

Mengenal *Enhanced Oil Recovery* (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia

Bayu Prasetya Putra¹, Berkah Fajar Tamtomo Kiono²

¹Magister Energi, Sekolah Pascasarjana, Universitas Diponegoro;

²Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro;

Email : bayuprasyaputra@students.undip.ac.id (B.P.P), fajarberkah10@lecturer.undip.ac.id (B.F.T.K);

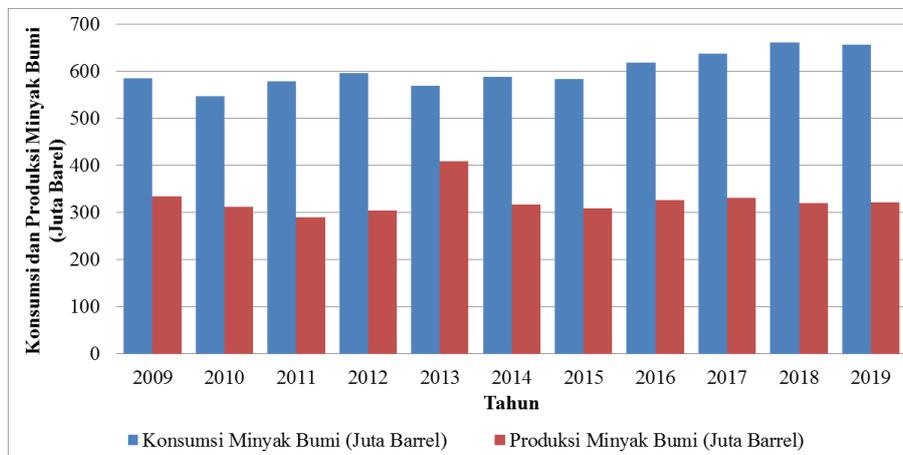
Abstrak : Produksi minyak dari sebuah *reservoir* secara alami pasti akan mengalami penurunan atau bahkan tidak dapat menghasilkan sama sekali. Kondisi tersebut tidak serta merta menggambarkan bahwa cadangan minyak dalam *reservoir* sudah habis. Jika hanya mengandalkan metode produksi primer (*primary recovery*) kemungkinan besar masih sangat banyak minyak yang tersisa di *reservoir*, untuk itu diperlukan metode produksi lanjutan untuk bisa menguras minyak yang masih banyak tersisa di *reservoir*. Metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) akan memberikan solusi pengurasan terhadap minyak yang masih ada didalam *reservoir* yang tidak dapat diambil dengan produksi primer. Namun untuk menerapkan metode EOR diperlukan pemilihan yang tepat sehingga didapatkan hasil yang optimum sesuai dengan biaya yang dikeluarkan.

Kata Kunci : Cadangan minyak, *primary recovery*, *Enhanced Oil Recovery*

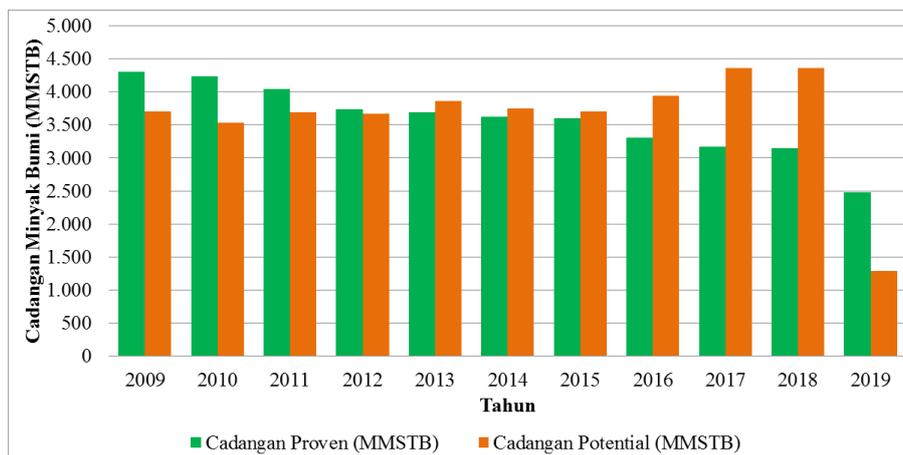
1. Pendahuluan

Indonesia merupakan negara yang kaya akan keanekaragaman energi dan sumber daya mineral. Lebih dari 100 tahun, minyak bumi menjadi tumpuan ekonomi Indonesia. Berdasarkan laporan Kinerja DEN 2019, minyak bumi masih berkontribusi sebesar 28,82% dari total konsumsi energi Nasional, dengan konsumsi hampir dua kali lipat dari produksi minyak bumi (Gambar 1) (DEN, 2019). Cadangan minyak bumi Indonesia selama 10 tahun terakhir trend-nya cenderung mengalami penurunan (Gambar 2). Cadangan minyak bumi dari 8.21 miliar barel pada 2008 turun ke kisaran 3.8 miliar barel di 2019 (Gambar 3). Reserve to Production terdapat pada kisaran 9 tahun. Hingga saat ini konsentrasi kegiatan eksplorasi dan produksi migas baru sekitar 42% dari total 128 cekungan yang ditemukan, dimana 19% atau 18 cekungan sudah terproduksi, 9% atau 12 cekungan sudah dibor dan ditemukan minyak, serta 24% atau 24 cekungan sudah dibor tapi tidak ditemukan minyak. Masih ada 58% cekungan yang belum dibor untuk dipastikan potensi cadangan migasnya. Pada tahun 2019, pencapaian produksi minyak dan kondensat nasional mencapai 745.1 Mbopd, atau mengalami penurunan sebesar 26.96 Mbopd dibandingkan pencapaian produksi pada tahun 2018 sebesar 772.1 Mbopd (Gambar 4), dengan laju penurunan produksi alamiah dapat ditahan sebesar 3-5% per tahun. Terdapat 6 faktor yang menjadi tantangan dan kendala utama dalam merealisasikan target produksi migas di tahun 2019, yaitu penurunan laju produksi yang lebih cepat dari perkiraan, hasil pemboran yang tidak sesuai ekspektasi, kendala cuaca yang menyebabkan mundurnya beberapa beberapa

kegiatan operasional fasilitas dan pomboran, gangguan operasional, serta permasalahan curtailment produksi akibat isu komersial (SKK Migas, 2019).



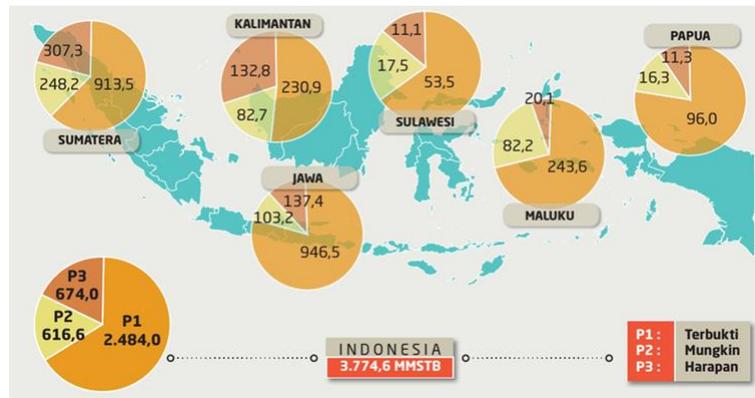
Gambar 1. Konsumsi dan Produksi Minyak Bumi 2009-2019 (KESDM, 2019)



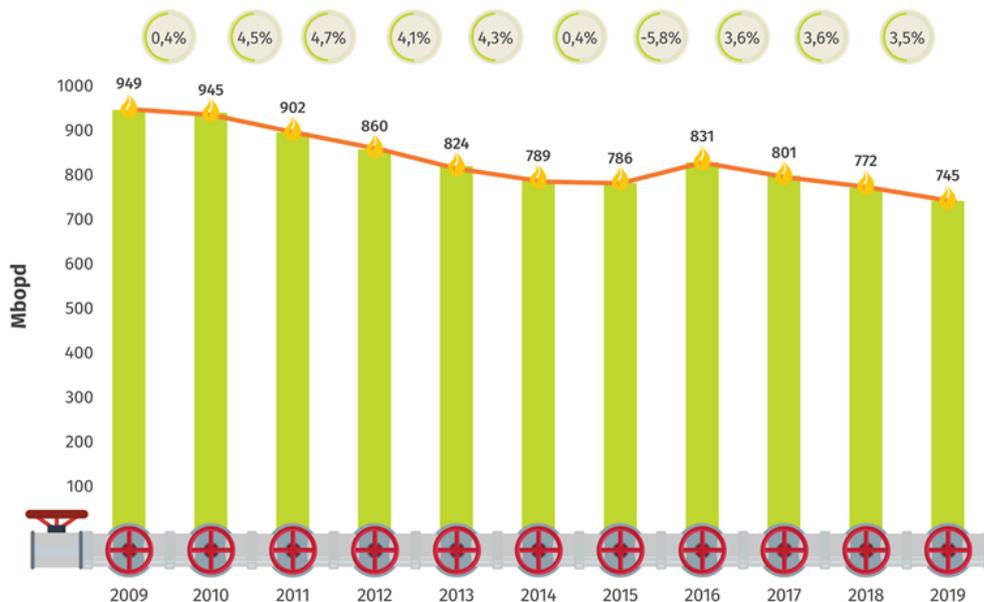
Gambar 2. Laju Penurunan Cadangan Minyak Bumi 2009-2019 (KESDM, 2019)

Mengingat minyak dan gas bumi masih merupakan energi yang mendominasi dalam penggunaan energi nasional, maka beberapa upaya peningkatan cadangan minyak dan gas bumi senantiasa diupayakan (KESDM, 2020). Salah satu solusi mengatasi berkurangnya cadangan minyak di Indonesia adalah dengan cara meningkatkan *recovery* minyak. Ada beberapa strategi yang bisa dilakukan, antara lain untuk jangka waktu pendek dengan melakukan *work over* dan *well services*, untuk jangka waktu menengah dengan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR), sedangkan untuk jangka waktu panjang, melalui cara eksplorasi. Kegiatan eksplorasi tentunya lebih menantang serta lebih mahal. EOR adalah salah satu cara untuk meningkatkan cadangan minyak dengan menguras volume minyak yang sebelumnya tidak dapat diproduksi. Secara umum, kegiatan eksplorasi terbagi menjadi tiga fase, yakni fase primer, sekunder dan tersier (Gambar 5). Fase primer (*primary recovery*) adalah fase dimana lapangan baru dikembangkan (SKK Migas, 2014). Dalam fase ini, produksi minyak bumi dapat mengalir ke sumur produksi sampai ke permukaan dengan mekanisme pendorong dari *reservoir* itu sendiri, atau dengan mekanisme pendorong (*artificial lift*) bila tekanan sumur hanya mampu mengalirkan produksi minyak bumi ke sumur produksi dan tidak mampu

sampai ke permukaan. Metode *artificial lift* meliputi *Sucker rod pumping*, *Gas lift*, *Electrical submersible pumping*, *Hydraulic pumping*, dan *Plunger lift* (Brown, 1980). Menurunnya tekanan *reservoir* menyebabkan minyak yang tersisa didalam *reservoir* tidak bisa naik ke sumur produksi (Lubis dkk, 2014). Penurunan laju produksi pada sumur disebabkan oleh menurunnya tekanan *reservoir* (Umar dkk, 2017).

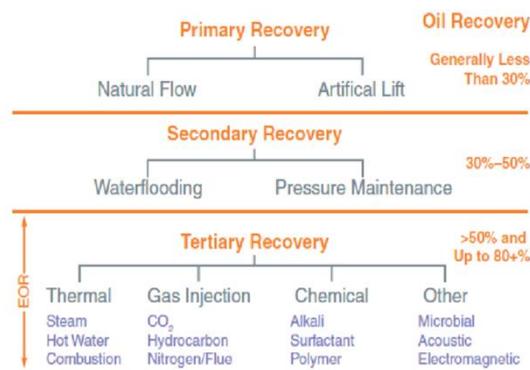


Gambar 3. Peta Cadangan Minyak Bumi Tahun 2019 (KESDM, 2020)



Gambar 4. Laju Penurunan Produksi Minyak Bumi Tahun 2009-2019 (SKK Migas, 2019)

Fase sekunder (*secondary recovery*) dilaksanakan dengan injeksi cairan (*pressure maintenance* atau *water flooding*) atau gas (*immiscible gas flooding*) ke dalam *reservoir* dan mendorong minyak mengalir ke sumur produksi (SKK Migas, 2014). Jika dalam akhir fase sekunder dimungkinkan masih tersimpan cadangan minyak bumi, maka selanjutnya dapat dilakukan metode tersier (*tertiery recovery*). Dalam metode tersier ini dikenal dengan istilah *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Green, 2003). Dalam Paper ini, penulis akan mencoba memaparkan teknologi EOR dalam beberapa bagian. Pertama, Jenis metode EOR yang digunakan di Industri Migas. Kedua, penerapan dan perkembangan metode EOR di Indonesia dimasa lalu dan masa kini. Ketiga, hambatan yang dihadapi dalam penerapan metode EOR di Indonesia.



Gambar 5. Tahapan Fase Eksplorasi Minyak Bumi (Kokal, 2010)

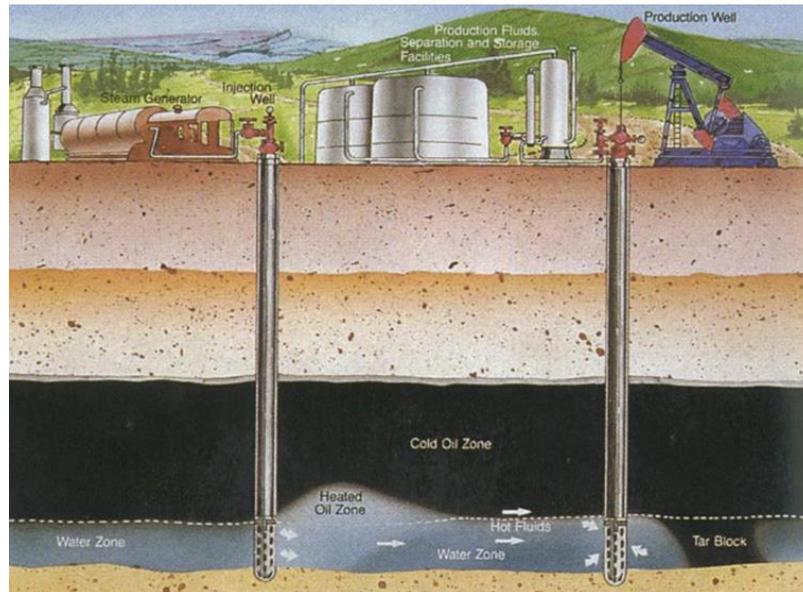
2. Metode Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery (EOR) adalah metode peningkatan produksi minyak bumi dengan menginjeksikan sumber energi eksternal dan/atau material untuk memperoleh minyak yang tidak dapat diproduksi secara ekonomis menggunakan *primary recovery* dan *secondary recovery*. (SKK Migas, 2015) Metode EOR dapat menyebabkan perubahan pada *reservoir* seperti komposisi, rasio mobilitas minyak dan air, dan struktur batuan fluida. Berdasarkan jenis material yang diinjeksikan metode EOR dapat dibedakan menjadi beberapa metode yaitu: *thermal flooding* (*hot water, steam stimulation, steam flood, fire flood*), *miscible gas flooding* (*hydrocarbon solvent, CO₂, N₂, hydrocarbon gas, mixed of natural gas*), *chemical flooding* (*polymers, surfactants, alkaline*), dan yang lain (*foam, microbial*) (Green and Willhite, 1998).

2.1. Thermal Flooding

Injeksi termal adalah proses injeksi panas ke dalam *reservoir* untuk mengurangi viskositas minyak, meningkatkan kemampuan fluida untuk mengalir melalui *reservoir*, dan mengurangi ketegangan antara batuan dan cairan (*interfacial tension*) yang tujuannya untuk meningkatkan mobilitas minyak dan membuat jalur aliran yang lebih mudah menuju sumur produksi. Selain itu, minyak yang dipanaskan akan menguap sehingga membentuk minyak yang lebih tipis melalui kondensasi. Panas dapat disuplai dari luar *reservoir* melalui injeksi uap panas atau air panas atau dapat dibangkitkan dalam *reservoir* itu sendiri melalui pembakaran (Prats, M, 1986). Faktor perolehan dapat mencapai 80% pada beberapa proyek injeksi uap panas. Peningkatan yang signifikan bila dibandingkan tipikal perolehan fase primer yang hanya berkisar antara 1 sampai dengan 10% (Curtis dkk, 2002).

Injeksi termal dari luar yang banyak dikenal adalah injeksi air panas dan injeksi uap panas. Kedua fluida injeksi tersebut berperan menurunkan viskositas minyak sehingga akan memperbaiki mobilitas minyak tersebut. Perbedaan yang signifikan adalah keberadaan efek kondensasi uap. Keberadaan fase gas menyebabkan komponen-komponen ringan pada hidrokarbon mengalami distilasi, dilusi, dan *stripping* memberi kontribusi dalam menghasilkan saturasi residual minyak yang sangat rendah (Willman dkk, 1961). Ketika uap mengalami kondensasi, komponen hidrokarbon yang terkondensasi mengalami hal yang sama sehingga akan mengurangi viskositas minyak pada zona kondensasi. Kombinasi pengurangan viskositas, peningkatan permeabilitas relatif, dan perluasan area penyapuan pada injeksi uap akan menghasilkan pengurangan minyak yang jauh lebih besar dibandingkan dengan injeksi air panas (Gambar 6).



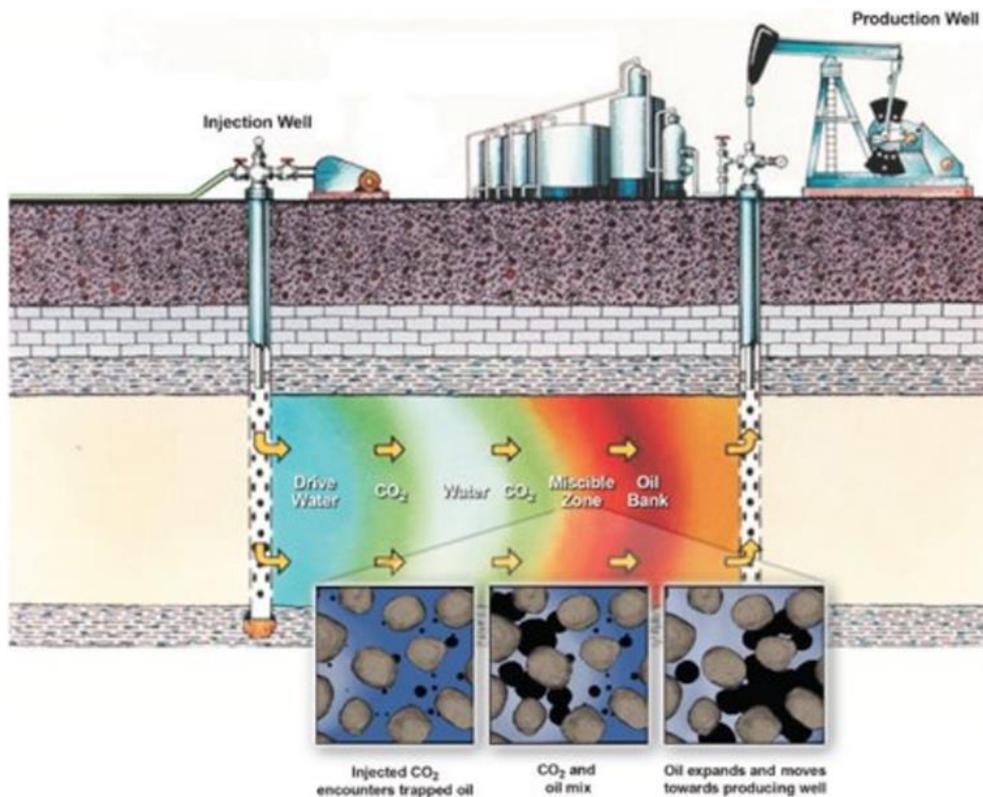
Gambar 6. Ilustrasi proses *injeksi steam flood* pada *reservoir* (History.alberta.ca, 2021)

Pada metode pembakaran minyak di *reservoir* atau *in-situ combustion*, oksigen diinjeksikan ke dalam *reservoir*, minyak yang ada dalam *reservoir* kemudian dibakar dengan menggunakan *electrical igniter*. Temperatur pembakaran berkisar antara 650 sampai 1,200°F (343°C – 635°C) (Don W. Green dan G. Paul Willhite, 2003). Mekanisme yang terjadi pada injeksi uap juga terjadi pada proses *in-situ combustion*. Panas yang dihasilkan akan terkonsentrasi pada zona pembakaran karena kapasitas panas udara sebagai fluida injeksi terlalu rendah untuk mentransfer panas secara signifikan. Karena hal ini, air diinjeksikan untuk mentransfer panas dari zona pembakaran ke zona yang berisi minyak original. Aplikasi *in-situ combustion* tidak sebanyak injeksi uap. Teknik ini terbatas digunakan pada *reservoir* dalam tekanan tinggi, yaitu dari 3.000 ft dan 2.500 psi (Gambar 6).

Cyclic steam simulation adalah metode injeksi uap panas secara berkala pada sumur. Pada metode ini, uap diinjeksikan ke dalam sumur produksi selama periode tertentu, antara 2 hingga 4 minggu. Selanjutnya sumur ditutup beberapa hari dengan tujuan panas menyebar ke sekitar lubang sumur. Laju minyak saat sumur diproduksi kembali akan tinggi karena viskositas minyak berkurang drastis akibat kenaikan temperatur dalam *reservoir*. Seiring dengan produksi sumur, temperatur akan menurun karena kehilangan panas secara konveksi melalui fluida terproduksi dan secara konduksi ke formasi yang terletak di atas dan di bawah *reservoir*. Laju aliran minyak akan berkurang hingga mencapai batas keekonomian. Pada tahap ini, injeksi uap panas dilakukan kembali. Siklus tersebut pada beberapa *reservoir* dapat mencapai 20 kali. (Prats. M, 1986) Stimulasi injeksi uap panas hanya dapat dilakukan bila tenaga alami *reservoir* masih cukup besar mendorong minyak ke sumur produksi. Metode ini juga menjadi pilihan pada *reservoir* yang relatif kecil atau *reservoir* dengan konektifitas buruk dimana injeksi uap panas tidak ekonomis karena biaya investasi sumur baru tidak dapat dikompensasi dari tambahan minyak yang diperoleh.

2.2. Miscible Gas Flooding

Injeksi gas tercampur adalah proses pendesakan suatu fluida terhadap fluida lain untuk bercampur dan membentuk suatu fasa yang homogen sehingga tidak tampak lagi batas dari masing-masing fluida. Hasil dari pencampuran tersebut dapat keluar dari pori-pori batuan dengan mudah. Tujuan injeksi gas tercampur adalah untuk menurunkan viskositas fluida *reservoir* serta meningkatkan laju alirnya, sehingga minyak lebih mudah diproduksi (Ansyori, 2018). Fluida pendesak yang umum digunakan adalah gas CO₂, N₂, LPG, dan *flue gas*. Parameter penting yang perlu diketahui pada proses injeksi gas tercampur adalah tekanan pencampuran minimum (MMP), karena bersifat spesifik untuk setiap *reservoir*. Pendesakan hanya bisa terjadi jika tekanan *reservoir* di atas MMP. Injeksi gas tercampur akan meningkatkan saturasi minyak (Usman, 2011).

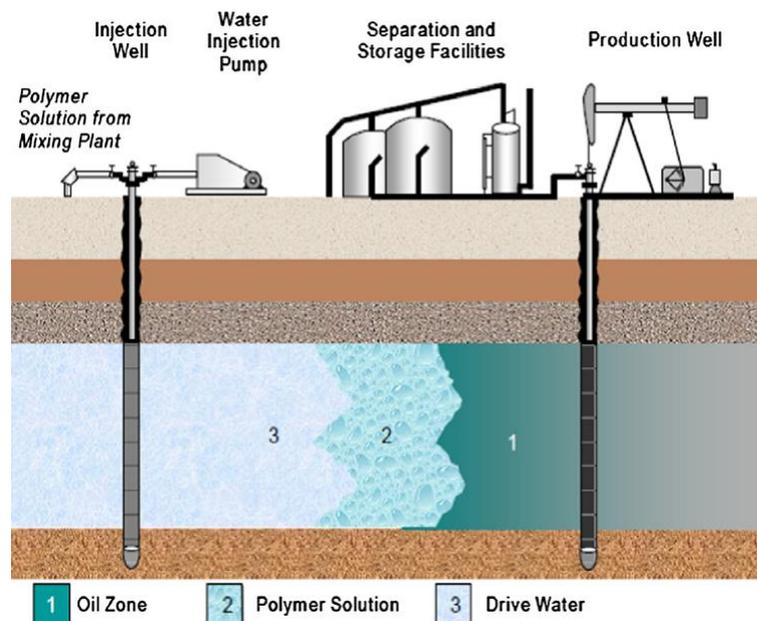


Gambar 7. Ilustrasi Proses Injeksi *Water-Alternating-Gas* (Energy.gov, 2021)

CO₂ diinjeksikan dalam *reservoir* pada kondisi di atas temperatur kritis yaitu 31°C. Viskositas CO₂ pada kondisi injeksi sangat rendah antara 0.06 hingga 0.10 cp tergantung temperatur dan tekanan *reservoir*. (Harry dkk, 2006) Hal ini menyebabkan mobilitas CO₂ jauh lebih tinggi dibandingkan mobilitas minyak dan air sehingga terjadi *fingering* yang mengakibatkan rendahnya efisiensi pendesakan makroskopik. Untuk memperbaiki hal ini, mala slug CO₂ dan air diinjeksikan secara bergantian. Metode ini dikenal dengan *water-alternating-gas* (WAG). Gambar 7 menampilkan ilustrasi proses WAG. Problem lain terkait Injeksi CO₂ adalah perbedaan densitas antara CO₂ dengan air dan minyak. CO₂ yang lebih ringan cenderung bergerak ke bagian atas *reservoir* dan mendesak minyak hanya pada bagian tersebut. Karena alasan ini injeksi CO₂ pada beberapa kasus dilakukan pada top *reservoir*.

2.3. Chemical Flooding

Injeksi kimia adalah salah satu jenis metode EOR dengan jalan menambahkan zat-zat kimia ke dalam air injeksi untuk menaikkan perolehan minyak sehingga akan menaikkan efisiensi penyapuan dan menurunkan saturasi minyak dalam *reservoir*. Terdapat tiga macam zat kimia yang biasa digunakan dalam injeksi kimia, yaitu: polimer, surfaktan (zat aktif permukaan), dan alkalin (kaustik) (Ansyori, 2018). Injeksi menggunakan polimer untuk meningkatkan perolehan minyak pertama kali diperkenalkan sebagai teknik EOR pada awal tahun 1960 (Sorbie, 1991). Injeksi polimer dapat meningkatkan faktor perolehan minyak sebesar 5-30% dari original oil in place (OOIP) (G.A. Pope, 2007). Injeksi polimer cocok diimplementasikan pada *reservoir* yang sukses dilakukan injeksi air namun masih banyak minyak yang belum bisa diambil. Dengan kata lain, injeksi polimer akan mengefektifkan efek dari injeksi air yang telah dilakukan sebelumnya. Hal ini dikarenakan permukaan kontak antara zat kimia-minyak lebih baik jika dibandingkan permukaan kontak antara air-minyak dalam mekanisme pendesakan seperti yang terlihat pada gambar 8. Berdasarkan prinsip rasio mobilitas, injeksi polimer-air dapat mengurangi rasio mobilitas air dengan dua mekanisme (1) meningkatkan viskositas fase air (2) mengurangi permeabilitas air ke *porous rock* (batuan berpori) dengan menyerap polimer yang ada pada bantuan berpori. Sehingga meningkatkan efisiensi penyapuan minyak dalam *reservoir* (K.S. Sorbie, 1991) (C.G. Zheng dkk, 2000).



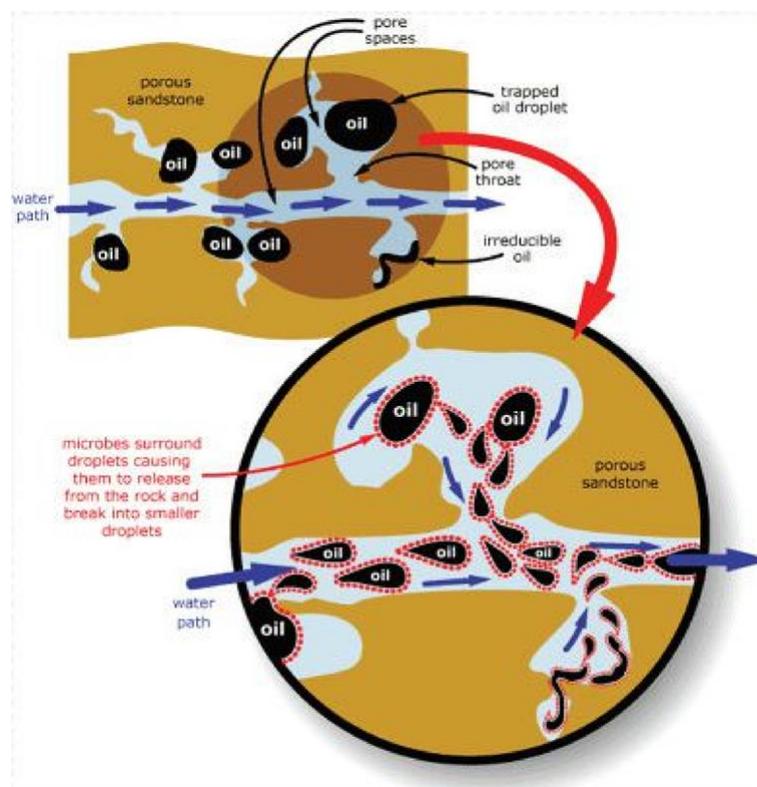
Gambar 8. Ilustrasi Proses Injeksi Polimer (A.N El-hoshoudy, 2017)

Efektifitas injeksi polimer dipengaruhi secara langsung oleh viskositas, berat molekul dan konsentrasi polimer. Perubahan jumlah air dan salinitas dalam larutan polimer akan mempengaruhi viskositas. Polimer dengan berat molekul yang lebih tinggi akan memberikan viskositas lebih tinggi dan dapat mengurangi volume polimer yang digunakan namun tetap dapat melalui pori pada *reservoir* batuan secara efektif. Semakin tinggi konsentrasi polimer yang diinjeksikan dapat mempersingkat waktu injeksi dan meningkatkan *recovery factor* sehingga menurunkan saturasi minyak sisa. Namun harus dipertimbangkan pula bahwa semakin besar konsentrasi polimer yang akan diinjeksikan memerlukan tekanan injeksi yang besar pula (Abadli, 2012). Surfaktan merupakan

senyawa aktif yang mempunyai struktur amphifilik, yang terdiri dari gugus hidrofilik dan lipofilik (Febiyanti dkk, 2013) yang dapat menurunkan tegangan permukaan atau inter-facial tension (IFT) antara dua fase yang berbeda, yaitu minyak dan air (Ahmadi dkk, 2014). Sehingga dapat dimanfaatkan dalam proses EOR. Untuk meningkatkan efisiensi pendesak volumetrik, injeksi larutan surfaktan umumnya diikuti oleh injeksi larutan polimer. Proses ini dikenal sebagai injeksi misel-polimer atau surfaktan-polimer (Usman, 2011). Pada injeksi Alkalin, sistem larutan kimia dengan pH tinggi diinjeksikan ke dalam *reservoir*. Umumnya diterapkan pada *reservoir* minyak bersifat asam (*petroleum acids*) (Green, 2003). Perpaduan alkalin-surfaktan-polimer merupakan variasi lain dalam injeksi kimia.

2.4. *Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)*

Salah satu teknologi EOR yang tidak memerlukan investasi besar adalah *microbial enhanced oil recovery* (MEOR) yaitu penggunaan mikroba untuk peningkatan pengurusan minyak. Sayangnya kredibilitas teknologi ini belum sepenuhnya diakui oleh industri perminyakan karena alasan teknis dan ekonomis (Saikrishna, 2007), walaupun sejumlah uji coba lapangan telah berhasil menunjukkan adanya peningkatan produksi minyak (Hou dkk, 2005). Dari sisi ekonomis, dukungan finansial terhadap metode ini sangat lemah karena minimnya data yang menunjukkan adanya keuntungan ekonomis dari aplikasi MEOR. Dari sisi teknis, para peneliti dan praktisi MEOR tidak mampu menghilangkan persepsi bahwa proses aplikasi teknologi ini sangat kompleks (Bryant, 2000). Hasil penelitian dan uji coba lapangan menunjukkan bahwa sejumlah bakteri tertentu dalam *reservoir* bila diberi nutrisi dan bio-katalis yang sesuai akan dapat berkembang dan menghasilkan bio-surfaktan, alkohol, bio-polimer, gas, dan zat asam melalui proses metabolisme (Usman, 2011).



Gambar 9. Ilustrasi MEOR pada *reservoir* minyak (Ansyori, 2018)

Proses MEOR dimulai dari injeksi mikroba ke *reservoir* hingga munculnya minyak ke permukaan dapat dilihat pada gambar 9. Mikroba yang diinjeksikan akan mengikat minyak yang terperangkap pada *reservoir* kemudian membawanya keluar permukaan (Siami, 2020). MEOR kebanyakan diaplikasikan pada 2 *reservoir* seperti mekanisme *in-situ* dan *ex-situ* (Saravanan dkk, 2020). MEOR pada mekanisme *in-situ* mikroba dan nutrisi diinjeksikan ke *reservoir* melalui sumur injeksi, sedangkan pada *ex-situ* mikroba diproduksi pada bioreaktor terlebih dahulu kemudian diinjeksikan ke *reservoir* (Niu dkk, 2020). Efektivitas dari metode MEOR diukur berdasarkan beberapa parameter, seperti formasi suhu, viskositas minyak, permeabilitas, salinitas air garam, *water cut*, gravitasi API minyak, pH, tekanan, saturasi oil residu, kedalaman porositas, dan kandungan bakteri pada *reservoir* (Saravanan dkk, 2020).

3. Penerapan EOR di Indonesia

Di Indonesia sendiri, metode EOR yang paling luas adalah *steam flooding*. Metode ini telah berhasil diimplementasikan di lapangan Duri untuk meningkatkan *recovery* minyak berat sejak 1985. Dalam hal produksi, proyek ini adalah aktivitas *steam flooding* terbesar di dunia yang dikenal sebagai Duri *Steam flood* atau DSF (Koottungal, 2014). Dengan DSF, lapangan Duri mampu memproduksi minyak hingga mencapai 296 BOPD (SKK Migas, 2014), dan berkontribusi terhadap total produksi nasional sekitar 20% (SKK Migas, 2011). Cadangan Minyak yang ada secara keseluruhan diperkirakan mencapai 27 miliar barrel. Dari angka ini, cadangan minyak yang sudah diproduksi mencapai 23.5 miliar barrel dan ada 3.3 miliar barrel yang masih tersisa. Dari sisa tersebut, sebanyak 46 juta barrel diharapkan bisa diangkat dengan menggunakan teknologi EOR (SKK Migas, 2014). Berikut adalah perkembangan penerapan metode EOR yang dilakukan di Indonesia.

3.1. Thermal Flooding di Lapangan Duri dan Minas

Injeksi termal telah diterapkan di Indonesia sejak tahun 1967. Proyek injeksi termal pertama dilakukan dengan teknik *huff-and-puff*. Teknik tersebut merupakan awal dari proyek *steam flooding* yang telah mampu memperpanjang produksi Lapangan Duri hingga hari ini. Sejak tahun 1975, Lapangan Duri telah menerapkan dua pilot project EOR yaitu *caustic injection* dan *steam flooding*. Dimana proyek *steam flooding* berhasil meningkatkan produksi lapangan Duri, sedangkan *caustic injection* tidak dilanjutkan pada tahun 1979 karena mengalami kegagalan. Selanjutnya, *steam flooding* dipilih untuk diterapkan sepenuhnya di Lapangan Duri, dan menjadikan proyek EOR terbesar di Indonesia hingga saat ini masih merupakan metode *steam flooding* terbesar di dunia (Koottungal, 2014). Metode *steam flooding* diterapkan pada Area 1 sampai April 1985. Setelah itu, dilanjutkan pada Area 2 di tahun 1986, dan mencapai Area 14 pada tahun 2010. Puncak total produksi Lapangan Duri diperkirakan mencapai 300,000 BOPD pada tahun 1994. Terlepas dari tingkat produksi saat ini dan ekspansi yang mencakup proyek *North Duri Development* (NDD), total produksi Lapangan Duri pernah menurun ke level terendah hanya 165.057 BOPD (SKK Migas, 2013). Sejauh ini, metode *steam flooding* hanya diterapkan di Lapangan Duri karena lapangan tersebut memiliki kondisi *reservoir* yang sesuai seperti karakteristik minyak berat, kedalaman, dan ketebalan *reservoir* dalam area yang luas.

Tabel 1.
 Aktifitas *Steam Flooding* di Indonesia (Abdurrahman dkk, 2017)

No.	Field Name	Status	EOR Type	Year	EOR Production	Remarks	References
1	Duri	Field Trial	Huff and Puff	1967	No Information	Shifted to Steamflood	SPE 21527
2	Duri	Field Trial	Steamflood	1975	No Information	Successful	SPE 21527
3	Duri	Full Project	Steamflood	1985	190.000 BOPD in 2014	Successful	SPE 21527 and Koottungal (2014)
4	North Duri Dev. (NDD)	Full Project	Steamflood	2010	43.875 BOPD in 2012	Successful	SKK Migas (2012)
5	Minas	Field Trial	Steamflood	1998	-	Failed to Improve Recovery	SPE 37541

Mengikuti keberhasilan penerapan metode *steam flooding* di Lapangan Duri, Lapangan Minas telah menerapkan metode serupa pada tahun 1998. Lapangan Minas mempunyai karakteristik minyak yang ringan (*light*) yang kemudian proyek tersebut dinamakan Minas *light oil steam flood* (Minas LOSF). Terlepas dari *oil gravity*, kriteria pemilihan metode EOR sebenarnya telah menunjukkan bahwa *steam flooding* adalah salah satu metode EOR yang paling menguntungkan untuk lapangan. Sayangnya, uji coba lapangan Minas tidak berhasil karena beberapa alasan teknis. Sebuah studi berikutnya menyimpulkan bahwa ada dua alasan mengapa uji coba lapangan gagal, yaitu karakteristik geologi yang belum teridentifikasi dan struktur batuan dengan *steam* yang tidak terprediksi. (Ehrlich dkk, 1997)

3.2. *Miscible Gas Flooding* di Lapangan Handil

Studi tentang *miscible gas flooding* telah dilakukan sejak tahun 1980 untuk mengevaluasi kemampuan injeksi untuk meningkatkan produksi minyak di Indonesia. Diantara *pilot project* yang dilaksanakan, metode injeksi *gas lean hydrocarbon* diterapkan bersamaan dengan metode *water flooding*. Namun proyek ini tidak dilanjutkan kembali karena alasan ekonomi. Lapangan pertama yang berhasil menerapkan metode injeksi gas adalah Lapangan Handil. Dimulai pada tahun 1995, tiga tahun pertama operasi Lapangan Handil menghasilkan tambahan produksi minyak sekitar 1,6 juta barel. (Gunawan, 1999) Pada tahun 2000, setelah tahap kedua injeksi dimulai, Lapangan Handil menghasilkan tambahan produksi minyak sekitar 1,2 juta barel hanya dalam 1,5 tahun. (Widjayanto dkk, 2001)

Tabel 2.
 Aktifitas *Miscible Gas Flooding* di Indonesia (Abdurrahman dkk, 2017)

No.	Field Name	Status	EOR Type	Year	EOR Production	Remarks	References
1	Handil (Phase I)	Full Project	Lean Gas Injection	1995 – 1999	1.600 MBO (Cumulative)	Successful	SPE 57289, Widjayanto et al. (2001), SPE 144914, Santoso and Tjiptowiyono (1997)
2	Handil (Phase II)	Full Project	Lean Gas Injection	2000	1.200 MBO (Cumulative)	Successful	SPE 57289, Widjayanto et al. (2001), SPE 144914, Santoso and Tjiptowiyono (1997)
3	Jatibarang	Under Study	CO ₂ Injection	2012	-	Laboratory and Simulation	SKK Migas (2012), SPE 97507 and Paryoto et al. (2006)
4	Gemah	Under Study	CO ₂ Injection	2012	-	Laboratory and Simulation	SKK Migas (2012), SPE 97507

3.3. Chemical Flooding di Lapangan Handil dan Lapangan Lainnya

Injeksi chemical sudah dimulai pada Lapangan Handil pada tahun 1980 menggunakan zat kimia alkalin-surfaktan-polimer (ASP). Sayangnya proyek tersebut ditangguhkan beberapa tahun kemudian karena permasalahan teknis dan rendahnya harga minyak. (Hadiaman dkk, 2011) Saat ini, beberapa kemajuan dalam injeksi *chemical* dalam *field trial* dan *pilot project* telah dilaporkan seperti yang dilakukan di Lapangan Minas, Kaji, Semoga, Meruap, Tanjung, Handil, Widuri, Zamrud, Pedada, dan Limau (SKK Migas, 2014; Bou-Mikael dkk, 2000; Rilian dkk, 2010; Zulfikar dkk, 2014; Wibowo dkk, 2007; Nugroho, 2010). Proyek tersebut kebanyakan menggunakan *chemical* surfaktan dan polimer. Di Lapangan Meruap dan Limau diaplikasikan teknik *huff-and-puff*. Berdasarkan *trial* dan *pilot project* yang telah dilakukan memberikan wawasan dan bukti bahwa injeksi *chemical* mampu menghasilkan tambahan produksi minyak terlepas dari proyek yang gagal di beberapa lapangan. Pemanfaatan bahan lokal (buah palem, kelapa sawit, dll) untuk surfaktan dan polimer juga telah dipelajari untuk mengurangi biaya terkait penerapan metode ini. (Suryo, 2001). Dalam tabel 3 berikut menjelaskan beberapa aktifitas injeksi chemical yang dilakukan termasuk dalam bentuk penelitian, *field trial*, dan *pilot project* sejak tahun 1975.

Tabel 3.
 Aktifitas chemical flooding di indonesia (Abdurrahman dkk, 2017)

No.	Field Name	Status	EOR Type	Year	EOR Production	Remarks	References
1	Duri	Field Trial	Caustic Injection	1975	-	Failed to Improve Oil Recovery	SPE 21527
2	Handil	Field Trial	ASP	1980	N/A	Not Economic at that Time	SPE 144914
3	Minas	Pilot Project	Surfactant	2013	670 BOPD for 1 well	Successful	SKK Migas (2013), SPE 64288
4	Kaji and Semoga	Field Trial	Surfactant Huff and Puff	2013	140 BOPD from 12 well	Predicted	SKK Migas (2013), SPE 130060
	Kaji and Semoga	Pilot Project	Surfactant Polymer	2014	10.966 barrel	Successful	SKK Migas (2014)
5	Meruap	Field Trial	Surfactant Huff and Puff	2012	59% - 93% Oil Increment from 2 wells	Successful	Zulfikar et al. (2014) and Kristanto and Bintarto (2008)
6	Tanjung	Field Trial	ASP	2013	225 BOPD from 4 wells	Successful	SKK Migas (2013)
	Tanjung	Pilot Project	Surfactant	2014	18 MSTB of 169 MSTB	Failed	SKK Migas (2014)
7	Handil	Under Study	Surfactant	2012	-	Laboratory Work	SKK Migas (2012)
8	Widuri	Field Trial	Surfactant	2013	2.500 BOPD from 1 well	Predicted	SKK Migas (2013), SPE 64288, SPE 130060, Zulfikar et al. (2014) and Wibowo et al. (2007)
9	Zamrud	Field Trial	Surfactant Huff and Puff	2013	No Information	No Report	SKK Migas (2012)

Tabel 3. (Lanjutan)

No.	Field Name	Status	EOR Type	Year	EOR Production	Remarks	References
10	Pedada	Field Trial	Surfactant Huff and Puff	2013	No Information	No Report	SKK Migas (2012)
11	Limau	Under Study	ASP	2007	-	Laboratory and Simulation Work	SKK Migas (2012), SPE 127728 and Wibowo et al. (2007)
	Limau	Pilot Project		2010	3.100 BOPD	Successful	SPE 127728
12	Kenali Asam	Field Trial	No Information	2012	No Information	Failed	SKK Migas (2013)
13	Ledok	Field Trial	No Information	2012	No Information	Failed	SKK Migas (2013)

4. HAMBATAN PENERAPAN EOR DI INDONESIA

Menurut data yang diperoleh dari SKK Migas, metode EOR yang saat ini sedang fokus dikembangkan adalah dengan menggunakan metode injeksi surfaktan, termal dan CO₂. Dari 136 lapangan tua yang ada di Indonesia diperkirakan terdapat sekitar 55 BBO *unrecoverable* minyak, dengan potensi penambahan produksi sebesar 4.6 BBO. Dalam periode 2015 hingga 2016 diperkirakan terdapat 34 lapangan yang diprioritaskan untuk implementasi EOR dengan potensi incremental sebesar 2,7 BBO.

Tantangan yang ditemui dalam menerapkan EOR di Indonesia dari sisi regulasi meliputi: (1) ketidakpastian hukum, ketidakpastian pembaruan kontrak, kesulitan dalam lisensi, perubahan kebijakan dan tidak adanya investasi untuk keamanan, (2) kurangnya komitmen dari (kontraktor kontrak kerja sama) KKKS untuk menerapkan EOR, (3) kurangnya rangsangan untuk membuat EOR lebih menarik, (4) kurangnya kerjasama antar sector atau departemen, dan (5) kurangnya organisasi EOR di dalam SKK Migas, Ditjen Migas dan KKKS.

Dari sisi teknis hambatan yang dialami meliputi: (1) kondisi *subsurface* yang kompleks, (2) kurangnya material untuk injeksi, (3) ketiadaan pengalaman dan keahlian dalam EOR, (4) infrastruktur yang sudah tua, dan (5) biaya operasional yang mahal.

Kemudian dari sisi fiskal, hambatan yang dihadapi meliputi: (1) kredit investasi, (2) perpanjangan kontrak, (3) ketiadaan pajak untuk penggunaan fasilitas secara bersama, (4) *tax holiday*, (5) DMO holiday, (6) depresiasi, dan (7) block basis development.

Hambatan terakhir yang dialami dalam proses penerapan EOR adalah supply chain yang meliputi: (1) volume besar (*chemical*), (2) *patent* atau *customized* (biaya tinggi), (3) kapasitas nasional, (4) *procurement*, (5) strategi penyediaan CO₂ (infrastruktur dan transportasi).

5. Kesimpulan

Sektor minyak bumi masih menjadi tumpuan utama dalam produksi energi di Indonesia. Dalam beberapa tahun terakhir trend-nya produksi minyak bumi cenderung mengalami penurunan. Beberapa upaya peningkatan cadangan minyak bumi senantiasa diupayakan, salah satunya adalah meningkatkan *recovery* minyak dengan penerapan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Metode EOR dapat dibedakan menjadi beberapa metode yaitu: *thermal flooding* (*hot water, steam stimulation, steam flood, fire flood*), *miscible gas flooding* (*hydrocarbon solvent, CO₂, N₂, hydrocarbon gas, mixed of natural gas*), *chemical flooding* (*polymers, surfactants, alkaline*), dan yang lain (*foam, microbial*). Di Indonesia metode EOR yang berhasil diterapkan adalah *steam flooding* di Lapangan Duri dan Minas, *gas flooding* di Lapangan Handil, dan *chemical flooding* di Lapangan Handil dan Lapangan Lainnya. Terdapat beberapa kendala dalam penerapan EOR di Indonesia yang dikategorikan dalam segi regulasi, teknik, fiskal, dan *supply chain*.

Daftar Pustaka

- Abadli. 2012. Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-Segment. Norwegian University of Science and Technology
- Abdurrahman, M., Permadi, A.K., Bae, W.S. 2017. EOR in Indonesia: past, present, and future. *Int. J. Oil, Gas and Coal Technology*, Vol. 16, No. 3, 2017
- Agmadi, Mohammad Ali., Arabsahebi, Yaser., Shadizadeh, Seyed Reza., Behbahani, Sara Shokrollahzadeh. 2014. Preliminary evaluation of mulberry leaf-derived surfactant on interfacial tension in an oil-aqueous system. *EOR application, Fuel*, 117, (2014) 749-755
- Ansyori, Muhammad Ridwan. 2018. Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak. *Swara Patra Majalah Ilmiah PPSDM Migas*. Vol. 8 No. 2 (2018)
- A.N. El-hoshoudy, S.E.M. Desouky, M.Y. Elkady, A.M. Al-Sabagh, M.A. Betiha, dan S. Mahmoud. 2017. Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery- Article review. *Egyptian Journal of Petroleum* (2017) 26, 757-762
- Bou-Mikael, S., Asmadi, F., Marwoto, D., dan Cease, C. 2000. Minas surfactant field trial tests two newly designed surfactants with high EOR potential', Paper SPE 64288-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16-18 October 2000, Brisbane, Australia
- Bryant, S. L., dan Lockhart, T. P. 2000. Reservoir Engineering Analysis of Microbial Enhanced Oil Recovery. The 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA, SPE 63229
- Brown, Kermit E. 1980. The Technology of Artificial Lift Methods vol. 2a. PennWell Publishing Company: Oklahoma
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzman-Garcia, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., Kupsch, N., Linareas, L. M., Rough, H., dan Waite, M. 2002. Heavy-oil reservoirs, *Oilfield Review Autumn 2002 3*, Schlumberger
- C.G. Zheng., B.L. Gall., H.W. Gao., A.E. Miller., dan R.S. Bryant. 2000. *SPE Reservoir Eng. Eval.* 3 216
- DEN. 2019. Laporan Kinerja Sekretariat Jenderal Dewan Energi Nasional
- Don W. Green dan G. Paul Willhite. 2003. *Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series Vol. 6.* the Society of Petroleum Engineers Inc. USA

Ehrlich, R., Greaser, G.R., Stevens, C.E., Asmadi, F., Ariyasa, O. dan Cease, C. 1997. Minas light oil steamflood evaluation, Paper SPE 37541-MS presented at the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 10-12 February 1997, Bakersfield, California

Energy.gov. 2021. Enhanced Oil Recovery. Diakses pada 10 Mei 2021, dari <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>

Febiyanti, Irine Ayu., Suseno, Ahmad Priyono. Priyono. 2013. Pengaruh Konsentrasi Surfaktan CTAB (Cetyltrimethylammonium bromide) pada Modifikasi Lempung dengan Oksida Besi sebagai Pemilar, *Jurnal Kimia Sains dan Aplikasi*, 16, 3, (2013) 79-83

G.A. Pope. 2007. Overview of chemical EOR, in: Casper EOR Workshop. Texas University, Austin

Green, Don W., dan Willhite, G. Paul. 2003. Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series Vol. 6, the Society of Petroleum Engineers Inc., USA

Gunawan, S., dan Caie, D. 1999. Handil Field: three years of lean gas injection into waterflooded reservoirs, Paper SPE 57289-MS presented at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 25-26 October 1999, Kuala Lumpur, Malaysia

Hadiaman, F., Sianturi, J., Cassou, E., dan Naing, W.Z. 2011. Case history: lesson learn from enhanced oil recovery screening method in Handil Field, Paper SPE 144914-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 September 2011, Jakarta, Indonesia

Harry L. Chang, Xingguang, S., Long, Xiao., Zhidong, G., Yuming, Y., Yuguo, X., Gang, C., Kooping, S., and James, C. Mack. 2006. Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (Desember 2006). pp. 664 - 673

History.alberta.ca. 2021. In Situ Development. Diakses pada 10 Mei 2021, dari <http://www.history.alberta.ca/energyheritage/sands/underground-developments/in-situ-development/default.aspx>

Holmberg, K., Jonsson, B., Kronberg, B., dan Lindman, B. 2002. *Surfactants and Polymers in Aqueous Solution*. 2nd Edition. England: John Wiley & Sons, Ltd

Hou, Z., Wu, X., Wang, Z., Han, P., Wang, Y., Xu, Y., dan Jin, R. 2005. The Mechanism and Application of MEOR by *Brevibacillus Brevis* and *Bacilus Cereus* in Daqing Oilfield. The SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur Malaysia, SPE 97469

Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM). 2020. Renstra KESDM 2020-2024

Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM). 2019. *Handbook Of Energy & Economic Statistics of Indonesia*

Kokal, S dan A. Al-Kaabi. 2010. *Enhanced Oil Recovery: Challenges & Opportunities*. World Petroleum Council: Official Publication

Koottungal, L. 2014. 2014 Worldwide EOR Survey. *Oil and Gas Journal*, Vol. 112, No. 5

K.S. Sorbie. 1991. *Polymer-Improved Oil Recovery*. CRC Press. Boca Raton. Florida

Lubis, I. T. W., Arief, A. T., dan Prabu, U. A. 2014. Perencanaan Injeksi Waterflooding Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru PT Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, Vol.2, No.4

Niu, Jianjie., Liu, Qi., Lv, Jing., Peng, Bo. 2020. Review on microbial enhanced oil recovery: Mechanisms, modeling and field trials, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V. 192(January), p. 107350. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107350

- Nugroho, S.B., dan Ardianto, R.N. 2010. Integrating production analysis as a plan of pattern selection for chemical flood pilot project in Limau Block, Pertamina EP. Paper SPE 127728-MS presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 20-22 January 2010, Mumbai, India
- Prats, M. 1986. Thermal Recovery. Monograph Series of the Society of Petroleum Engineers. Dallas
- Rilian, N.A., Sumestry, M., dan Wahyuningsih, W. 2010. Surfactant stimulation to increase reserves in carbonate reservoir: a case study in Semoga Field. Paper SPE 130060-MS presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, 14-17 June 2010, Barcelona, Spain
- Saikrishna, M., Roy M. Knapp., dan Michael J. Mcinemy. 2007. Microbial Enhanced-Oil Recovery Technologies: A Review of the Past, Present, and Future, The 2007 SPE Production and Operations Symposium. Oklahoma City, USA. SPE 106978
- Saravanan, Anbalagan., Kumar, Ponnusamy Senthil., Vardhan, Kilaru Harsha., Jeevanantham, Sathasivam., Karishma, Suresh Babu., Yaashikaa, Ponnambalam Ragini., Vellaichamy, Parthasarathy. 2020. A review on systematic approach for microbial enhanced oil recovery technologies: Opportunities and challenges, Journal of Cleaner Production. Elsevier B.V. Volume 258, 10 June 2020, 120777
- Siami, Desy Hikmatul., dan Yono, Novi Hery. 2020. Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Alternatif Peningkatan Produksi Migas di Indonesia. Jurnal Nasional Pengelolaan Energi. Volume 2 No 2 tahun 2020
- SKK Migas. 2019. Laporan Tahunan 2019
- SKK Migas. 2015. Pedoman Tata Kerja Tentang Peningkatan Recovery Factor Melalui Kegiatan Pilot Tertiary Recovery
- SKK Migas. 2014. Bumi Buletin SKK Migas No. 14, 01 Maret 2014
- SKK Migas. 2011. Laporan Tahunan 2011. Jakarta, Indonesia
- SKK Migas. 2013. Laporan Tahunan 2013. Jakarta, Indonesia
- SKK Migas. 2014. Laporan Tahunan 2014. Jakarta, Indonesia
- Sorbie. 1991. Polymer-Improved Oil Recovery. Heriot-Watt University. Edinburgh
- Suryo, P., dan Murachman, B. 2001. Development of non-petroleum base chemicals for improving oil recovery in Indonesia. Paper SPE 68768-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 17-19 April 2001, Jakarta, Indonesia
- Umar, E. P., Rianto Pradana, E., Rauf Husain, J., dan Nurwaskito, A. 2017. Perbandingan Hasil Produksi Berdasarkan Pengaruh Workover Terhadap Hasil Produksi Sumur Walio 212 Pt. Petrogas (Basin) Ltd, Kabupaten Sorong, Provinsi Papua Barat. Jurnal Geomine, vol.5, no.3, p.p 120-123
- Usman. 2011. Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia. Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi Vol. 45. No 2, Agustus 2011: 91-102
- Wibowo, E.B., Buntoro, A., dan Natsir, M. 2007. Upaya peningkatan perolehan minyak menggunakan metoda chemical flooding di Lapangan Limau. Paper IATMI 2007-TS-35 presented at the IATMI National Symposium, 25-28 July 2007, Yogyakarta, Indonesia
- Widjayanto, B., Gunawan, S., Sadarta, B., Wahyudi, A., dan Gautama, A.B. 2001. Injeksi lean gas di reservoir waterflood: pengalaman dan hasil di Lapangan Handil, Paper IATMI 2001-52 presented at the IATMI National Symposium, 3-5 October 2001, Yogyakarta, Indonesia

Willman, B.T., Valleroy, V.V., Runberg, G.W., Cornelius, A.J., dan Powers, L.W. 1961. Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection, *Journal of Petroleum Technology* (July 1961), pp. 681-690

Zulfikar, F., dan Mbai, A.A. 2014. Pre-pilot project (field test) chemical EOR injection huff & puff surfactant to improve oil production in the Meruap Field. Paper IPA14-E-164 presented at the 38th IPA Annual Convention and Exhibition, 21-23 May 2014, Jakarta, Indonesia