

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

Brian Adisty Kurniawan S. Toripalu*, Raul Ferdy Ramadani N, Daniel Sinurat

Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan, Balikpapan, Indonesia

*Corresponding email : briantoripalu@gmail.com

ABSTRACT

Enhanced Oil Recovery (EOR) is an advanced oil recovery method used to increase oil production from reservoirs after primary and secondary recovery stages are no longer able to produce oil optimally. Therefore, this study aims to analyze the effect of salinity and Carboxymethyl Cellulose (CMC) solution concentration variations on viscosity and adsorption characteristics in sandstone formations as part of evaluating the potential application of polymers in polymer injection methods in Enhanced Oil Recovery (EOR) technology. The research method was carried out through compatibility testing, viscosity measurement, and adsorption testing using CMC solutions at several variations of concentration and salinity levels with 50 mesh sandstone media. The results showed that an increase in salinity caused a decrease in the viscosity of the CMC solution. At a salinity of 5000 ppm, the viscosity was 4 cP, 4.82 cP, and 16.02 cP at concentrations of 5000 mg/L, 7500 mg/L, and 10000 mg/L, respectively. while at a salinity of 10,000 ppm, it decreased to 2.95 cP, 4.59 cP, and 10.07 cP. In the adsorption test, the adsorption value increased with increasing concentration and salinity. The adsorption values at a salinity of 5000 ppm were 5.13 mg/g, 7.63 mg/g, and 8.46 mg/g, respectively, while at a salinity of 10000 ppm, they increased to 6.32 mg/g, 9.36 mg/g, and 10.61 mg/g.

Keywords: Carboxymethyl Cellulose, Salinity, Viscosity, Concentration, Adsorption.

ABSTRAK

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode perolehan minyak tahap lanjut yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dari reservoir setelah tahap perolehan primer dan sekunder tidak lagi mampu menghasilkan minyak secara optimal. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh variasi salinitas dan konsentrasi larutan Carboxymethyl Cellulose (CMC) terhadap karakteristik viskositas dan adsorpsi pada formasi batupasir sebagai bagian dari evaluasi potensi penerapan polimer dalam metode injeksi polimer pada teknologi Enhanced Oil Recovery (EOR). Metode penelitian dilakukan melalui pengujian kompatibilitas, pengukuran viskositas, serta uji adsorpsi menggunakan larutan CMC pada beberapa variasi konsentrasi dan tingkat salinitas dengan media batu pasir 50 mesh. Hasil penelitian menunjukkan bahwa peningkatan salinitas menyebabkan penurunan viskositas larutan CMC. Pada salinitas 5000 ppm, viskositas berturut-turut sebesar 4 cP, 4,82 cP, dan 16,02 cP pada konsentrasi 5000 mg/L, 7500 mg/L, dan 10000 mg/L, sedangkan pada salinitas 10000 ppm menurun menjadi 2,95 cP, 4,59 cP, dan 10,07 cP. Pada uji adsorpsi, nilai adsorpsi meningkat seiring bertambahnya konsentrasi dan salinitas. Nilai adsorpsi pada salinitas 5000 ppm masing-masing sebesar 5,13 mg/g, 7,63 mg/g, dan 8,46 mg/g, sedangkan pada salinitas 10000 ppm meningkat menjadi 6,32 mg/g, 9,36 mg/g, dan 10,61 mg/g.

Kata kunci: Carboxymethyl Cellulose (CMC), Salinitas, Konsentrasi, Viskositas, Adsorpsi.

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

I. PENDAHULUAN

Produksi minyak bumi di Indonesia terus mengalami penurunan dari tahun ke tahun, sementara konsumsi nasional telah mencapai 1,2 juta kiloliter per hari. Penurunan ini terjadi karena melemahnya tenaga pendorong alami reservoir dan dominannya pemanfaatan sumur-sumur tua yang telah memasuki fase akhir produksi. Untuk meningkatkan perolehan minyak yang tersisa, diperlukan penerapan teknologi pemulihan lanjutan. Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode yang memanfaatkan energi atau material eksternal untuk mengekstraksi minyak yang tidak dapat diambil secara ekonomis melalui metode primer dan sekunder (B. P. Putra and B. F. T. Kiono., 2021; A. Gbadamosi et al., 2022). Metode ini umumnya dapat meningkatkan produksi minyak sebesar 5% hingga 30% dari perolehan sebelumnya

Berbagai metode EOR telah dikembangkan, termasuk injeksi kimia, injeksi termal, injeksi mikroba, serta injeksi tercampur dan tak tercampur. Di antara metode tersebut, injeksi kimia polimer menjadi salah satu teknik yang banyak digunakan karena proses aplikasinya sederhana, biaya relatif ekonomis, dan mampu meningkatkan viskositas fluida injeksi sehingga aliran minyak ke sumur produksi lebih efektif. Namun, polimer sintesis diketahui memiliki keterbatasan dalam ketahanan terhadap salinitas dan suhu tinggi yang umum ditemukan pada kondisi reservoir minyak. Oleh karena itu, pengembangan polimer alami mulai mendapat perhatian, salah satunya adalah Carboxymethyl Cellulose (CMC), yaitu turunan selulosa yang bersifat hidrofilik dan memiliki kemampuan meningkatkan viskositas larutan melalui keberadaan gugus karboksimetil (F. A. Lestari et al., 2020)

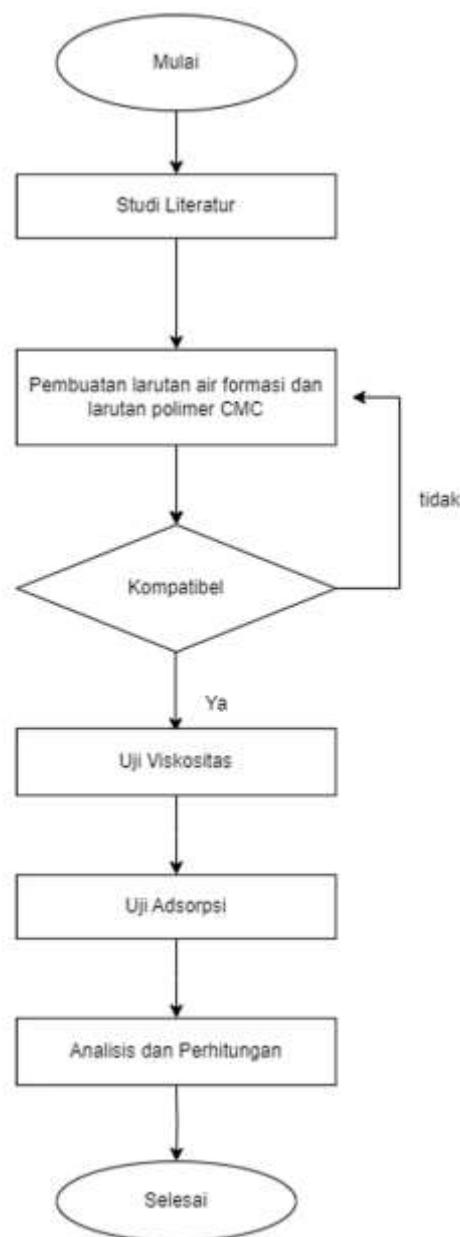
Penelitian terdahulu menunjukkan bahwa penggunaan CMC mampu meningkatkan viskositas air, namun karakteristik perolehan minyak masih dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti konsentrasi polimer, tingkat salinitas, ukuran pori batuan, serta interaksi fisik dan kimia antara polimer dengan batuan reservoir. Oleh karena itu, diperlukan kajian lebih lanjut mengenai perilaku viskositas dan adsorpsi CMC pada kondisi salinitas dan konsentrasi yang berbeda, khususnya pada media batu pasir.

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh salinitas dan konsentrasi polimer Carboxymethyl Cellulose terhadap viskositas dan adsorpsi pada batu pasir. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan pemahaman mengenai karakteristik fluida CMC serta relevansinya dalam penerapan metode injeksi polimer pada Enhanced Oil Recovery.

II. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan di laboratorium *Enhanced Oil Recovery* (EOR), Jurusan Teknik Perminyakan, STT Migas Balikpapan.

Tahapan penelitian diawali dengan studi literatur untuk memperoleh dasar teori yang berkaitan dengan metode injeksi polimer, karakteristik polimer *Carboxymethyl Cellulose* (CMC), serta pengaruh salinitas terhadap sifat reologi dan adsorpsi pada batuan pasir. Tahap berikutnya adalah pembuatan larutan air formasi dan larutan polimer CMC dengan variasi konsentrasi dan salinitas yang telah ditentukan. Larutan tersebut kemudian diuji melalui uji kompatibilitas untuk mengetahui kesesuaian antara larutan polimer dan air formasi. Jika larutan menunjukkan ketidakcocokan (tidak kompatibel), maka proses pembuatan larutan diulangi hingga diperoleh larutan yang stabil dan tidak menunjukkan pengendapan.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Alat dan Bahan

Berikut ini merupakan alat-alat yang dipergunakan dalam proses penelitian:

Tabel 1. Alat Yang Digunakan

No	Nama Alat	Fungsi Alat
1	Gelas Beaker 500 ml	Wadah untuk mencampur atau menampung larutan
2	Gelas Ukur 150 ml	Mengukur volume larutan
3	Timbangan Digital	Menimbang massa bahan
4	Magnetic Stirrer	Mengaduk larutan secara homogen
5	Viskometer Oswald	Mengukur viskositas larutan berdasarkan waktu alir
6	Pipet Tetes	Mengambil dan meneteskan larutan dalam volume kecil
7	Kaca Arloji	Wadah untuk menimbang, menampung, atau menguapkan sampel dalam jumlah sedikit
8	Spatula	Mengambil, memindahkan, atau menimbang bahan kimia
9	Hot Plate	Memanaskan larutan atau bahan dengan pengaturan suhu
10	Sieve shaker	Menyaring dan memisahkan material berdasarkan ukuran butir
11	Spektrofotometer UV-Vis	Mengukur absorbansi larutan pada panjang gelombang tertentu
12	Stopwatch	Mengukur waktu proses eksperimen
13	Penyaring	Memisahkan larutan dari padatan

Berikut ini merupakan bahan-bahan yang dipergunakan dalam proses penelitian:

Tabel 2. Bahan Yang Digunakan

No	Nama Bahan	Jumlah
1	Polimer Carboxymethyl Cellulose (CMC)	6,75 gram
2	Kalium Klorida (KCl)	7,5 gram
3	Aquades	1000 mL
4	Batu pasir 50 mesh	60 gram

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Terdapat lima tahapan penelitian beserta hasilnya, yaitu pembuatan larutan brine dan polimer Carboxymethyl Cellulose (CMC), uji kompatibilitas larutan, uji densitas larutan, uji viskositas larutan, uji adsorpsi. Kelima hal ini memiliki hasil yang dapat dipertanggung jawabkan karena penelitian ini merupakan data primer yang secara langsung diteliti secara obyektif di laboratorium.

Pembuatan Larutan

Pembuatan Brine dilakukan untuk mendesain air formasi yang terdapat di dalam reservoir. Dimana brine yang dibuat berasal dari campuran Kalium Klorida (KCl) dengan Aquades. Hal ini dilakukan agar air yang dibuat memiliki kandungan ion dalam air agar serupa seperti kandungan air formasi. Pembuatan brine dapat dilihat pada Tabel 3.

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

Tabel 3. Berat KCL Untuk Variasi Salinitas Air Formasi

Konsentrasi Salinitas (mg/L)	Volume Aquades (ml)	Berat KCl (gram)
5.000	500	2,5
10.000	500	5

Polimer Carboxymethyl Cellulose (CMC) memiliki bentuk berupa bubuk sehingga kita perlu mengukur sesuai yang diinginkan. Pembuatan polimer dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Berat Polimer Carboxymethyl Cellulose (CMC) Untuk Variasi Konsentrasi

Sampel Polimer	Konsentrasi Biopolimer (mg/L)	Volume Brine (mL)	Berat Biopolimer (gram)
GG-1	5.000	150	0,75
GG-2	7.500	150	1,125

Uji Kompabilitas

Pengujian kompatibilitas dilakukan sebagai tahap awal screening polimer untuk memastikan larutan polimer CMC dapat larut sempurna dalam air formasi tanpa menghasilkan kekeruhan maupun endapan (F. A. Lestari et al., 2020). Larutan disiapkan menggunakan variasi salinitas 5000 mg/L dan 10000 mg/L serta konsentrasi polimer 5000 mg/L, 7500 mg/L, dan 10000 mg/L dengan proses pelarutan menggunakan magnetic stirrer. Setiap sampel yang telah tercampur kemudian diamati secara visual setelah dipindahkan ke botol dan didiamkan selama 24 jam dengan suhu ruang 30°C. Hasil pengamatan menunjukkan bahwa seluruh larutan pada berbagai variasi konsentrasi dan salinitas bersifat jernih dan tidak menghasilkan endapan,

Tabel 5. Hasil Uji Kompabilitas

Sampel Larutan	Salinitas	Konsentrasi Polimer	Kompabilitas Larutan
RFN1	5.000	5.000	Endapan Tidak terbentuk
RFN2	5.000	7.500	Endapan Tidak terbentuk
RFN3	5.000	10.000	Endapan Tidak terbentuk
RFN4	10.000	5.000	Endapan Tidak terbentuk
RFN5	10.000	7.500	Endapan Tidak terbentuk
RFN6	10.000	10.000	Endapan Tidak terbentuk

Uji Densitas

Berikut adalah hasil pengujian densitas dari salinitas 10.000 ppm dengan konsentrasi 5.000, 7.500, 10.000 gr/mL.

Tabel 6. Hasil Uji Densitas

Sampel Larutan	Konsentrasi Salinitas (ppm)	Konsentrasi Polimer (ppm)	Massa (gr/mL)	Volume (mL)	Densitas (g/cc)
RFN1	5.000	5.000	22,85	25	0,914
RFN2	5.000	7.500	23,09	25	0,924
RFN3	5.000	10.000	23,87	25	0,955
RFN4	10.000	5.000	23,29	25	0,932
RFN5	10.000	7.500	22,55	25	0,902
RFN6	10.000	10.000	21,49	25	0,806

Hasil pengukuran densitas larutan polimer CMC menunjukkan adanya variasi nilai yang dipengaruhi oleh perubahan konsentrasi polimer dan salinitas air formasi. Pada salinitas 5000 ppm, densitas meningkat seiring bertambahnya konsentrasi polimer, yaitu dari 0,914 g/cc pada konsentrasi 5.000 ppm hingga 0,955 g/cc pada konsentrasi 10.000 ppm, yang mengindikasikan bahwa penambahan massa polimer dalam volume larutan menyebabkan bertambahnya kerapatan fluida. Sebaliknya, pada salinitas 10.000 ppm, pola densitas tidak meningkat secara linier, dengan nilai 0,932 g/cc pada konsentrasi 5.000 ppm, menurun menjadi 0,806 g/cc pada konsentrasi 10.000 ppm. Penurunan densitas pada kondisi salinitas tinggi ini dapat disebabkan oleh perubahan struktur ikatan air-polimer akibat meningkatnya konsentrasi ion dalam larutan, yang mengurangi efektivitas hidrasi polimer dan menyebabkan densitas larutan menurun (F. A. Lestari et al., 2020). Secara keseluruhan, data ini menunjukkan bahwa densitas larutan CMC tidak hanya dipengaruhi oleh konsentrasi polimer, tetapi juga oleh interaksi ionik garam dalam air formasi yang memengaruhi kemampuan polimer dalam menyerap serta mempertahankan molekul air.

Uji Viskositas

Pengujian viskositas dilakukan untuk melihat pengaruh konsentrasi polimer dan salinitas terhadap kemampuan larutan CMC, Pengujian viskositas dilakukan dengan menggunakan alat viscometer ostwald.

Tabel 7. Hasil Uji Viskositas

Sampel Larutan	Konsentrasi Salinitas (ppm)	Konsentrasi Polimer (ppm)	Viskositas (cP)
RFN1	5.000	5.000	4
RFN2	5.000	7.500	4,82
RFN3	5.000	10.000	16,02
RFN4	10.000	5.000	2,95
RFN5	10.000	7.500	4,59
RFN6	10.000	10.000	10,07

Hasil menunjukkan bahwa pada salinitas 5000 ppm, viskositas meningkat seiring bertambahnya konsentrasi polimer, menandakan bahwa jumlah polimer yang lebih tinggi

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

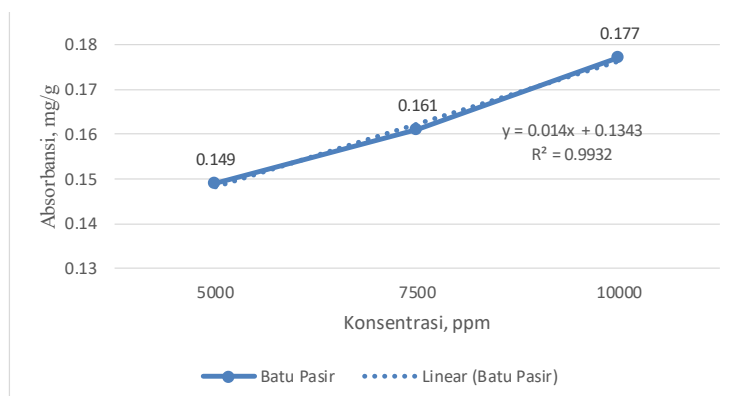
menghasilkan struktur larutan yang lebih kental. Sebaliknya, pada salinitas 10.000 ppm, viskositas berada pada nilai lebih rendah untuk konsentrasi yang sama karena ion garam menghambat pengembangan rantai polimer dan mengurangi efektivitas hidrasi (A. Gbadamosi et al., 2022). Secara keseluruhan, meningkatnya konsentrasi polimer cenderung menaikkan viskositas, sedangkan peningkatan salinitas menyebabkan penurunan viskositas akibat kompresi struktur polimer.

Kurva standar dibuat untuk mencari persamaan regresi linear sehingga dapat digunakan untuk menentukan konsentrasi larutan yang absorbansinya sudah diukur, persamaan regresi linier ini merupakan hubungan antara konsentrasi larutan polimer dengan absorbansi larutan. Pada Tabel 6 menunjukkan nilai absorbansi dari larutan polimer CMC dengan salinitas 5.000 ppm dan 10.000 ppm sebelum adsorpsi (larutan standar).

Tabel 1. Absorbansi Polimer Cmc Dengan Salinitas 5.000 Ppm Dan 10.000

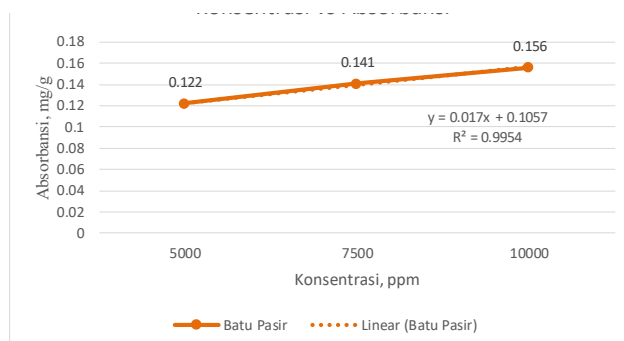
Sampel Larutan	Salinitas (mg/L)	Konsentrasi (mg/L)	Absorbansi Batu Pasir
GG-1	5.000	5.000	0,149
GG-2	5.000	7.500	0,161
GG-3	5.000	10.000	0,177
GG-4	10.000	5.000	0,122
GG-5	10.000	7.500	0,141
GG-6	10.000	10.000	0,156

Dari kurva standar yang terlihat pada Gambar 2 terlihat persamaan garis untuk masing-masing larutan. Dengan persamaan garis batu pasir $y = 0,014x + 0,1343$ dan $R^2 = 0,9932$, Hasil R^2 dari persamaan garis, batu pasir mendekati nilai 1, sehingga persamaan garis tersebut dikatakan baik.



Gambar 2. Kurva Standar Batu Pasir Pada 5.000 ppm

Pada gambar 2 di atas, merupakan kurva standar polimer CMC dengan salinitas 10000 ppm dan didapatkan garis persamaan linear adalah $y = 0,017x + 0,1057$ dan $R^2 = 0.9954$. Hasil R^2 mendekati nilai 1, sehingga persamaan garis tersebut dikatakan baik.



Gambar 3. Kurva Standar Batu Pasir pada 10.000 Ppm

Uji Adsorpsi dan Pengukuran Konsentrasi

Pengujian adsorpsi dilakukan untuk mengetahui jumlah polimer CMC yang tertahan pada permukaan batu pasir setelah proses kontak larutan. Pada pengukuran konsentrasi alat yang digunakan yaitu spektrofotometer vis pada panjang gelombang 600 nm, di mana konsentrasi akhir setelah kontak digunakan sebagai dasar perhitungan adsorpsi sehingga perubahan konsentrasi menjadi bagian penting dalam analisis interaksi polimer–batuan. Penurunan konsentrasi polimer menunjukkan adanya penyerapan molekul CMC oleh batu pasir, yang mencerminkan besarnya afinitas polimer terhadap permukaan pori batuan. Pengukuran konsentrasi ini dilakukan menggunakan spektrofotometer UV-Vis dengan cara mengukur nilai absorbansi larutan, sehingga konsentrasi akhir dapat ditentukan secara kuantitatif dan digunakan untuk menghitung jumlah polimer yang teradsorpsi.

Tabel 2. Hasil adsorpsi polimer CMC pada batu pasir

Sampel Larutan	Konsentrasi Salinitas (mg/L)	Konsentrasi Polimer (mg/L)	Konsentrasi Akhir (mg/L)	Adsorpsi
RFN1	5.000	5.000	2950	5,13
RFN2	5.000	7.500	4450	7,63
RFN3	5.000	10.000	6617	8,46
RFN4	10.000	5.000	2471	6,32
RFN5	10.000	7.500	3757	9,36
RFN6	10.000	10.000	5757	10,61

Pada Tabel 7 menampilkan hasil pengujian yang menunjukkan nilai adsorpsi meningkat secara konsisten seiring kenaikan konsentrasi polimer pada kedua kondisi salinitas.

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

Pada salinitas 5000 mg/L, nilai adsorpsi bertambah dari 5,13 mg/g pada konsentrasi 5000 mg/L menjadi 7,63 mg/g pada 7500 mg/L, dan mencapai 8,46 mg/g pada konsentrasi 10.000 mg/L. Pola serupa terlihat pada salinitas 10.000 mg/L, dengan nilai adsorpsi masing-masing sebesar 6,32 mg/g, 9,36 mg/g, dan 10,61 mg/g. Peningkatan ini mengindikasikan bahwa semakin tinggi konsentrasi polimer, semakin besar jumlah molekul CMC yang berinteraksi dan terikat pada permukaan batu pasir, sehingga kapasitas adsorpsi meningkat. Selain itu, nilai adsorpsi yang lebih tinggi pada salinitas 10.000 mg/L mencerminkan bahwa keberadaan ion terlarut memperkuat afinitas polimer terhadap permukaan mineral melalui mekanisme kompresi double layer dan penurunan tolakan elektrostatis, yang mendorong terbentuknya ikatan yang lebih kuat antara polimer dan batuan (F. A. Lestari et al., 2020; S. A. M. Abou-alfitooh and A. N. El-hoshoudy., 2024). Secara keseluruhan, hasil ini menegaskan bahwa konsentrasi polimer dan salinitas merupakan faktor dominan yang mengendalikan perilaku adsorpsi CMC pada batu pasir.

IV. KESIMPULAN

Pada penelitian ini didapatkan kesimpulan bahwa salinitas dan konsentrasi polimer Carboxymethyl Cellulose (CMC) memberikan pengaruh yang signifikan terhadap karakteristik viskositas dan adsorpsi pada formasi batu pasir. Peningkatan konsentrasi polimer secara konsisten menghasilkan kenaikan nilai viskositas, menandakan bahwa jumlah rantai polimer yang lebih besar memperkuat struktur larutan dan meningkatkan ketebalan fluida. Sebaliknya, peningkatan salinitas menyebabkan penurunan viskositas akibat kompresi rantai polimer oleh ion-ion garam yang menghambat proses hidrasi. Pada parameter adsorpsi, baik konsentrasi polimer maupun salinitas terbukti meningkatkan jumlah polimer yang terikat pada permukaan batu pasir. Semakin tinggi konsentrasi polimer, semakin banyak molekul CMC yang berinteraksi dengan permukaan mineral, sedangkan salinitas tinggi memperkuat afinitas polimer terhadap batuan melalui penurunan tolakan elektrostatis. Secara keseluruhan, CMC menunjukkan stabilitas dan performa reologi yang baik pada kondisi salinitas rendah hingga menengah, sehingga berpotensi diaplikasikan dalam teknologi *Enhanced Oil Recovery* pada reservoir yang memiliki karakteristik suhu dan salinitas dalam batas yang sesuai dengan toleransi polimer alami.

V. REFERENSI

B. P. Putra and B. F. T. Kiono, "Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia," *Jurnal Energi Baru dan Terbarukan*, vol. 2, no. 2, pp. 84–100, Jul. 2021, doi: 10.14710/jebt.2021.11152.

- A. Gbadamosi et al., "Application of Polymers for Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review," Apr. 01, 2022, MDPI. doi: 10.3390/polym14071433.
- F. A. Lestari, M. K. Afdhol, F. Hidayat, and T. Erfando, "administrator,+Fitra+Ayu+dkk+-+LPMGB+No.+3+Desember+2020+(OK)," vol. Vol. 54. No. 3, pp. 149–155, Dec. 2020.
- S. A. M. Abou-alfitooh and A. N. El-hoshoudy, "Eco-friendly Modified Biopolymers for Enhancing Oil Production: A Review," May 01, 2024, Springer. doi: 10.1007/s10924-023-03132-1.
- R. Santoso, "Pengaruh Konsentrasi Isopropanol Terhadap Karakteristik Karboksimetil Selulosa Dari Batang Pisang," *Inov. Pembang. J. Kelitbangan*, vol. 8, no. 03, p. 253, 2020, doi: 10.35450/jip.v8i03.189.
- E. Rahmasari, M. Zamhari, and I. Silviyati, "Plastik Biodegradable Berbasis Carboxymethyl Cellulose dari Ampas Tebu," *J. Pendidik. dan Teknol. Indones.*, vol. 2, no. 9, pp. 385–391, 2022, doi: 10.52436/1.jpti.205.
- H. M. Wijaya and R. N. Lina, "Formulasi Dan Evaluasi Fisik Sediaan Suspensi Kombinasi Ekstrak Biji Pepaya (*Carica Papaya L.*) Dan Umbi Rumput Teki (*Cyperus Rotundus L.*) Dengan Variasi Konsentrasi Suspending Agent Pga (*Pulvis Gummi Arabici*) Dan Cmc-Na (*Carboxymethylcellulosum Natrium*)," *Cendekia J. Pharm.*, vol. 5, no. 2, pp. 166–175, 2021, doi: 10.31596/cjp.v5i2.160.
- N. A. R. T. Achmad. Al Ghafary, "Jurnal Reaksi (Journal of Science and Technology) Jurusan Teknik Kimia Politeknik Negeri Lhokseumawe," *J. Reaksi*, vol. 15, no. 01, pp. 46–53, 2022.
- A. Prihantini, N. Adhi, and A. Fevi, "Pengujian Parameter Polymer Untuk Aplikasi EOR Pada Reservoir Karbonat Di Lapangan AF Dengan High Temperature Dan Salinity The Testing of Polymer Parameters for EOR Applications in Carbonate Reservoirs in The AF Field with High Temperature and Salinity," vol. 08, no. 01, 2024.
- M. Wildan and S. Yasin, "Rancang Bangun Viscometer Digital Dengan Pemanas Induksi Berbasis Mikrokontroler Atmega 8535," vol. 10, no. 1, 2023.
- M. T. Fathaddin, "Penerapan Model Isotermal untuk Adsorpsi Statik Xanthan pada Batuan Pasir untuk Berbagai Salinitas," *J. Offshore Oil, Prod. Facil. Renew. Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 20–29, 2021, doi: 10.30588/jo.v5i1.938.
- M. Huljannah, F. Ayu Lestari, T. Erfando, and P. Korespondensi, "Studi Awal Pemanfaatan Rumput Laut dan Daun Cincau Hijau Sebagai Kandidat Bahan Alternatif untuk Injeksi Polimer EOR," *Teknik*, vol. 41, no. 3, pp. 246–252, 2020, doi: 10.14710/teknik.v41n3.28148.

Pengaruh Salinitas dan Konsentrasi Polimer Carboxymethyl Cellulose Terhadap Viskositas dan Adsorpsi pada Formasi Batu Pasir

- Jia, Z., Zuo, C., Cai, H., Li, X., Su, X., Yin, J., & Zhang, W. (2022). A Salt-Resistant Sodium Carboxymethyl Cellulose Modified by the Heterogeneous Process of Oleate Amide Quaternary Ammonium Salt. *Polymers*, 14(22), 5012. doi.org/10.3390/polym14225012
- Alajmi, A., Algharaib, M., & Ali, M. (2025). Experimental study on the injectivity, adsorption, and in-situ rheology of HPAM polymer in intact and fractured sandstone. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. doi.org/10.1007/s13202-025-01962-4
- Warghat, R., Biswal, A. K., Sharma, A., Kolhe, N., Chandrala, L., & Sahu, K. (2025). Jet breakup dynamics of viscoelastic carboxymethyl cellulose solutions. *arXiv Preprint*. doi.org/10.48550/arXiv.2506.00516
- Quintella, C. M., Costa, L. M., Silva, J. C., & Almeida, M. F. (2025). Comprehensive review of smart water enhanced oil recovery. *Technologies*, 13(10), 457. doi.org/10.3390/technologies13100457
- Sun, Y., Zhang, Y., Wang, L., Chen, J., & Liang, H. (2024). Synthesis of hydrophobic associative polymers to improve rheological and filtration performance of drilling fluids under high temperature and salinity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 233, Article 109048. doi.org/10.1016/j.petrol.2023.109048
- Ali, A. B., Mohammed, T., & Hassan, F. (2024). Carboxymethyl cellulose-based preformed particle gels for water management in reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Technology*. doi.org/10.1016/j.petrol.2024.112345
- Mousapour, A., Rahimi, H., & Hosseinpour, S. (2024). Dynamics of HPAM flow and injectivity in sandstone porous media. *Scientific Reports*, 14, Article 12852. doi.org/10.1038/s41598-024-74790-x
- Rahman, M., Hasan, M., Sutradhar, S., Nam, S., & Karmakar, A. (2021). Recent developments of carboxymethyl cellulose: Properties, modifications, and applications. *Polymers*, 13(8), 1340. doi.org/10.3390/polym13081340