

Screening Polimer Untuk EOR (*Enhanced Oil Recovery*) di Lapangan “X” Minyak Cekungan Sumatera Tengah

Dwi Septiana^a, Zuchra Helwani^b, Muslim Abdurrahmana^c

^aTeknik Kimia, Universitas Riau, Pekanbaru 28291, Indonesia

^bTeknik Kimia, Universitas Riau, Pekanbaru 28291, Indonesia

^cTeknik Perminyakan, Universitas Islam Riau, Pekanbaru, 28284, Indonesia

INFO ARTIKEL

Keywords:

EOR,
Oil,
Polymer Flooding,
Polymer Screening

*corresponding author:

Email: dwi.septiana6961@grad.unri.ac.id

ABSTRACT

Oil is the energy source that people demand and use the most right now. Recent years have seen a lot of interest in polymer flooding as a cutting-edge chemical-based enhanced oil recovery (EOR) solution. Field X Minyak Cekungan Sumatera is acceptable for chemical EOR (Polymer) testing with a success range of up to 70%. The polymer solution will follow the channel that the water has created, and because of its high viscosity, it tends to "block" this area of the reservoir, allowing previously immobilized oil to start flowing. This can improve sweep efficiency. In this study, four polymers will undertake screening tests on the basis of compatibility, concentration, viscosity vs. shear rate, filtration, screen factor, and thermal stability. The best results is polymer 2 after polymer screening included passing the compatibility test, producing the best viscosity compared to the other three polymers at the same concentration, FR 1.2, having the best screen factor value compared to the other three polymers, and passing the thermal stability test.

1. Pendahuluan

Saat ini, bahan bakar fosil masih menjadi sumber energi nomor satu. Kontribusinya sebesar 29,2% terhadap total sumber energi. Permintaan minyak bumi juga meningkat dari 81,2 menjadi 100,2 MBOE/hari sejak 2010 hingga 2035 (OPEC., 2013). Lapangan X merupakan lapangan minyak tua di Indonesia yang telah dibor sejak tahun 1979 dengan cadangan minyak sebesar 51,94 MMBO dengan *current Recovery Factor* sebesar 27.2%. pada tahun 2020, lapangan X mengalami penurunan produksi sebesar 432 BOPD, sehingga perlu dilakukan metode lain untuk meningkatkan perolehan minyak. Asumsi metode EOR mampu mengkonversi setidaknya 5% sampai 10% dari sumber daya yang ada. Implementasinya dapat menyebabkan perolehan minyak tambahan sebesar 2,48 hingga 4,95 miliar barel. Aplikasi EOR adalah cara terbaik untuk menyapu sisa minyak setelah tahap *recovery* primer dan sekunder untuk meningkatkan *recovery*. Berdasarkan hasil tabulasi perhitungan dengan menggunakan software EOR gui, diketahui bahwa lapangan X cocok untuk dilakukan uji *chemical EOR (Polymer)* dengan range keberhasilan hingga 70% (Abdurrahman dkk., 2021).

Biasanya, hanya 5 – 30% dari *Original Oil in Place (OOIP)* bisa diproduksi melalui tekanan energi dari alam (*native pressure energy*) yang tersimpan di dalam *reservoir*. Fasa produksi ini dinamakan periode primer (*primary recovery*). Metoda *water flooding* ditemukan pada tahun 1870. Metoda ini meningkatkan produksi minyak dengan total *recovery* 40 – 60% dari OOIP, yang dinamakan periode produksi sekunder (*secondary recovery*). Produksi minyak bumi yang sudah melakukan tahapan *primary* dan *secondary recovery* masih menyisakan jumlah minyak yang sangat banyak di dalam *reservoir*. Rata –



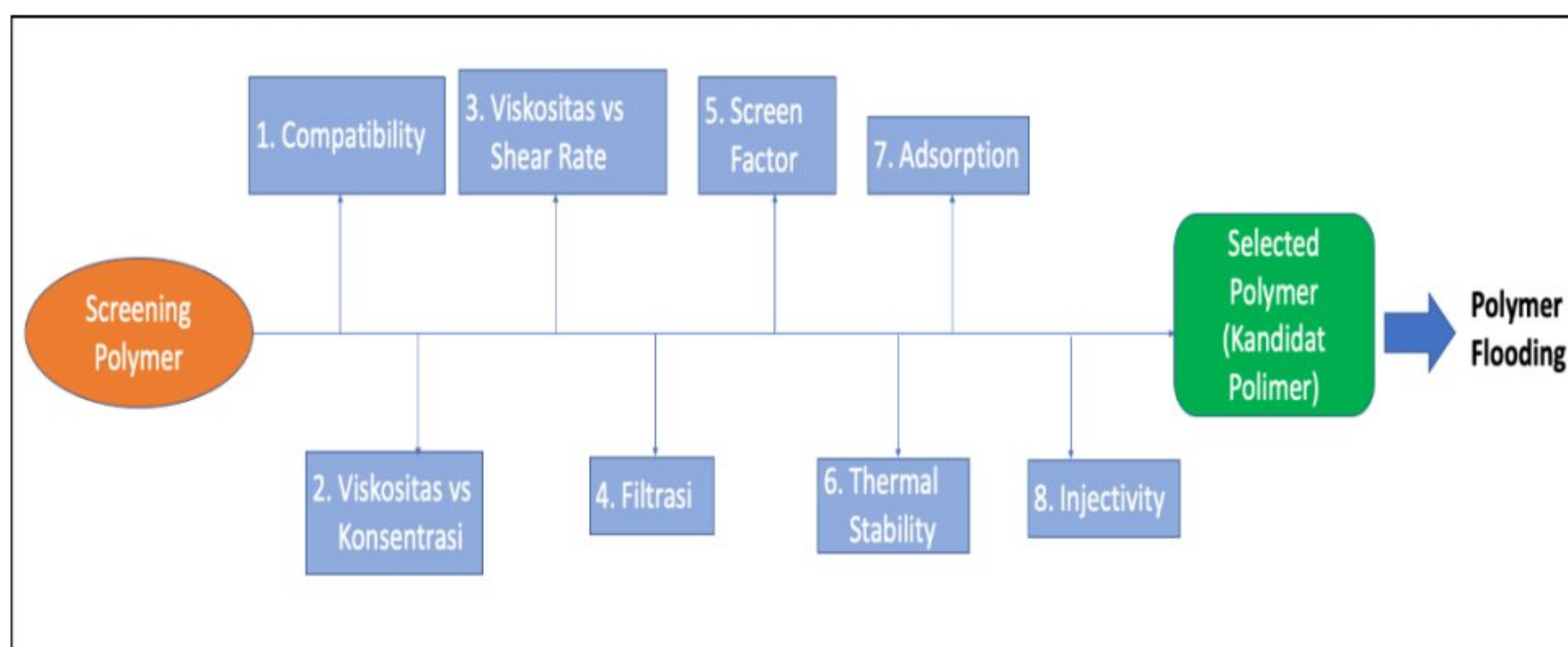
rata minyak yang tertinggal di dalam *reservoir* di lapangan minyak setelah dilakukan kedua tahapan tersebut sebesar 60 -70% (Abdurrahman, 2016).

Enhanced Oil Recovery merupakan proses yang melibatkan injeksi satu atau beberapa fluida ke dalam *reservoir* untuk meningkatkan dorongan alami (*natural drive*) dimana injeksi fluida akan berinteraksi dengan minyak, brine dan batuan yang membuat suatu kondisi untuk memaksimalkan *recovery factor*. Adapun kondisi yang dihasilkan yaitu menurunkan interfacial tension, merubah wettabilitas batuan, meningkatkan volume minyak, serta menurunkan viskositas minyak (Maurich, 2019).

Injeksi kimia (*chemical injection*) adalah salah satu jenis metoda EOR dengan menambahkan zat-zat kimia ke dalam air injeksi untuk menaikkan perolehan minyak, dengan cara menaikkan efisiensi penyapuan dan atau menurunkan saturasi minyak sisa yang tertinggal di *reservoir* (Putra & Kiono, 2021). Menurut Pilla (2018), dengan *Polymer Flooding* untuk efisiensi penyapuan yang buruk dapat ditingkatkan, karena larutan polimer akan mengikuti jalur yang disiapkan oleh air dan selanjutnya dikarenakan viskositasnya yang tinggi cenderung “menghalangi” bagian *reservoir* ini, sehingga minyak yang sebelumnya tidak dapat bergerak mulai mengalir.

Menurut Juárez-Morejón dkk., (2019), dalam pengaplikasian EOR, jenis polimer yang paling banyak digunakan untuk *polymer flooding* adalah HPAM (*Hydrolyzed Polyacrilamide*). HPAM bersifat viskoelastis, viskositasnya berubah -ubah terhadap shear rate dan sifat rheologi bergantung pada berat molekul, tingkat hidrolisis, konsentrasi, daya ion dari brine, suhu dan pH.

Keberagaman sifat fluida minyak dan sifat fisik batuan *reservoir* menyebabkan dibutuhkannya kegiatan *screening* EOR untuk menentukan apakah suatu metode EOR cocok digunakan pada suatu *reservoir* atau lapangan tertentu (Gerald Reza dkk., 2019).



Gambar 1. *Screening* Polimer

N. F. Saavedra dkk., (2002) melakukan penelitian tentang *screening polymer* di lapangan San Fransisco terhadap 7 polimer Hydrolyzed Polyacrylamide (A, B, C, D, E, F, G) dengan *brine water*. *Screening* polimer yang ditinjau yaitu *Compatibility*, *Filtration*, dan *Thermal Stability*. Uji *compatibility* menggunakan konsentrasi polimer 5000 ppm dengan *variable brine water* 250, 2000, 5800 ppm NaCl + CaCl₂. Dari hasil percobaan menunjukkan semua polimer homogen. Uji filtrasi ukuran media filter sebesar 5 mikron dengan konsentrasi polimer 100, 200, 500, 750, 1000, dan 1500 ppm dan volume larutan polimer yang dialirkan sebanyak 50, 100, 150, 200, 250, dan 300 ml. Hasil uji filtrasi menunjukkan nilai FR

(*Filtration Ratio*) untuk masing-masing jenis polimer $< 1,5$. Uji *Thermal Stability* dilakukan terhadap jenis polimer A, E, dan C dengan suhu 115°F . waktu pengamatan dilakukan dalam 1, 3, 7, 15, 30, 60, 90, 120, 150, dan 180 hari. Dari hasil uji *Thermal Stability* menunjukkan perubahan viskositas larutan polimer A, E, dan C fluktuatif, dan pada hari ke-15 menunjukkan perubahan viskositas yang konstan. Oleh karena itu perubahan viskositas yang konstan dapat dikatakan baik untuk *sweep efficiency polymer* pada suatu lapangan minyak (mempermudah perolehan minyak bumi).

Menurut Rane dkk., (2017) mempelajari *screening* polimer untuk aplikasi EOR menggunakan polimer HPAM (*Hydrolize Poliacrilamide*), SPA (*Sulfonat Poliacrilamide*), PAPH (*Post Hydrolize Poliacrilamide*) dan brine water (TDS 77.000 ppm). *Screening* polimer diuji berdasarkan hubungan antara *concentration vs viscosity*. Variable tetap yang digunakan adalah *viscosity target* sebesar 30 CP, sedangkan *variable* berubah yang digunakan yaitu konsentrasi larutan polimer 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, dan 5000 ppm. Dengan *viscosity target* 30 cP maka *concentration* terbaik untuk masing-masing jenis polimer yaitu : HPAM (2970 dan 3430 ppm), SPA (2300 dan 2487 ppm), dan PPHA (3056 ppm). Uji filtrasi dilakukan menggunakan media filter sebesar 1,2 mikron dengan konsentrasi polimer terbaik dari hasil uji *concentration vs viscosity*. Dari eksperimen ini diketahui bahwa HPAM dan SPA memenuhi kriteria $\text{FR} < 1,5$ sedangkan PPHA memiliki nilai $\text{FR} > 1,5$ yaitu 1,52 (Rane dkk., 2017)

Erfando dkk., (2022) melakukan penelitian menggunakan bahan baku HPAM dengan hasil terbaik yaitu konsentrasi polimer 1500 dan 2000 ppm dengan viskositasnya 3 sampai 4 kali viskositas minyak. Semakin tinggi konsentrasi maka semakin tinggi viskositasnya. Temperatur dan salinitas yang digunakan 140°F dan 20.000 ppm. Liu dkk., (2017) juga menyimpulkan bahwa *polymer flooding* (HPAM) dapat meningkatkan perolehan minyak sebesar 10,29% dengan meningkatkan ratio mobilitas air dan minyak untuk meningkatkan efisiensi penyapuan minyak. Diperkuat dengan hasil penelitian, Zhao dkk., (2021) menggunakan *Acrylamide acrylate copolymer* dan menghasilkan kombinasi antara Polymer flooding dan salinitas rendah dapat meningkatkan *sweep efficiency* dalam peningkatan perolehan minyak dan juga dapat menurunkan *water cut*.

2. Metodologi Penelitian

Penelitian ini diawali dengan melakukan 6 tahapan untuk *Screening* Polimer diantaranya, (1). Uji *compatibility*, (2). Viskositas vs Konsentrasi, (3). Viskositas vs *Shear Rate*, (4). Filtrasi (5). *Screen Factor*, (6). *Thermal Stability*, dapat dilihat pada Gambar 1.

2.3 Prosedur Penelitian

Penelitian ini melalui beberapa tahapan dalam pengerjaannya, yaitu:

1. Uji *Compatibility*

Uji *compatibility* dilakukan dengan memasukkan air formasi ke dalam beaker, kemudian diaduk selama ± 24 jam dengan ditambahkan polimer dengan konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,5%. Selanjutnya larutan diletakkan ke dalam vial dan diletakkan di dalam oven untuk diamati kompatibilitasnya pada suhu 58°C selama 7, 14 hingga 21 hari. Larutan yang lulus uji adalah jernih, satu fasa dan tidak adanya endapan.

2. Uji Viskositas vs Konsentrasi

Larutan polimer dengan konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,5% dimasukkan ke dalam *thermo cup Fann VG meter* dan dipanaskan hingga mencapai suhu 58°C , kemudian memutar spindle dan mencatat skala yang terkur pada alat. Terakhir, menghitung nilai viskositas.

3. Uji Viskositas vs Shear Rate

Menyiapkan larutan polimer konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,5% dimasukkan ke dalam *thermo cup Fann VG meter* dan dipanaskan hingga mencapai suhu 58°C, kemudian memutar *spindle* dengan kecepatan 100, 200, 300, 600 rpm dan mencatat skala yang terkur pada alat. Terakhir, menghitung nilai viskositas vs *shear rate*.

4. Uji Filtrasi

Silinder alat filtrasi disiapkan dengan meletakkan *filter paper whattman* ke dalam silinder filtrat Larutan polimer dimasukkan ke dalam silinder filtrasi, kemudian ditutup dan dihubungkan dengan gas N₂ dengan tekanan 30 psi. waktu vs volume dicatat untuk menghitung nilai *filtration ratio*.

5. Uji Screen Factor

Larutan polimer konsentrasi 0,05%; 0,15%; 0,25% dan 0,5% dipanaskan mencapai suhu 58°C, kemudian dimasukkan ke dalam *tube screen factor* menggunakan bola hisap dan mencatat waktu mengalirnya larutan polimer. Langkah yang sama dilakukan untuk sampel air formasi kemudia menghitung nilai *screen factor*.

6. Uji Thermal Stability

Pengujian dilakukan pada polimer yang akan dijadikan kandidat injeksi *chemical EOR*. Polimer yang telah diukur nilai viskositas pada beberapa konsentrasi kemudian dimasukkan ke dalam oven pada suhu *reservoir* selama 3 bulan kemudian nilai viskositas diukur kembali.

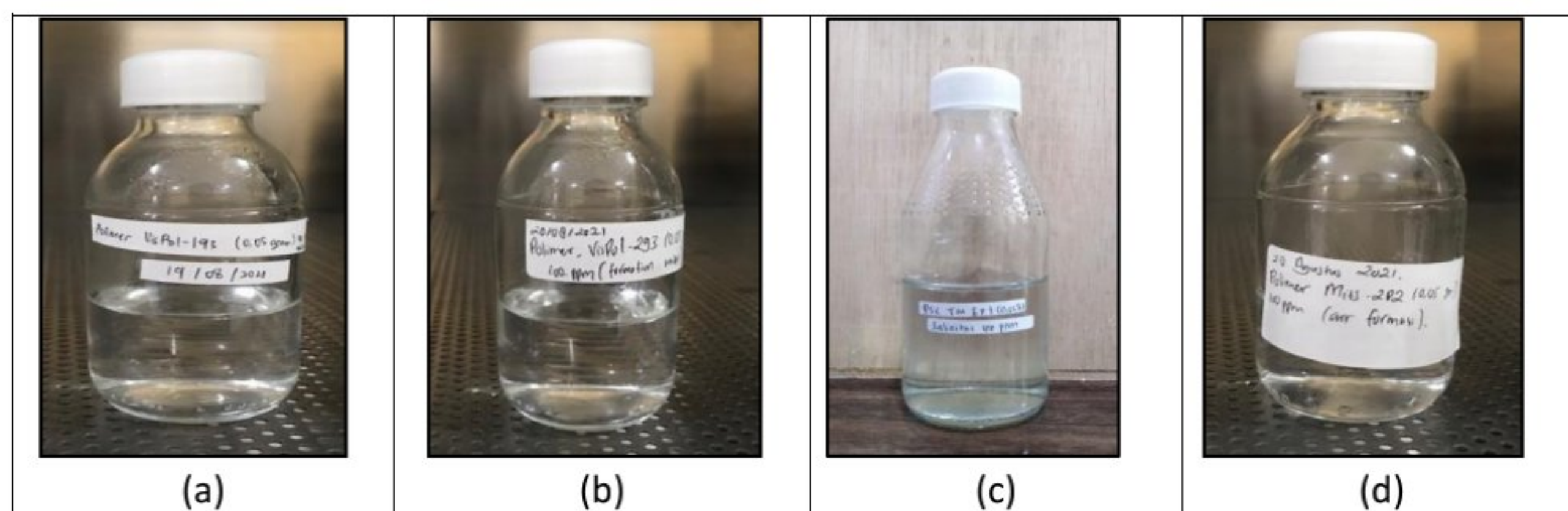
3. Hasil dan Pembahasan

3.1 Compatibility

Hasil yang diamati secara visual pada suhu *reservoir* 58°C terhadap kelarutan polimer di dalam air formasi untuk untuk mengetahui kecocokan larutan polimer terhadap air formasi ditampilkan pada Tabel 1 dan Gambar 2.

Tabel 1. Hasil Pengamatan Kompatibilitas

Nama Polimer	Konsentrasi (% w/v)	Keterangan
Polimer 1	0,05	Jernih, tidak ada endapan
Polimer 2	0,05	Jernih, tidak ada endapan
Polimer 3	0,05	Jernih, tidak ada endapan
Polimer 4	0,05	Jernih, tidak ada endapan



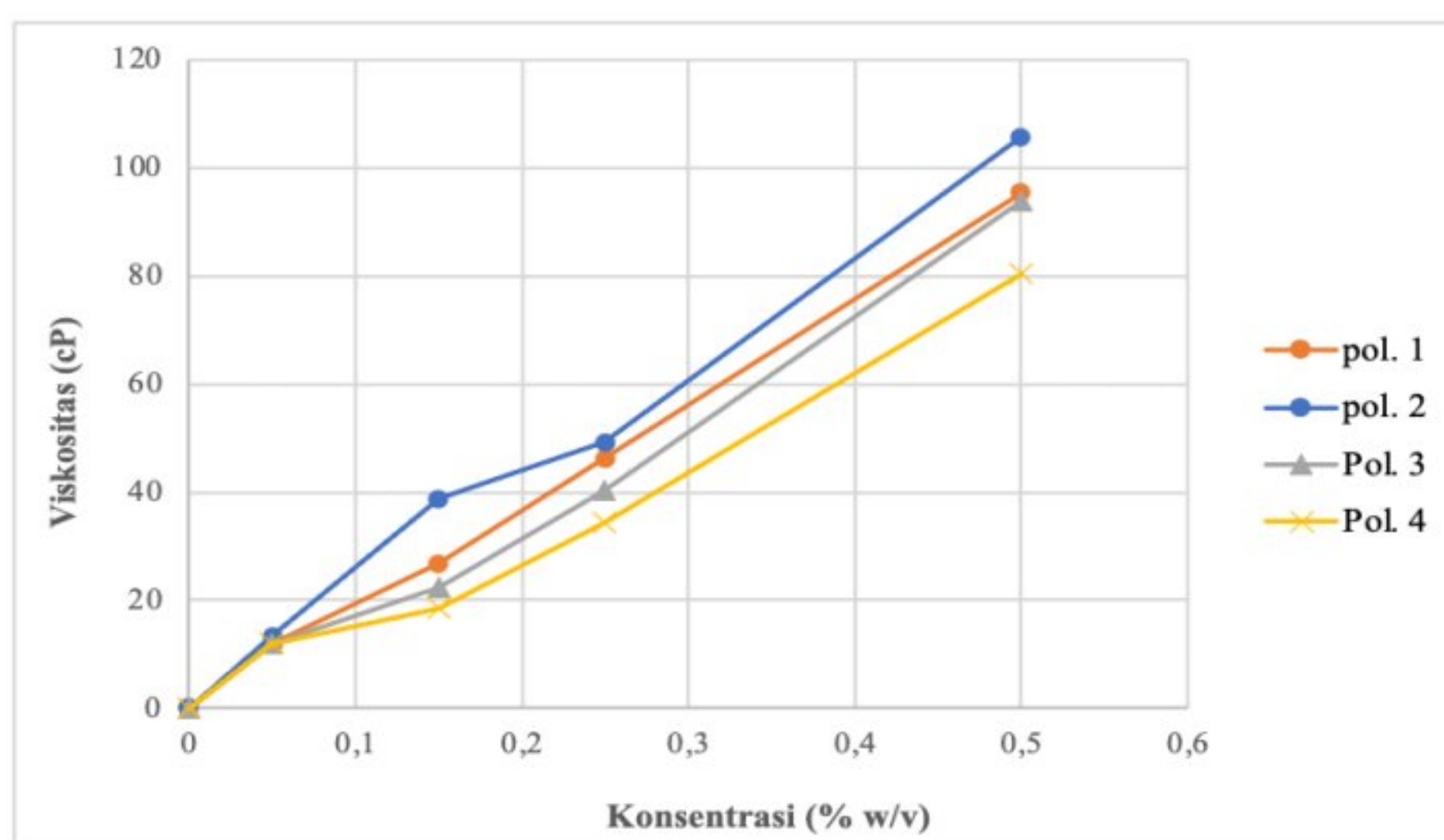
Gambar 2. Hasil Pengamatan *Compatibility Test* (a) Polimer 1 (b) Polimer 2 (c) Polimer 3 (d) Polimer 4

Berdasarkan hasil di atas, diperoleh bahwa keempat polimer yaitu : Polimer 1, Polimer 2, Polimer 3 dan Polimer 4 menghasilkan larutan yang jernih, satu fasa, dan tidak ada endapan. Hal ini dijelaskan oleh Muhipdah dkk., (2017), bahwa larutan dikatakan kompatibel jika larutan tidak memiliki endapan / gumpalan saat sebelum ataupun sesudah pendiaman di dalam oven dengan suhu *reservoir*. Menurut Yasahardja dkk., (2018), tidak adanya endapan mengidentifikasi tidak adanya ikatan anion-kation antara polimer dengan air formasi.

Sejalan dengan hal tersebut, maka keempat polimer tersebut lulus uji *screening* yang menunjukkan bahwa terdapatnya kesesuaian antara *chemical polymer* dengan air formasi. Hal tersebut menyatakan bahwa polimer yang diuji tersebut cocok dengan uji air formasi dan terhindar dari pengendapan maupun pemisahan fasa yang bisa terjadi jika diinjeksikan ke dalam *reservoir*.

3.2 Viskositas vs Konsentrasi

Perbandingan Viskositas vs konsentrasi Polimer dengan menggunakan kecepatan 100 rpm pada suhu *reservoir* 58⁰C dan *water formation* Lapangan X Minyak 100 ppm ditampilkan pada Gambar 3.

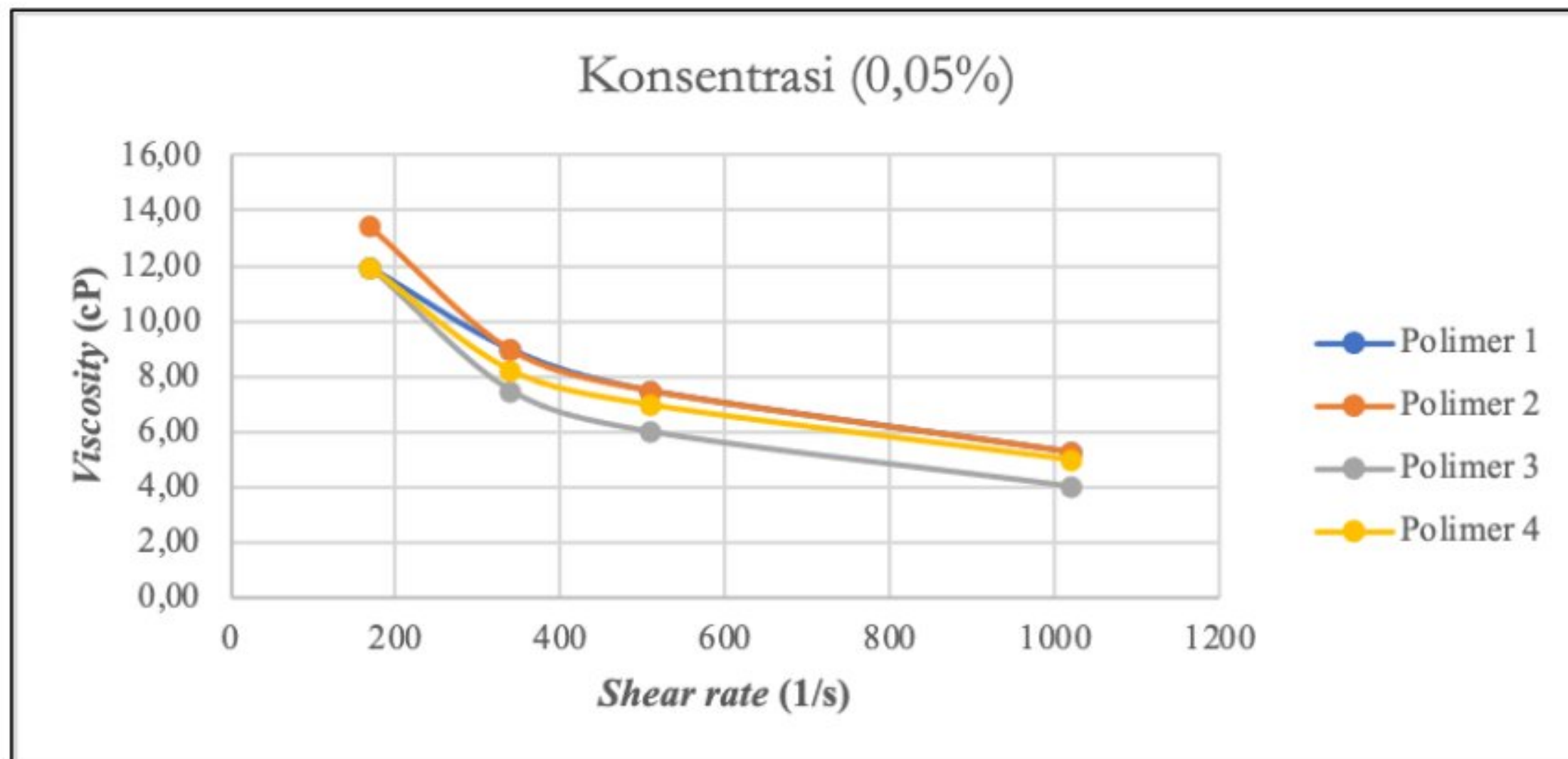


Gambar 3. Hasil uji Viskositas vs konsentrasi

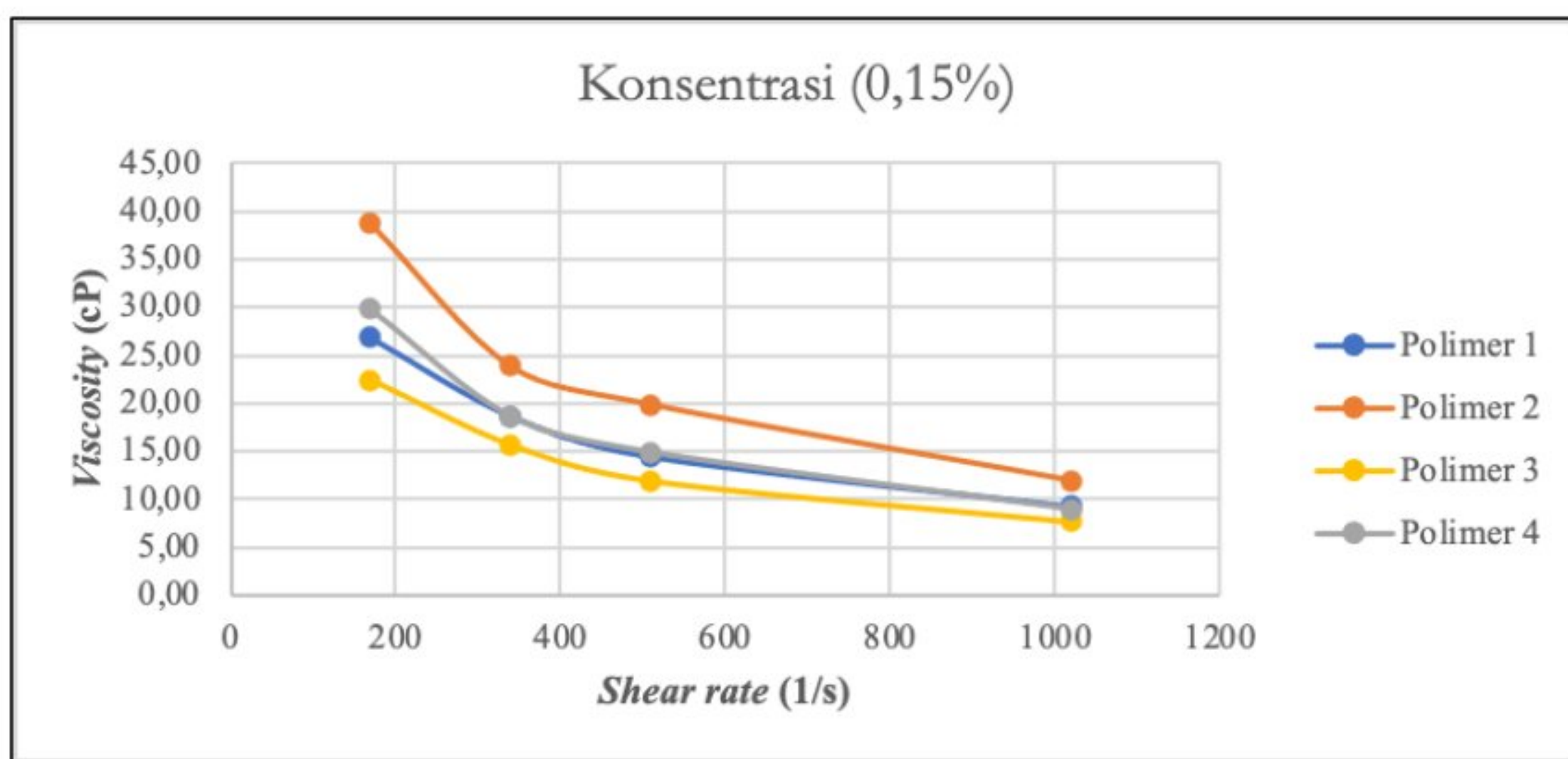
Pada Gambar 3. menunjukkan bahwa Polimer 2 memiliki nilai viskositas yang optimal dibandingkan Polimer1 ; Polimer 3 dan Polimer 4. Pada konsentrasi yang sama, nilai viskositas yang dihasilkan Polimer 2 lebih besar dibandingkan ketiga polimer yang lain (tinjauan keekonomisan). Selain itu, diketahui juga bahwa viskositas berbanding lurus terhadap konsentrasi. Semakin tinggi konsentrasi yang digunakan, maka viskositas polimer akan semakin tinggi, dan sebaliknya (Yusibani dkk., 2017).

3.3 Viskositas vs Shear Rate

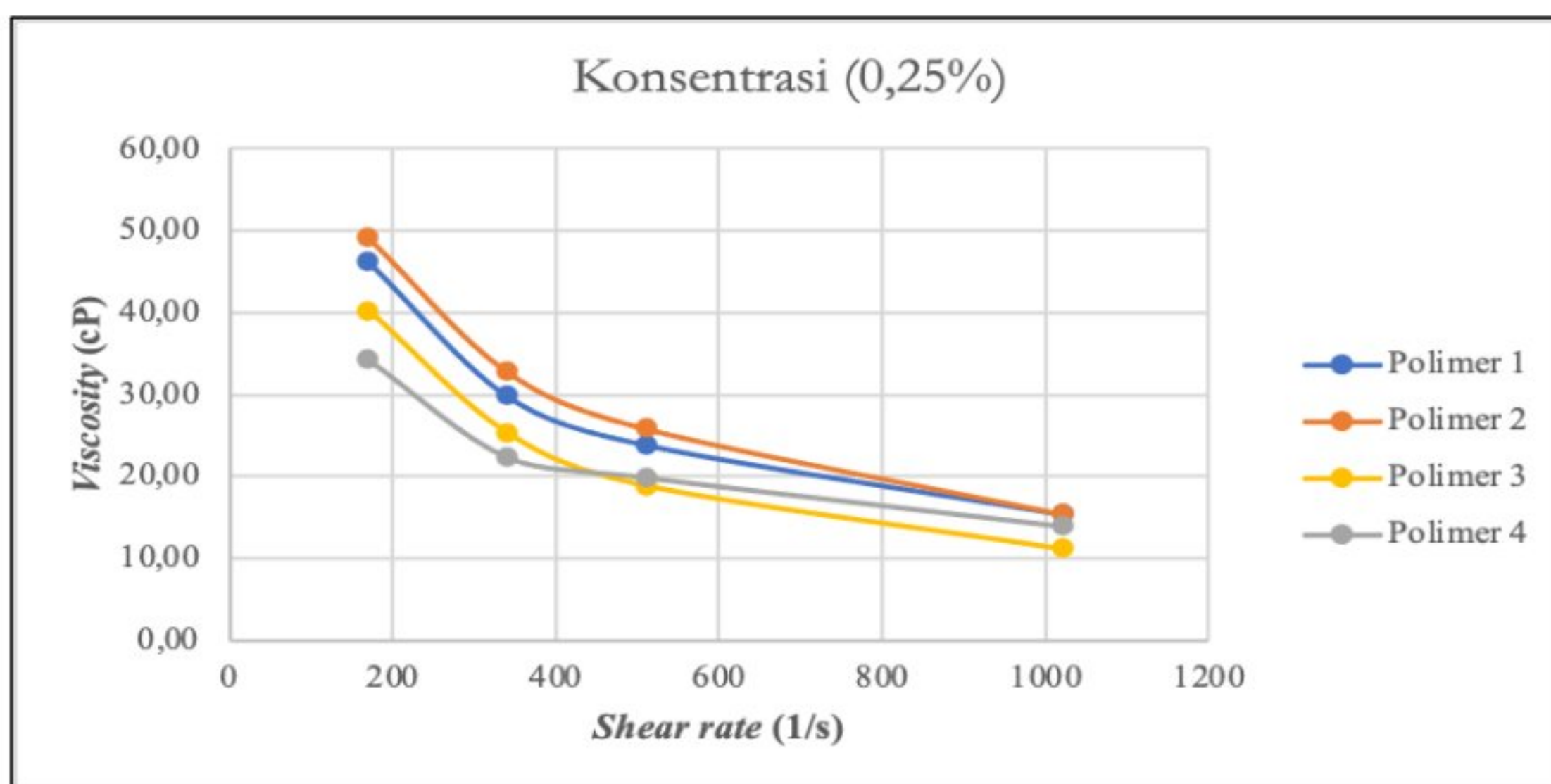
Hubungan viskositas vs shear rate untuk polimer 1, Polimer 2, Polimer 3 dan Polimer 4 pada konsentrasi yang berbeda pada Gambar 4 (a) konsentrasi 0,05%; (b) konsentrasi 0,15%; (c) konsentrasi 0,25%; (d) konsentrasi 0,5%.



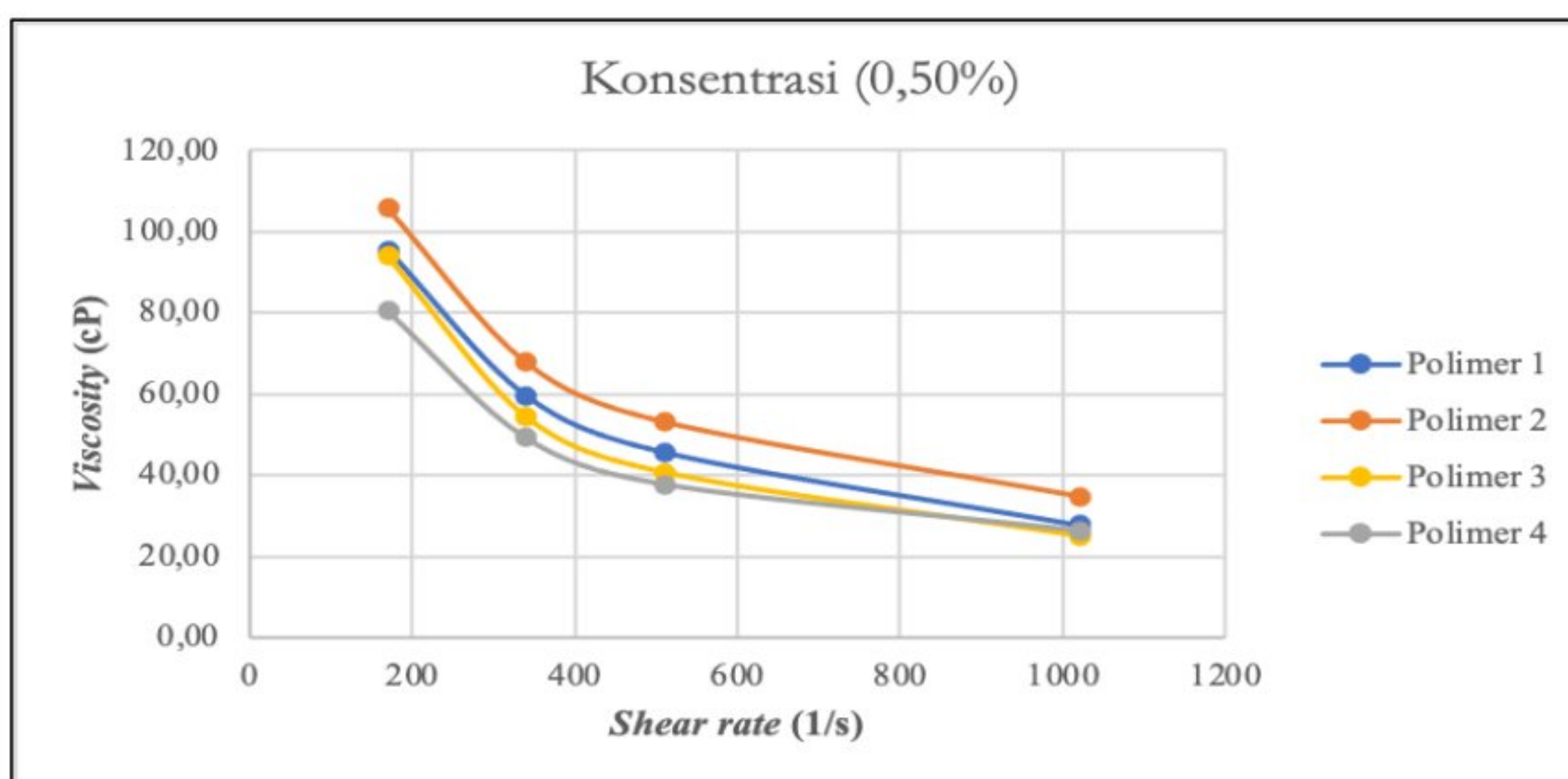
(a)



(b)



(c)



(d)

Gambar 4. Hasil pengujian viscosity vs shear rate

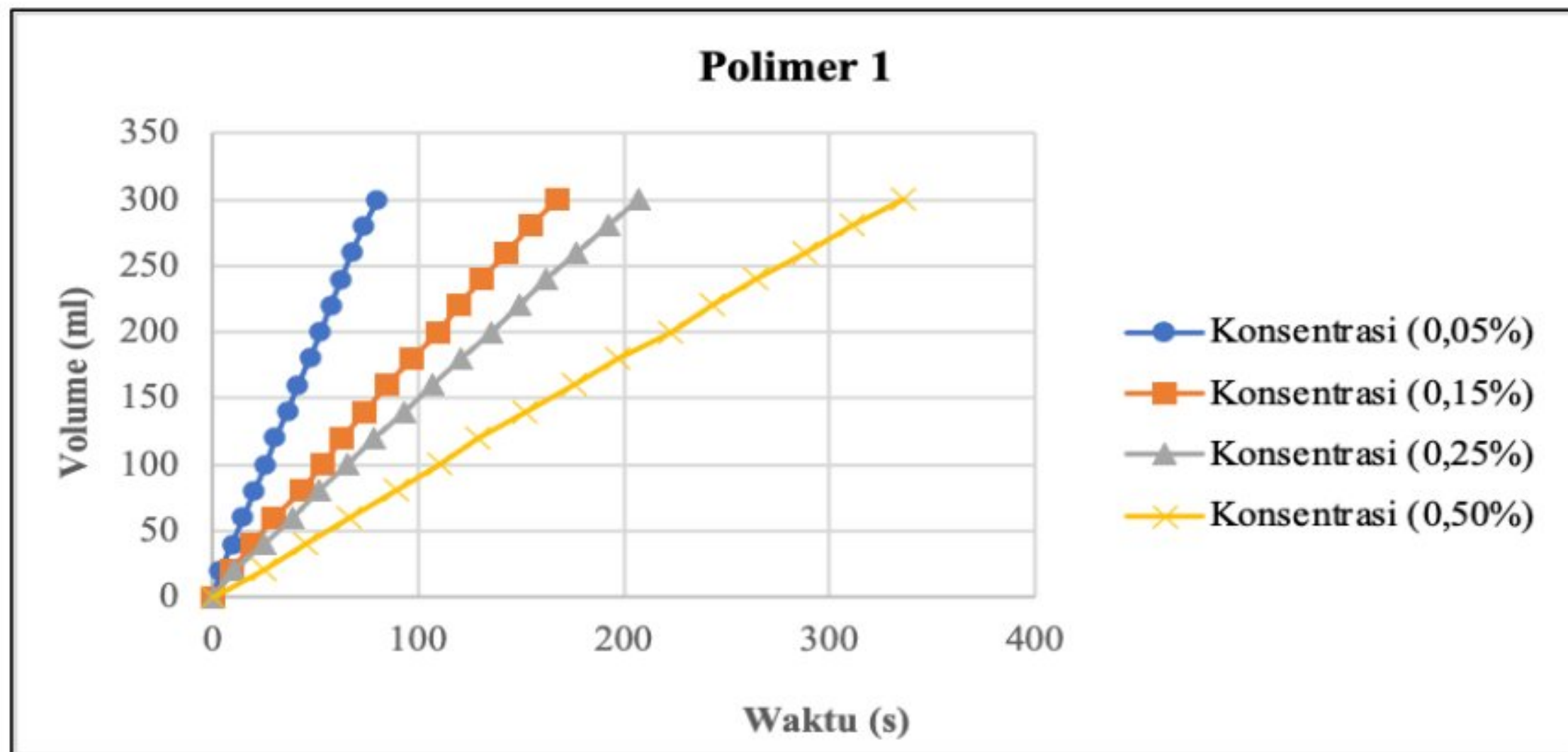
Berdasarkan hasil pengujian pada Gambar 4 terlihat bahwa polimer Polimer 2 menghasilkan nilai viskositas yang optimal dibandingkan ketiga polimer yang lain (Polimer 1, Polimer 4 dan Polimer 3). Pada dosis yang sama (0,05% - 0,50%) Polimer 2 mengalami penurunan nilai viskositas yang terkecil terhadap pengaruh kecepatan putaran/ *revolution per minute (rpm)* dan suhu. Dengan demikian, Polimer 2 dapat menjadi salah satu pilihan yang ekonomis sebagai kandidat injeksi *chemical EOR* di Lapangan X Minyak

Shear rate bertujuan untuk menentukan jenis larutan polimer yang diuji dan tergolong pada fluida non newtonian serta untuk menentukan kemampuan viskositas polimer pada setiap variasi rotasi kecepatan tertentu (Lake, 1989). Yahia dkk., (2016) menjelaskan Polimer sebagai fluida Non-Newtonian, nilai viskositasnya dipengaruhi oleh *shear rate* atau *shear rate history*, dimana perilaku ini dapat diamati dengan sifat *shear thinning* dan *shear thickening*. fluida *Shear – thinning* adalah fluida yang memiliki nilai viskositas yang kecil dengan nilai *shear rate* yang besar sedangkan *Shear – thickening* berhubungan dengan bahan yang viskositasnya meningkat seiring dengan berkurangnya nilai *shear rate* (Yahia dkk., 2016).

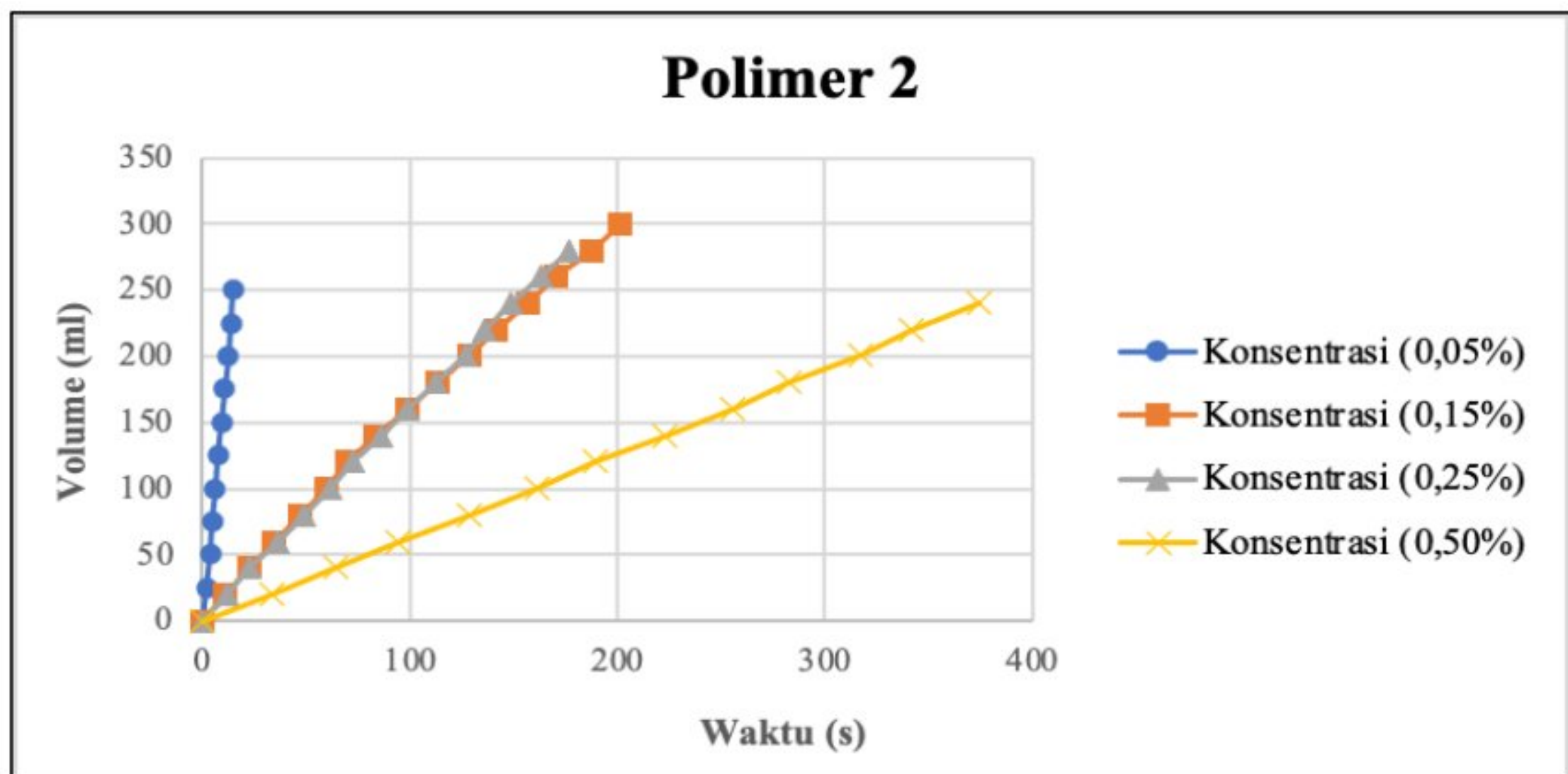
Shear behaviour diperlukan untuk menghindari tingginya *pressure drop* selama injeksi polimer ke dalam *reservoir*. Hal ini disebabkan nilai viskositas polimer akan berubah dengan perubahan kecepatan putaran. Tingginya *shear rate* dapat terjadi karena larutan polimer yang melewati pompa, *chokepoint* dalam perpipaan, melalui perforasi sumur dan melalui *reservoir* dekat lubang sumur (Erfando dkk., 2022)

3.4 Filtrasi

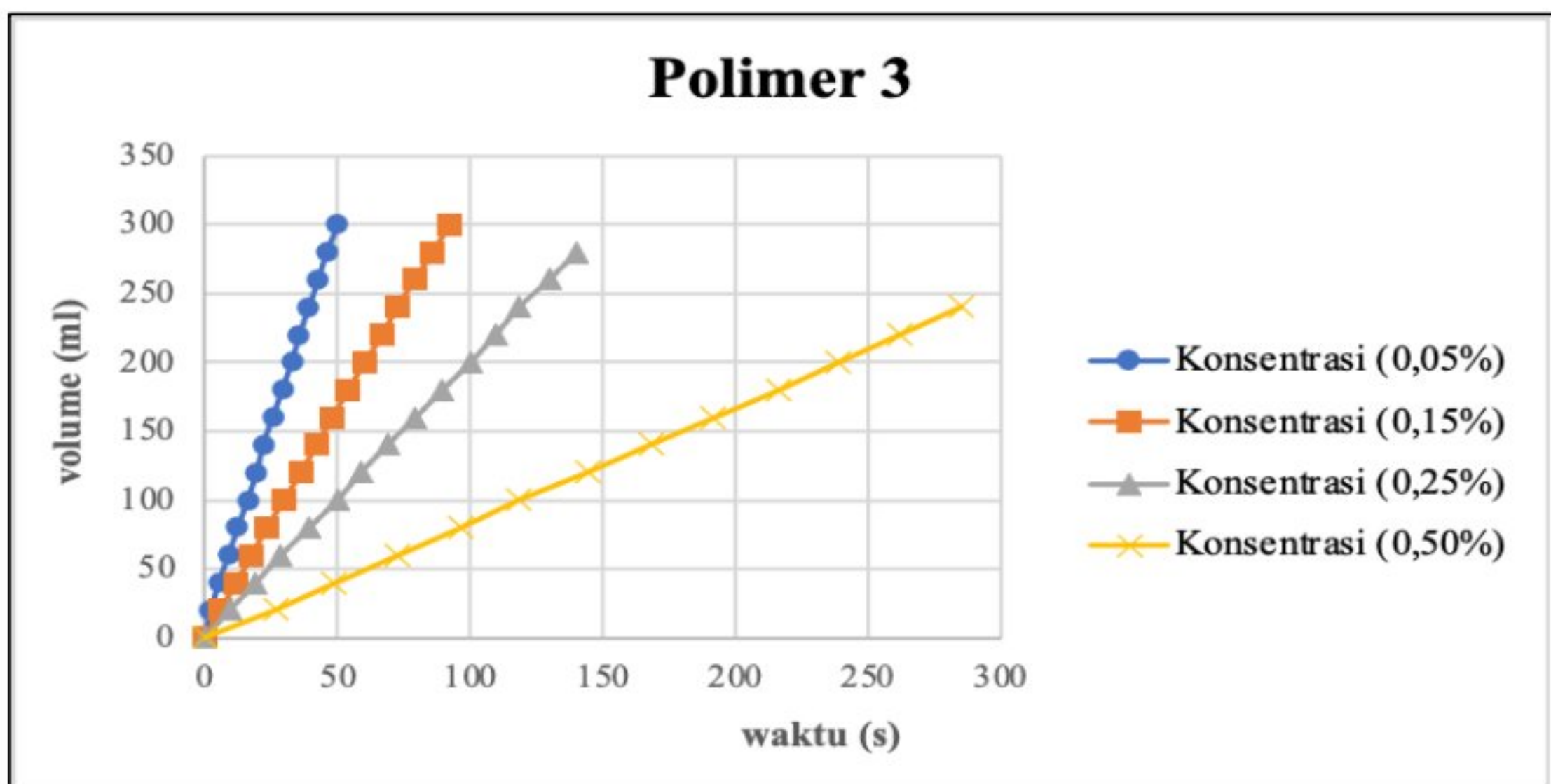
Uji filtrasi dilakukan untuk mengevaluasi apakah larutan polimer bebas dari agregat yang dapat menyebabkan penyumbatan formasi. Pengukuran uji filter dipompa melalui membran 3 mikron dengan tekanan diferensial 30 psi (2 bar) (Gerry dkk., 2022) dengan hasil pengujian pada Gambar 5. (a) Polimer 1; (b) Polimer 2; (c) Polimer 3 dan (d) Polimer 4.



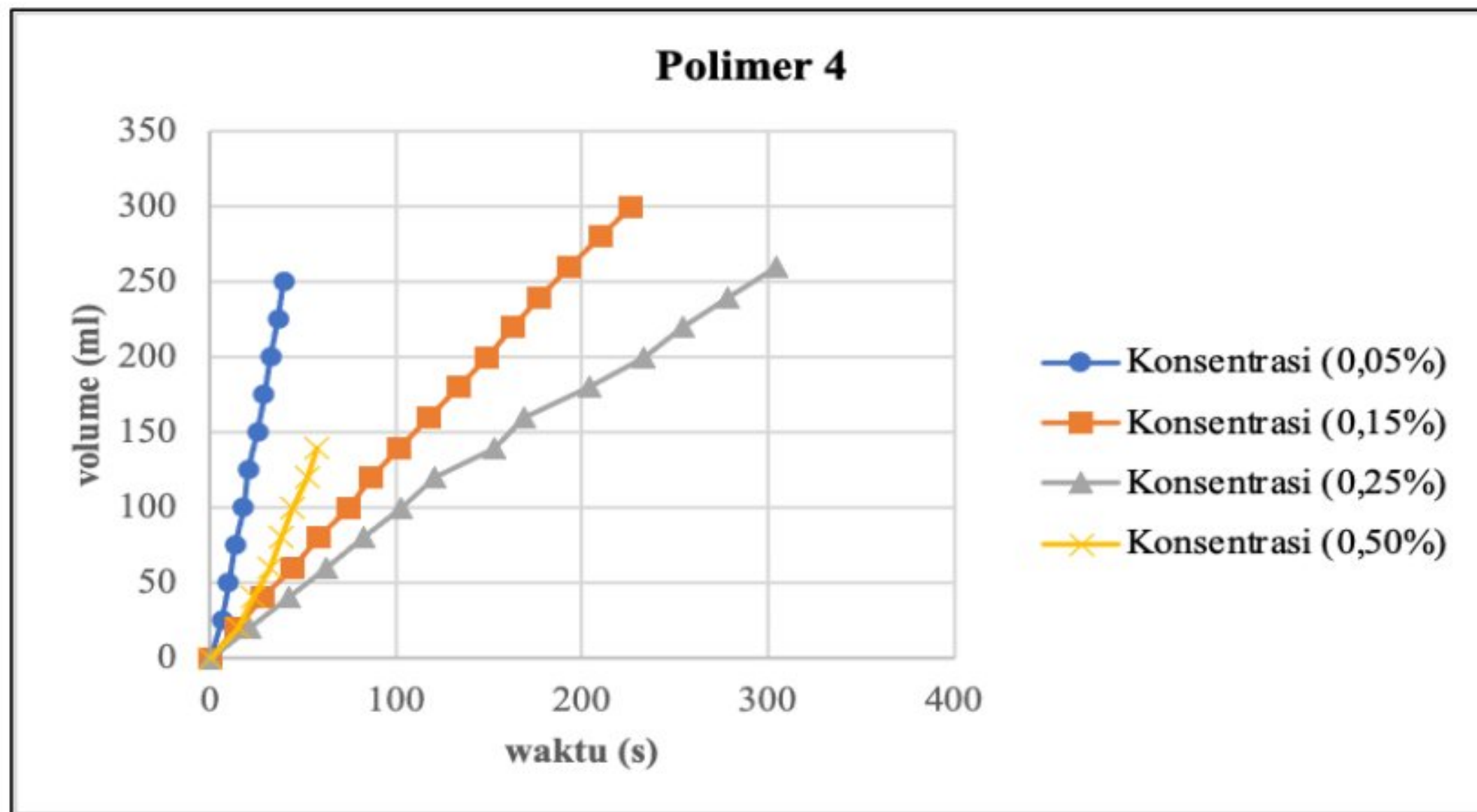
(a)



(b)



(c)



(d)

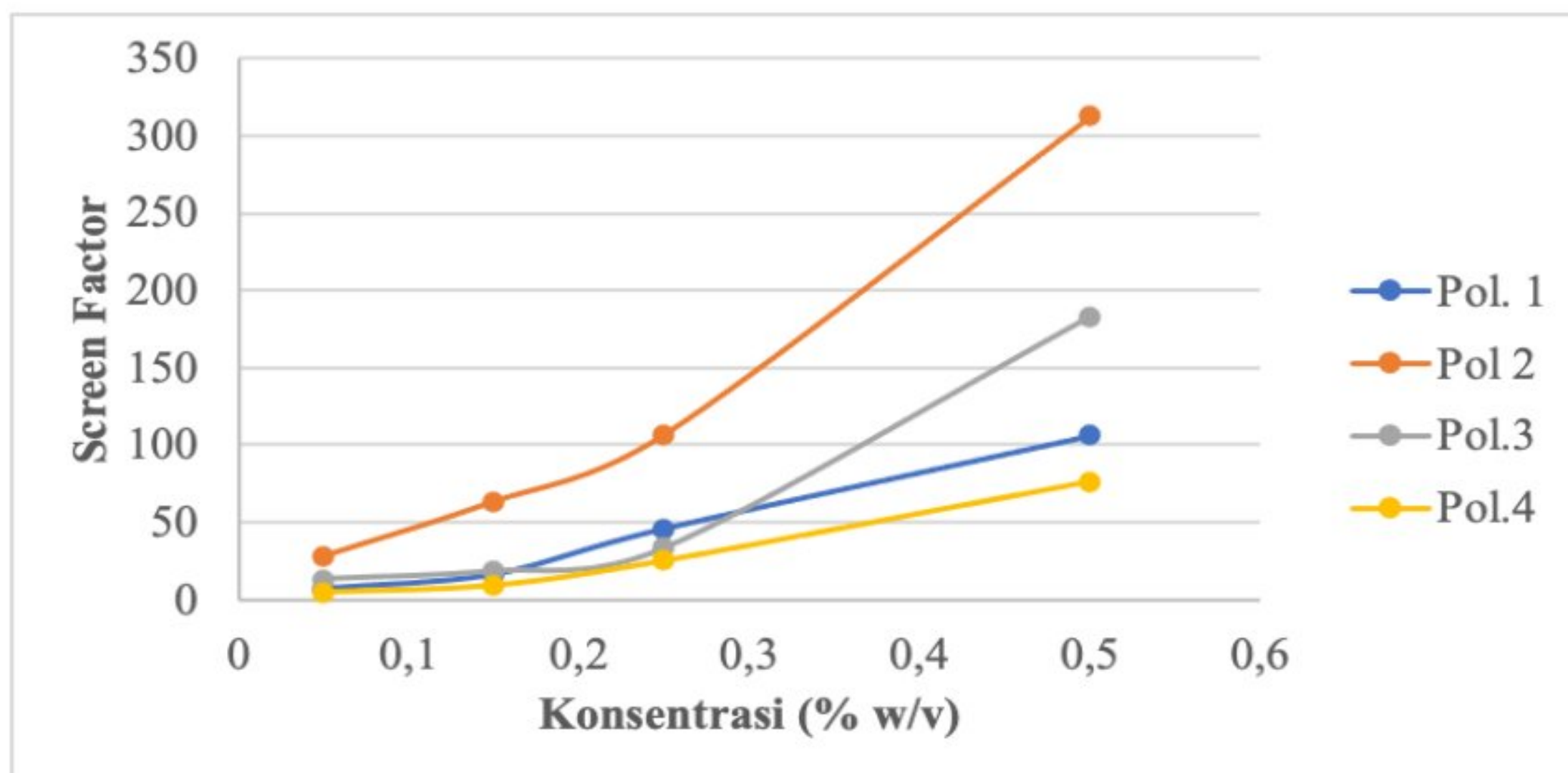
Gambar 5. Hasil pengujian filtrasi

Pada Gambar 5. menunjukkan bahwa semua pengujian filtrasi pada polimer disetiap konsentrasi memiliki nilai Filtration Ratio $< 1,2$ sesuai dengan *filtration ratio* yang diharapkan (lulus uji *screening*).

Uji filtrasi pada polimer dilakukan untuk mengidentifikasi efektivitas campuran polimer (*hydration/dilution*) di dalam brine dan karena hal itu memberikan suatu indikasi seberapa efektif polimer bisa diinjeksikan ke dalam media berpori tanpa adanya penyumbatan (*plugging*) ataupun retensi (*retention*) (Alexis dkk., 2016). Kemudian (Lee dkk., 2009), untuk memastikan hidrasi yang layak pada polimer telah tercapai, maka dilakukan uji filtrasi

3.5 Screen Factor

Pengujian ini dilakukan pada konsentrasi polimer 0,05%, 0,15%, 0,25%, dan 0,5% pada air formasi 100 ppm. Hasil pengujian ditampilkan pada Gambar. 6.



Gambar 6. Hasil pengujian *screen factor*

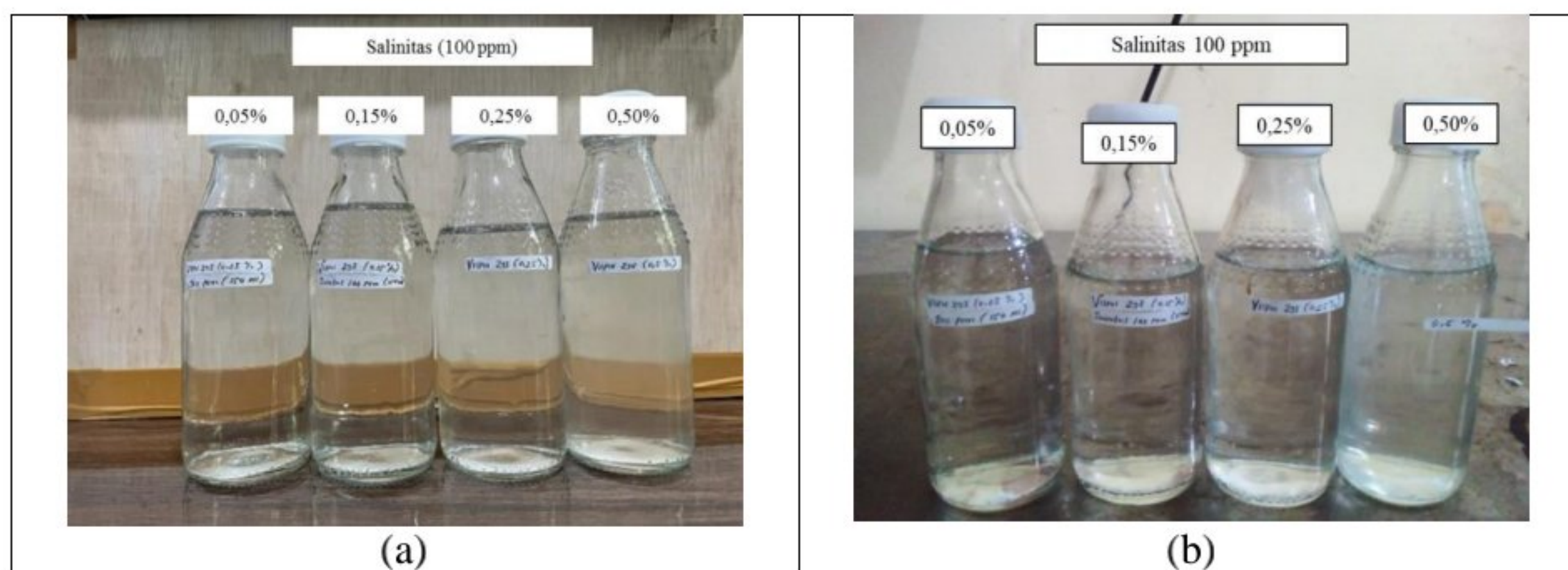
Berdasarkan hasil pengujian terlihat bahwa Polimer 2 menghasilkan nilai *screen factor* paling optimal. Nilai *Screen Factor* untuk polimer 1, Polimer 2, Polimer 3, dan Polimer 4 pada konsentrasi terkecil 0,05% berturut-turut yaitu : 7,12, 28,09, 13,01 , dan 4,59, sedangkan pada konsentrasi terbesar 0,5% yaitu : 106,03, 312,39, 182,69, dan 76,28.

Uji *screen factor* memiliki prinsip yang sama dengan uji filtrasi. Uji *screen factor* bertujuan untuk memastikan hasil dari uji filtrasi bila tidak terdapat gumpalan pada larutan polimer, maka waktu alir larutan akan terlihat stabil. Menurut, Guo dkk., (2015), dalam beberapa kasus larutan polimer akan mengalami *shear* dan *stretch* secara bersamaan ketika melalui *screen* yang merupakan simulasi saat polimer melalui media berpori di dalam *reservoir*. Hal ini bertujuan untuk memprediksi kemampuan polimer melalui media berpori (*flow resistance*).

3.6 Thermal Stability

Uji *thermal stability* bertujuan untuk mengetahui stabilitas polimer terhadap pengaruh pemanasan. Diharapkan kinerja polimer tidak terpengaruh (menurun) karena pemanasan. Uji ini terdiri dari 2 macam, yaitu uji kualitatif dan kuantitatif. Uji kualitatif dilakukan dengan mengamati perubahan yang terjadi pada larutan. Hasil pengamatan diharapkan pada larutan tidak terbentuk gumpalan/butiran, sedangkan nilai viskositas diharapkan tetap stabil. Uji kuantitatif pada penelitian ini dilakukan dengan pengukuran viskositas setelah dilakukan pemanasan selama 3 bulan.

Setelah dilakukan pemilahan dan pemilihan, Polimer yang dilakukan uji *thermal stability* hanya untuk polimer 2, dikarenakan berdasarkan *screening* uji laboratorium dari tahap *compatibility* hingga *filtration*, bahwa Polimer 2 yang direkomendasikan dan memiliki *performance* terbaik untuk dilakukan uji ke tahap selanjutnya. Uji stabilitas termal larutan disajikan pada Gambar 7.



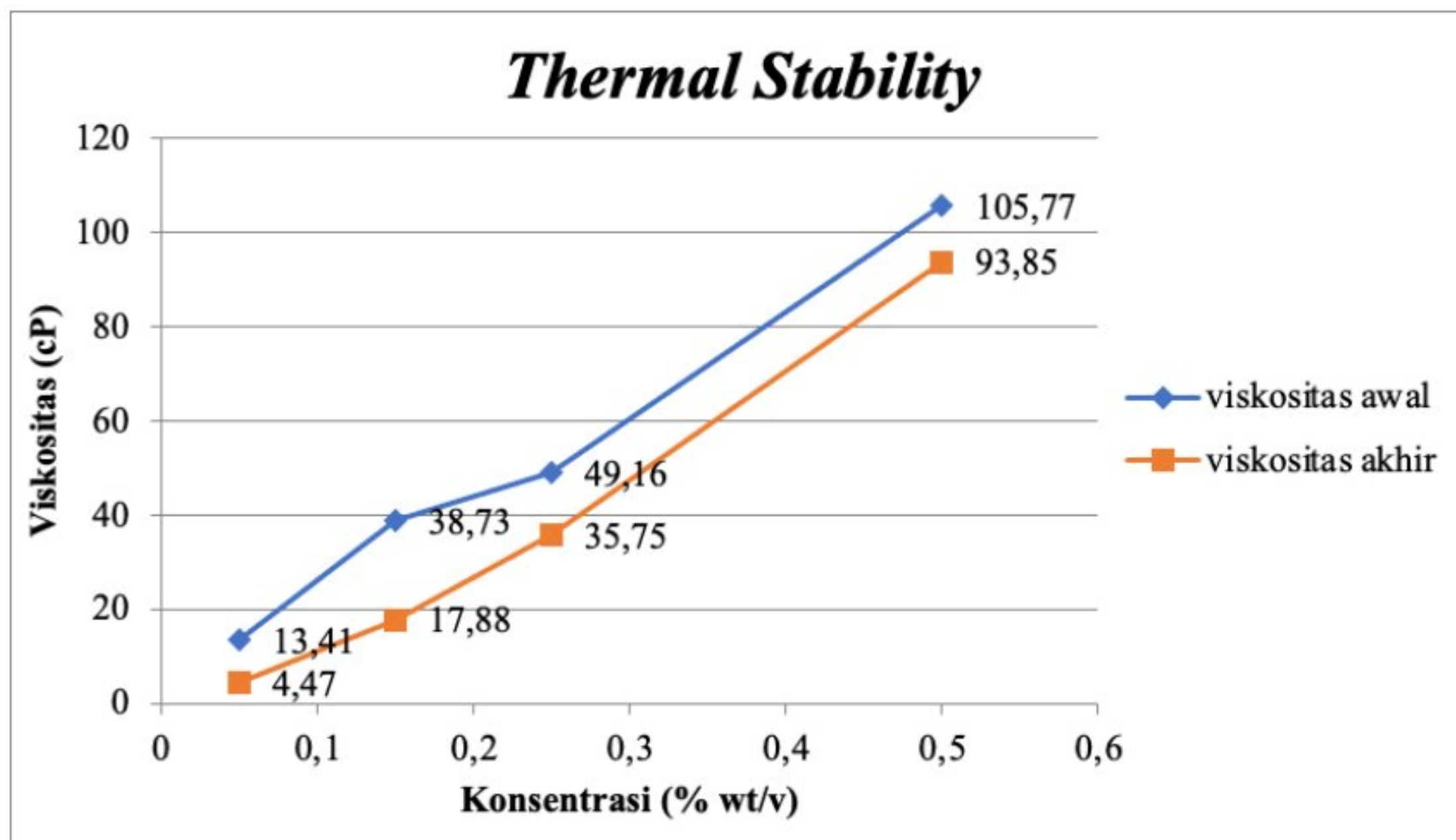
Gambar 7. Hasil Pengamatan Uji Stabilitas Termal (a) Kondisi Awal Larutan Polimer; (b) Kondisi Setelah Pengamatan Selama 3 Bulan

Hasil uji Polimer 2 sebelum dan sesudah, secara kualitatif menunjukkan larutan polimer tidak memperlihatkan adanya butiran atau gumpalan dan juga endapan, masih stabil (*clear solution*, satu fasa dan tidak adanya endapan). Hal ini sangat diperlukan untuk menghindari terjadinya degradasi polimer saat diinjeksikan ke *reservoir* yang membutuhkan waktu yang cukup lama dari sumur injeksi ke sumur produksi.

Sedangkan hasil uji *thermal stability* secara kuantitatif terhadap larutan sebelum dilakukan pemanasan dan setelah dilakukan pemanasan yaitu penghitungan viskositas vs konsentrasi dilakukan menggunakan alat *fann VG meter* disajikan dalam Tabel 2 dan Gambar 8.

Tabel 2 Perbandingan Viskositas Awal vs Viskositas Akhir setelah Pemasakan

Konsentrasi(%)	Viskositas Awal (cP)	Viskositas Akhir (cP)	Persen Penurunan (%)	Penurunan Viskositas (cp)
0,05	13,41	4,47	66,67	8,94
0,15	38,73	17,88	53,83	20,85
0,25	49,16	35,75	27,28	13,41
0,5	105,77	93,85	11,27	11,92



Gambar 8. Hasil Uji Perubahan Viskositas Awal dan Setelah Pemanasan

Secara deskriptif dapat dijelaskan hasil pengujian menunjukkan bahwa terjadi penurunan viskositas pada setiap konsentrasi polimer, setelah diuji termal selama 3 bulan di dalam *oven* pada suhu *reservoir* 58°C. Namun, pada Polimer 2 di konsentrasi 0,15% penurunan viskositas masih dalam *range* yang diharapkan dimana diketahui viskositas Minyak Lapangan X adalah 14 cP, dan hasil viskositas akhir setelah pemanasan 17,88 cP, karena diperlukan viskositas fluida yang lebih besar untuk mendorong minyak tersebut.

Sejalan dengan yang disampaikan oleh Arina & Kasmungin (2015), dimana karakteristik polimer yang dapat diaplikasikan dalam teknik EOR di antaranya harus larut dalam air, memiliki viskositas yang tinggi pada konsentrasi yang rendah, memiliki ketahanan termal yang baik (tidak terdegradasi pada suhu tinggi), dan juga memiliki kestabilan mekanik, dan salinitas yang baik. Keseluruhan hasil *screening* polimer dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Summary Screening Polimer

Pengujian	Polimer 1	Polimer 2	Polimer 3	Polimer 4
Compatibility	✓	✓	✓	✓
Viskositas vs	3	4	2	1

Pengujian	Polimer 1	Polimer 2	Polimer 3	Polimer 4
Konsentrasi				
Viskositas vs <i>Shear Rate</i>	3	4	2	1
<i>Filtration</i>	✓	✓	✓	✓
<i>Screen Factor</i>	3	4	2	1
<i>Thermal Stability</i>		✓		

Keterangan :

✓ = Lulus Uji

1 -4 = Urutan Performance (Paling Baik = 4, Paling Tidak Baik = 1)

■ = Tidak dilakukan pengujian / bukan menjadi rekomendasi

4. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari *polymer screening* EOR terhadap jenis polimer 1, 2, 3 dan 4 adalah sebagai berikut :

1. Pengujian *Compatibility*, viskositas vs konsentrasi, viskositas vs *shear rate*, *filtration test*, *screen factor*, dilakukan pada keempat polimer (Polimer 1 – Polimer 4) dan selanjutnya berdasarkan hasil uji tersebut dipilih satu polimer untuk dilanjutkan uji *thermal stability* yaitu polimer 2.
2. Setelah dilakukan *screening* polimer di atas diperoleh bahwa polimer 2 dapat dijadikan kandidat untuk injeksi polimer EOR di Lapangan X Minyak Cekungan Sumatera. hal ini karena, polimer 2 lulus uji *compatibility*, viskositas yang dihasilkan paling optimal dibandingkan ketiga polimer yang lain pada konsentrasi sama, $FR < 1,2$, nilai *screen factor* yang lebih optimal dibanding ketiga polimer yang lain, serta lulus uji *thermal stability*.

Daftar Pustaka

- Abadli, F. (2012). *Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-segment*. NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY.
- Abdurrahman, M. (2016). Peluang dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metode Enhanced Oil Recovery (EOR) di Lapangan Minyak Indonesia. *Seminar Nasional Kebumihan XI, Yogyakarta, 3 – 4 November 2016 Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta*.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Abdulfatah, M. Y., Efriza, I., Prabowo, D. H., Hidayat, F., & Rita, N. (2021). *A Comprehensive Study of CO₂ Enhanced Oil Recovery in the Langgak Field* (W. Bae & R. Junin, Ed.; 1 ed.). Universitas Islam Riau (UIR) Press.
- Alexis, D., Varadarajan, D., Kim, H., Winslow, G., & Malik, T. (2016). Evaluation of Innovative Associative Polymers for Low Concentration Polymer Flooding. *SPE-Al-Shakry, B., Shiran, B. S., Skauge, T., & Skauge, A. (2018). Enhanced Oil Recovery by Polymer Flooding : Optimizing Polymer Injectivity. The SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, SPE-192437-MS.*
- Arina, & Kasmungin, S. (2015). Studi Peningkatan Produksi Minyak dengan Metode Injeksi Polimer Ditinjau dari Berbagai Salinitas Air Formasi. *Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Delamaide, E. (2014). Polymer Flooding of Heavy Oil-From Screening to Full-Field Extension. *SPE-171105-MS*.

- Eni, H., Sutriah, K., & Muljani, S. (2017). Surfaktan Berbasis Minyak Sawit untuk Aplikasi EOR pada Lapangan Minyak Intermediet. *Lemigas*, 51(1), 2–7.
- Erfando, T., Siregar, G., Alli, Y. F., & Wangge, Y. B. D. (2022). Hydrolyzed Polyacrylamide Screening for EOR in an Indonesia Mature Oil Field. *Trends in Sciences*, 19(7). <https://doi.org/10.48048/TIS.2022.3461>
- Gerald Reza, C., Setiati, R., & Husla, R. (2019). Evaluasi Efektivitas Mekanisme EOR Pada Injeksi Polimer. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke*, 5.
- Handayani, P. A. (2010). Polimerisasi Akrilamid dengan Metode Mixed-Solvent Precipitation dalam Pelarut Etanol-Air. 8.
- Juárez-Morejón, J. L., Bertin, H., Omari, A., Hamon, G., Cottin, C., Morel, D., Romero, C., & Bourdarot, G. (2019). A new approach to polymer flooding: Effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery. *SPE Journal*, 24(1), 129–139. <https://doi.org/10.2118/190817-PA>
- Juita, R., Arnelli, & Yusniati. (2016). Telaah Surfaktan untuk Proses Enhanced Oil Recovery(EOR) dan Profil Adsorpsi Surfaktan A-Olefin Sulfonates (AOS). *Jurnal Kimia Sains Dan Aplikasi*, 19(1), 27–31.
- Kirk, G.W., and Othmer, D.F. 1978. *Encyclopedia of chemical Technology*. Third Edition. vol 1. pp 298 – 311. 312 – 330. New York: John Wiley and Sons.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice Hall.
- Lee, S., Kim, D. H., Huh, C., & Pope, G. A. (2009, Oktober 7). Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*,.
- Liu, Y., Hou, J., Liu, L., Zhou, K., Zhang, Y., Dai, T., Guo, L., & Cao, W. (2018). An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer. *SPE Journal*, 23(5), 1929–1943. <https://doi.org/10.2118/189980-pa>
- Muhpidah, Hambali, E., Suryani, A., & Kartika, I. A. (2017). Palm Oil Anionic Surfactants Based Emulsion Breaker (Case Study of Emulsions Breaker at Semanggi Field Production Wells). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 65(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/65/1/012033>
- Maurich, D. (2019). Experimental Study of the Effect of Continuous Surfactant Injection Alternating Cyclic Huff & Puff Stimulation on Oil Efficiency Recovery in A 3D Reservoir Physical Model. *Journal of Applied Science*, 1(2), 2656–7288.
- N. F. Saavedra, E., W. Gaviria, H., J. Davitt, & William Cobb. (2002). Laboratory Testing of Polymer Flood Candidates: San Francisco FieldN. F. Saavedra, Ecopetrol; W. Gaviria, Hocol and J. Davitt, William Cobb & Associates. *SPE* 75182
- OPEC. (2013). *World Oil Outlook*
- Pilla, A. (2018). Importance Of Polimerization In EOR. *International Journal of Scientific Development and Research (IJS DR)*, 3(2). www.ijdsr.org
- Putra, B. P., & Kiono, B. F. T. (2021). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 84–100. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11152>
- Rane, J., Howard, S., Fournier, F. M., & Chemicals, K. (2017). Sandpack Filterability-Faster Way to Screen Polymers and Measure Resistance Factors for Laboratory and Field Applications for EOR. *SPE-184934-MS*.
- Saldivar-Guerra, Enrique., & Vivaldo-Lima, Eduardo. (2013). *Handbook of Polymer Synthesis, Characterization, and Processing*. Wiley.

- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 189.
- Vieira, H. V. P., Oliveira, P. F., Costa, J. A., de Oliveira, L. A., Mota, L. S., & Mansur, C. R. E. (2021). Thermal stability of polymers based on acrylamide and 2 - acrylamido - 2 - methylpropane sulfonic acid in different temperature and salinity conditions. *Journal of Applied Polymer Science*, <https://doi.org/10.1002/app.51301>.
- Yahia, A., Mantellato, S., & Flatt, R. J. (2016). Concrete rheology: A basis for understanding chemical admixtures. *Science and Technology of Concrete Admixtures*, 1, 97–127. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100693-1.00007-2>
- Yasahardja, Y., Setiawan, A., & Prihantini, A. (2018). Studi awal pemilihan polimer untuk digunakan pada injectivity dengan skala laboratorium. *Jurnal Migasian Akamigas Balongan Indramayu*, 1(2), 19–22.
- Yusibani, E., Hazmi, N. A., & Yufita, E. (2017). Pengukuran Viskositas beberapa Produk Minyak Goreng Kelapa Sawit setelah Pemanasan. *Jurnal Teknologi Dan Industri Pertanian Indonesia*, 9(1), 28–32. <https://doi.org/10.17969/jtipi.v9i1.6108>
- Zhao, Y., Yin, S., Seright, R. S., Ning, S., Zhang, Y., & Bai, B. (2021). Enhancing Heavy Oil Recovery Efficiency by Combining Low Salinity Water and Polymer Flooding. *SPE Journal*, 26(3), 1535–1551. <https://doi.org/10.2118/204220-PA>