas fluida pendorong dan meningkatkan efisiensi penyapuan minyak [6].

Nilai viskositas dipengaruhi oleh konsentrasi polimer, temperatur, salinitas, laju geser, dan struktur molekul polimer. Secara umum, peningkatan konsentrasi polimer akan meningkatkan viskositas larutan karena semakin banyak rantai polimer yang berinteraksi di dalam larutan [8].

Stabilitas termal menggambarkan kemampuan polimer mempertahankan sifat reologinya selama terpapar temperatur reservoir dalam periode tertentu. Sandengen et al. menunjukkan bahwa peningkatan temperatur dapat menyebabkan degradasi rantai polimer sehingga viskositas larutan menurun seiring waktu [10].

Oleh karena itu, pengujian stabilitas termal diperlukan untuk mengevaluasi kinerja polimer sebelum diaplikasikan di lapangan. Polimer yang memiliki perubahan viskositas paling kecil selama periode pengujian dianggap lebih sesuai untuk digunakan pada proses injeksi.

2.5. Injectivity dan Permeabilitas Core

Injectivity merupakan kemampuan suatu fluida untuk diinjeksikan ke dalam media berpori pada laju dan tekanan tertentu. Parameter ini menjadi salah satu indikator utama dalam evaluasi kinerja polymer flooding karena berkaitan langsung dengan keberhasilan distribusi polimer di dalam reservoir [11].

Selama proses injeksi, molekul polimer dapat mengalami adsorpsi, retensi mekanis, dan penyumbatan sebagian pori batuan. Fenomena tersebut menyebabkan peningkatan tekanan injeksi dan penurunan permeabilitas efektif batuan [15].

Seright menjelaskan bahwa penurunan permeabilitas akibat injeksi polimer dapat bersifat menguntungkan maupun merugikan. Penurunan permeabilitas yang terkendali dapat meningkatkan efisiensi penyapuan dengan mengurangi aliran preferensial pada zona berpermeabilitas tinggi. Namun, penurunan permeabilitas yang terlalu besar dapat menghambat proses injeksi.

Pengujian injectivity umumnya dilakukan menggunakan core flooding dengan media batuan sintesis, seperti core Berea. Core Berea banyak digunakan karena memiliki karakteristik

petrofisika yang homogen dan mampu merepresentasikan perilaku aliran fluida pada reservoir batupasir [16].

2.6. Penelitian Terdahulu

Saputra et al. melakukan evaluasi kinerja polymer flooding pada reservoir minyak ringan melalui pengujian laboratorium yang meliputi kompatibilitas, viskositas, stabilitas termal, dan core flooding [17]. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pemilihan polimer yang tepat mampu meningkatkan efisiensi penyapuan dan menghasilkan performa injeksi yang lebih baik.

Hassan et al. melakukan kajian komprehensif mengenai perkembangan polymer flooding dan menyimpulkan bahwa temperatur reservoir, salinitas, serta karakteristik batuan merupakan faktor utama yang memengaruhi keberhasilan injeksi polimer [9].

Khlaifat et al. menunjukkan bahwa evaluasi parameter injectivity, stabilitas termal, dan kompatibilitas merupakan tahapan penting dalam proses seleksi polimer [18]. Sementara itu, Ghodsi melaporkan bahwa polimer dengan viskositas tinggi tidak selalu menghasilkan injectivity yang optimal karena adanya interaksi antara polimer dan media berpori [19].

Berdasarkan penelitian terdahulu, sebagian besar studi berfokus pada evaluasi individual terhadap parameter viskositas, stabilitas termal, atau injectivity. Penelitian yang mengintegrasikan seluruh tahapan seleksi polimer, mulai dari uji kompatibilitas hingga pengujian injectivity menggunakan core Berea pada kondisi laboratorium tertentu, masih relatif terbatas.

Oleh karena itu, penelitian ini mengusulkan pendekatan terintegrasi untuk mengevaluasi performa beberapa jenis polimer melalui pengujian kompatibilitas, viskositas, stabilitas termal, dan injectivity guna memperoleh polimer yang paling sesuai untuk aplikasi polymer flooding.

3. Metode

Penelitian ini merupakan penelitian eksperimental yang dilakukan pada skala laboratorium untuk mengevaluasi performa beberapa sampel polimer sebagai kandidat fluida injeksi pada metode polymer flooding. Seluruh rangkaian pengujian dilaksanakan di laboratorium Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "LEMIGAS". Tahapan pengujian yang dilakukan meliputi uji kompatibilitas, uji viskositas, uji stabilitas termal (thermal stability), dan uji injectivity. Rangkaian pengujian tersebut merupakan tahapan umum dalam proses seleksi polimer untuk aplikasi Enhanced Oil Recovery [7], [9].

Penelitian diawali dengan pembuatan larutan induk dari tiga jenis polimer, yaitu polimer A, polimer B, dan polimer C. Masing-masing polimer dibuat dalam bentuk larutan induk dengan konsentrasi 5.000 ppm dan volume 200 mL menggunakan air formasi sintetik Lapangan X. Air formasi sintetik yang digunakan memiliki salinitas sebesar 17.000 ppm, densitas 0,99844 g/cm³, specific gravity sebesar 1,0155, dan viskositas sebesar 0,810 cP.

Setelah larutan induk terbentuk, dilakukan uji kompatibilitas untuk mengevaluasi kemampuan polimer bercampur secara homogen dengan air formasi sintetik. Pengujian dilakukan dengan menuangkan larutan polimer dari satu wadah ke wadah lainnya dan mengamati terbentuknya gumpalan, endapan, maupun pemisahan fasa. Larutan polimer dinyatakan kompatibel apabila tidak ditemukan gumpalan maupun endapan selama pengamatan. Apabila masih ditemukan gumpalan atau endapan, larutan induk dibuat ulang hingga diperoleh campuran yang homogen. Uji kompatibilitas diperlukan untuk memastikan bahwa polimer memiliki kesesuaian dengan air formasi sehingga tidak menimbulkan gangguan selama proses injeksi [17].

Larutan polimer yang telah memenuhi kriteria kompatibilitas selanjutnya diencerkan menggunakan air formasi sintetik sesuai dengan konsentrasi pengujian yang telah ditentukan. Pengukuran viskositas dilakukan menggunakan Brookfield Rheometer. Sebanyak 16–17 mL sampel polimer dimasukkan ke dalam spindle cell, kemudian nilai viskositas direkam secara otomatis melalui perangkat lunak yang terhubung dengan alat. Data viskositas digunakan untuk mengevaluasi pengaruh konsentrasi polimer terhadap peningkatan viskositas larutan serta menentukan konsentrasi yang akan digunakan pada pengujian stabilitas termal. Viskositas merupakan parameter utama dalam evaluasi kinerja polymer flooding karena berpengaruh langsung terhadap rasio mobilitas dan efisiensi penyapuan minyak [6].

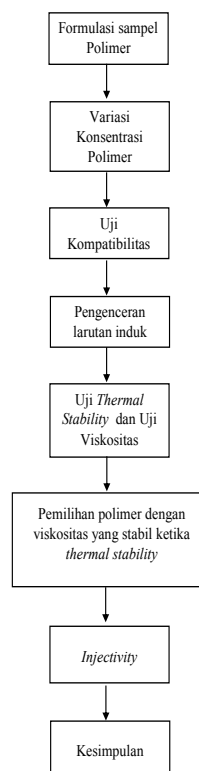
Pengujian stabilitas termal dilakukan untuk mengevaluasi kemampuan polimer mempertahankan viskositasnya selama paparan temperatur dalam jangka waktu tertentu.

Sampel polimer dimasukkan ke dalam botol khusus dan disimpan di dalam oven pada temperatur 60°C selama 30 hari. Pengukuran viskositas dilakukan secara berkala pada hari ke-0, 3, 7, 14, 21, dan 30. Perubahan viskositas selama periode pengujian digunakan sebagai indikator degradasi termal polimer. Sampel polimer yang menunjukkan penurunan viskositas paling kecil dipilih untuk tahap pengujian injectivity. Pengujian stabilitas termal penting dilakukan karena temperatur reservoir dapat memengaruhi struktur molekul polimer dan menyebabkan penurunan viskositas larutan seiring waktu [10].

Pengujian injectivity dilakukan menggunakan core flooding apparatus dengan media core Berea pada temperatur 60°C. Core Berea yang digunakan memiliki panjang 7,164 cm, diameter 3,822 cm, luas penampang 11,48 cm², porositas 20%, dan permeabilitas awal sebesar 350 mD. Penggunaan core Berea pada pengujian laboratorium banyak dilakukan karena memiliki karakteristik petrofisika yang homogen dan mampu merepresentasikan perilaku aliran fluida pada reservoir batupasir [16].

Sebelum injeksi polimer dilakukan, permeabilitas awal core ditentukan menggunakan air formasi sintetis pada beberapa laju alir hingga diperoleh kondisi tekanan yang stabil. Selanjutnya, sebanyak 200 mL larutan polimer terpilih diinjeksikan ke dalam core Berea. Selama proses injeksi, perubahan tekanan dicatat secara kontinu untuk mengevaluasi perilaku aliran polimer di dalam media berpori. Setelah seluruh volume polimer terinjeksikan, dilakukan injeksi lanjutan menggunakan air formasi sintetis untuk mengevaluasi perubahan permeabilitas akibat adsorpsi dan retensi polimer pada media berpori. Evaluasi injectivity dilakukan berdasarkan perubahan tekanan injeksi dan permeabilitas selama proses pengujian [11].

Secara ringkas, tahapan penelitian meliputi pembuatan larutan induk polimer, uji kompatibilitas, pengukuran viskositas, uji stabilitas termal, seleksi polimer, dan pengujian injectivity. Diagram alir penelitian ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2. Diagram alir tahapan penelitian seleksi polimer untuk pengujian injectivity.

4. Hasil dan Pembahasan

4.1 Preparasi Sampel Polimer

Penelitian ini menggunakan tiga jenis sampel polimer, yaitu polimer A, polimer B, dan polimer C. Masing-masing polimer dibuat dalam bentuk larutan induk dengan konsentrasi 5.000 ppm dan volume 200 mL menggunakan air formasi sintetik Lapangan X.

Larutan induk yang telah dibuat diamati secara visual untuk memastikan homogenitas larutan sebelum dilakukan pengujian lebih lanjut. Proses preparasi yang baik diperlukan untuk memperoleh distribusi molekul polimer yang seragam sehingga hasil pengujian kompatibilitas, viskositas, stabilitas termal, dan *injectivity* dapat merepresentasikan karakteristik polimer yang sebenarnya [8].

4.2 Uji Kompatibilitas

Hasil uji kompatibilitas menunjukkan bahwa polimer A dan polimer B dapat terdispersi secara homogen dalam air formasi sintetik tanpa menunjukkan adanya gumpalan maupun endapan. Sebaliknya, polimer C menunjukkan terbentuknya gumpalan polimer yang tidak terlarut secara sempurna sebelum dilakukan pengujian alir.

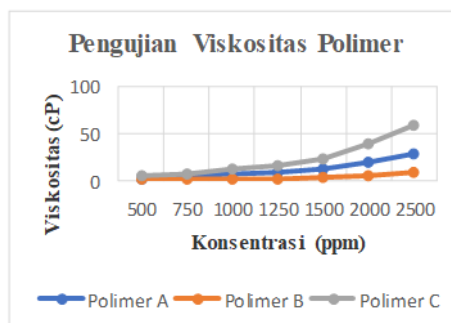
Terbentuknya gumpalan pada polimer C mengindikasikan bahwa proses hidrasi polimer belum berlangsung secara optimal. Setelah dilakukan pembuatan ulang dengan waktu pengadukan yang lebih lama, larutan polimer C menunjukkan kondisi yang homogen tanpa adanya gumpalan maupun endapan.

Hasil ini menunjukkan bahwa waktu pengadukan dan proses hidrasi memiliki pengaruh penting terhadap kualitas larutan polimer. Polimer yang tidak terhidrasi secara sempurna berpotensi menyebabkan penyumbatan pori batuan dan meningkatkan tekanan injeksi selama proses *polymer flooding* [9].

4.3 Uji Viskositas

Sebelum dilakukan pengukuran viskositas, larutan induk polimer dengan konsentrasi 5.000 ppm diencerkan menggunakan air formasi sintetik hingga diperoleh rentang konsentrasi pengujian sebesar 500–2.500 ppm.

Hasil pengujian viskositas ditunjukkan pada Gambar 3. Secara umum, seluruh sampel polimer menunjukkan tren peningkatan viskositas seiring dengan bertambahnya konsentrasi polimer.



Gambar 3. Hubungan konsentrasi polimer terhadap viskositas larutan.

Peningkatan viskositas terjadi karena semakin banyak molekul polimer yang terlarut dan berinteraksi di dalam larutan. Konsentrasi polimer yang lebih tinggi menyebabkan terbentuknya jaringan molekul yang lebih rapat sehingga meningkatkan tahanan aliran fluida.

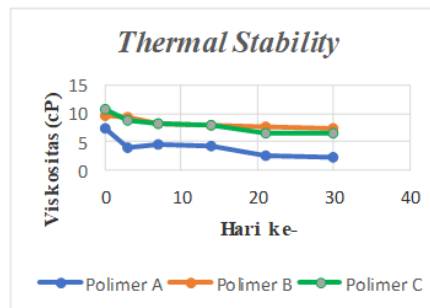
Hasil ini sejalan dengan penelitian Sorbie yang menyatakan bahwa viskositas larutan polimer meningkat seiring bertambahnya konsentrasi akibat meningkatnya interaksi antarrantai polimer [6]. Temuan serupa juga dilaporkan oleh Levitt et al. yang menunjukkan bahwa konsentrasi polimer merupakan salah satu parameter utama yang memengaruhi kinerja *polymer flooding* [14].

Meskipun demikian, peningkatan viskositas yang terlalu tinggi dapat menyebabkan penurunan *injectivity* dan meningkatkan tekanan injeksi. Oleh karena itu, pemilihan konsentrasi polimer harus mempertimbangkan keseimbangan antara peningkatan efisiensi penyapuan dan kemampuan injeksi.

4.4 Uji Stabilitas Termal

Pengujian stabilitas termal dilakukan pada temperatur 60°C selama 30 hari untuk mengevaluasi kemampuan polimer mempertahankan viskositasnya terhadap pengaruh temperatur.

Konsentrasi polimer yang digunakan pada pengujian ini adalah 1.000 ppm untuk polimer A serta 2.000 ppm untuk polimer B dan polimer C. Hasil pengujian stabilitas termal ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 4. Perubahan viskositas polimer selama pengujian stabilitas termal pada temperatur 60°C.

Berdasarkan Gambar 4, seluruh sampel polimer mengalami penurunan viskositas seiring bertambahnya waktu pengujian. Penurunan viskositas paling signifikan terjadi pada polimer A, sedangkan polimer B menunjukkan perubahan viskositas yang paling kecil selama periode pengujian.

Pada hari ke-0, viskositas polimer A, B, dan C berturut-turut sebesar 7,51 cP, 9,58 cP, dan 10,71 cP. Setelah 30 hari pengujian, viskositas polimer A menurun menjadi 2,41 cP, polimer B menjadi 7,44 cP, dan polimer C menjadi 6,56 cP.

Penurunan viskositas terjadi akibat degradasi rantai molekul polimer selama paparan temperatur. Temperatur yang tinggi dapat menyebabkan pemutusan rantai polimer sehingga mengurangi kemampuan polimer dalam meningkatkan viskositas larutan [10].

Dibandingkan dengan polimer A dan C, polimer B memiliki stabilitas termal yang lebih baik karena menunjukkan penurunan viskositas yang relatif kecil selama periode pengujian. Oleh karena itu, polimer B dipilih untuk tahap pengujian *injectivity*.

4.5 Uji Injectivity

Berdasarkan hasil pengujian stabilitas termal, polimer B dengan konsentrasi 2.000 ppm dipilih untuk pengujian *injectivity* menggunakan *core* Berea dan air formasi sintetik Lapangan X.

Karakteristik air formasi sintetik yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 1, sedangkan spesifikasi *core* Berea ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 1. Karakteristik air formasi sintetik Lapangan X

Parameter	Nilai
Salinitas (ppm)	17.000
Densitas (g/cm ³)	0,99844
<i>Specific gravity</i> (SG)	1,0155
Viskositas (cP)	0,810

Tabel 2. Karakteristik *core* Berea

Parameter	Nilai
Panjang <i>core</i> (cm)	7,164
Diameter <i>core</i> (cm)	3,822
Luas penampang (cm ²)	11,48
Porositas (%)	20
Permeabilitas awal (mD)	350

Sebelum injeksi polimer dilakukan, pengukuran permeabilitas awal dilakukan menggunakan air formasi sintetik pada laju alir 1 cc/menit, 2 cc/menit, dan 3 cc/menit. Nilai permeabilitas yang diperoleh berturut-turut sebesar 83,194 mD, 85,085 mD, dan 87,031 mD, dengan nilai permeabilitas rata-rata sebesar 85,103 mD.

Selanjutnya, sebanyak 200 mL larutan polimer B diinjeksikan ke dalam *core* Berea pada temperatur 60°C. Selama proses injeksi, terjadi peningkatan tekanan injeksi yang mengindikasikan adanya interaksi antara polimer dan media berpori.

Peningkatan tekanan injeksi diikuti oleh penurunan permeabilitas efektif *core*. Fenomena ini disebabkan oleh adsorpsi dan retensi molekul polimer pada permukaan pori batuan serta terjadinya penyumbatan sebagian jalur aliran (*pore throat*) [15].

Pada tahap awal injeksi, tekanan yang lebih tinggi diperlukan agar larutan polimer dapat memasuki pori-pori batuan. Seiring bertambahnya volume injeksi, molekul polimer terakumulasi pada media berpori sehingga tahanan aliran meningkat dan permeabilitas efektif menurun.

Hasil ini sejalan dengan penelitian Lotfollahi et al. yang melaporkan bahwa injeksi polimer umumnya menyebabkan peningkatan tekanan injeksi dan penurunan permeabilitas akibat mekanisme adsorpsi dan retensi [11]. Meskipun demikian, penurunan permeabilitas yang terkendali dapat meningkatkan efisiensi penyapuan dengan mengurangi aliran preferensial pada zona berpermeabilitas tinggi [13].

5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan di laboratorium Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "LEMIGAS", dapat disimpulkan bahwa seluruh sampel polimer mengalami penurunan viskositas selama pengujian stabilitas termal pada temperatur 60°C selama 30 hari. Pada hari ke-0, viskositas polimer A, polimer B, dan polimer C berturut-turut sebesar 7,51 cP, 9,58 cP, dan 10,71 cP. Setelah 30 hari pengujian, viskositas masing-masing polimer menurun menjadi 2,41 cP, 7,44 cP, dan 6,56 cP. Hasil tersebut menunjukkan bahwa paparan temperatur dalam jangka waktu tertentu menyebabkan degradasi polimer yang ditandai dengan penurunan viskositas larutan.

Berdasarkan hasil uji stabilitas termal, polimer B dengan konsentrasi 2.000 ppm dipilih sebagai kandidat terbaik untuk pengujian injectivity karena menunjukkan penurunan viskositas yang paling kecil dibandingkan polimer lainnya. Polimer B mampu mempertahankan viskositas sebesar 7,44 cP setelah 30 hari pengujian, sehingga memiliki stabilitas termal yang lebih baik pada kondisi temperatur 60°C.

Hasil pengujian injectivity menggunakan *core* Berea menunjukkan bahwa injeksi polimer menyebabkan peningkatan tekanan injeksi yang diikuti dengan perubahan permeabilitas efektif batuan. Permeabilitas awal *core* Berea yang diukur menggunakan air formasi sintetik memiliki nilai rata-rata sebesar 85,103 mD. Selama proses injeksi polimer, terjadi penurunan permeabilitas akibat adsorpsi dan retensi molekul polimer pada media berpori. Meskipun demikian, penurunan permeabilitas tersebut mengindikasikan bahwa polimer mampu mengendalikan aliran fluida pada zona berpermeabilitas tinggi sehingga berpotensi meningkatkan efisiensi penyapuan pada proses polymer flooding.

Secara keseluruhan, penelitian ini menunjukkan bahwa evaluasi kompatibilitas, viskositas, stabilitas termal, dan injectivity dapat digunakan sebagai pendekatan terintegrasi dalam proses seleksi polimer. Berdasarkan seluruh tahapan pengujian yang dilakukan, polimer B dengan konsentrasi 2.000 ppm merupakan polimer yang paling sesuai untuk diaplikasikan pada kondisi pengujian menggunakan air formasi sintetik Lapangan X dan temperatur reservoir sebesar 60°C.

Kontribusi Penulis: Konseptualisasi: Agung Setiawan dan Ahmad Zaelani Adnan; Metodologi: Agung Setiawan, Ahmad Zaelani Adnan, dan Abdul Kamid; Perangkat Lunak: Agung Setiawan; Validasi: Ahmad Zaelani Adnan, Abdul Kamid, dan Panca Suci Widianoro; Analisis formal: Agung Setiawan; Investigasi: Agung Setiawan; Sumber daya: Ahmad Zaelani Adnan dan Panca Suci Widianoro; Kurasi data: Agung Setiawan; Penulisan—persiapan draf asli: Agung Setiawan; Penulisan—peninjauan dan penyuntingan: Ahmad Zaelani Adnan, Abdul Kamid, dan Panca Suci Widianoro; Visualisasi: Agung Setiawan; Supervisi: Ahmad

Zaelani Adnan, Abdul Kamid, dan Panca Suci Widianoro; Administrasi proyek: Ahmad Zaelani Adnan; Akuisisi pendanaan: Ahmad Zaelani Adnan.

Pendanaan: Penelitian ini tidak menerima pendanaan eksternal.

Pernyataan Ketersediaan Data: Data yang mendukung temuan penelitian ini tersedia dari penulis korespondensi berdasarkan permintaan yang wajar. Data tidak tersedia untuk umum karena mengandung informasi teknis yang terkait dengan kegiatan penelitian di laboratorium PPPTMGB “LEMIGAS”.

Ucapan Terima Kasih: Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS” atas dukungan fasilitas laboratorium, data, dan pendampingan teknis selama pelaksanaan penelitian. Penulis juga menyampaikan apresiasi kepada Institut Teknologi Petroleum Balongan atas dukungan akademik yang diberikan selama penyusunan penelitian ini. Penulis menyatakan bahwa tidak ada penggunaan perangkat kecerdasan buatan (Artificial Intelligence/AI) dalam pengumpulan data, analisis data, maupun interpretasi hasil penelitian. Penggunaan AI, jika ada, hanya terbatas pada bantuan penyuntingan bahasa dan tidak memengaruhi substansi ilmiah penelitian.

Konflik Kepentingan: Penulis menyatakan tidak ada konflik kepentingan. Pendana tidak memiliki peran dalam desain studi; dalam pengumpulan, analisis, atau interpretasi data; dalam penulisan naskah; atau dalam keputusan untuk menerbitkan hasil.

Referensi

- [1] D. W. Green and G. P. Willhite, *Enhanced Oil Recovery*, 2nd ed. Society of Petroleum Engineers, 2018. doi: 10.2118/9781613994948.
- [2] S. Thomas, “Enhanced Oil Recovery—An Overview,” *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 63, no. 1, pp. 9–19, 2008, doi: 10.2516/ogst:2007060.
- [3] L. W. Lake, *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall, 1989.
- [4] V. Alvarado and E. Manrique, “Enhanced Oil Recovery: An Update Review,” *Energies (Basel)*, vol. 3, no. 9, pp. 1529–1575, 2010, doi: 10.3390/en3091529.
- [5] J. J. Sheng, *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice*. Gulf Professional Publishing, 2011.
- [6] K. S. Sorbie, *Polymer-Improved Oil Recovery*. Springer, 1991. doi: 10.1007/978-94-011-3044-8.
- [7] J. J. Taber, F. D. Martin, and 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, doi: 10.2118/35385-PA.
- [8] S. Mahajan and A. Mandal, “Polymers for Enhanced Oil Recovery: Fundamentals and Selection Criteria,” *Pet. Sci. Technol.*, vol. 39, no. 17–18, pp. 655–672, 2021, doi: 10.1080/10916466.2021.1977808.
- [9] A. M. Hassan, M. Mahmoud, H. N. Al-Saedi, and S. Elkatatny, “Updated Perceptions on Polymer-Based Enhanced Oil Recovery Methods,” *Polymers (Basel)*, vol. 14, no. 11, p. 2271, 2022, doi: 10.3390/polym14112271.
- [10] K. Sandengen, K. Melhuus, and K. Kristoffersen, “Stability of Hydrolyzed Polyacrylamide Under Simulated Reservoir Conditions,” *Energy & Fuels*, vol. 31, no. 9, pp. 9577–9586, 2017, doi: 10.1021/acs.energyfuels.7b01494.
- [11] M. Lotfollahi, R. Farajzadeh, M. Delshad, A. Varavei, and M. Roostaei, “Experimental Investigation of Polymer Injectivity in Unconsolidated Porous Media,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 146, pp. 104–117, 2016, doi: 10.1016/j.petrol.2016.04.041.
- [12] D. C. Standnes and I. Skjevrak, “Literature Review of Implemented Polymer Field Projects,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 122, pp. 761–775, 2014, doi: 10.1016/j.petrol.2014.08.024.
- [13] R. S. Seright, “How to Save Polymer in Polymer Floods,” *SPE Journal*, vol. 15, no. 4, pp. 1119–1130, 2010, doi: 10.2118/129899-PA.
- [14] D. B. Levitt *et al.*, “Identification and Evaluation of High-Performance EOR Polymers,” *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 14, no. 5, pp. 579–590, 2011, doi: 10.2118/129200-PA.
- [15] A. Zaitoun and N. Kohler, “Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer,” *SPE Reservoir Engineering*, vol. 3, no. 4, pp. 1143–1148, 1988, doi: 10.2118/18093-PA.
- [16] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, 4th ed. Gulf Professional Publishing, 2015.
- [17] D. D. S. M. Saputra, D. Prasetyo, W. A. Nugroho, and F. Hidayat, “Investigation of Polymer Flood Performance in Light Oil Reservoir: Laboratory Case Study,” *Journal of Earth Energy Engineering*, vol. 10, no. 2, pp. 49–60, 2021.
- [18] A. L. Khlaifat, M. AlQuraan, A. Al-Mahasneh, A. Al-Otoom, and M. Al-Harabsheh, “Evaluating Factors Impacting Polymer Flooding in Enhanced Oil Recovery Applications,” *Polymers (Basel)*, vol. 16, no. 1, p. 75, 2024, doi: 10.3390/polym16010075.
- [19] E. Ghodsi, “A Study on Liquid and Powder Polymer Flooding: Rheological Behavior, Stability, and Injectivity,” Montanuniversität Leoben, 2024.