

APLIKASI *ELECTRICAL ASSISTED OIL RECOVERY* DI INDONESIA, SEBAGAI TEKNOLOGI ALTERNATIF UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK NASIONAL

Oleh :

Nyoman Witasta¹⁾, Ardhi Hakim Lumban Gaol²⁾, Paternus Syukur Tanggu³⁾, Frans Wattimena⁴⁾

ABSTRAK

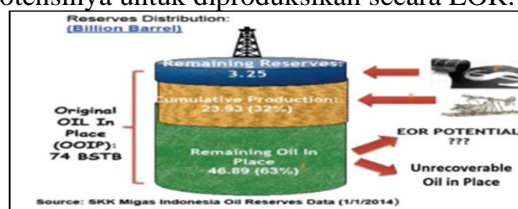
Produksi minyak Indonesia terus menurun karena lebih dari 70% lapangan yang berproduksi merupakan lapangan tua, umumnya sudah melewati puncak produksi, cadangannya menurun, dan kadar air mencapai di atas 90% dengan factor perolehan lebih dari 30%. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi selanjutnya adalah dengan penerapan *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Makalah ini menyajikan aplikasi teknologi untuk meningkatkan produksi minyak menggunakan *Electric Assisted Oil Recovery* (EAOR), metode yang baru dikembangkan di Indonesia. Dengan mengalirkan arus searah (DC) ke dalam reservoir, memanfaatkan satu sumur *idle* sebagai anode yang berfungsi sebagai injektor, dan satu sumur lainnya sebagai katode yang berfungsi sebagai sumur produksi. Tujuannya adalah mencari terobosan teknologi alternatif yang efisien untuk peningkatan produksi minyak nasional. Uji coba EAOR di Indonesia telah dilakukan sejak 2011 di Lapangan Klamono, Papua, dan berhasil meningkatkan produksi hingga 500%. Keberhasilan tersebut menjadi pemicu untuk terus melakukan uji coba di berbagai lapangan di Sumatera Selatan, Tarakan, Sumatera Tengah, Papua, dan Cepu. Secara statistik, uji coba EAOR secara keseluruhan berhasil meningkatkan produksi 35-40% dari baseline, menurunkan water cut, dan menurunkan viskositas minyak 15-20%. Saat ini, aplikasi EAOR terus berlanjut, dengan model berpola, mengoptimalkan satu unit EAOR untuk meningkatkan produksi 4-8 sumur di sekitar anoda. Model ini berhasil di beberapa lapangan pada reservoir batupasir dan karbonat. Dengan peningkatan produksi rata-rata 100 barel oil per hari (bopd) secara berpola atau klaster, dan 30-35 bopd per sumur, secara *single well*. Peningkatan produksi kumulatif dari satu klaster mencapai 22.385 barel minyak.

Kata Kunci : Anode, *American Petroleum Institute*, *Direct Current Electrical EOR*, *Enhanced Oil Recovery*, *Electric Assisted Oil Recovery*, *Electrical Enhanced Oil Recovery*, Katode, Viskositas.

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Salah satu upaya mengatasi penurunan produksi minyak nasional, diperlukan terobosan teknologi. Selama ini, produksi minyak yang dihasilkan sebagian besar berasal dari lapangan tua dan masih diproduksi secara primer dan sekunder, belum banyak yang masuk ketahap tersier atau *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Padahal cadangan minyak bumi Indonesia secara *Original Oil In Place* (OOIP) diperkirakan mencapai 75 miliar barel, produksi kumulatif sekitar 24 miliar barel, dan sisa cadangan OOIP sekitar 46,9 miliar barel. Artinya sisa cadangan OOIP sangat besar potensinya untuk diproduksi secara EOR.



Gambar 1. Cadangan dan potensi EOR Indonesia

Sejak tahun 1967 Indonesia sudah banyak melakukan penelitian dan uji lapangan berbagai jenis metode EOR antara lain *Caustic injection*, *alkaline surfactant polymer*, *surfactant huff & Puff*, *steam injection*, *gas CO₂*, *mikroba*, *fibro seismic*, dan *electrical* (Bae et al., 2017). Hingga saat ini hanya lapangan Duri yang sudah berhasil melakukan *full-scale* EOR dengan metode *Steam Flood* yang dikenal sebagai Duri *Steam Flood* (DSF), sekaligus menjadikan sebagai salah satu steam flood terbesar di dunia dan *full-scale* EOR pertama di Indonesia. Sementara yang lain masih dalam tahap seleksi kimia, dan studi laboratorium. Beberapa telah melakukan uji coba lapangan tetapi belum melanjutkan aplikasi skala penuh.

Masalah produksi minyak bumi Indonesia saat ini menghadapi tren penurunan dari tahun ke tahun. Potensi peningkatan produksi dengan metode EOR masih memiliki peluang yang besar. Selain potensi sisa cadangan OOIP, masih

ada potensi peningkatan produksi dari cadangan minyak berat (API gravitasi 13-27) yang diperkirakan sekitar 1,1 miliar barel atau sepertiga dari total cadangan terbukti. Tersebar di ladang minyak di Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan. Untuk meningkatkan produksi minyak perlu dicari terobosan-terobosan teknologi yang efektif dan bermanfaat (Badan Penelitian dan Pengembangan ESDM RI, 2020).

Aplikasi arus searah (DC) di industri minyak dan gas telah berkembang pesat dan telah menghasilkan hasil yang sangat menjanjikan dalam keberhasilan pengujian cadangan, pada reservoir batupasir di Amerika Utara (Wittle et al., 2008). Chilingar dan rekan-rekannya menggunakan konsep arus searah (DC) untuk meningkatkan produksi minyak dengan melakukan berbagai uji laboratorium, menunjukkan bahwa mekanisme teknologi DC tegangan rendah, dapat digunakan untuk EOR. Pemulihan minyak dengan bantuan listrik adalah satu-satunya teknologi pemulihan minyak yang telah menunjukkan kemampuan transportasi massal selain pemanasan Joule dari fluida reservoir. Aplikasi pertama Electric EOR pada reservoir karbonat dilakukan oleh Dr. Haroun di Abu Dhabi *Petroleum Institute* (Haroun et al., 2012). Berdasarkan uji laboratorium, penerapan EOR arus searah tampaknya merupakan teknologi yang hemat biaya dan dapat digunakan untuk minyak berat dan minyak ringan.

Makalah ini akan membahas penerapan *Electrical Assisted Oil Recovery (EAOR)* yaitu metode peningkatan produksi dengan mengalirkan arus listrik searah (DC) ke dalam reservoir minyak. Metode ini juga disebut sebagai *Direct Current Electrical EOR (DCEOR)* atau *Electric EOR*. Penelitian laboratorium dan aplikasi lapangan telah banyak dibahas, terutama untuk lapangan Santa Maria Basin di California (Wittle et al., 2011), Lloydminster Heavy Oil Belt di Alberta, Kanada, Golfo San Jorge Basin, Argentina (Chilingar & Mohammed Haroun, 2014), dan Timur Tengah (Ansari et al., 2012). Namun belum ada penelitian tentang aplikasi khusus di Indonesia. Tujuan dari penelitian ini adalah mencari terobosan metode baru sebagai teknologi alternatif untuk meningkatkan produksi minyak nasional dengan penerapan EAOR di Indonesia.

1.2. Tinjauan Literatur

Konsep dasar teknologi EAOR adalah menerapkan arus searah (DC) untuk mengaktifkan fenomena elektrokinetik, antara lain: *Joule Heating*, *Electro Migration*, *Electrophoresis*, *Electroosmosis*, dan *Electrochemically Enhanced Reaction*, di sekitar antar muka padat dan cair pada media berpori.

Air dan zat terlarut, atau koloid di dalam ruang pori atau di sekitar dinding pori yang diambil dari satu elektroda ke elektroda lainnya kemudian dapat dimobilisasi, dikumpulkan, diproses atau diubah (Ghazanfari, 2013). Teknologi ini merupakan pengembangan dari teknologi listrik yang pada awalnya digunakan secara luas di Eropa untuk penentuan konstruksi dan stabilitas tanah. Di Amerika, teknologi ini pertama kali diperkenalkan pada tahun 1950 oleh Leo Casagrande dari Universitas Harvard (Chilingar & Mohammed Haroun, 2014).

Mengalirkan arus searah ke dalam reservoir yang mengandung hidrokarbon, akan terjadi reaksi elektrokimia mengakibatkan penurunan tegangan antar muka, dan penurunan viskositas minyak, pada akhirnya akan meningkatkan mobilitas dan produksi minyak. Mekanisme utama penurunan tegangan antarmuka disebabkan oleh reaksi elektrolisis pembentukan air (ion hidroksil OH⁻) dalam pengotor minyak (asam karboksilat), (Fleureau J.M., 1988). Hal ini analog dengan fungsi surfaktan (Sato et al., 1998). Reaksi elektrokimia juga dapat memecah struktur molekul minyak menjadi komponen yang lebih ringan dan viskositas yang lebih rendah. Akibatnya, fraksi minyak mentah termasuk Saturate, Aromatics, Resins, dan Asphaltene (SARA) akan terpengaruh. Karena kadar aspal dan resin dari minyak di reservoir berkurang dan kandungan aromatik meningkat, viskositas minyak berkurang. Semakin rendah viskositas minyak maka, semakin mudah untuk mengalir dan berproduksi. Ketika larutan alkali bercampur dengan minyak mentah tertentu, akan terbentuk molekul surfaktan akibat reaksi kimia antara larutan alkali dan minyak. Surfaktan yang dihasilkan in situ membuat fase minyak dan air larut pada antarmuka, menurunkan tegangan antarmuka antara fase minyak dan fase air, dan mengakibatkan peningkatan produksi minyak (Ansari et al., 2015). Mengalirkan arus DC ke reservoir minyak, sudah banyak diteliti oleh peneliti dari berbagai Universitas di Amerika termasuk (Ghazanfari, 2013), (Ghazanfari et al., 2014), (Pamukcu et al., 2014). Hasil penelitian meliputi perubahan karakteristik reservoir dan fluida yang dialiri arus DC, seperti peningkatan

permeabilitas, pemutusan rantai hidrokarbon untuk menurunkan viskositas permanen, dan penurunan tegangan permukaan.

Pada tahun 1950 Chilingar, melakukan beberapa percobaan laboratorium tentang elektrokinetik yang menunjukkan adanya mekanisme yang dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi minyak secara tersier atau *enhanced oil recovery* yang lebih dikenal dengan EOR. Chilingar telah melakukan penelitian menggunakan teknologi elektrokinetik untuk produksi minyak bumi dari dua batuan inti (*core*) yang berbeda yaitu core sintesis, dan core batupasir dan hasilnya dengan elektrokinetik kedua core dapat mengalirkan fluida dengan laju aliran 3-4 kali. Demikian pula, permeabilitas efektif meningkat hingga 50%. Dari hasil penelitian core tersebut juga menunjukkan bahwa batuan yang banyak mengandung mineral lempeng dapat mengalirkan fluida hingga sembilan kali lipat dibandingkan batuan yang mengandung silika (G. V. Chilingar, 2014).

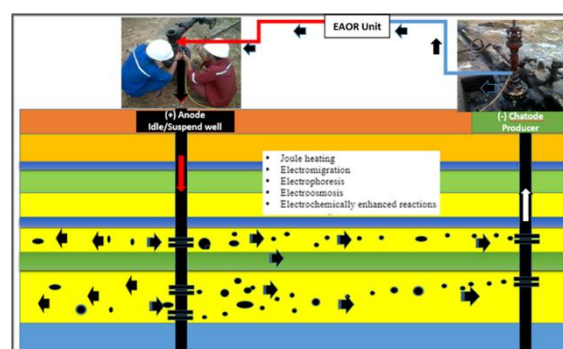
(Haroun et al., 2009), melakukan uji *core flood* yaitu sebelum dan sesudah pemulihan waterflood, dan core yang mengandung minyak kemudian diuji di laboratorium. Dengan melakukan EEOR bersamaan dengan waterflood dapat menghasilkan 1,5-4% lebih banyak minyak dan mengurangi kebutuhan air injeksi antara 15-22%, dibandingkan dengan hanya waterflood saja. Haroun juga bereksperimen dengan core sand untuk mendapatkan permeabilitas dan terbukti dengan penerapan EEOR permeabilitas meningkat sebesar 30%. (Jihong et al., 2009) dalam penelitiannya, melakukan water flooding bersamaan dengan aplikasi EEOR pada viskositas minyak 8 MPa, dan level minyak meningkat lebih dari 5%. (Ghazanfari et al., 2012), melakukan beberapa analisis laboratorium menggunakan core sampel yang mengandung minyak dari reservoir dangkal di Kentucky untuk menentukan kemampuan ekstraksi minyak dan permeabilitas batuan dengan aplikasi EEOR.

Uji coba lapangan aplikasi EEOR dilakukan di lapangan minyak berat Santa Maria. mampu meningkatkan produksi minyak hingga 10 kali lipat dengan API gravity 8 (Wittle et al., 2011) juga berhasil menurunkan viskositas minyak berat (*cracking heavy oil*), mengurangi *water cut*, dan meningkatkan produksi minyak. (Keglevic, 2018) melakukan penerapan EEOR di Visoke Heavy Oil Field, Albania, menghasilkan minyak yang mengubah output komposisi kimia, serta meningkatkan produksi

minyak mentah dan mengurangi jumlah *water cut* menggunakan metode yang sama dilakukan di Indonesia yaitu dengan penerapan arus listrik DC ke dalam reservoir hidrokarbon antara dua sumur, satu sumur bertindak sebagai anode (+) dan satu sumur lainnya sebagai katode, dengan menyambungkan panel ke listrik 3 fasa 380v, 18a, 50 atau 60Hz.

II. METODE KERJA

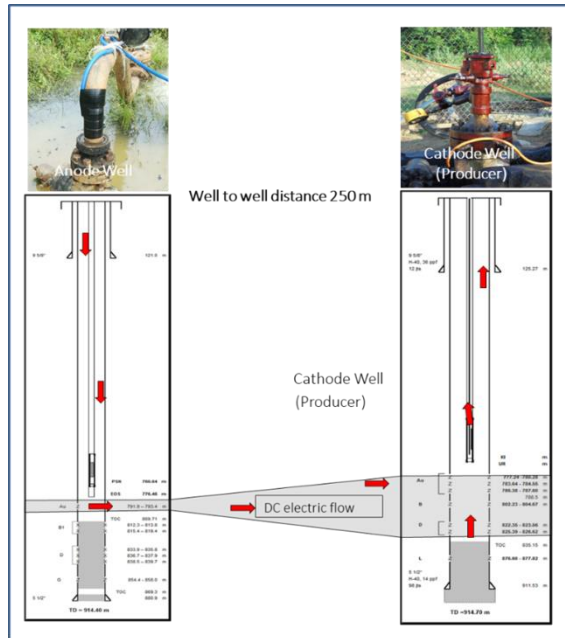
Aplikasi EAOR di Indonesia dilakukan dengan dua metode, yaitu metode sumur tunggal atau *single well*; satu sumur berfungsi sebagai anode atau injektor listrik, dan satu sumur lainnya sebagai katode merangkap sebagai produsen (Gambar 2 dan 3). Metode ini dilakukan pada lapangan-lapangan yang memiliki jarak antar sumur masing-masing lebih dari 400 meter. Selanjutnya pemantauan dan penghitungan kenaikan produksi hanya dilakukan pada sumur katoda. Yang kedua adalah dengan metode berpola (*pattern*), untuk mengoptimalkan lapangan yang memiliki kerapatan sumur kurang dari 400 meter (Gambar 6). Satu unit EAOR, satu anoda, dan satu katoda dapat meningkatkan produksi lebih dari dua atau tiga sumur tergantung pada sumur di sekitarnya. Kenaikan produksi dihitung dari sumur katoda dan sumur-sumur produksi sekitarnya.



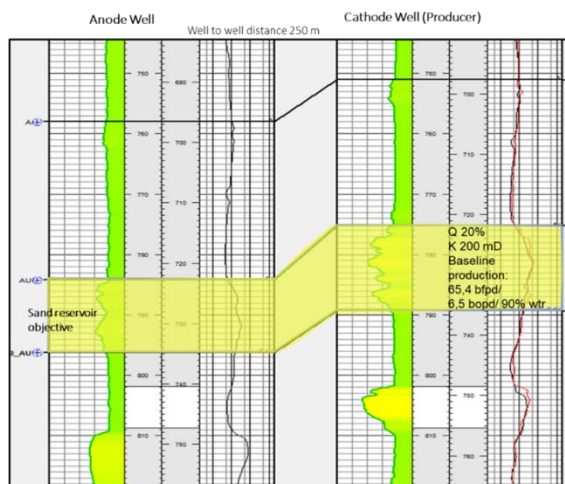
Gambar 2. Konfigurasi aplikasi *Electrical Assisted Oil Recovery* (EAOR) di Indonesia

Skrining EAOR, pemilihan sumur atau calon pasangan sumur Anoda (+) dan Katoda (-) harus memiliki: reservoir yang sama dan lapisannya menerus dari anoda ke katoda (Gambar 4), sumur memiliki casing hingga kedalaman lubang perforasi (Gambar 3). Jarak antar sumur maksimal 400 meter, kedalamannya mampu sampai 3000 meter. Masih ada sisa cadangan, *water cut* minimal 30%, dan oil gravity berkisar antara 6-40 API. Persiapan suplai listrik: 380 – 480 Volt, 3 fasa. Kabel daya yang mengirim sinyal DC dipasang ke kepala sumur dari kedua sumur dengan klem dan kemudian ditutup dengan selotip. Agar arus DC tidak menyebar ke *flow line*, maka perlu dipasang isolator pada

flowline sehingga arus DC bisa optimal masuk ke dalam sumur dan menuju reservoir. Kemudian dilakukan uji konektivitas untuk mendapatkan informasi bahwa lapisan reservoir pada kedua sumur terhubung dengan baik. DC akan mengalir dari anoda melalui perantara casing masuk kedalam reservoir dan ke sumur produksi.



Gambar 3. Aplikasi EAOR dan Sumur Produksi Sebagai Menggunakan Sumur Idle sebagai Anode Katode



Gambar 4. Aplikasi EAOR Pada Batuan Reservoir Yang Menerus Dari Sumur Anode Ke Katode

Namun, sebelum pemasangan EAOR, perlu dilakukan pemantauan data engineering, seperti tekanan kepala sumur, level fluida, produksi fluida kotor (*gross fluids*), kadar air, net oil, data analisis minyak, Analisis Air, dan laju penurunan produksi, sebagai data dasar sebelum EAOR. Selanjutnya pemantauan EAOR dari hari ke hari, dilakukan pada sumur produksi.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

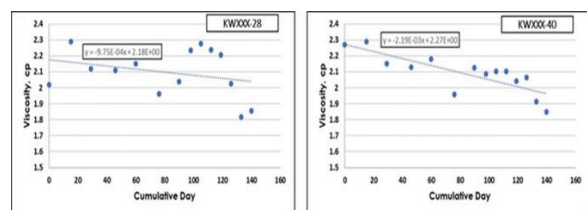
Aplikasi EAOR pertama dilakukan pada tahun 2011 di reservoir karbonat lapangan Klamono (Tabel 1), yang diprakarsai oleh *Upstream Technology Center (UTC)* Pertamina. Uji coba berhasil meningkatkan produksi dari 1,5 menjadi 7,5 barel per hari (majalah Pertamina no.18-XLVII, 2 Mei 2011). Waktu yang dibutuhkan untuk peningkatan produksi berkisar antara 40-90 hari, tergantung dari jarak sumur, dan komposisi mineral batuan reservoir.

Tabel 1. *Success Story Aplikasi Electrical Assisted Oil Recovery (EAOR) in Indonesia*

No Basin	Field Name	Reservoir	Year	Production BOPD			Remark
				Before EAOR	After EAOR	% Gain	
1	Salawati	KlaXX Carbonate	2011	1.5	7.5	400	
2	Tarakan	JTXX Sandstone	2013	10	20	100	API 18.6 100% gain
3	Sumatera South	San PDPXX Sandstone	2012-2013	6	60	900	900% gain +API gravity increases 31 to 40
4	Sumatera South	San PDPXX Sandstone	2012-2014	3	7	133	130% gain +API gravity increases 30 to 40
5	Sumatera South	PetXX Sandstone	2013-2014	20	40	100	
6	Sumatera South	MXX Sandstone	2014	10	20	100	
7	Sumatera South	MXX Sandstone	2012-2015	20	60	200	
8	Sumatera South	MXX Sandstone	2015	10	18	80	
9	Sumatera South	MXX Sandstone	2014-2015	45	70	56	
10	Sumatera Central	MXX Sandstone	2016	60	90	50	
11	Sumatera Central	LGXX Sandstone	2018-2019	15	25	67	
12	Sumatera Central	LGXX Sandstone	2018-2020	Not Significant yet due to well condition (on/off)			
13	Sumatera Central	LGXX Sandstone	2018-2021	25	30	20	
14	Sumatera South	LGXX Sandstone	2018-2022	24	34	42	
15	Sumatera South	KrXX Sandstone	2018-2023	Avg. increase BOPD 30%		30	1 Cluster (4Wells)
16	Sumatera South	KrXX Sandstone	2018-2020	Avg. increase BOPD 73%		70	API increases 27 to 34
17	Sumatera South	KrXX Sandstone	2018-2020	Avg. increase BOPD 5%		5	API increases 27 to 32
18	Sumatera South	KrXX Sandstone	2018-2020	Avg. increase BOPD 1%		1	API increases 27 to 38
19	Salawati	WXX Carbonate	2021	200	300	50	50% gain 1 Cluster (8 Wells) Cum.prod. 22,383 barrel by EAOR
20	Sumatera Northeast	LGXX Sandstone	2021	15	25	67	On-Going
21	Java	KXX Sandstone	2021	Not significant			Viscosity decrease 21% Density decrease 3,6%
22	Java	KXX Sandstone	2021	Not significant			Viscosity decrease 19% Density decrease 2%

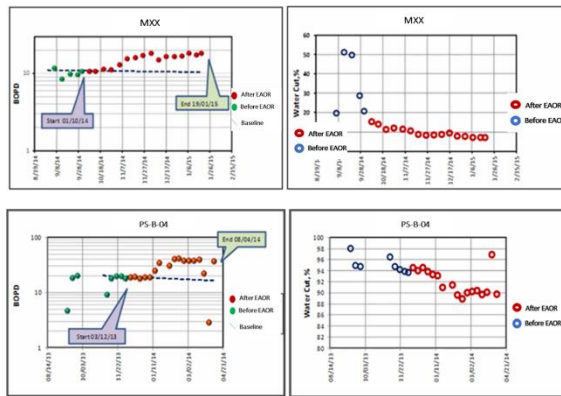
Tabel 2. Perubahan API Gravity And Dan Viskositas Minyak Akibat Aplikasi EAOR

Basin	Field	API-Before EAOR	API-During EAOR	%-Incremental
South Sumatera	PDPXX	28	38	36
South Sumatera	PDPXX	32	37	16
South Sumatera	PDPXX	28	36	28
South Sumatera	PDPXX	29	34	17
South Sumatera	KRXX	29.7	34	14
South Sumatera	KRXX	29.7	35	18
South Sumatera	KRXX	29.7	32	8
		Viscosity-Before EAOR	Viscosity-During EAOR	
Northeast Java	KWXX	2.2	1.8	18
Northeast Java	KWXX	2.3	1.85	19
		Density-Before EAOR	Density-During EAOR	
Northeast Java	KWXX	0.84	0.812	3
Northeast Java	KWXX	0.84	0.812	3



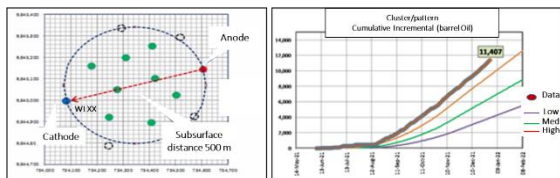
Selanjutnya, uji coba lapangan dilakukan di lapangan Tarakan (Kalimantan), Sumatera Selatan (Witasta, 2020), Sumatera Tengah, Papua, dan Jawa Timur. Hampir semua percobaan berhasil meningkatkan produksi antara 30 hingga lebih dari 400% dan

menurunkan viskositas atau meningkatkan API minyak sekitar 8-36% (Gambar 4, dan 6).



Gambar 5. Peningkatan produksi akibat aplikasi EAOR

Evaluasi dan pengembangan EAOR terus dilakukan dan pada tahun 2019 telah diterapkan dengan metode berpola, pada reservoir batupasir Talang Akar, di lapangan KRXX di Sumatera Selatan. Satu unit EAOR memonitor 4 sumur produksi dan dapat meningkatkan produksi hingga 70% dan meningkatkan API dari 27-38. Metode EAOR dalam model berpola sekarang terus diterapkan pada reservoir karbonat di lapangan Papua dengan water cut rata-rata 99%. Satu unit alat EAOR didedikasikan untuk satu pola dengan 8 sumur produksi, menghasilkan rata-rata tambahan produksi hingga 100 barel per hari, dan saat ini telah mencapai produksi kumulatif sekitar 22.385 barel minyak. Sedangkan sumur produksi (katode) menghasilkan rata-rata produksi 30 BOPD dari baseline, dan kumulatif gain mencapai 3000 barel.



Gambar 6. Model Aplikasi EAOR Secara Berpola dan Kumulatif Produksinya

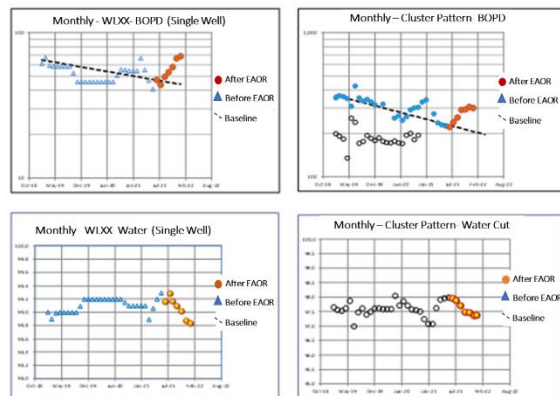


Figure 7. Peningkatan Produksi Dengan Metode Aplikasi EAOR Berpola Dan Single Well

Aplikasi model berpola lainnya adalah pada reservoir pasir di lapangan KXX, Cekungan

Jawa Timur (Tabel 2). Meskipun dilaporkan tidak ada peningkatan produksi yang signifikan, namun hasil analisis laboratorium terhadap 14 sampel minyak, terjadi penurunan viskositas yang signifikan (19-21%) dan penurunan densitas (2-4%). EAOR tidak hanya untuk minyak berat tetapi dapat diterapkan pada minyak ringan dan sudah terbukti pada berhasil pada kisaran API 6 hingga 40. Selain itu dapat juga dilakukan pada tahap produksi primer dan tersier. Untuk mengoperasikan EAOR, tidak memerlukan rig dan tidak ada peralatan atau cairan yang masuk ke dalam sumur. Namun, dari rata-rata waktu yang tercatat selama aplikasi EAOR, hasil peningkatan produksi dapat diperoleh setelah 40-60 hari (Gambar 6).

V. KESIMPULAN

Aplikasi *Electrical Assisted Oil Recovery* (EAOR) berhasil menurunkan viskositas minyak, densitas, dan water cut, sekaligus meningkatkan produksi, baik dari reservoir pasir maupun karbonat dari berbagai lapangan di Indonesia. EAOR dapat diterapkan dengan sumur tunggal dan model berpola. operasionalnya sederhana, rig less, dan tidak memerlukan peralatan maupun fluida yang masuk ke dalam sumur. Keberhasilan aplikasi EAOR akan memberikan lebih banyak pilihan sebagai teknologi peningkatan produksi kepada para pemangku kepentingan untuk peningkatan produksi minyak nasional yang lebih ekonomis. Tentu saja hasil penelitian ini masih banyak kekurangan, terutama mengenai data keteknikan karena keterbatasan akses data. Demikian pula analisis laboratorium terhadap karakteristik fluida dan reservoir, sebelum dan sesudah aplikasi EAOR.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdurrahman, M., Bae, W., Permadi, A. K., Am, S., Gunadi, B., Saputra, D. D. S. M., Widyarningsih, R., & Gunadi, T. A. (2013). Opportunities and challenges of CO₂ flooding in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2013: Maximising the Mature, Elevating the Young, 1*(October), 727–736. <https://doi.org/10.2118/165847-ms>
- [2] Ansari, A., Haroun, M., Rahman, M. M., & Chilingar, G. V. (2015). Electrokinetic Driven Low-Concentration Acid Improved Oil Recovery in Abu Dhabi Tight Carbonate Reservoirs. *Electrochimica Acta*, 181, 255–270.

- <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2015.04.174>
- [3] Badan Penelitian dan Pengembangan ESDM RI. (2020). *Arsip Berita ESDM MINYAK BERAT*.
- [4] Bae, W. S., Masduki, A., Permadi, A. K., & Abdurrahman, M. (2017). EOR in Indonesia: past, present, and future. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 16(3), 250. <https://doi.org/10.1504/ijogct.2017.10007432>
- [5] Chilingar, G. V., & Mohammed Haroun. (2014). *Electrokinetics for Petroleum and Environmental Engineers*. In *Electrokinetics for Petroleum and Environmental Engineers*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781118842805>
- [6] Fleureau J.M., and D. M. (1988). Influence of an electric field on the interfacial parameters of a water/oil/rock system: Application to oil enhanced recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, 123(1).
- [7] Ghazanfari, E. (2013). Development of a mathematical model for electrically assisted oil transport in porous media. ProQuest Dissertations and Theses, 157. https://search.proquest.com/docview/1459463120?accountid=13042%0Ahttp://oxfordsfx.hosted.exlibrisgroup.com/oxford?url_ver=Z39.88-2004&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:dissertation&genre=dissertations+%26+theses&sid=ProQ:ProQuest+Dissertations+%26+Theses+G
- [8] Ghazanfari, E., Pamukcu, S., Karpyn, Z., & Vahedifard, F. (2014). *Characterization of Oil-Bearing Sandstones for Sustainable Oil Production in Electrically Enhanced Oil Recovery*. *February 2014*, 515–523. <https://doi.org/10.1061/9780784413272.049>
- [9] Ghazanfari, E., Shrestha, R. A., Miroshnik, A., & Pamukcu, S. (2012). *Electrically assisted liquid hydrocarbon transport in porous media*. *Electrochimica Acta*, 86, 185–191. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2012.04.077>
- [10] Haroun, M., Ansari, A., Al Kindy, N., Sayed, N. A., Ali, B., & Sarma, H. (2012). Smart nano-EOR process for Abu Dhabi carbonate reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, 5, 3610–3622. <https://doi.org/10.2118/162386-ms>
- [11] Jihong, Z., Haiming, Y., Yanan, W., Gang, Z., & Xiaobo, L. (2009). Experimental research on further Enhanced Oil Recovery by using high DC electric field. *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2009.4918355>
- [12] Keglevic, K. (2018). In situ heavy oil upgrading by electric enhanced oil recovery, complex carbonate heavy oil field case. In *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018*. <https://doi.org/10.2118/193778-MS>
- [13] Majalah Pertamina, KIPRAH ANAK PERUSAHAN No. 18 Tahun XLVII. 2 Mei 2011
- [14] Pamukcu, S., Ghazanfari, E., & Wittle, K. (2014). Reduction of Contaminants in Soil and Water by Direct Electric Current. In *Electrokinetics for Petroleum and Environmental Engineers* (Issue November 2016). <https://doi.org/10.1002/9781118842805.ch2>
- [15] Sato, M., Kudo, N., & Saito, M. (1998). Surface tension reduction of liquid by applied electric field using vibrating jet method. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 34(2), 294–300. <https://doi.org/10.1109/28.663471>
- [16] Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities Republic of Indonesia (SKK Migas) (2011) Annual Report 2011, Jakarta, Indonesia.
- [17] Witasta, Nyoman. (2020). Electrical Enhanced Oil Recovery , Meningkatkan Produksi Minyak Menggunakan Metoda Direct Current. *Jurnal Teknik, Volume 21*, 1–12.
- [18] Wittle, J. K., Hill, D. G., & Chilingar, G. V. (2008). Direct current electrical enhanced oil recovery in heavy-oil reservoirs to improve recovery, reduce water cut, and reduce H2S production while increasing API gravity. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, April*, 405–423. <https://doi.org/10.2118/114012-ms>
- [19] Wittle, J. K., Hill, D. G., & Chilingar, G. V. (2011). Direct electric current oil recovery (EEOR)-A new approach to enhancing oil production. In *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and*

Environmental Effects (Vol. 33, Issue 9,
pp. 805–822).
<https://doi.org/10.1080/15567036.2010.514843>

3. **Ir. Paternus Syukur Tanggu**, Direktur Operasi PT. Wellindo Perihi Energi
4. **Ir. Frans Wattimena, MT.** Direktur PT. Wellindo Perihi Energi

PENULIS :

1. **Ir. Nyoman Witasta, MT.** Staf Dosen Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik – Universitas Pakuan
2. **Ardhi Hakim Lumban Gaol, ST., M.Si., Ph.D.** Staf Dosen Departemen Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung