

Potensi Polimer Sintetik Sebagai Bahan *Chemical Enhanced Oil Recovery* Untuk Meningkatkan *Sweep Efficiency* pada Skala Pengujian Laboratorium

Nia Raudhatul Auni, Muhammad Khairul Afdhol, Muhamad Ridha Fikri dan Tomi Erfando

Universitas Islam Riau

Jl. Kaharuddin Nst No. 113, Simpang Tiga, Kec. Bukit Raya (28284), Kota Pekanbaru, Riau, Indonesia.

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:

18 Maret 2023

Diterima setelah
perbaikan:

26 Maret 2023

Disetujui terbit:

05 Mei 2023

Kata Kunci:

Pengujian Laboratorium

Viskositas

Core Flooding

Sweep Efficiency

Polimer

Masalah yang terjadi di lapangan minyak dan gas saat ini adalah penurunan produksi minyak dan gas. Kondisi ini dipengaruhi oleh keadaan reservoir yang sudah tua yang mengandung minyak berat sehingga sulit mengalir. Selain itu, faktor reservoir yang sudah digenangi air, sehingga air lebih banyak diproduksi dibandingkan minyak. Penelitian sebelumnya dengan menggunakan polimer *hydrolyzed polyacrylamides* (HPAM) mendapat hasil yang kurang maksimal untuk reservoir klastik (seperti *sandstone* ataupun *limestone clastic*), dan untuk kondisi temperatur dan tekanan tinggi. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengoptimalkan *sweep efficiency* pada proses *enhanced oil recovery* (EOR) dengan menginjeksikan polimer kationik ke dalam reservoir. Penelitian ini menggunakan metode pengujian laboratorium dengan melakukan pengujian karakterisasi, reologi dan pengujian *core flooding*. Hasil yang diperoleh dari pengujian ini adalah polimer kationik memiliki morfologi yang teratur seperti film, serta pada suhu 30°C, 50°C, dan 60°C tidak terjadi penggumpalan. Adapun, nilai viskositas mengalami kenaikan seiring dengan peningkatan konsentrasi polimer. Polimer kationik dengan konsentrasi 3000 ppm memiliki nilai viskositas tertinggi yaitu 32,77 cP sehingga nilai konsentrasi tersebut memberikan pengaruh yang kuat terhadap peningkatan *oil recovery*. Namun, hasil uji reologi (salinitas, suhu, dan *shear rate*) tidak berpengaruh signifikan terhadap kinerja polimer. Nilai *incremental recovery factor* polimer kationik lebih signifikan dibandingkan polimer sintetik lainnya, yaitu 35,62% ROIP.

ABSTRACT

The current problem that may raise in the oil and gas field is the decline of oil and gas production. This condition is affected by the old reservoir containing heavy oil causing difficulty to flow. Besides, in the water-saturated reservoirs factor, the amount of water is also more predominantly produced than oil. In the previous research, the use of hydrolyzed polyacrylamides (HPAM) polymers provided minor results because this polymer is unsuitable for the clastic reservoir (such as sandstone or limestone clastic), and for both high pressure and temperature condition. The study aims to optimize sweep efficiency in the enhanced oil recovery (EOR) process by injecting cationic polymers into the reservoir. This study used Laboratory Experiment methods by conducting characterization, rheology, and core flooding tests. The result shows cationic polymers have a regular morphology like a film, and at 30°C, 50°C, and 60°C but accumulation does not occur. However, the viscosity value increased with increasing polymer concentration. A polymer concentration of 3000 ppm has the highest viscosity value of 32.77 cP. The result performed that cationic

Korespondensi:

E-mail: dinfo@uir.ac.id (Nia Raudhatul Auni)

polymers could increase oil recovery due to increased viscosity values, the rheological tests (salinity, temperature, and shear rate) did not significantly affect polymer performance. The value of the incremental recovery factor for cationic polymers is more significant than other synthetic polymers, namely 35.62% ROIP.

© LPMGB - 2023

PENDAHULUAN

Faktor yang dapat menyebabkan penurunan produksi minyak diantaranya yaitu, reservoir yang sudah tua dengan cadangan minyak berupa minyak berat Lobanova et al., (2020). Jumlah cadangan minyak berat memiliki persentase tertinggi dari total cadangan minyak di dunia Zhao et al., (2020). Selain itu, penurunan produksi minyak dapat disebabkan oleh reservoir yang didominasi kandungan air Sheng et al., (2015). Oleh karena itu, saat proses produksi, air yang diproduksi lebih banyak dibandingkan minyak yang berimplikasi terjadinya water coning Jupriansyah., (2019). Metode pemulihan minyak bumi terbagi menjadi tiga yaitu *primary recovery*, *secondary recovery* dan *tertiary recovery*. Metode primary dan secondary hanya mampu memulihkan minyak sekitar 10% hingga 40% dari oil originally in place (OOIP) Khamees & Flori., (2019), sedangkan metode tertiary recovery disebut juga dengan enhanced oil recovery (EOR) merupakan istilah yang digunakan untuk teknik perolehan minyak tahap lanjut dan diperkirakan mampu memulihkan minyak sekitar 60-70% cadangan sisa Dewita et al., (2013). Maka untuk mendapatkan hasil yang maksimal dilakukan metode EOR yaitu injeksi polimer untuk penyapuan minyak yang lebih efisien karena pada saat injeksi polimer rasio mobilitas antara fluida yang mendesak dengan yang didesak akan menjadi lebih baik dari pada dengan injeksi air Lestari et al., (2020).

Metode EOR yang mampu meningkatkan perolehan minyak diantaranya injeksi gas tercampur (*miscible gas injection*), metode panas (thermal), injeksi kimia (*chemical flooding*), dan proses lainnya dengan bantuan mikroba (microbial) Pasarai., (2022). Dari keempat metode diatas, penggunaan bahan kimia untuk di injeksikan pada proses EOR memiliki tingkat penyapuan yang lebih tinggi dan menjanjikan. Kelebihan metode injeksi kimia memiliki biaya yang relatif lebih murah dan teknik pengaplikasian yang sederhana dibandingkan dengan metode EOR lainnya. Metode ini sangat baik dalam melakukan proses peningkatan pemulihan minyak Agi et al.,

(2020). Penelitian sebelumnya telah dilakukan uji polimer sintetik menggunakan bahan *hydrolyzed polyacrylamides* (HPAM). Polimer jenis ini banyak digunakan pada metode *polymer flooding*. Namun, polimer ini akan mengalami penurunan viskositas pada jenis reservoir klastik yaitu seperti sandstone ataupun limestone clastic, temperatur dan tekanan yang tinggi, serta peningkatan terhadap salinitas Hashmet et al., (2017). Viskositas pada polimer jenis ini menunjukkan resistensi terhadap salinitas hingga 200.000 ppm Salih et al., (2016). Pada penelitian ini digunakan polimer berupa Polimer Kationik yang merupakan jenis polimer sintetik dengan bahan dasar berupa flokulen kationik. Polimer jenis ini memiliki kandungan *polyacrylamides flokulen* yang memiliki kation, yang mana kation dari polimer ini secara aktif berikatan dengan monomer lain hingga membentuk polimer dengan rantai panjang.

Prosedur penelitian yang dilakukan adalah karakterisasi polimer, pengujian reologi terhadap polimer berupa pengujian kompatibilitas, viskositas, salinitas, dan suhu Agi et al., (2020). Selain itu, penelitian ini juga melakukan pengujian *core flooding* yang bertujuan untuk mengukur *sweep efficiency* yang dapat dilakukan oleh polimer yang digunakan Agi et al., (2020). Pengujian ini diharapkan mampu menunjukkan polimer kationik baik digunakan dalam peningkatan perolehan minyak.

BAHAN DAN METODE

Penelitian ini menggunakan bahan berupa Polimer Kationik yang merupakan jenis polimer sintetik dengan bahan dasar berupa flokulen kationik. Polimer jenis ini memiliki kandungan *polyacrylamides* flokulen yang memiliki kation. Serta digunakan NaCl yang dicampur dengan aquades sebagai bahan pengujian salinitas. *Core* yang digunakan pada uji *core flooding* berupa *core buff berea* seperti yang ditunjukkan Gambar 1, untuk sifat fisik dan karakteristik fluida dan batuan pada saat pengujian *coreflood* dapat dilihat pada Tabel 1. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode

Tabel 1
Sifat fisik dan karakteristik fluida dan batuan untuk pengujian *coreflood*

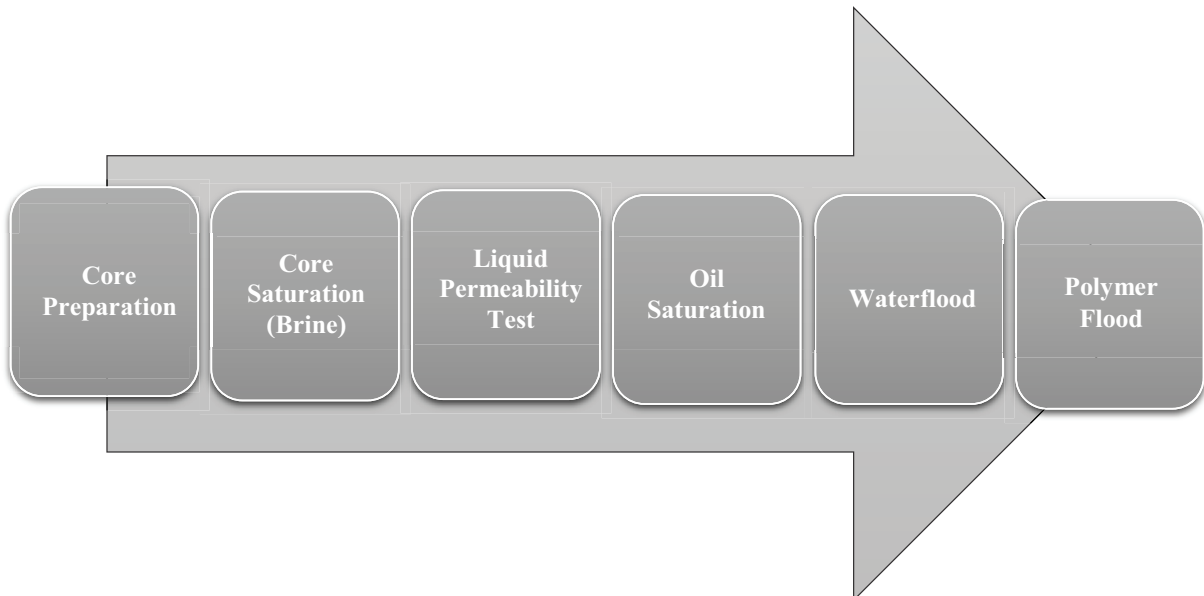
Sampel	Sifat Fisik/ Karakteristik
Brine Sintetik (NaCl) 1000 ppm	Densitas @60°C 0,9831 gr/cc
Crude oil	Densitas @60°C 0,8484 gr/cc
Core Buff Berea Formasi	Litologi Sandstone Upper Devonian
Permeabilitas	150-350 mD KCl 400-500 mD N ₂
Porositas	20-22%
UCS	3800-4500 psi



Gambar 1
Karakteristik batuan

pengujian laboratorium dengan prosedur sebagai berikut : pertama, melakukan pembuatan sampel polimer dengan konsentrasi 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm. Kemudian dilakukan karakterisasi dengan melakukan pengujian *Scanning Electron Micrograph* (SEM) untuk mengetahui morfologi polimer dan pengujian *Fourier Transform Infrared*

(FTIR) untuk melihat gugus fungsinya Abidin et al., (2012). Uji reologi polimer yang dilakukan berupa pengujian kompatibilitas untuk mengetahui ada atau tidaknya endapan yang terbentuk Frigrina., (2017), Huljannah et al., (2020). Setelah itu dilakukan pengujian viskositas, uji salinitas, dan uji termal W. Harimurti, Sutijan., (2015).



Gambar 2
Diagram alir pengujian *core flooding*

Selanjutnya polimer diujikan pada sampel *core* dengan metode *core flooding* (ditunjukkan pada Gambar 2) yang berfungsi untuk melihat optimasi dari penginjeksian polimer pada peningkatan perolehan minyak Sulistiyarso., (2021).

HASIL DAN DISKUSI

Karakterisasi

Karakterisasi merupakan suatu pengujian untuk mengetahui karakter dari polimer. Pengujian ini dilakukan untuk melihat morfologi dari polimer dengan uji *scanning electron micrograph* (SEM).

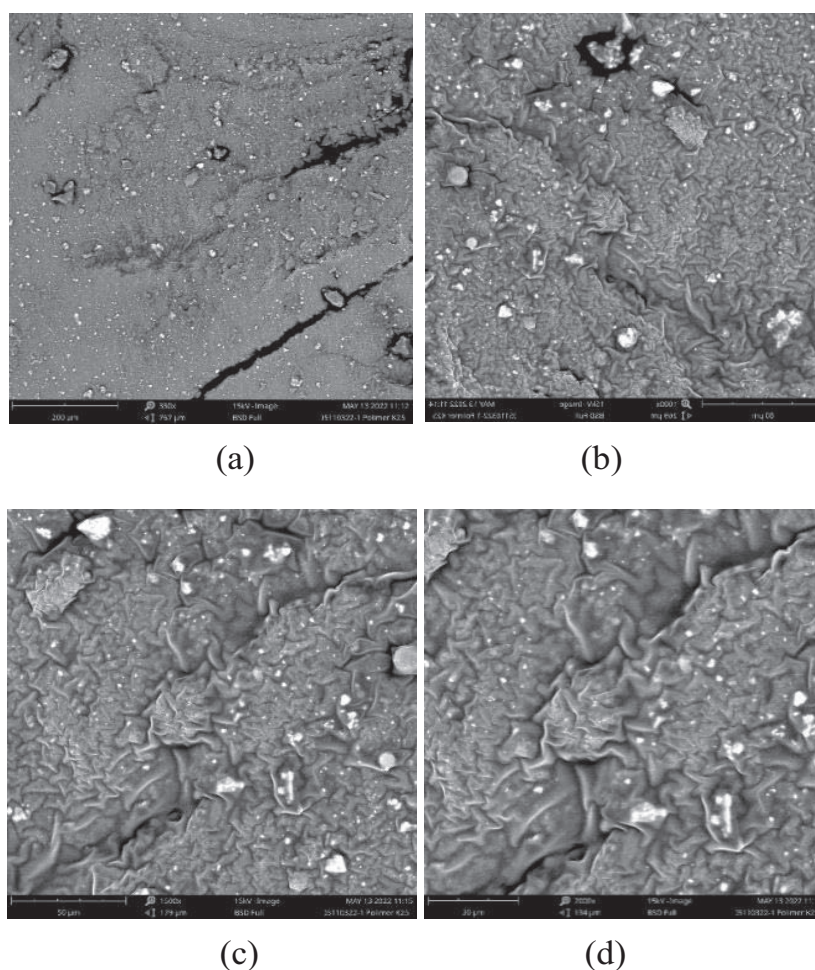
Dan juga digunakan untuk melihat gugus fungsi yang dimiliki oleh polimer yang akan digunakan dengan melakukan uji *fourier transform infrared* (FTIR).

Pengujian *Scanning Electron Micrograph* (SEM)

Hasil pengujian SEM pada Gambar 3 menunjukkan bahwa adanya ikatan yang terbentuk dari gugus polimer kationik tersebut yang saling berikatan dengan baik sehingga membentuk lapisan yang beraturan seperti film. Setelah dilakukan perbesaran sebesar 2000 kali, ikatan dari polimer tampak lebih jelas dan menunjukkan adanya kerutan. Hal ini terjadi karena proses pemanasan yang menyebabkan bentuknya sedikit tidak beraturan Dai et al., (2011) sehingga struktur polimer akan mengalami perubahan pada cabang molekul Saefuloh et al., (2019).

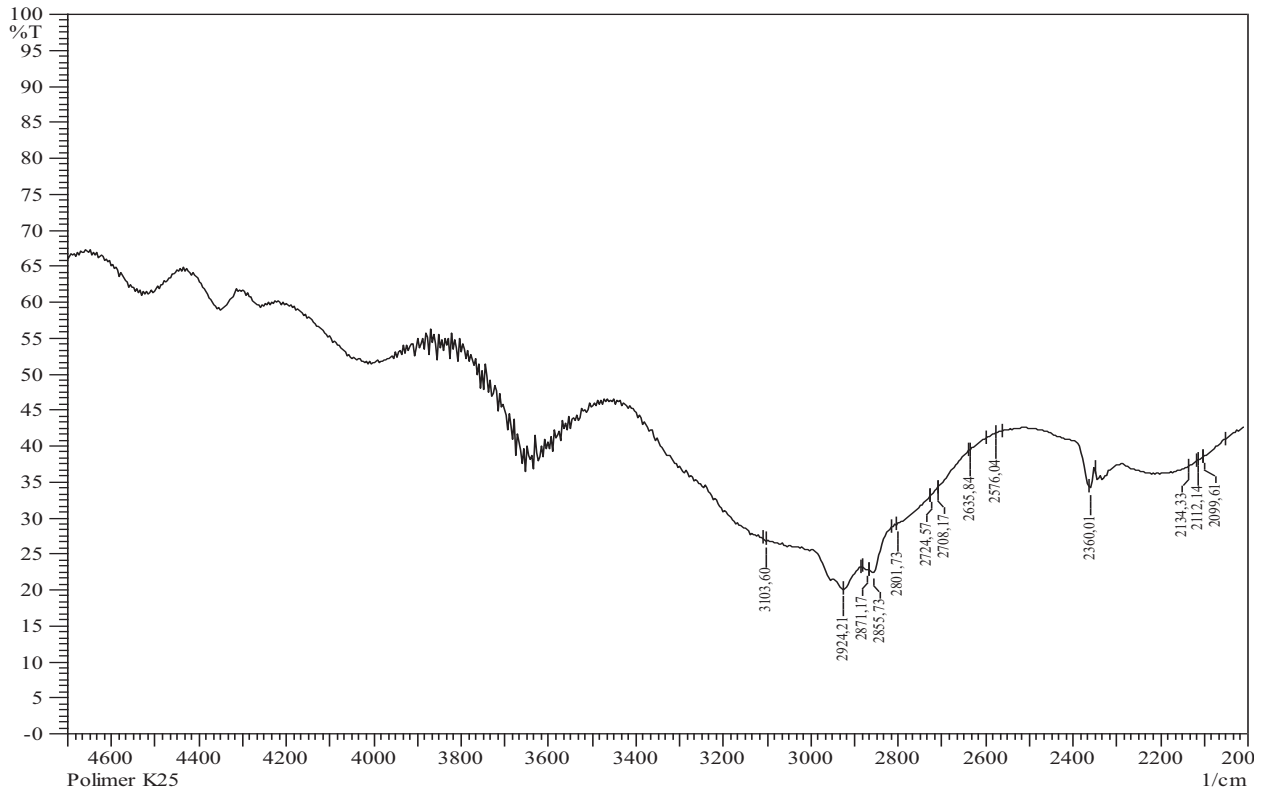
Pengujian *Fourier Transform Infrared* (FTIR)

Pengujian FTIR bertujuan untuk mengidentifikasi senyawa kimia polimer kationik. Spektrum FTIR ini sangat kompleks karena terdiri dari banyak puncak yang menandakan adanya gugus fungsi ditandai dengan bilangan gelombang. Dari hasil pengujian ini diperoleh hasil seperti pada gambar 4. Bilangan gelombang terdapat pada puncak 3540-3800 1/cm, yang menunjukkan bahwa polimer kationik ini mempunyai gugus fungsi ikatan kovalen OH dengan intensitas yang kuat Draman et al., (2016), Zuhri & Januar., (2013). Dari hasil tersebut disimpulkan bahwa polimer kationik dapat berikatan dengan air yang mengandung OH, sehingga polimer dapat larut dalam air dan mampu menaikkan nilai viskositas larutan pada proses EOR untuk memaksimalkan penyapuan minyak Moradi-Araghi & Doe., (1987).



Gambar 3

Hasil pengujian SEM dengan (a) perbesaran 350 kali (b) perbesaran 1000 kali (c) perbesaran 1500 kali dan (d) perbesaran 2000 kali



Gambar 4 Hasil pengujian *fourier transform infrared* (FTIR) polimer kationik

Pengujian Reologi

• Pengujian Kompatibilitas

Dari hasil pengujian kompatibilitas pada sampel polimer dengan berbagai tingkat konsentrasi dan juga berbagai tingkat salinitas, diperoleh hasil bahwa pada sampel 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm pada suhu 30°C, 50°C, dan 60°C menunjukkan hasil yaitu tidak terdapat endapan. Tidak terbentuknya endapan ini dikarenakan waktu dan proses pengadukan yang sudah tepat serta penggunaan konsentrasi yang sesuai yaitu tidak terlalu tinggi Huljannah et al., (2020).

• Pengujian Viskositas

Dari hasil pengujian yang dilakukan, diperoleh hasil seperti pada Gambar 5. Pada konsentrasi 1000 ppm, nilai viskositas sebesar 14.89 cP. Pada 2000 ppm, viskositas meningkat menjadi 26.82 cP. Dan pada 3000 ppm, viskositas mencapai nilai tertinggi yaitu 32.77 cP. Sehingga dapat diketahui bahwa semakin tinggi suatu konsentrasi polimer, maka semakin tinggi nilai viskositasnya. Namun, seiring dengan kenaikan nilai shear rate, nilai viskositas mengalami penurunan Arif Eka Rahmanto et al., (2017), Salammulloh et al., (2019), Zhang et al., (2011).

• Pengujian Salinitas

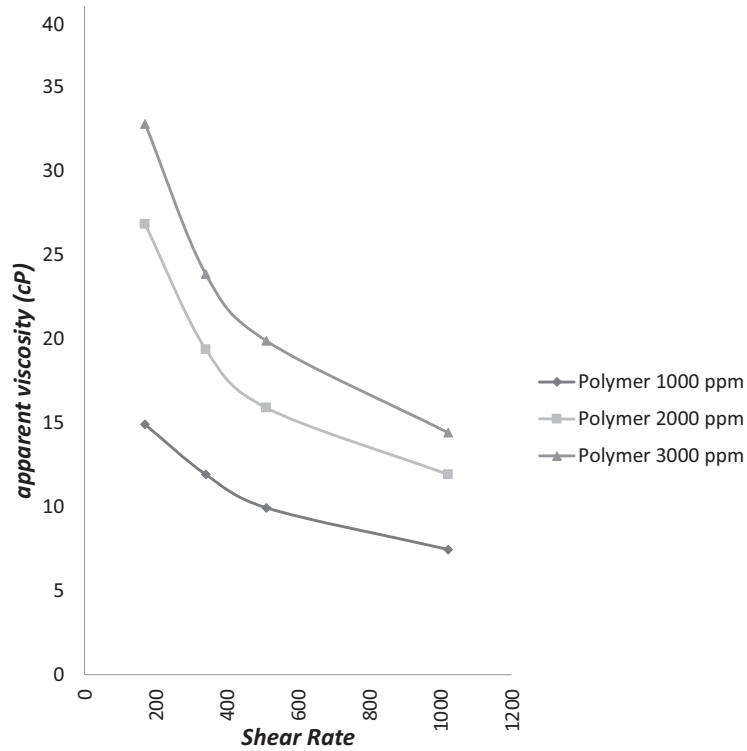
Pengujian salinitas ini dilakukan bertujuan untuk melihat pengaruh dari salinitas terhadap viskositas polimer yang terbentuk. Polimer dengan konsentrasi yang sama yaitu sebesar 1000 ppm dilarutkan dengan variasi salinitas berupa NaCl masing-masing sebesar 1000 ppm, 3000 ppm, 12000 ppm, dan 25000 ppm menunjukkan bahwa semakin tinggi konsentrasi NaCl semakin menurun viskositas polimernya seiring dengan peningkatan shear rate. Hasil pengujian salinitas ini terlihat pada Gambar 6. Berdasarkan data hasil pengujian (Gambar 6, 7, dan 8), penambahan salinitas sangat mempengaruhi viskositas polimer. Adanya ion-ion logam yang menarik cabang dari polimer, mengakibatkan bentuk rantai polimer menjadi lebih pendek dan cenderung mengumpul serta menyebabkan penurunan viskositas polimer Wicaksono & Yuliansyah., (2015). Oleh karena itu, terjadi penurunan nilai viskositas polimer setelah adanya peningkatan konsentrasi salinitas sehingga salinitas mempengaruhi kinerja pada polimer Khalid et al., (2020).

• Pengujian Termal

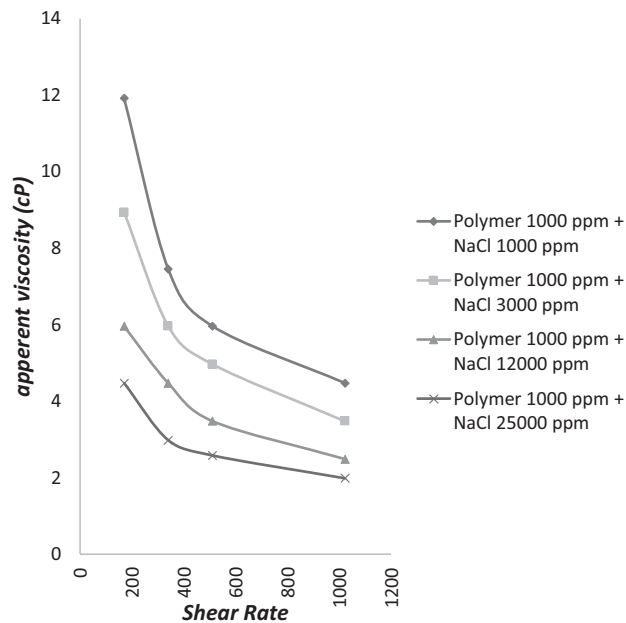
Pada reservoir minyak dan gas bumi, terdapat suhu yang dapat mempengaruhi nilai viskositas.

Kenaikan suhu dapat menyebabkan penurunan viskositas polimer Wicaksono & Yuliansyah., (2015). Sebagaimana terlihat pada Gambar 9. Penurunan yang di izinkan hanya 20% pada saat mengalami peningkatan suhu (Gajah et al., 2019). Suhu yang

stabil di reservoir yaitu antara 60°C hingga 95°C. Selanjutnya dilakukan pengujian termal pada 2 kondisi, yakni pengaruh konsentrasi polimer dan pengaruh konsentrasi polimer ditambah dengan salinitas. Pengaruh termal terhadap viskositas pada

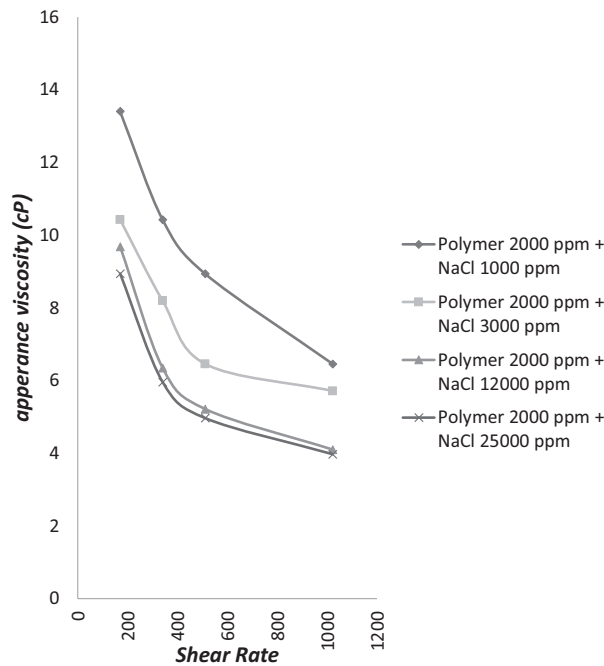


Gambar 5 Pengaruh pengujian viskositas dengan perbandingan konsentrasi polimer 1000 ppm, 2000 ppm, dan 3000 ppm terhadap *shear rate*



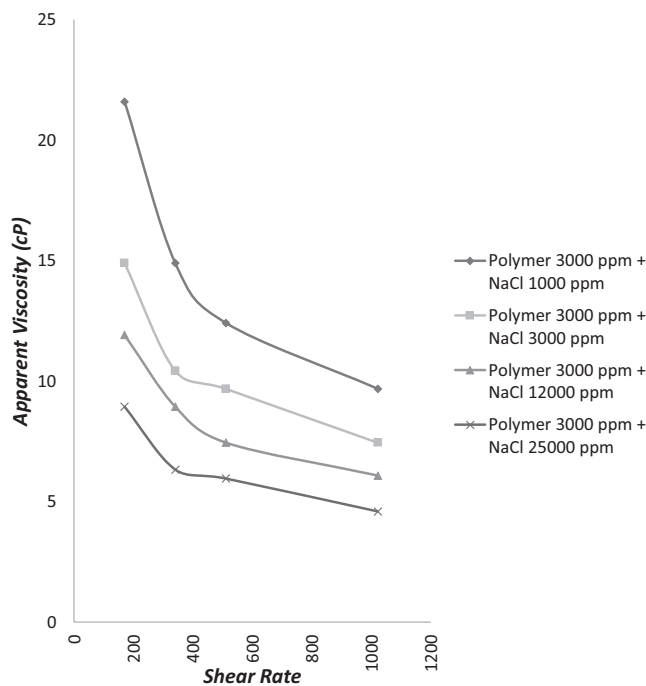
Gambar 6 Hubungan viskositas polimer pada konsentrasi 1000 ppm dengan variasi konsentrasi salinitas terhadap *shear rate*

Potensi Polimer Sintetik Sebagai Bahan *Chemical Enhanced Oil Recovery* Untuk Meningkatkan *Sweep Efficiency* Pada Skala Pengujian Laboratorium (Nia Raudhatul Auni, dkk.)



Gambar 7

Hubungan viskositas polimer pada konsentrasi 2000 ppm dengan variasi konsentrasi salinitas terhadap *shear rate*



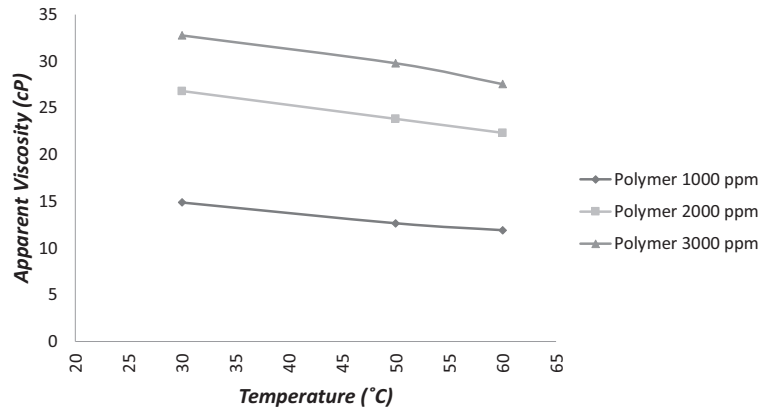
Gambar 8

Hubungan viskositas polimer pada konsentrasi 2000 ppm dengan variasi konsentrasi salinitas terhadap *shear rate*

perbandingan konsentrasi polimer. Dari grafik pengaruh termal terhadap viskositas dengan variasi konsentrasi polimer dan salinitas (gambar 9, 10, 11, dan 12), dapat dilihat bahwa nilai viskositas mengalami penurunan dengan kenaikan suhu karena pada suhu yang lebih tinggi molekul-molekul

memiliki energi termal yang lebih tinggi sehingga viskositas polimer berkurang. Nilai viskositas berbanding terbalik dengan suhu dan salinitas. Adanya peningkatan suhu dan salinitas maka semakin banyak polimer yang ikut terendapkan akibat aglomerasi karena pengaruh ion logam

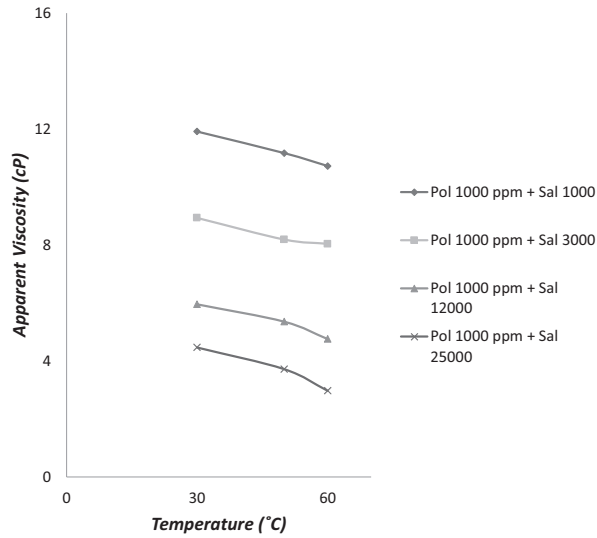
- Pengaruh termal terhadap viskositas pada perbandingan konsentrasi polimer



Gambar 9

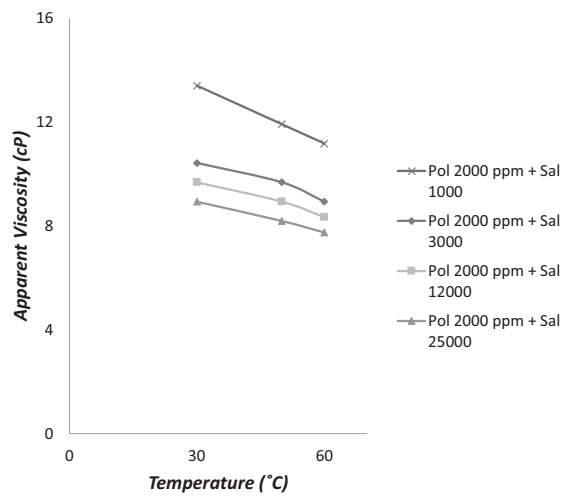
Hubungan konsentrasi polimer terhadap viskositas mengalami penurunan akibat adanya kenaikan temperatur

- Pengaruh termal terhadap viskositas pada perbandingan konsentrasi polimer dan salinitas



Gambar 10

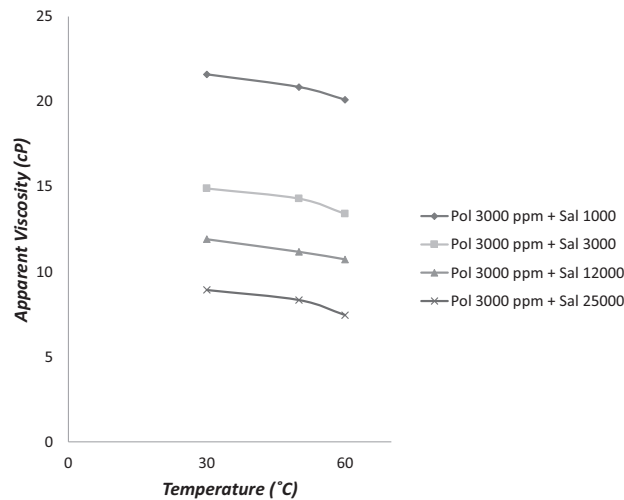
Hubungan viskositas polimer dengan konsentrasi 1000 ppm dan salinitas terhadap temperatur



Gambar 11

Hubungan viskositas polimer dengan konsentrasi 2000 ppm dan salinitas terhadap temperatur

Potensi Polimer Sintetik Sebagai Bahan *Chemical Enhanced Oil Recovery* Untuk Meningkatkan *Sweep Efficiency* Pada Skala Pengujian Laboratorium (Nia Raudhatul Auni, dkk.)



Gambar 12 Hubungan viskositas polimer dengan konsentrasi 3000 ppm dan salinitas terhadap temperatur

divalen O’Gorman & Kitchener, (1974) dapat terjadinya peningkatan mobilitas atau pergerakan dari partikel polimer sehingga dapat menyebabkan penurunan interaksi antar partikelnya. Dan juga dapat menyebabkan penggulangan secara makromolekul yang menjadikan nilai viskositas menurun Agi et al., (2020). Selain itu, suhu yang tinggi dapat menjadikan ikatan hidrogen antara polimer dengan air menjadi lemah Maurya & Mandal, (2016).

Pengujian *Core Flooding*

Evaluasi kinerja polimer di media berpori dilakukan dengan cara melakukan uji *core flooding*. Skenario yang digunakan yaitu dilakukan *water flood* terlebih dahulu dengan menggunakan *brine* sintetik 1000 ppm sampai tidak terproduksi minyak lagi (*watercut* 99%). Setelah itu, polimer diinjeksikan secara *continuous* sampai tidak terproduksi minyak lagi. Konsentrasi polimer yang diinjeksikan yaitu 3000 ppm.

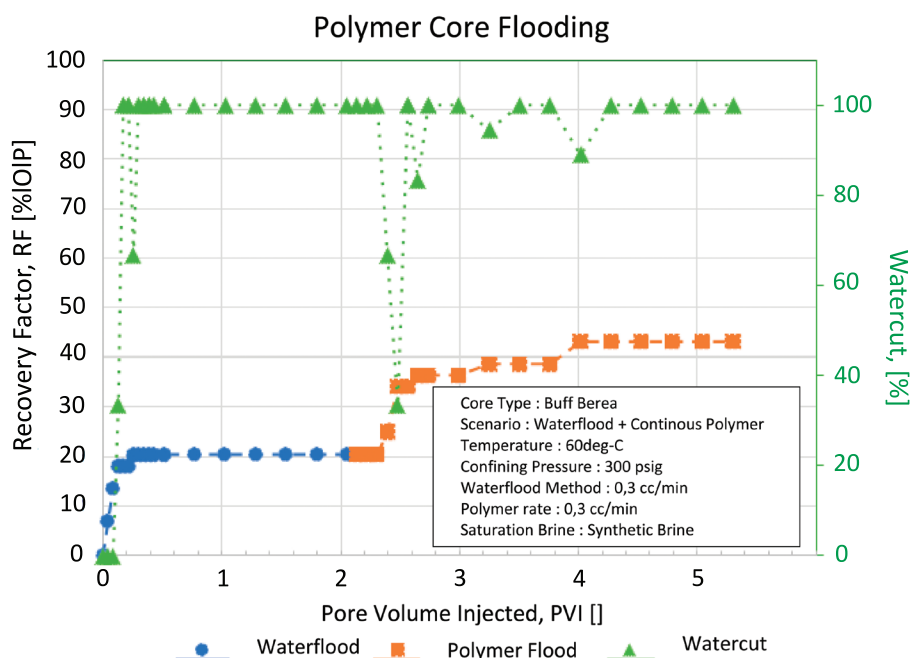
Gambar 13 merupakan hasil pengujian *core flood* polimer. Pada kondisi awal, batuan *berea* disaturasi dengan *brine* dan minyak mentah dengan masing-masing saturasi *initial* yaitu $S_{wi} = 37,31\%$ dan $S_{oi} = 62,69\%$. Pada awal injeksi dilakukan *recovery* menggunakan *waterflood* yang mana adanya peningkatan pemulihan minyak sekitar 20% OOIP dan juga adanya penurunan nilai *water cut*. Namun pada injeksi *pore volume* 1 dan 2 tidak terjadi peningkatan pemulihan minyak. Sehingga *waterflood* tidak bisa dilakukan lagi, dengan hasil *recovery* sebesar 20,45% dari OOIP serta total injeksi sebesar 2,05 PV.

Skenario selanjutnya adalah dengan injeksi polimer dengan konsentrasi 3000 ppm. Penggunaan konsentrasi ini dikarenakan pada konsentras 3000 ppm memiliki nilai viskositas yang tinggi dibandingkan dengan 2 konsentrasi yang lain. Pada awal injeksi terjadi peningkatan yaitu sekitar 36,36% OOIP dengan PV injeksi sebesar 2,74 PV. Kemudian mengalami peningkatan kembali hingga mencapai 38,64% OOIP dengan PV injeksi sebesar 3,25 PV. Dan terakhir mengalami peningkatan mencapai puncak sebesar 43,18% OOIP dengan PV injeksi sebesar 4,02 PV. Setelah mencapai titik puncak tidak ada peningkatan *recovery factor* atau pemulihan minyak lagi. Dari hasil injeksi polimer nilai *incremental recovery factor* sebanyak 22,73% OOIP atau sekitar 35,62% ROIP (*remaining oil in place – after waterflood*). Akibat adanya injeksi polimer ini terjadi penurunan *watercut* bisa mencapai 33.3%. Total *volume* polimer yang diinjeksikan yaitu sekitar 2,48 PV. Sehingga dapat diketahui bahwa adanya peningkatan minyak yang tersapu ditandai dengan adanya penurunan nilai *water cut* (Li et al., 2016). Sedangkan pada penelitian yang dilakukan oleh (Azad & Trivedi, 2019) diperoleh hasil bahwa HPAM 3630 dapat melakukan *incremental recovery factor* sebesar 16% sedangkan HPAM 3130 didapatkan *incremental recovery factor* sebesar 33%. Pada penelitian yang dilakukan oleh (Li et al., 2016) polimer HPAM (Haibo III) hanya mampu meningkatkan *incremental recovery factor* sebesar 3,02%. Ditinjau dari perbandingan polimer sintetik ini, polimer kationik yang digunakan dikategorikan baik namun perlu dilakukan penelitian lebih lanjut agar dapat meningkatkan penyapuan minyak.

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil karakterisasi, polimer kationik memiliki morfologi yang beraturan seperti film, dan polimer kationik juga memiliki kandungan OH yang dapat larut di dalam air. Sehingga dapat digunakan

dalam meningkatkan viskositas fluida pendesak atau air formasi. Pengujian reologi yang dilakukan diperoleh hasil yang cukup baik. Dimana polimer kationik mengalami peningkatan nilai viskositas. Nilai viskositas tertinggi didapatkan pada konsentrasi 3000 ppm yaitu sebesar 32.77 cP. Untuk hasil uji



Gambar 13 Hasil pengujian core flooding berdasarkan pengaruh injeksi PV pada sampel core terhadap saturasi air dan recovery factor

kompatibilitas memperoleh hasil yaitu tidak adanya endapan yang terbentuk. Sedangkan nilai viskositas mengalami penurunan seiring dengan peningkatan konsentrasi salinitas dan termal. Pengujian *core flooding* yang dilakukan untuk melihat optimasi terhadap *sweep efficiency* diperoleh hasil yaitu *oil recovery waterflood* sebelum diinjeksikan polimer yaitu sebesar 20,45% OOIP, dan terdapat kenaikan *oil recovery* yang sangat signifikan diakibatkan oleh adanya injeksi polimer, yaitu sebesar 22.37% OOIP. Apabila kenaikan *oil recovery* dihitung berdasarkan *remaining oil in place* (ROIP) setelah *water flood*, kinerja polimer ini dapat menghasilkan *incremental oil recovery* sebesar 35,63% ROIP, serta penurunan *watercut* akibat adanya injeksi polimer bisa mencapai 33.3%. Dibandingkan dengan polimer sintetik lainnya, hasil *incremental recovery factor* seperti HPAM 3130 hanya mampu mencapai 33% dan 16% menggunakan HPAM 3630. Serta HPAM (Haibo III) sebesar 3.02%. Maka dari itu polimer kationik ini bagus untuk dijadikan bahan dalam

proses peningkatan *sweep efficiency* pada metode *chemical enhanced oil recovery* terutama untuk proses *polymer flooding*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Universitas Islam Riau, atas izin dan dukungan yang diberikan sehingga penelitian ini bisa diselesaikan.

DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
EOR	Enhanced Oil Recovery	
HPAM	Hydrolyzed Polyacrylamides	
OOIP	Oil Originally in Place	
ROIP	Remaining Oil in Place	
SEM	Scanning Electron	

	Micrograph
FTIR	Fourier Transform Infrared
NaCl	Natrium Chloride
RF	Recovery Factor
cP	Centipoise
mD	Mili Darcy
SWi	Saturation Water Initial
PV	Pore Volume

KEPUSTAKAAN

- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for enhanced oil recovery technology. *Procedia Chemistry*, 4, 11–16. <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- Agi, A., Junin, R., Abdullah, M. O., Jaafar, M. Z., Arsad, A., Wan Sulaiman, W. R., Norddin, M. N. A. M., Abdurrahman, M., Abbas, A., Gbadamosi, A., & Azli, N. B. (2020). Application of polymeric nanofluid in enhancing oil recovery at reservoir condition. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194(June), 107476. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107476>
- Arif Eka Rahmanto, Rachmat Sudibjo, & Sugiarto kasmungin. (2017). Injeksi polimer dengan pengaruh jenis polimer, konsentrasi dan salinitas brine pada recovery factor minyak (laboratorium study). *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 3*, 1, 1–6.
- Azad, M. S., & Trivedi, J. J. (2019). Does polymer's viscoelasticity influence heavy-oil sweep efficiency and injectivity at 1 ft / d? *December 2018*, 10–12.
- Dai, C., You, Q., Fan, X., Peng, Y., Zhao, G., Wang, P., Wang, X., & Zhao, F. (2011). Study and application of anionic and cationic polymers alternative injection for in-depth profile control in low permeability sandstone reservoir. *73rd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2011: Unconventional Resources and the Role of Technology. Incorporating SPE EUROPEC 2011*, 7, 4876–4888. <https://doi.org/10.2118/143458-ms>
- Dewita, E., Priambodo, D., & Ariyanto, S. (2013). Penentuan jarak PLTN dengan sumur minyak untuk enhanced oil recovery (EOR) ditinjau dari aspek kehilangan panas dan keselamatan. *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*, 15(2), 127–137.
- Draman, S. F. S., Daik, R., & Mohd, N. (2016). Eco-friendly extraction and characterization of cellulose from Lignocellulosic fiber. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 11(16), 9591–9595.
- Frigirina, L. (2017). Studi proses pembentukan gel campuran polimer dan crosslinker pada proses water shut-off dengan variasi konsentrasi, salinitas, dan suhu. *Trisakti University*.
- Gajah, G., Arifin, I., & Hidayat, R. (2019). Laboratory study : Biopolymer from extraction seeds of kluwih and jackfruit for enhanced oil recovery. *2(2)*, 74–88.
- Hashmet, M. R., Qaiser, Y., Mathew, E. S., Alameri, W., & AlSumaiti, A. M. (2017). Injection of polymer for improved sweep efficiency in high temperature high salinity carbonate reservoirs: Linear X-ray aided flood front monitoring. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2017*, 1369–1379. <https://doi.org/10.2118/188125-ms>
- Huljannah, M., Ayu Lestari, F., Erfando, T., & Korespondensi, P. (2020). Studi awal pemanfaatan rumput laut dan daun cincau hijau sebagai kandidat bahan alternatif untuk injeksi polimer EOR. *Teknik*, 41(3), 246–252. <https://doi.org/10.14710/teknik.v41n3.28148>
- Jupriansyah, J. (2019). An integrated study of water coning control with downhole water sink completion approaches in multilayered - strong water drive reservoir to improve oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019*. <https://doi.org/10.2118/194565-ms>
- Khalid, I., Lestari, F. A., Afdhol, M. K., & Hi-

- dayat, F.** (2020). Potensi biopolimer dari ekstraksi nanoselulosa daun kapas sebagai agen peningkatan viskositas pada injeksi polimer. *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(4), 146–153.
- Khamees, T. K., & Flori, R. E.** (2019). Can the viscoelasticity of HPAM polymer solution make the polymer flooding compete with gel treatment to improve sweep efficiency? A comparison with different polymer gel systems. *Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2019(1964). <https://doi.org/10.2118/193592-ms>
- Lestari, F. A., Afdhol, M. K., Hidayat, F., & Erfando, T.** (2020). Biopolimer dari bahan organik sebagai biopolimer pada metode EOR. 54(3), 149–157.
- Li, J. J., Jiang, H. Q., Xiao, K., Zhang, Z. T., & Wang, Y. C.** (2016). The relationship between the sweep efficiency and displacement efficiency of function polymer in heterogeneous reservoir after polymer flood. *Particulate Science and Technology*, 0(0), 1–6. <https://doi.org/10.1080/02726351.2016.1160461>
- Lobanova, S. Y. E., Yelubaev, B. U., Talamanov, N. E. E., Sun, Z., Wang, C., Zhao, B., Ismagilov, T. A., & Telin, A. G.** (2020). Cyclical gel-polymer flooding technology is an effective method of enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020*. <https://doi.org/10.2118/201824-ms>
- Maurya, N. K., & Mandal, A.** (2016). Studies on behavior of suspension of silica nanoparticle in aqueous polyacrylamide solution for application in enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 34(5), 429–436. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1145693>
- Moradi-Araghi, A., & Doe, P. H.** (1987). Hydrolysis and precipitation of polyacrylamides in hard brines at elevated temperatures. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 2(2), 189–198. <https://doi.org/10.2118/13033-PA>
- O’Gorman, J. V., & Kitchener, J. A.** (1974). The flocculation and de-watering of kimberlite clay slimes. *International Journal of Mineral Processing*, 1, 33–49.
- Pasarai, U.** (2022). Potensi pengembangan eor untuk peningkatan produksi minyak indonesia. *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi*, 45(2), 91–102. <https://doi.org/10.29017/lp-mgb.45.2.687>
- Saefuloh, I., Rifa’i, A., Haryadi, H., Yusuf, Y., Susilo, S., & Aswata, A.** (2019). Pengaruh temperatur dan reduksi hasil proses rolling terhadap sifat mekanik ultra high molecular weight polyethylene (uhmwpe) sebagai material pengganti lutut tiruan. *FLYWHEEL : Jurnal Teknik Mesin Untirta*, V(1), 105. <https://doi.org/10.36055/fwl.v0i0.5842>
- Salammulloh, A. F., Kasmungin, S., & Fadliah, F.** (2019). Studi laboratorium mengenai pengaruh penambahan natrium sulfit terhadap viskositas polimer dengan berbagai konsentrasi pada lapangan “x”. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 1–27.
- Salih, T. A., Sahi, S. H., & Hameed, O. K.** (2016). Rheological evaluation of polymer (sav 10) for polymer flooding applications. 17(1), 37–46.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Gmbh, W. H.** (2015). Status of polymer-flooding technology. October 2014.
- Sulistiyarso, D.** (2021). Standar operasional prosedur peralatan laboratorium enhanced oil recovery (EOR).
- W. Harimurti, Sutijan, Y. A. T.** (2015). Karakterisasi larutan polimer KYPAM HPAM untuk bahan injeksi dalam enhanced oil recovery (EOR). *Jurnal Rekayasa Proses*, 9(1), 9–15. <https://doi.org/10.22146/jrekpros.24524>
- Zhang, Z., Li, J., & Zhou, J.** (2011). Microscopic roles of “viscoelasticity” in HPMA polymer

flooding for EOR. *Transport in Porous Media*,
86(1), 199–214. <https://doi.org/10.1007/s11242-010-9616-6>

Zhao, Y., Yin, S., & Seright, R. S. (2020). Enhancing heavy-oil-recovery efficiency by combining low-salinity-water and polymer flooding. August, 1–17.

Zuhri, A. A., & Januar, A. (2013). Sintesis dan karakterisasi nanokomposit PANI/SiO_2 sebagai pelapis tahan korosi. *Jurnal Inovasi Fisika Indonesia*, 2(3), 1–6.