



ANALISA *RECOVERY FACTOR* MENGGUNAKAN SURFAKTAN PADA SUMUR MINYAK DI LAPANGAN KAWENGAN

Giyanti¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}, Diyah Rosiani¹, Ismail Halim²

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada 38, Cepu

²Laboratorium EOR, Institut Teknologi Bandung, Jl Ganesha 10, Bandung

*E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id

ABSTRAK

Surfaktan merupakan senyawa kimia yang digunakan untuk meningkatkan pemulihan minyak, terutama pada reservoir yang sudah tua atau sulit untuk dieksploitasi. Dengan kemampuannya untuk mengurangi tegangan antarmuka, meningkatkan *wettabilitas* batuan dan memobilisasi minyak yang terperangkap, surfaktan ini memainkan peran penting dalam teknik *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan *recovery factor*. Lapangan Kawengan terletak di Provinsi Jawa Tengah, Indonesia, dan merupakan salah satu lapangan minyak strategis. Setelah bertahun-tahun diproduksi, Lapangan Kawengan telah mengalami penurunan produksi minyak. Metode *primary recovery* dan *secondary recovery* sudah dipakai namun tidak lagi mampu meningkatkan perolehan minyak secara signifikan, sehingga diperlukan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) seperti injeksi surfaktan. Maka dilakukan uji lab menggunakan sampel *core* dan minyak dari Kawengan. Pada penelitian ini menggunakan metode *imbibisi spontan* dengan beberapa fluida injeksi berupa *synthetic brine*, surfaktan ionic dengan konsentrasi 1%, 1,5% dan 2% guna menjadi pembanding bagaimana hasil ekstraksi minyak dari *core* yang telah dijenuhkan. Berdasarkan hasil dari beberapa pengujian disimpulkan bahwa penggunaan surfaktan 2% pada *imbibisi* menunjukkan hasil yang lebih baik dengan *recovery factor* 48%. Penelitian ini dapat digunakan sebagai pedoman dalam pengembangan pengujian surfaktan terkhususnya pada sampel minyak lapangan Kawengan.

Kata kunci: *imbibisi spontan, recovery factor, surfactant, Enhanced Oil Recovery*

ABSTRACT

Surfactants are chemical compounds that enhance oil recovery, particularly in mature or challenging reservoirs. Surfactants play a crucial role in Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques to increase recovery by reducing interfacial tension, improving rock wettability, and mobilizing trapped oil. The Kawengan Field is located in Central Java Province, Indonesia, and is considered a strategic oil field. After years of production, Kawengan Field has experienced a decline in oil production. Primary and secondary recovery methods have already been applied. Still, they can no longer significantly increase oil recovery, necessitating the use of Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques, such as surfactant injection. Laboratory tests were conducted using core and oil samples from Kawengan. This study employed the spontaneous imbibition method with several injection fluids, including synthetic brine and ionic surfactants at concentrations of 1%, 1.5%, and 2% to compare the oil extraction results from saturated cores. Based on the results of various tests, it was concluded that using 2% surfactant in the imbibition process showed better results with a recovery factor of 48%. This research can serve as a guideline for the development of surfactant testing, particularly for oil samples from the Kawengan Field.

Keywords: *spontaneous imbibition, recovery factor, surfactant, Enhanced Oil Recovery*

1. PENDAHULUAN

Enhanced Oil Recovery (EOR) merupakan metode yang digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak dari reservoir yang sudah melalui tahap produksi primer dan sekunder. Setelah tahap produksi awal, yang biasanya memanfaatkan tekanan alami dari reservoir atau melalui injeksi air, masih terdapat minyak dalam jumlah yang cukup besar di reservoir, namun tidak bisa diperoleh dengan teknik konvensional. EOR bertujuan untuk mengekstraksi minyak tersebut dengan cara menggunakan metode yang lebih canggih, seperti injeksi kimia, *termal*, atau gas [1]. *Enhanced Oil Recovery (EOR)* bertujuan untuk mengatasi masalah ini dengan memodifikasi sifat fisik-kimia dari minyak, air, dan batuan, sehingga meningkatkan *mobilitas* minyak yang masih tertinggal. Penggunaan metode EOR memiliki banyak keuntungan, terutama dalam memperpanjang umur lapangan minyak dan meningkatkan faktor perolehan minyak secara keseluruhan. Namun, teknik ini juga memiliki tantangan, seperti biaya yang tinggi, kebutuhan akan infrastruktur yang rumit, dan potensi dampak lingkungan [2]. Dengan perkembangan teknologi yang pesat, penggunaan metode EOR diharapkan dapat terus meningkat dan memberikan kontribusi signifikan dalam produksi minyak dunia di masa depan. Menurut penelitian terbaru, potensi peningkatan produksi dari EOR bisa mencapai 60% dari total cadangan minyak di beberapa reservoir [3].

Ada tiga metode utama EOR yang biasa digunakan yaitu *thermal injection* yang merupakan pemanasan reservoir yang biasanya dilakukan dengan cara menginjeksikan uap air atau pembakaran *in situ (thermal combustion)* yang membantu menurunkan viskositas minyak dan meningkatkan produksinya [4]. Injeksi Gas, misalnya seperti karbon dioksida (CO₂), nitrogen (N₂), atau gas hidrokarbon ringan untuk meningkatkan tekanan di dalam reservoir dan mengurangi viskositas minyak [1]. Dan Injeksi Kimia menggunakan surfaktan, polimer, atau bahan kimia lain un-

tuk menurunkan tegangan antarmuka antara minyak dan air, sehingga memungkinkan minyak mengalir lebih mudah ke sumur produksi. Teknik ini juga dapat melibatkan penambahan bahan kimia untuk meningkatkan viskositas air injeksi sehingga lebih efektif dalam memindahkan minyak ke arah sumur produksi [2].

Dalam EOR, surfaktan diinjeksikan ke dalam reservoir untuk menurunkan tegangan antar muka antara minyak dan air, sehingga meningkatkan mobilitas minyak yang terperangkap dalam pori-pori batuan reservoir. Penurunan tegangan antarmuka ini mengurangi kapilaritas yang menahan minyak, sehingga memungkinkan minyak untuk mengalir lebih mudah ke arah sumur produksi [2]. *Surfaktan flooding* biasanya digunakan dalam reservoir yang mengandung minyak berat atau medium, di mana minyak tidak mudah mengalir akibat viskositas tinggi dan ikatan kapiler yang kuat. Dengan adanya surfaktan, minyak yang tertinggal setelah proses injeksi air (*water flooding*) dapat didorong keluar dari pori-pori batuan, sehingga meningkatkan *recovery factor*[5].

Recovery factor adalah salah satu parameter yang digunakan untuk mengukur efisiensi perolehan minyak atau gas dari reservoir. *Recovery factor* didefinisikan sebagai persentase dari total volume hidrokarbon di tempat (*hydrocarbons in place*) yang dapat diekstraksi secara ekonomis selama masa produksi lapangan. *Recovery factor* menunjukkan seberapa besar minyak atau gas yang dapat diproduksi dari cadangan hidrokarbon dibandingkan dengan total volume yang tersimpan dalam reservoir [6]. Nilai *Recovery factor* sangat bervariasi tergantung pada karakteristik reservoir, jenis fluida hidrokarbon, dan metode produksi yang digunakan. Setelah fase primer selesai, reservoir sering kali memerlukan metode perolehan *sekunder* atau *tersier* (seperti injeksi air atau metode *Enhanced Oil Recovery/EOR*) untuk meningkatkan *recovery factor*. Dengan metode sekunder, *recovery factor* dapat meningkat hingga 40% hingga 60%, tergantung pada

kondisi reservoir dan teknologi yang digunakan [7].

Faktor-faktor yang memengaruhi *recovery factor* mencakup sifat fisik reservoir seperti permeabilitas, porositas, viskositas minyak, dan tekanan reservoir. Karakteristik batuan dan fluida juga menentukan seberapa mudah hidrokarbon dapat diekstraksi dari formasi [4]. Penggunaan teknologi EOR telah memungkinkan peningkatan *recovery factor* secara signifikan [2]. Kebijakan perencanaan produksi yang tepat dan pemilihan teknologi EOR yang sesuai menjadi sangat penting untuk memaksimalkan *recovery factor*. Hal ini tidak hanya memberikan keuntungan ekonomi yang lebih besar, tetapi juga meningkatkan efisiensi penggunaan sumber daya alam dan meminimalkan jumlah hidrokarbon yang tertinggal di dalam reservoir. Dengan terus berkembangnya teknologi EOR dan pemahaman yang lebih baik mengenai karakteristik reservoir, diharapkan bahwa *recovery factor* dapat terus ditingkatkan di masa depan, membantu memperpanjang umur lapangan minyak dan gas serta mengoptimalkan produksi global [3].

2. METODE

A. Overview Lapangan

Lapangan Kawengan merupakan salah satu lapangan minyak tua yang terletak di Cepu, Jawa Tengah, Indonesia. Lapangan ini telah berproduksi sejak zaman kolonial Belanda dan termasuk dalam kategori lapangan tua (*mature field*), di mana produksi minyak telah mengalami penurunan signifikan seiring waktu akibat berkurangnya tekanan reservoir dan sisa minyak yang terperangkap di dalam pori-pori batuan [7]. Untuk meningkatkan perolehan minyak dari lapangan ini, diperlukan teknik pemulihan minyak tingkat lanjut, salah satunya adalah injeksi surfaktan sebagai bagian dari metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) [8].

Karakteristik geologi Lapangan Kawengan terdiri dari formasi batuan yang didominasi oleh batu pasir (*sandstone*) dengan permeabilitas rendah hingga sedang. Reservoir ini memiliki sifat fisik yang kompleks, termasuk

adanya lapisan-lapisan tipis, variasi litologi, dan kandungan air yang meningkat seiring dengan berjalannya waktu produksi. Batuan di lapangan ini cenderung bersifat *water-wet*, yang berarti bahwa air lebih disukai untuk berada di permukaan pori-pori batuan daripada minyak. Tegangan permukaan antara air dan minyak di reservoir ini cukup tinggi, yang menyebabkan minyak terperangkap di dalam pori-pori batuan. Oleh karena itu, teknik EOR dengan injeksi surfaktan diperlukan untuk menurunkan tegangan antarmuka ini [2]. Penurunan tekanan reservoir akibat produksi jangka panjang telah menyebabkan pengurangan kemampuan alami reservoir untuk mendorong minyak keluar. Injeksi surfaktan dapat membantu meningkatkan efisiensi perolehan minyak dengan mengurangi tegangan antar muka minyak dan air.

Injeksi surfaktan adalah salah satu metode EOR yang paling efektif untuk meningkatkan pemulihan minyak di lapangan dengan karakteristik seperti Lapangan Kawengan. Surfaktan bekerja dengan menurunkan tegangan antarmuka antara minyak dan air, sehingga memungkinkan minyak yang terperangkap di dalam pori-pori batuan untuk bergerak lebih mudah dan dibawa keluar melalui sumur produksi [2].

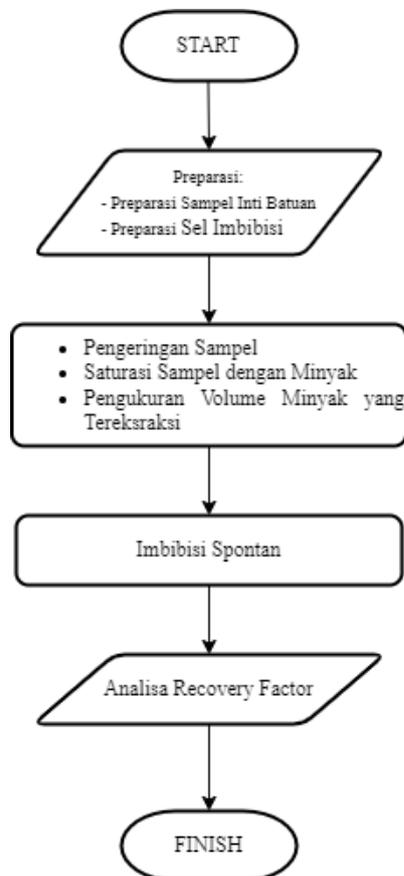
B. Persiapan Imbibisi

Imbibisi spontan adalah proses masuknya fluida, seperti air, ke dalam pori-pori batuan secara alami karena gaya kapiler tanpa tekanan eksternal. Proses ini penting dalam perolehan minyak sekunder dan tersier, di mana imbibisi membantu menggantikan fluida dalam pori batuan, seperti minyak, dengan air, sehingga mendorong minyak keluar menuju sumur produksi [8]. Imbibisi spontan dalam perolehan minyak terjadi ketika air terserap ke dalam pori-pori batuan pada reservoir yang tersaturasi air, menggantikan minyak yang terperangkap. Keberhasilan proses ini dipengaruhi oleh faktor seperti sifat kebasahan batuan, tegangan antarmuka antara air dan minyak, viskositas fluida, dan geometri pori batuan [9].

Imbibisi spontan dapat terjadi pada batuan *oil-wet*, meskipun kurang efisien diban-

dingkan *water-wet*. Pada batuan *oil-wet*, fluida seperti air sulit masuk ke pori-pori karena gaya kapiler yang tidak mendukung. Oleh karena itu, studi dilakukan untuk meningkatkan efisiensi imbibisi spontan, seperti penggunaan surfaktan untuk mengurangi tegangan

antarmuka minyak-air atau memodifikasi sifat kebasahan batuan melalui injeksi kimia [10]. Gambar 1 berikut ini adalah diagram alir dari penelitian ini yang menggunakan metode imbibisi spontan.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Proses imbibisi spontan dimulai dengan persiapan yang meliputi dua langkah penting, yaitu persiapan sampel inti batuan dan persiapan sel imbibisi seperti ditunjukkan pada Gambar 2. Preparasi *sampel core* dilakukan dengan tahap pertama yaitu pengukuran porositas menggunakan porosimeter gas (PORG-200TM) dan yang kedua yaitu pengukuran permeabilitas dengan meteran permeabilitas gas (PERG-200TM) untuk sampel inti. Sebelum kedua pengukuran tersebut dilakukan, dilakukan pengukuran awal terhadap diameter dan panjang *core* guna memastikan ketepatan dimensi sampel. Setelah itu, sampel batuan dikeringkan untuk menghilangkan kandungan air, berat batuan kering diukur diikuti dengan

saturasi sampel menggunakan sampel minyak. Setelah sampel tersaturasi, dilakukan pengukuran berat basah sampel inti batuan setelah saturasi untuk melihat berapa volume minyak dalam sampel.

Dalam penelitian ini, larutan *synthetic brine* dan larutan surfaktan disiapkan untuk membandingkan pengaruhnya selama proses imbibisi. Proses persiapan larutan *synthetic brine* dilakukan pencampuran massa NaCl dengan Aqua DM dalam perbandingan tertentu, yaitu 0,75 gram NaCl dengan 149,25 gram Aqua DM, untuk mencapai konsentrasi yang diinginkan yaitu kadar garam/*salinity* 5000 ppm.



(a)



(b)

Gambar 2. Preparasi sample ; (a) Pengukuran Permeabilitas, (b) Pengukuran Porositas

Selanjutnya, dilakukan pembuatan larutan surfaktan dengan konsentrasi surfaktan yang digunakan dalam percobaan ini adalah 1% wt, 1,5% wt, dan 2% wt. Untuk membuat larutan surfaktan dengan konsentrasi 1% wt, diperlukan massa surfactan 1,5 gram dan 145,5 gram larutan *brine*. Pada pembuatan larutan surfaktan 1,5% wt, digunakan massa 2,25 gram surfactan dan 147,5 gram larutan *brine*. Sedangkan untuk larutan dengan konsentrasi 2% wt, digunakan massa 3 gram surfactan dan 147 gram larutan *brine*. Setelah persiapan larutan *brine* dan larutan surfaktan

selesai, selanjutnya pengujian imbibisi terhadap sampel minyak dari Lapangan Kawengan.

Proses imbibisi kemudian dilanjutkan dengan memasukkan sel imbibisi ke dalam oven dengan suhu 60 °C, seperti ditunjukkan pada Gambar 3. Volume minyak yang terekstraksi secara spontan akan dicatat. Hasil pengukuran ini akan menunjukkan seberapa banyak minyak yang dapat terekstraksi selama proses imbibisi yang menunjukkan tingkat perolehan minyak menggunakan *brine* maupun surfaktan.



Gambar 3. Proses Imbibisi Spontan dengan larutan *brine* dan surfaktan

3. PEMBAHASAN

Dalam pengujian ini, digunakan sampel Lapangan Kawengan dengan hasil pengukuran gas porositas dan permeameter pada Tabel 1 sebagai berikut. Dari hasil pengujian core ini memiliki porositas yang sangat baik yaitu berada di rentang 20% sampai 25% dan sampel ini memiliki nilai permeabilitas yang sangat baik juga yaitu direntang 100 mD sampai 1000 mD [11].

Selanjutnya dilakukan saturasi terhadap sampel inti batuan menggunakan *crude oil* untuk mensimulasikan kondisi reservoir. Sebelum proses saturasi dimulai, setiap sampel inti batuan terlebih dahulu diukur berat keringnya (*dry weight*) guna mengetahui massa awal dari inti batuan tersebut dalam keadaan bebas cairan. Setelah pengukuran berat kering selesai, sampel inti batuan dijenuhkan dengan *crude oil* selama 24 jam. Proses penjenuhan ini dilakukan untuk memastikan bahwa se-

luruh pori-pori di dalam sampel inti batuan terisi sepenuhnya oleh minyak, sehingga dapat mendekati kondisi nyata di dalam reservoir

tempat minyak berada. Kemudian core akan diimbibisi dengan larutan *synthetic brine*, larutan surfaktan 1%, 1,5% dan 2%.

Tabel 1. Data Hasil Pengujian Gas Porosimeter & Gas Permeameter

Core	D (cm)	L (cm)	Gas Porosity (%)	Gas Permeability (mD)
1	2.555	3.721	20.39	276.43
2	2.555	3.737	21.75	257.05
3	2.555	3.721	21.07	248.40
4	2.555	3.718	21.35	242.88
5	2.555	3.761	20.57	251.27
6	2.555	3.736	20.37	246.01
7	2.555	3.770	22.10	250.90

Tabel 2. Berat Sampel Core

Core	Berat kering (Dry Weight)	Berat basah (Wet Weight)
1	40.166	43.07
2	39.793	42.635
3	39.867	42.629
4	40.019	42.796
5	40.714	43.721
6	40.563	43.603
7	39.935	42.863

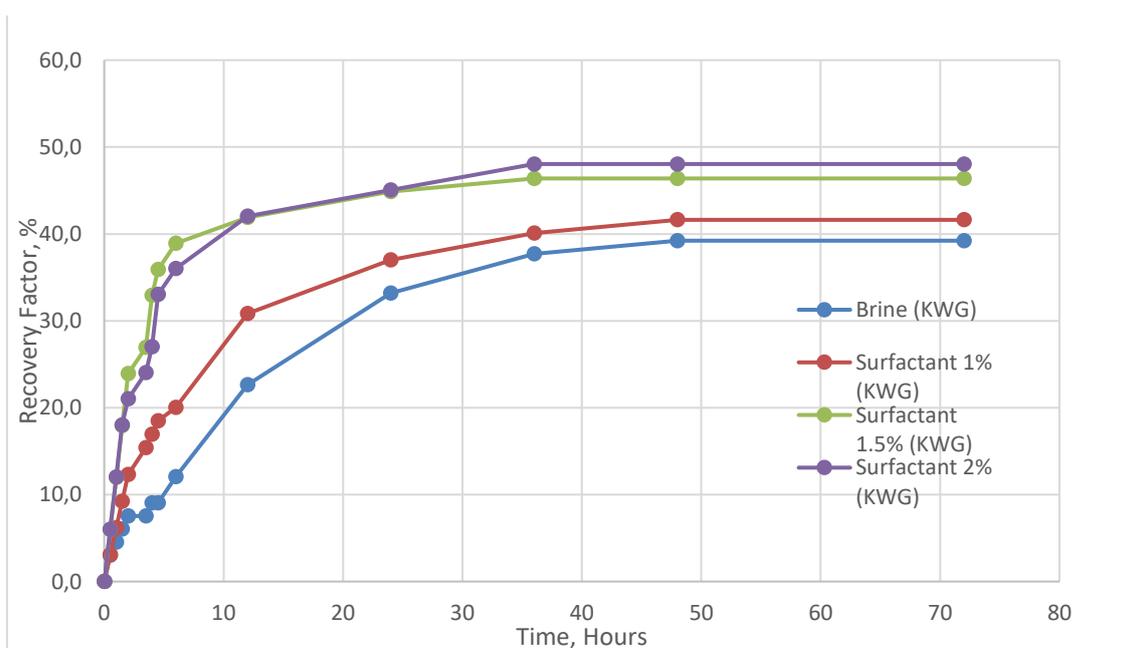
Tabel 3. Hasil Imbibisi Spontan

Time (Hour)	Brine		Surfaktan 1%		Surfaktan 1,5%		Surfaktan 2%	
	V oil (ml)	Recovery (%)	V oil (ml)	Recovery (%)	V oil (ml)	Recovery (%)	V oil (ml)	Recovery (%)
0	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
0.5	0.1	3.0	0.1	3.1	0.2	6.0	0.2	6.0
1	0.15	4.5	0.2	6.2	0.4	12.0	0.4	12.0
1.5	0.2	6.0	0.3	9.2	0.6	18.0	0.6	18.0
2	0.25	7.5	0.4	12.3	0.8	23.9	0.7	21.0
3.5	0.25	7.5	0.5	15.4	0.9	26.9	0.8	24.0

4	0.3	9.1	0.55	17.0	1.1	32.9	0.9	27.0
4.5	0.3	9.1	0.6	18.5	1.2	35.9	1.1	33.0
6	0.4	12.1	0.65	20.0	1.3	38.9	1.2	36.0
12	0.75	22.6	1	30.8	1.4	41.9	1.4	42.0
24	1.1	33.2	1.2	37.0	1.5	44.9	1.5	45.0
36	1.25	37.715220 39	1.3	40.079521 46	1.55	46.4	1.6	48.043865 66
48	1.3	39.223829 2	1.35	41.621041 52	1.55	46.4	1.6	48.043865 66
72	1.3	39.223829 2	1.35	41.621041 52	1.55	46.4	1.6	48.043865 66

Dari hasil pengujian imbibisi menggunakan larutan *brine* menunjukkan bahwa imbibisi berlangsung cepat, dengan *recovery* minyak yang meningkat tajam dalam 24 hingga 36 jam pertama. Setelah 48 jam, proses imbibisi cenderung mencapai batas maksimum sekitar 39,22%, di mana tidak ada peningkatan yang signifikan dalam *recovery* minyak meskipun waktu terus berjalan hingga 72 jam. Demikian juga dengan hasil pengujian imbibisi menggunakan larutan surfaktan 1% menunjukkan bahwa imbibisi berlangsung cepat, dengan *recovery* minyak yang meningkat tajam dalam 24 hingga 36 jam pertama. Setelah 48 jam, proses imbibisi cenderung mencapai batas maksimum sekitar 41,62%, di mana ti-

tidak ada peningkatan yang signifikan dalam *recovery* minyak meskipun waktu terus berjalan hingga 72 jam. Sedangkan imbibisi menggunakan larutan surfaktan 1,5% dan 2% efektif pada 36 jam pertama dan pada jam berikutnya tidak ada penambahan volume minyak yang terekstraksi. Untuk *recovery* minyak maksimal menggunakan larutan 1,5% dapat mengekstraksi minyak sebanyak 46,6% dan untuk sampel yang menggunakan larutan surfaktan 2% dapat mengekstraksi minyak dengan maksimal sampai 48,04%. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4 berikut ini.



Gambar 4. Hasil Imbibisi spontan Lapangan Minyak KWG

Dapat dilihat bahwa konsentrasi larutan sangat mempengaruhi hasil ekstraksi minyak yang didapatkan pada imbibisi spontan ini. Hal ini dapat terjadi karena surfaktan dengan konsentrasi lebih tinggi mampu menurunkan tegangan antarmuka (*interfacial tension*) antara minyak dan air secara lebih efektif, sehingga mempermudah minyak terlepas dari pori-pori batuan. Selain itu, surfaktan juga mengubah sifat basah batuan dari *oil-wet* menjadi lebih *water-wet*, yang meningkatkan gaya kapilaritas dan mendorong lebih banyak minyak keluar.

Konsentrasi yang lebih tinggi juga memungkinkan terbentuknya mikroemulsi yang memfasilitasi pengangkutan minyak terperangkap, serta memperluas volume efektif surfaktan yang berinteraksi dengan batuan dan minyak. Akibatnya, efisiensi perpindahan dan penyapuan minyak meningkat, sehingga menghasilkan *recovery factor* yang lebih tinggi.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil perbandingan imbibisi spontan antara sintetic *brine* dan surfaktan 1%, 1,5% dan 2% pada sampel batuan dari lapangan Kawengan, menunjukkan bahwa peningkatan konsentrasi surfaktan secara signifikan mempengaruhi efisiensi perolehan minyak (*recovery factor*). Penggunaan larutan *brine* menghasilkan *recovery factor* yang lebih rendah dibandingkan dengan semua larutan surfaktan. Sementara itu, larutan surfaktan 2% memberikan hasil terbaik, dengan *recovery factor* tertinggi yaitu 48% dan waktu imbibisi yang lebih cepat. Peningkatan konsentrasi surfaktan membantu menurunkan tegangan antarmuka dan memodifikasi sifat basah batuan, sehingga meningkatkan perpindahan minyak dari pori-pori batuan. Oleh karena itu, penggunaan surfaktan dengan konsentrasi lebih tinggi sangat efektif dalam meningkatkan efisiensi ekstraksi fluida.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. K. van Poolen, *Fundamentals of enhanced oil recovery*. 1980. doi: 10.2118/9781613993286.
- [2] J. J. Sheng, "Status of surfactant EOR technology," *Petroleum*, vol. 1, no. 2, pp. 97–105, 2015, doi: 10.1016/j.petlm.2015.07.003.
- [3] V. Alvarado and E. Manrique, "Enhanced oil recovery: An update review," *Energies*, vol. 3, no. 9, pp. 1529–1575, 2010, doi: 10.3390/en3091529.
- [4] L. Eriksson, "Modeling and Control of TC SI and DI engines," *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 63, no. 1, pp. 9–19, 2008, doi: 10.2516/ogst.
- [5] C. Negin, S. Ali, and Q. Xie, "Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery," *Petroleum*, vol. 3, no. 2, pp. 197–211, 2017, doi: 10.1016/j.petlm.2016.11.007.
- [6] D. Y. Chudinova, D. S. Urakov, S. K. Sultanov, Y. A. Kotenev, and Y. D. B. Atse, "Geological Perspectives," vol. 2, no. 2, pp. 17–25, 2021.
- [7] T. Babadagli, "Development of mature oil fields - A review," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 57, no. 3–4, pp. 221–246, 2007, doi: 10.1016/j.petrol.2006.10.006.
- [8] T. Austad and D. C. Standnes, "Spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonates," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 39, no. 3–4, pp. 363–376, 2003, doi: 10.1016/S0920-4105(03)00075-5.
- [9] N. R. Morrow, "Wettability and its effect on oil recovery," *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 42, no. 12, pp. 1476–1484, 1990, doi: 10.2118/21621-PA.
- [10] S. C. Ayirala, C. S. Vijapurapu, and D. N. Rao, "Beneficial effects of wettability altering surfactants in oil-wet fractured reservoirs," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 52, no. 1–4, pp. 261–274, 2006, doi: 10.1016/j.petrol.2006.03.019.
- [11] A. Rahman, "PENENTUAN KLASIFIKASI DIAMETER PORI BATUAN DENGAN UJI SAMPEL BATUAN INTI (CORE) SKALA," vol. 8, no. 1, pp. 120–125, 2024.