



Evaluasi Nilai Difusivitas Ion Kalsium dan Magnesium pada Proses *Low Salinity Waterflood* di Batuan Berea

Yusardhany Yusuf*, Suryo Purwono, dan Sang Kompiang Wirawan
Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada
Jl Grafika No. 2 Kampus UGM, Yogyakarta, 55283
*Alamat korespondensi: dhany.yusuf@gmail.com

(Submisi: 11 Oktober 2017; Revisi: 21 November 2017; Penerimaan: 24 November 2017)

ABSTRACT

Low salinity waterflood (LSW) has been supposed as a trusty method to improve oil recovery. The most essential aspect in this method is an alteration of divalent ion concentration in reservoir pore volume as an LSW response. The objective of this paper is to find divalent diffusivity constant (Ca^{2+} and Mg^{2+}) in Berea sandstone by ion mass conservation equation along with atomic absorption spectroscopy (AAS) as validation approach. The study was conducted at two Berea cores with porosities of 0.235 and 0.230 and permeabilities of 661 mD and 550 mD. Synthetic formation water was employed in accordance to the "LN" field property. Experiment was conducted by diluting Ca^{2+} and Mg^{2+} from its original value to 79% and 95%, respectively. Other ions were maintained as their original values. The results showed that difusion constant values for Ca^{2+} and Mg^{2+} were $0.0620\text{ cm}^2/\text{min}$ and $0.2667\text{ cm}^2/\text{min}$, respectively.

Keywords: *Low salinity waterflood, diffusion, enhanced oil recovery, calcium diffusivity, magnesium diffusivity*

ABSTRAK

Penelitian mengenai metode *low salinity waterflood* (LSW) dalam beberapa tahun terakhir mengalami perkembangan yang cukup pesat. Salah satu aspek esensial dalam metode tersebut adalah respon perubahan konsentrasi ion *divalent* dalam ruang pori reservoir. Penelitian ini bertujuan mencari konstanta difusivitas ion kalsium dan magnesium pada batuan Berea *sandstone*. Konstanta difusivitas dihitung menggunakan persamaan konservasi massa dan ditinjau secara difusi yang divalidasi oleh *atomic absorption spectroscopy* (AAS). Penelitian dilakukan pada 2 batuan Berea dengan porositas masing-masing: 661 mD dan 550 mD. Air formasi dibuat secara sintetik sesuai data lapangan "LN". Eksperimen difusivitas Ca^{2+} dilakukan dengan pengenceran hingga 79% dari konsentrasi awal. Sedangkan eksperimen Mg^{2+} dilakukan dengan pengenceran hingga 95% dari konsentrasi awal. Sementara itu ion lain diatur tetap sesuai konsentrasi awal. Dari hasil percobaan didapat konstanta difusivitas Ca^{2+} sebesar $0,0620\text{ cm}^2/\text{menit}$ dan Mg^{2+} sebesar $0,2667\text{ cm}^2/\text{menit}$.

Kata kunci: *low salinity waterflood*, difusi, *enhanced oil recovery*, difusivitas kalsium, difusivitas magnesium

1. Pendahuluan

Beberapa tahun terakhir telah banyak berkembang metode pengoptimalan komposisi garam pada air injeksi. Secara umum penelitian tersebut menyatakan bahwa komposisi ion di dalam air injeksi berperan penting dalam meningkatkan *oil recovery* (Zhang dkk., 2006; Lager dkk., 2008; Strand dkk., 2008; Lighthelm dkk., 2009; Ashraf dkk., 2010; Berg dkk., 2010; Cissokho dkk., 2010). Konsep *low salinity waterflood* (LSW) adalah mereduksi konsentrasi air formasi dalam ruang pori reservoir, melalui injeksi air dengan kadar salinitas lebih rendah. Beberapa penelitian yang sudah dilakukan berkaitan dengan pemodelan distribusi konsentrasi ion sepanjang reservoir pada mekanisme LSW di antaranya dilakukan oleh Etemadi dkk. (2016). Etemadi dkk. (2016) menghitung jumlah ion *divalent* yang terserap oleh tanah liat menggunakan persamaan transfer massa berupa difusi. *Capillary pressure* menggunakan model persamaan yang diselesaikan secara *central difference*. Kesetimbangan adsorpsi ion dihitung dari persamaan Gapon. Konstanta difusi dihitung dari persamaan empiris fungsi bilangan Peclet (Sahimi, 2011). Khorsandi dkk. (2016) telah membuat persamaan transpor ion di dalam reservoir yang terdiri dari mekanisme multi komponen penukar ion dan fungsi adveksi yang merupakan fungsi tekanan tanpa melibatkan faktor difusi ion. Omekeh (2013) membuat model perhitungan nilai *recovery* yang dihitung dari persamaan aliran multi fase secara difusi adveksi yang diselesaikan secara numeris. Perhitungan nilai difusivitas dihitung dari persamaan empiris fungsi bilangan Peclet (Sahimi, 2011). Wu dan Bai (2009) membuat model transpor massa NaCl ditinjau secara difusi-adveksi fungsi *Darcy* yang diselesaikan secara numeris.

Informasi nilai difusivitas ion di dalam media berpori memiliki peran penting sebagai landasan penentuan *limiting step* di antara beberapa

langkah mekanisme: laju alir injeksi, difusivitas ion Ca dan Mg dalam *bulk phase*. Penelitian ini dilakukan untuk menentukan konstanta difusivitas ion Ca dan Mg dalam mekanisme injeksi LSW batuan Berea.

2. Metode Penelitian

2.1. Bahan Penelitian

2.1.1. Air formasi

Media berpori yang digunakan dalam penelitian ini berupa batuan inti Berea, minyak mentah lapangan "T", air formasi sintetis lapangan "LN" (*AF-base case1/2*) dan AF-Mg/Ca. Detail komposisi keempat AF di atas disajikan pada Tabel 1, 2, 3 dan 4.

Tabel 1. Komposisi AF-BC₁

Kation	Jumlah (ppm)	Anion	Jumlah (ppm)
Na ⁺	4092	HCO ₃ ⁻	0
Ca ²⁺	967	SO ₄ ⁻	0
Mg ²⁺	352	Cl ⁻	9049

Tabel 2. Komposisi AF-Ca

Kation	Jumlah (ppm)	Anion	Jumlah (ppm)
Na ⁺	4092	HCO ₃ ⁻	0
Ca ²⁺	74	SO ₄ ⁻	0
Mg ²⁺	352	Cl ⁻	N/A

Tabel 3. Komposisi AF-BC2

Kation	Jumlah (ppm)	Anion	Jumlah (ppm)
Na ⁺	8200	HCO ₃ ⁻	0
Ca ²⁺	332	SO ₄ ⁻	0
Mg ²⁺	1005	Cl ⁻	16165

Tabel 4. Komposisi AF-Mg

Kation	Jumlah (ppm)	Anion	Jumlah (ppm)
Na ⁺	8200	HCO ₃ ⁻	0
Ca ²⁺	332	SO ₄ ⁻	0
Mg ²⁺	43	Cl ⁻	N/A

2.1.2. Batuan reservoir

Sampel 2 batu inti berupa batu jenis Berea *sandstone* yang memiliki dimensi lebar 1 inch dan panjang 4 inch. Hasil pengukuran porositas dan permeabilitas absolut masing-masing inti disajikan pada Tabel 5.

Tabel 5. Properti inti batuan Berea

Inti	Porositas	Permeabilitas (mD)
A	0,230	661
B	0,235	550

2.1.3 Pemodelan matematis

Pada air injeksi hanya dilakukan pengenceran salah satu ion *divalent*. Sedangkan ion lain dipertahankan sesuai komposisi awalnya. Nilai difusivitas diperoleh dengan cara *curve fitting* data konsentrasi ion *output* inti hasil pengukuran AAS dengan hasil perhitungan dari persamaan konservasi massa koordinat ruang 1 dimensi yang ditinjau secara difusi. Konstanta difusivitas pada persamaan diharapkan dapat meramalkan konsentrasi ion *output* inti pada berbagai waktu.

Dengan persamaan difusi arah 1 dimensi (Bird, 1960):

$$\frac{\partial^2 u_i}{\partial z^2} = \frac{\partial u_i}{\partial t} \quad (1)$$

dengan:

$$\bar{D}_i = \frac{D_i}{\phi S_w} \quad (2)$$

$$u_i = \frac{c_i(z,t) - c_{io}}{c_{is} - c_{io}} \quad (3)$$

$C_i(z,t)$ = Konsentrasi mol i pada berbagai fungsi jarak dan waktu

C_{io} = Konsentrasi mol i mula-mula

C_{is} = Konsentrasi jenuh mol i

ϕ = Porositas reservoir

\bar{S}_w = Rata-rata saturasi air

Dengan kondisi batas:

$$u(z,0) = 1; \left. \frac{du}{dz} \right|_{z=L} = 0; u(0,t) = 0; u(0,\infty) = 0$$

Penyelesaian umum Persamaan (1):

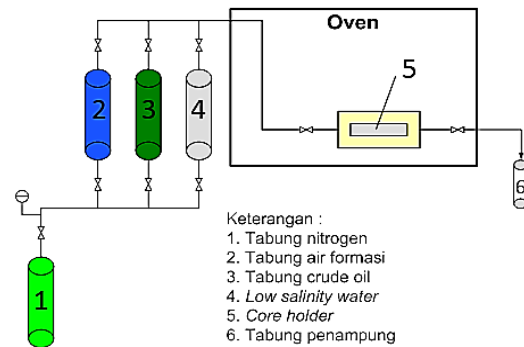
$$u = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \exp\left(-\lambda_n^2 \frac{\bar{D}_i t}{L^2}\right) \sin(\lambda_n \bar{z}) \quad (4)$$

dengan:

$$A_n = \frac{1 - \cos(\lambda_n)}{\lambda_n \left(\frac{1}{2} - \frac{\sin(2\lambda_n)}{4\lambda_n}\right)}; \lambda_n = \left(n - \frac{1}{2}\right)\pi;$$

2.2. Alat penelitian

Peralatan pada penelitian ini terdiri dari alat utama berupa tabung nitrogen, tabung fluida (minyak-air), *core holder* dan gelas ukur. Gas nitrogen digunakan untuk mendorong fluida dari dalam tabung secara bergantian. Skema rangkaian alat utama ditampilkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Skema rangkaian alat *core flooding*

2.3. Cara Penelitian

2.3.1. Resaturasi air formasi

Inti-A yang telah melalui proses pengeringan dengan cara mengalirkan gas nitrogen pada suhu 100°C ditimbang, kemudian proses saturasi AF-BC₁ dilakukan dengan mengalirkan air formasi secara terus-menerus hingga tidak ditemukan gelembung gas pada aliran *output*. Inti yang telah tersaturasi kemudian ditimbang kembali hingga diperoleh volume pori atau *pore volume* (PV).

2.3.2. Resaturasi minyak

Inti-A yang sudah melalui tahap resaturasi, dilakukan pendesakan oleh minyak hingga tidak didapati fase air pada *output* inti. Jumlah air yang tertinggal di dalam inti dihitung sebagai *water connate saturation* (s_{wc}) sedangkan untuk minyak disebut *initial oil saturation* (s_{oi}).

2.3.3. Injeksi tahap base case

Pada tahap ini air injeksi dengan komposisi AF-BC₁ diinjeksikan ke dalam inti dengan bantuan dorongan gas nitrogen. Debit aliran *output* inti (minyak dan air) dicatat dalam satuan ml/menit. Proses pendesakan berhenti saat tidak didapati fase minyak pada aliran *output*.

2.3.4 Injeksi tahap LSW

Pada tahap ini air injeksi dengan komposisi AF-Mg diinjeksikan ke dalam inti. Persentase

jumlah minyak yang muncul pada tahap ini dihitung sebagai kenaikan *recovery* minyak. Analogi yang sama juga berlaku untuk inti-B pada tahapan resaturasi air formasi yang dilanjutkan injeksi tahap *base case* dan LSW menggunakan AF-BC₂ dan AF-Ca.

Pendesakan dilakukan melalui dua tahap. Pendesakan dimulai dari pendesakan tahap *base case* dilanjutkan dengan pendesakan menggunakan air formasi dengan kadar ion kalsium yang sudah diencerkan. Kedua tahap tersebut dilakukan pada suhu 70°C dengan tekanan pendesakan sekitar 4 psig.

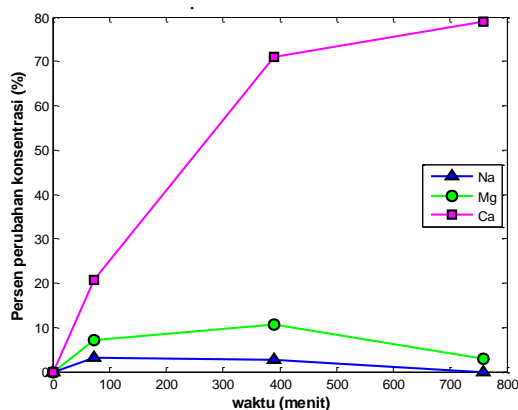
3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Pendesakan Tahap Base Case 1

Dari pendesakan tahap *base case* diperoleh *recovery* minyak sebesar 65,44% dengan lama waktu pendesakan sebanyak 315 menit atau setara 2,2 PV.

3.2. Evaluasi Pengaruh Ca²⁺ pada Proses Pendesakan

Pengaruh konsentrasi ion dilakukan dengan mengubah konsentrasi ion kalsium dari 351 ppm hingga 74 ppm, kemudian diambil sampel tiap 10 mL pada rentang tertentu untuk dianalisis konsentrasinya menggunakan AAS. Hasil analisis tersebut dapat mewakili data perubahan komposisi ion kalsium terhadap waktu. Grafik perubahan kation-kation ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3. Hubungan antara konsentrasi ion dengan waktu pendesakan

Berdasarkan hasil pengujian menggunakan AAS menunjukkan ion kalsium mengalami

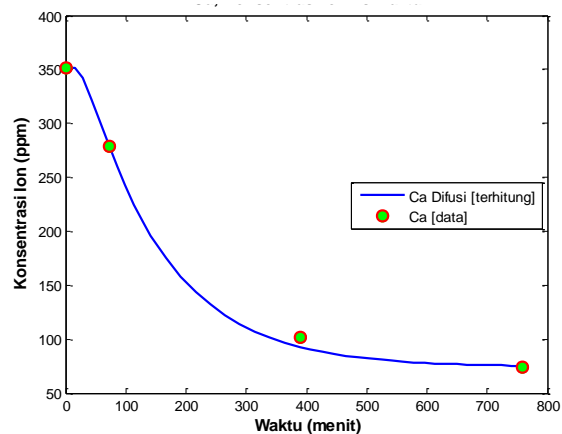
perubahan signifikan dari konsentrasi 352 ppm hingga 74 ppm, sehingga dapat diambil kesimpulan bahwa 74 ppm adalah nilai konsentrasi jenuh ion yang akan digunakan sebagai C_{cao} pada perhitungan model distribusi konsentrasi. Sedangkan kation lain mengalami perubahan signifikan, karena ion lain dipertahankan konsentrasinya sesuai konsentrasi awal.

3.3. Konservasi Ion Ca²⁺ pada Mekanisme LSW

Persentase perubahan konsentrasi natrium dan magnesium yang relatif tidak signifikan mengindikasikan bahwa perubahan ion kalsium tidak terlalu berpengaruh terhadap konsentrasi ion tersebut dalam percobaan ini. Data hubungan antara perubahan konsentrasi kalsium terhadap waktu digunakan untuk menentukan nilai difusivitas ion kalsium (D_{ca}) pada ruang pori di dalam inti batuan. Nilai parameter D_{ca} dicari sesuai dengan model yang telah diusulkan sebelumnya yaitu model difusi. Rekapitulasi data dan grafik hasil perhitungan disajikan pada Tabel 6 dan Gambar 4.

Tabel 6. Hasil perhitungan *fitting* konstanta D_{ca}

No	Konsentrasi (ppm)		Ralat (%)
	Data	Perhitungan	
1	351,768	350,884	0,251
2	278,601	278,601	0,000
3	101,720	92,913	8,658
4	74,116	75,278	1,568
Total =			10,728



Gambar 4. Hasil perhitungan model distribusi ion kalsium terhadap waktu

Berdasarkan Tabel 6 dan Gambar 4 tampak bahwa model distribusi ion secara difusi tunggal mampu menggambarkan kondisi sesuai data aktual pengamatan cukup baik. Penyimpangan terbesar diperoleh pada saat waktu ke 390 menit sebesar 8,65% ralat. Hal ini terjadi karena keterbatasan data pengamatan dalam rentang waktu difusi konstan percobaan yaitu 327 menit pada model difusi.

Kalsium mengalami konsentrasi jenuh pada konsentrasi 74 ppm pada waktu di atas 700 menit atau setara 2 PV. Dari perhitungan didapat nilai konstanta D_{ca} sebesar $0,062 \text{ cm}^2/\text{menit}$. Perbedaan nilai difusivitas kalsium dalam H_2O pada kondisi standar $0,025 \text{ cm}^2/\text{s}$ disebabkan oleh faktor suhu operasi 70°C . Perbedaan nilai ini juga mengindikasikan bahwa nilai difusi turbulen lebih mendominasi dibandingkan dengan difusi molekuler selama percobaan berlangsung.

3.4. Konservasi Ion Mg^{2+} pada Mekanisme LSW

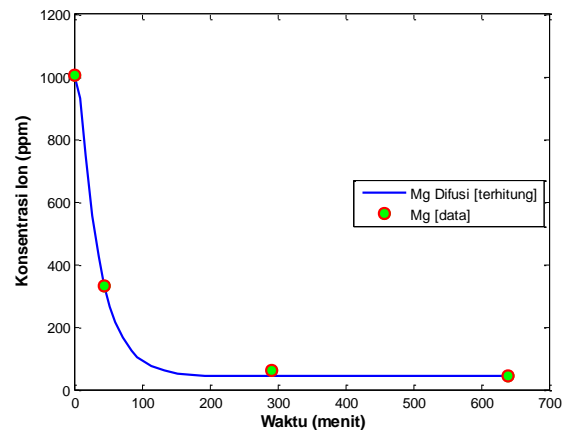
Data hubungan antara perubahan konsentrasi magnesium terhadap waktu digunakan untuk menentukan nilai difusivitas ion kalsium (D_{mg}) pada ruang pori di dalam inti batuan. Nilai parameter D_{mg} dicari sesuai dengan model yang telah diusulkan sebelumnya yaitu model difusi. Rekapitulasi data dan grafik hasil perhitungan ditampilkan pada Tabel 7 dan Gambar 5.

Tabel 7. Hasil perhitungan *fitting* konstanta D_{mg}

No	Konsentrasi (ppm)		Ralat (%)
	Data	Perhitungan	
1	1005	1002,401	0,305
2	330	330,141	0,000
3	62	43,168	30,742
4	43	43,065	0,000
Total =			31,047

Tampak pada Tabel 7 dan Gambar 5 bahwa model distribusi ion mampu menggambarkan kondisi sesuai data aktual pengamatan cukup baik, dengan penyimpangan terbesar diperoleh pada saat waktu ke 200 menit sebesar 30% ralat baik pada model difusi. Waktu difusi konstan

pada percobaan diperoleh 76 menit pada model difusi.



Gambar 5. Hasil perhitungan model distribusi ion magnesium terhadap waktu

Magnesium mengalami konsentrasi jenuh pada konsentrasi 43 ppm mulai pada waktu ke 200 menit atau setara 2 PV dengan nilai konstanta D_{mg} sebesar $0,267 \text{ cm}^2/\text{menit}$. Perbedaan nilai difusivitas kalsium dalam H_2O pada kondisi standar $0,036 \text{ cm}^2/\text{s}$ disebabkan oleh faktor suhu operasi 70°C . Demikian pula halnya dengan adanya perbedaan nilai difusivitas pada percobaan menunjukkan adanya indikasi bahwa nilai difusi turbulen lebih mendominasi dibandingkan dengan difusi molekuler.

4. Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah bahwa model persamaan kontinuitas difusi 1 dimensi dapat menggambarkan tren perubahan konsentrasi ion pada proses pendesakan batuan Berea mendekati data aktual. Nilai konstanta difusivitas (D) untuk masing-masing ion adalah $0,062 \text{ cm}^2/\text{menit}$ untuk kalsium dan $0,267 \text{ cm}^2/\text{menit}$ untuk magnesium. Perbedaan antara nilai difusi kalsium dan magnesium sejalan dengan teori dasar ukuran diameter atom kalsium yang lebih kecil dibandingkan diameter magnesium sehingga kalsium lebih cepat mendifusi ke dalam *bulk phase* dibanding magnesium.

Daftar Pustaka

- Ashraf, A., Hadia, N., Torsaeter, O., and Tweheyo, M. T., 2010, Laboratory investigation of low salinity waterflooding as secondary recovery process: effect of wettability, In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- Bird R. B., Stewart W. E., and Lightfoot E. N., 1960, Transport Phenomena, John Wiley and Sons, New York, USA.
- Berg, S., Cense, A. W., Jansen, E., and Bakker, K., 2010, Direct experimental evidence of wettability modification by low salinity, *Petrophysics*, 51(05).
- Cissokho, M., Bertin, H., Boussour, S., Cordier, P., and Hamon, G., 2010, Low salinity oil recovery on clayey sandstone: experimental study, *Petrophysics*, 51(05).
- Etemadi, A., Khodapanah, E., and Tabatabaei-Nejad, S. A., 2017, Modelling low-salinity waterflooding: Effect of divalent cations and capillary pressure, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 149, 1-8.
- Khorsandi, S., Qiao, C., and Johns, R. T., 2016, Displacement efficiency for low-salinity polymer flooding including wettability alteration, *SPE Journal*.
- Lager, A., Webb, K. J., Black, C. J. J., Singleton, M., and Sorbie, K. S., 2008, Low salinity oil recovery-an experimental investigation, *Petrophysics*, 49 (01).
- Ligthelm, D. J., Gronsveld, J., Hofman, J., Brussee, N., Marcelis, F., and van der Linde, H., 2009, Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition, In EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.
- Omekeh, A. V., Evje, S., and Friis, H. A., 2013, Modeling of low salinity effects in sandstone oil rocks, *Int. J. Numer. Anal. Model., Ser. B*, 4(2), 95-128.
- Sahimi, M., 2011, Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock: from Classical Methods to Modern Approaches, John Wiley & Sons, New York, USA
- Wu, Y. S. and Bai, B., 2009, Efficient simulation for low salinity waterflooding in porous and fractured reservoirs, In SPE Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers.
- Zhang, Y. and Morrow, N. R., 2006, Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude-oil/sandstone combinations, In SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers