



Forum Guru Besar
Institut Teknologi Bandung



Forum Guru Besar
Institut Teknologi Bandung

Orasi Ilmiah Guru Besar
Institut Teknologi Bandung

Profesor Asep Kurnia Permadi

**CO₂ DAN *SMART WATER*
UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI
MINYAK NASIONAL**

23 November 2019
Aula Barat Institut Teknologi Bandung

**Orasi Ilmiah Guru Besar
Institut Teknologi Bandung**
23 November 2019

Profesor Asep Kurnia Permadi

**CO₂ DAN SMART WATER
UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI
MINYAK NASIONAL**



Forum Guru Besar
Institut Teknologi Bandung

Hak cipta ada pada penulis

Judul: CO₂ DAN SMART WATER UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI
MINYAK NASIONAL
Disampaikan pada sidang terbuka Forum Guru Besar ITB,
tanggal 23 November 2019.

Hak Cipta dilindungi undang-undang.

Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanik, termasuk memfotokopi, merekam atau dengan menggunakan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis.

UNDANG-UNDANG NOMOR 19 TAHUN 2002 TENTANG HAK CIPTA

1. Barang siapa dengan sengaja dan tanpa hak mengumumkan atau memperbanyak suatu ciptaan atau memberi izin untuk itu, dipidana dengan pidana penjara paling lama **7 (tujuh) tahun** dan/atau denda paling banyak **Rp 5.000.000.000,00 (lima miliar rupiah)**.
2. Barang siapa dengan sengaja menyiarkan, memamerkan, mengedarkan, atau menjual kepada umum suatu ciptaan atau barang hasil pelanggaran Hak Cipta atau Hak Terkait sebagaimana dimaksud pada ayat (1), dipidana dengan pidana penjara paling lama **5 (lima) tahun** dan/atau denda paling banyak **Rp 500.000.000,00 (lima ratus juta rupiah)**.

Hak Cipta ada pada penulis
Data katalog dalam terbitan

Asep Kurnia Permadi
CO₂ DAN SMART WATER UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI
MINYAK NASIONAL
Disunting oleh Asep Kurnia Permadi

Bandung: Forum Guru Besar ITB, 2019
x+86 h., 17,5 x 25 cm
ISBN 978-602-6624-36-9

1. Teknik Pertambangan dan Perminyakan 1. Asep Kurnia Permadi

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan ke hadirat *Allah Subhanahu wa Ta'ala* atas anugerah kenikmatan yang tiada henti dilimpahkan kepada saya. Pengangkatan saya dalam jabatan guru besar di Institut Teknologi Bandung ini pun merupakan anugerah kenikmatan dan jawaban atas do'a yang selalu saya panjatkan ke hadirat-Nya agar saya diberi jalan hidup yang terbaik. Semoga inilah jalan hidup saya yang terbaik itu. Aamiin.

Orasi ilmiah yang saya sampaikan melalui tulisan ini saya siapkan sebagai wujud tanggung jawab akademik saya atas kepercayaan yang diberikan kepada saya untuk diangkat dalam jabatan gurubesar di Institut Teknologi Bandung. Isinya merupakan rangkuman pengetahuan, pengalaman, dan pemikiran saya atas kegiatan penelitian yang telah saya lakukan tentang dua metode peningkatan perolehan minyak (*enhanced oil recovery*, EOR), yaitu injeksi CO₂ dan injeksi air bersalinitas rendah yang saya lakukan bersama para peneliti mitra dari berbagai universitas di Korea. Kedua metode tersebut masing-masing dikenal sebagai CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR. Termasuk dalam orasi ini adalah paparan pengalaman saya -- yang merupakan kegiatan uji coba lapangan yang pertama kali dilakukan (*pioneering field trial*) di Indonesia -- yaitu uji coba injeksi CO₂ bersiklus tak tercampur (*immiscible CO₂ huff and puff*) di Lapangan Meruap, Provinsi Jambi dan injeksi *smart water* di Lapangan Sukananti, Provinsi Sumatera Selatan.

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	ix
1 PENDAHULUAN	1
1.1 Pengenalan EOR	3
1.2 CO ₂ -EOR	6
1.3 <i>Smart Water</i> -EOR	8
2 SEKILAS TENTANG CO ₂ -EOR	10
2.1 Sejarah Singkat	10
2.2 Mekanisme Peningkatan Perolehan	11
2.3 CO ₂ -EOR Bersiklus Tak Tercampur	13
3 SEKILAS TENTANG <i>SMART WATER</i> -EOR	15
3.1 Sejarah Singkat	15
3.2 Mekanisme Peningkatan Perolehan	18
4 KONTRIBUSI KEILMUAN CO ₂ -EOR DAN <i>SMART WATER</i> -EOR	23
4.1 Uji Coba Lapangan – CO ₂ -EOR Bersiklus Tak Tercampur	24
4.2 Pengembangan Alat dan Metode Penentuan MMP.....	36
4.3 Uji Coba Lapangan – <i>Smart Water</i> -EOR	40
5 POTENSI PENERAPAN DI INDONESIA	49
5.1 Potensi Penerapan CO ₂ -EOR	49

Sejak lebih dari 20 yang tahun lalu, Indonesia telah mengalami penurunan laju produksi minyak yang cukup tajam. Cadangan minyak pun terus menurun tanpa ada penambahan cadangan baru yang signifikan. Sementara kebutuhan energi dari minyak bumi terus menunjukkan peningkatan, tidak ada jalan lain bagi negeri ini kecuali melakukan impor minyak dan ini telah dilakukan sejak lebih dari 15 tahun lalu. Sejak saat itu, seluruh pemangku kepentingan industri minyak Indonesia termasuk pemerintah telah dan sedang melakukan berbagai upaya untuk meningkatkan cadangan dan laju produksi minyak nasional.

Sejalan dengan keadaan yang demikian itu, semoga pengetahuan, pengalaman, dan pemikiran saya dalam orasi dan tulisan ini dapat memberikan kontribusi dalam memperkaya berbagai upaya yang sudah ada. Berdasarkan pengetahuan dan pengalaman saya, metode CO₂-EOR (termasuk injeksi CO₂ bersiklus tak tercampur) dan *Smart Water*-EOR mempunyai potensi yang sangat besar untuk diterapkan di Indonesia dalam rangka meningkatkan produksi minyak nasional di masa yang akan datang.

Bandung, 23 November 2019

Asep Kurnia Permadi

5.2 Potensi Penerapan <i>Smart Water</i> -EOR	56
6 PENUTUP	59
UCAPAN TERIMA KASIH	61
DAFTAR PUSTAKA	64
REKAM JEJAK PENELITIAN/PUBLIKASI TERKAIT	69
CURRICULUM VITAE	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Mekanisme LSWI (Rotondi dkk., 2014)	10
Gambar 2. <i>Huff and Puff</i> dalam injeksi CO ₂	14
Gambar 3. Ikatan ion minyak-kation- <i>clay</i> (Lager dkk., 2008)	19
Gambar 4. Mekanisme MIE dalam LSWI	20
Gambar 5. Mekanisme EDLE dalam LSWI (Lee dkk., 2010)	22
Gambar 6. Diagram Sumur M-14	27
Gambar 7. Hasil eksperimen <i>swelling test</i>	28
Gambar 8. MMP dari data <i>swelling factor</i> dan viskositas (T=60°C)	29
Gambar 9. Hasil simulasi produksi Sumur M-14	30
Gambar 10. Profil tekanan reservoir Sumur M-14	30
Gambar 11. Diagram fasilitas permukaan injeksi CO ₂	31
Gambar 12. Laju dan kumulatif injeksi gas CO ₂	32
Gambar 13. Tekanan kepala sumur	33
Gambar 14. Tekanan kepala tubing pada sumur sekitar	34
Gambar 15. Kadar CO ₂ pada beberapa sumur observasi	35
Gambar 16. Produksi Sumur M-14 pasca injeksi	36
Gambar 17. Diagram dan penampakan peralatan VIPS	39
Gambar 18. MMP dari data hasil pengukuran VIPS (T=40°C)	40
Gambar 19. <i>Smart-water processing</i> unit	42
Gambar 20. Lapisan M pada Struktur Tangai	43
Gambar 21. Efek <i>smart water</i> pada permeabilitas relatif	45

Gambar 22. Simulasi produksi dari Struktur Tangai	46
Gambar 23. Hasil proses koagulasi dan desalinasi	47
Gambar 24. CO ₂ dari Lapangan Natuna (Abdassah dkk., 2018)	55
Gambar 25. Efek CH ₄ pada perolehan (Abdassah dkk., 2018)	56

DAFTAR TABEL

Tabel 1.	Implementasi <i>Smart Water</i> -EOR (Dang dkk., 2015).....	17
Tabel 2.	Hasil eksperimen <i>core flooding</i>	28
Tabel 3.	CO ₂ -EOR <i>screening</i> menggunakan Taber-Meruap	52
Tabel 4.	<i>Smart Water</i> -EOR <i>screening</i> untuk M Sand	58

CO₂ DAN SMART WATER UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK NASIONAL

1 PENDAHULUAN

Menurut data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) dan Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT), minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi utama Indonesia. Kontribusi energi fosil tersebut berada pada angka sekitar 47% terhadap kebutuhan energi nasional (BPPT, 2018). Sementara itu, selama kurang-lebih 20 tahun terakhir, negeri ini telah mengalami penurunan cadangan dan tingkat produksi minyak dan gas bumi yang cukup signifikan. Data dari Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) tahun 2018 dan ESDM tahun 2018 menunjukkan bahwa laju penurunan produksi minyak berada pada kisaran 3.6% dengan laju produksi rata-rata saat itu sekitar 772 ribu BOPD (SKK Migas, 2018 dan Kementrian ESDM, 2018) atau sekitar 300 juta *barrels* per tahun menurut data Kementrian ESDM (2018). Sejak tahun 2000, cadangan minyak bumi juga terus menurun tanpa ada penambahan cadangan baru yang signifikan sehingga cadangan yang ada saat ini akan habis hanya dalam waktu kurang dari 15 tahun. Dengan demikian, yang menjadi masalah adalah besaran *reserve replacement ratio* (RRR) yang rendah, yaitu sekitar 64% yang dihitung sebagai harga rata-rata dalam 5 tahun terakhir sebelum tahun 2018 (SKK Migas, 2018). Angka

ini menunjukkan bahwa rasio penemuan cadangan baru terhadap produksi minyak kurang dari (harga) satu. Sementara kebutuhan minyak bumi terus menunjukkan peningkatan, tidak ada jalan lain bagi Indonesia kecuali melakukan impor minyak dan negeri ini telah menjadi *net importer* minyak sejak tahun 2004 (BPPT, 2018).

Upaya untuk meningkatkan produksi minyak telah banyak dilakukan oleh seluruh pemangku kepentingan industri hulu minyak dan gas bumi nasional baik secara teknis maupun non-teknis. Secara teknis, upaya tersebut termasuk kegiatan eksplorasi semisal seismik 3-dimensi dan kegiatan eksploitasi semisal kerja ulang, perawatan sumur, sampai pemboran sumur pengembangan. Secara non-teknis, pemerintah telah mendorong penerapan upaya peningkatan produksi dan perolehan minyak dan gas bumi dengan menetapkan kebijakan dan regulasi. Karena tidak ada penambahan cadangan minyak yang signifikan dari kegiatan eksplorasi, maka secara teknis yang harus dilakukan adalah optimasi produksi dan perolehan dari lapangan-lapangan yang ada, di antaranya dengan menerapkan metode peningkatan perolehan minyak tersier, atau yang lebih dikenal dengan *enhanced oil recovery* (EOR). Salah satu kebijakan tersebut yang terkait dengan aspek teknis adalah Inpres No. 2/2012 tentang Peningkatan Produksi Minyak Bumi Nasional. Pada Butir Instruksi No. 12, Presiden memberikan instruksi kepada BPMigas (sekarang SKKMigas) untuk meningkatkan upaya optimasi lapangan produksi dan pengembangan lapangan dengan menggunakan teknologi EOR.

1.1 Pengenalan EOR

EOR telah didefinisikan melalui berbagai pernyataan. Aneka definisi tersebut dapat ditemukan melalui pencarian Google. Sebagai contoh, dalam pencarian Google pada tanggal 10 Agustus 2019, ditemukan berbagai definisi di antaranya: 1) *also called tertiary recovery, is the extraction of crude oil from an oil field that cannot be extracted otherwise* (Wikipedia), 2) *the process of increasing the amount recoverable oil from a reservoir, usually by injecting a substance into an existing oil well* (Student Energy), 3) *the process of recovering oil not already extracted from an oil reservoir through primary or secondary recovery techniques* (Investopedia), dan 4) *an oil recovery enhancement method using sophisticated techniques that alter the original properties of oil* (Schlumberger Oilfield Glossary).

Dalam berbagai buku teks, EOR juga telah didefinisikan dengan berbagai pernyataan yang kemudian berubah secara terus menerus sesuai perkembangan pengetahuan dan teknologi. Secara kronologis, EOR didefinisikan dalam beberapa buku teks sebagai berikut: *all unconventional recovery processes* (van Poolen, 1980), *all recovery methods other than natural production* (Latil, 1980), *oil recovery by the injection of materials not normally present in the reservoir excluding waterflooding and pressure maintenance processes* (Lake, 1989), *concerns with how to obtain more oil from existing reservoirs* (Carcoana, 1992), *technologies that can be applied to recover oil that cannot be produced by primary recovery or waterflooding* (Green dan Willhite, 1998), dan *any reservoir process to change the existing rock-oil-brine interactions* (Sheng, 2011).

Dari paparan di atas terlihat bahwa: 1) secara umum, EOR adalah penerapan berbagai cara untuk meningkatkan jumlah minyak yang dapat diperoleh dari suatu reservoir atau lapangan, 2) definisi EOR bersifat adaptif terhadap perkembangan ilmu pengetahuan, kemajuan teknologi dan “temuan” keadaan di lapangan. Sejalan dengan perubahan definisi itu, beberapa kalangan bahkan berpendapat bahwa EOR dapat diartikan sebagai *improved oil recovery* (IOR) sementara kalangan lainnya berpendapat sebaliknya.

Definisi yang disampaikan oleh Lake (1989) merupakan salah satu definisi yang paling dikenal luas. Jika dilihat secara lebih seksama, Lake mendefinisikan EOR dengan cara yang sederhana sebagai perolehan minyak dengan cara injeksi bahan-bahan (*materials*) yang pada keadaan normal tidak terdapat di reservoir. Frase “injeksi material” dalam definisi tersebut mengandung makna cakupan semua bentuk proses perolehan (*drive, push-pull, dan well treatment*) dan cakupan berbagai material untuk perolehan (*recovery agents*). Dengan demikian, definisi tersebut terlihat luas karena yang diinjeksikan tidak harus *materials* yang berupa fluida saja.

Sementara itu, selayaknya EOR (kata kunci: *enhanced*) merupakan bagian dari IOR (kata kunci: *improved*) yang dilakukan melalui cara-cara perolehan yang mengubah interaksi batuan-minyak-air, yaitu sifat dan sistem aliran serta mekanisme pendorongan (*driving mechanism*) di reservoir. Dengan kata lain, jika cara-cara yang dilakukan tersebut hanya menambah daya pendorongan (*driving force*) atau meningkatkan

beda tekanan (*pressure drawdown*) maka cara-cara perolehan tersebut selayaknya tidak dikategorikan sebagai EOR namun tetap merupakan bagian dari IOR. Sebagai contoh, metode EOR yang paling ekstensif dilakukan di Indonesia saat ini adalah *steamflooding* yang telah dilakukan di Lapangan Duri, Sumatera, yang masih berlangsung sampai saat ini. *Steamflooding* dilakukan dengan cara menginjeksikan uap untuk menurunkan viskositas minyak sehingga minyak lebih mudah mengalir (*enhancing flow process*) dan dengan demikian dapat meningkatkan produksi dan perolehan (*enhanced recovery*).

Dari paparan tersebut di atas, EOR selayaknya merujuk kepada proses di reservoir sedangkan IOR, berbeda dengan pendapat Sheng (2011), seharusnya tidak selalu merujuk kepada proses di reservoir. Dalam hal ini, EOR dapat didefinisikan sebagai aneka upaya menginjeksikan suatu zat atau cara lainnya yang mengubah sifat fisik fluida atau interaksi batuan-fluida baik secara fisikawi maupun kimiawi sedemikian sehingga mekanisme aliran minyak dapat diperbaiki atau ditingkatkan (*any attempt normally by injecting substances into reservoirs or by other means that changes the fluid properties or rock-fluid interactions either physically or chemically so that the oil flow mechanism is enhanced*) sedangkan IOR dapat didefinisikan sebagai aneka upaya penambahan gaya-gaya dan energi reservoir yang membantu atau memperbaiki atau mengubah mekanisme aliran minyak alamiah (*any attempt normally by supplementing additional reservoir forces and energy that helps or improves or changes the natural oil flow mechanism*). Dengan definisi yang demikian

itu, maka membedakan atau memilah apakah suatu teknik atau metode peningkatan produksi termasuk EOR dapat dilakukan dengan mudah. Kekurangan definisi ini adalah bahwa peningkatan atau percepatan produksi dan peningkatan perolehan menjadi sedikit lebih sulit untuk dibedakan.

1.2 CO₂-EOR

Di antara berbagai metode EOR, injeksi CO₂ merupakan salah satu cara yang potensial untuk diterapkan di Indonesia. Walaupun injeksi CO₂ tidak memenuhi definisi EOR dari Lake (1989) karena CO₂ seringkali berada di dalam reservoir, namun secara proses, injeksi CO₂ jelas tercakup sebagai proses EOR karena mengubah sifat, sistem aliran, dan mekanisme pendorongan di reservoir. Metode injeksi CO₂ sangat cocok digunakan untuk minyak ringan hingga medium dan untuk reservoir yang relatif dalam (yaitu mempunyai tekanan yang relatif tinggi) agar tekanan pencampuran (*minimum miscibility pressure, MMP*), yaitu tekanan terendah yang diperlukan untuk CO₂ dapat bercampur dengan minyak di reservoir, dapat dicapai. Di samping keadaan reservoir, yang menjadi pertimbangan dalam melakukan injeksi CO₂ adalah sumber gas CO₂ di sekitar daerah operasi. Cekungan Sumatera Selatan, misalnya, memiliki beberapa lapangan gas yang sebagian di antaranya mengandung CO₂ yang cukup besar. Hingga saat ini gas CO₂ hanya terbuang bersamaan dengan gas yang dibakar (*flared gas*) karena gas tersebut tidak memiliki nilai ekonomis. Padahal, gas CO₂ dapat

dimanfaatkan sebagai salah satu bahan untuk diinjeksikan ke dalam reservoir sebagai metode EOR yang telah terbukti dapat meningkatkan produksi dan perolehan di beberapa lapangan minyak dunia seperti yang telah dilakukan di Lapangan Kelly-Snyder (Kane, 1979). Pemanfaatan gas CO₂ dalam rangka meningkatkan produksi minyak sebagai metode EOR didasarkan pada kemampuan gas CO₂ untuk bertindak sebagai *recovery agent* (yaitu *solvent*) jika CO₂ dapat bercampur (*miscible*) dengan minyak. Dalam hal ini, telah diketahui bahwa injeksi CO₂ dapat meningkatkan perolehan minyak sebesar 5-20 % (Lake, 1989).

Injeksi CO₂ sebagai metode EOR mempunyai prospek yang sangat baik dan terbukti dapat meningkatkan perolehan minyak dengan dukungan keberadaan sumber CO₂ dan nilai tambah yang terkait dengan isu lingkungan. Namun demikian, injeksi CO₂ mempunyai kendala jika dilakukan di lapangan di Indonesia karena keadaan khas reservoir di mana pada umumnya bertemperatur tinggi dan dengan tekanan yang sudah jauh menurun. Akibatnya, injeksi CO₂ tidak dapat dilakukan dengan cara di mana CO₂ tercampur (*miscible*) dengan minyak karena dalam keadaan temperatur tinggi, tekanan pencampuran (MMP) menjadi jauh lebih tinggi sehingga sangat sulit untuk dicapai. Namun, injeksi CO₂ ternyata juga telah terbukti bekerja dengan baik dan mampu meningkatkan produksi dan perolehan minyak walaupun diinjeksikan dalam keadaan tak tercampur (*immiscible*). Dalam hal ini, injeksi CO₂ dilakukan pada tekanan injeksi di bawah tekanan pencampuran.

Selanjutnya, terkait keberadaan CO₂ yang seringkali terbatas di sekitar atau dekat dengan lokasi lapangan dan biaya yang masih cukup tinggi untuk melakukan CO₂ capturing dari udara bebas, maka injeksi CO₂ tak tercampur tersebut dilakukan dengan teknik *huff and puff* karena cara ini memerlukan jumlah CO₂ yang relatif lebih sedikit dibandingkan dengan teknik injeksi kontinu (*continuous injection*).

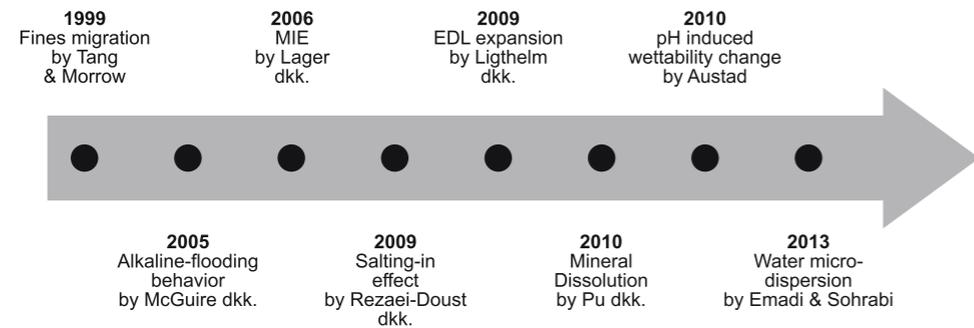
1.3 Smart Water-EOR

Sejak awal, injeksi air (*waterflooding*) pada reservoir minyak dipandang sebagai proses fisis untuk menjaga tekanan reservoir agar tidak turun secara signifikan serta untuk memberikan gaya pendorongan (*driving force*) pada minyak menuju sumur produksi. Dalam proses yang demikian, sedikit perhatian yang diberikan terhadap mekanisme kimiawi yang terjadi selama injeksi air dan pengaruhnya terhadap perolehan minyak. Injeksi air bersalinitas rendah, atau lebih dikenal dengan *Low Salinity Water Injection* (LSWI) atau *Smart Water-EOR*, adalah salah satu metode yang mengemuka untuk meningkatkan kinerja injeksi air konvensional (*waterflooding*). LSWI dapat didefinisikan sebagai injeksi air formasi (*brine*) dengan komposisi kimia yang diatur sedemikian rupa (*chemically tuned*) ke dalam reservoir batupasir atau karbonat (Qiao dkk., 2015). LSWI sebagai metode EOR menjadi hal yang sangat menarik di kalangan peneliti dan industri hulu minyak dunia karena membutuhkan biaya investasi yang relatif rendah, desain yang sederhana, dan dampak terhadap lingkungan yang rendah.

Disamping kemampuan dalam proses pendesakan (*driving*), hasil eksperimen dan uji sumur tunggal menggunakan *tracer* membuktikan bahwa terdapat penurunan saturasi minyak tersisa (*residual oil saturation*) setelah dilakukan LSWI. Saturasi minyak tersisa adalah jumlah minyak di dalam reservoir yang tidak dapat dialirkan atau didesak lagi akibat tekanan kapiler dan kondisi kebasahan batuan (*rock wettability*). Jika dilakukan LSWI dan terjadi penurunan saturasi minyak tersisa maka akan ada tambahan perolehan minyak dari reservoir bersangkutan. Salah satu observasi menggunakan metode *log-inject-log* yang dilakukan oleh *British Petroleum* (BP) pada suatu lapangan minyak di Alaska membuktikan bahwa LSWI mampu menurunkan saturasi minyak tersisa sebesar 15% - 50% dari kondisi awal. Terdapat indikasi bahwa telah terjadi reaksi secara kimia antara batuan formasi (khususnya komponen lempung), minyak dan air bersalinitas rendah sehingga terjadi penurunan saturasi minyak tersisa tersebut.

Berbagai penelitian yang dilakukan selama satu dekade terakhir menghasilkan berbagai pendapat terkait mekanisme LSWI dalam meningkatkan perolehan minyak. Namun, penemuan-penemuan yang terjadi masih belum bermuara pada satu pendapat yang konklusif. Karena itu, penelitian yang terkait dengan metode LSWI masih sangat terbuka dan berpotensi untuk terus berkembang di masa yang akan datang. Gambar 1 berikut menunjukkan sejarah ringkas perkembangan pengetahuan tentang mekanisme LSWI atau *Smart Water-EOR* dalam

meningkatkan perolehan minyak. Gambar tersebut diadaptasi atau dimodifikasi dari publikasi oleh Rotondi dkk. tahun 2014.



Gambar 1. Mekanisme LSWE (Rotondi dkk., 2014)

2 SEKILAS TENTANG CO₂-EOR

2.1 Sejarah Singkat

Injeksi CO₂ sebagai metode EOR sudah berlangsung sangat lama. Menurut catatan Ghedan (2009), injeksi CO₂ mulai mengemuka pada tahun 1930-an dan kemudian berkembang pesat pada tahun 1970-an. Butuh waktu sekitar 40 tahun untuk menjadikan injeksi gas CO₂ sebagai metode terpilih untuk jenis minyak ringan dan medium. Pada pertengahan abad ke-20, penelitian mulai beralih menuju kemampuan CO₂ dalam meningkatkan perolehan minyak khususnya dalam skala laboratorium. Berbagai proyek di lapangan terkait injeksi CO₂ pun ikut berkembang terutama di Amerika Serikat. Latar belakang utama yang memotivasi perkembangan kegiatan proyek CO₂ sebagai metode EOR di antaranya: 1) Keinginan dari banyak pihak untuk mengurangi emisi

gas CO₂ ke atmosfer dan 2) Perhatian terhadap ketahanan suplai energi minyak bumi dengan meningkatkan efisiensi eksploitasi terhadap cadangan pasti (*proven reserve*).

2.2 Mekanisme Peningkatan Perolehan

Peningkatan perolehan minyak (*oil recovery enhancement*) dengan injeksi gas CO₂ sedikitnya melalui 4 mekanisme (Klins, 1984 dan Mungan, 1981), yaitu: 1) pengembangan volume minyak (*oil swelling*), 2) penurunan viskositas minyak, 3) pendorongan internal (*solution gas drive*), dan 4) penguapan minyak (*crude vaporization*). Terjadinya mekanisme ini sangat bergantung pada jenis dan komposisi minyak, temperatur reservoir, dan tekanan reservoir. Secara umum, pada keadaan tekanan rendah maka *oil swelling* dan penurunan viskositas akan mendominasi mekanisme yang terjadi. Setelah periode injeksi berhenti dan tekanan kembali menurun, maka dapat terjadi mekanisme pendorongan oleh gas yang keluar dari larutan (*solution gas*). Sedangkan pada tekanan dan temperatur tinggi maka disamping *oil swelling* dan penurunan viskositas, mekanisme penguapan minyak dapat pula terjadi. Jika tekanan sangat tinggi dan temperatur cukup rendah maka mekanisme pendesakan tercampur (*miscible displacement*) akan terjadi di mana gas CO₂ dan minyak tercampur dengan sempurna dan membentuk satu fasa.

Pengembangan volume minyak yang terjadi setelah injeksi CO₂ merupakan akibat dari proses pelarutan komponen CO₂ ke dalam fasa

minyak sehingga volume minyak menjadi lebih besar. Hal ini sangat bergantung pada tingkat kelarutan (*solubility*) gas CO₂ dalam minyak. *Swelling factor* adalah besaran yang digunakan untuk menggambarkan pengembangan volume minyak tersebut. *Swelling factor* didefinisikan sebagai perbandingan antara volume minyak pada suatu tekanan injeksi tertentu terhadap volume awal minyak pada kondisi atmosfer. Parameter ini dapat digunakan sebagai indikator efektivitas gas CO₂ dalam meningkatkan volume minyak dan kemudian mempermudah fasa minyak untuk mengalir menuju sumur produksi. *Swelling factor* akan meningkat seiring dengan peningkatan tekanan injeksi pada temperatur konstan. Sebaliknya, *swelling factor* akan menurun seiring dengan peningkatan temperatur pada tekanan injeksi konstan.

Kelarutan gas CO₂ dalam minyak juga akan menurunkan viskositas minyak. Dalam hal ini, gas CO₂ merupakan pelarut (*solvent*) bagi minyak. Menurut penelitian yang dilakukan oleh Chung dkk. (1986), penurunan viskositas dengan injeksi CO₂ jauh lebih efektif dibandingkan dengan meningkatkan temperatur reservoir (misalnya dengan cara injeksi uap atau *steamflooding*). Pada suatu keadaan selama injeksi CO₂, viskositas minyak tidak akan mengalami penurunan lagi dengan peningkatan tekanan injeksi karena sifat alami kompresibilitas minyak. Hal ini merupakan indikasi awal dari kelarutan (*solubility*) gas CO₂ dalam minyak sudah mencapai nilai maksimum. Penurunan viskositas minyak ini kemudian akan meningkatkan mobilitas minyak dalam media berpori serta memperbaiki efektivitas pendesakan fluida

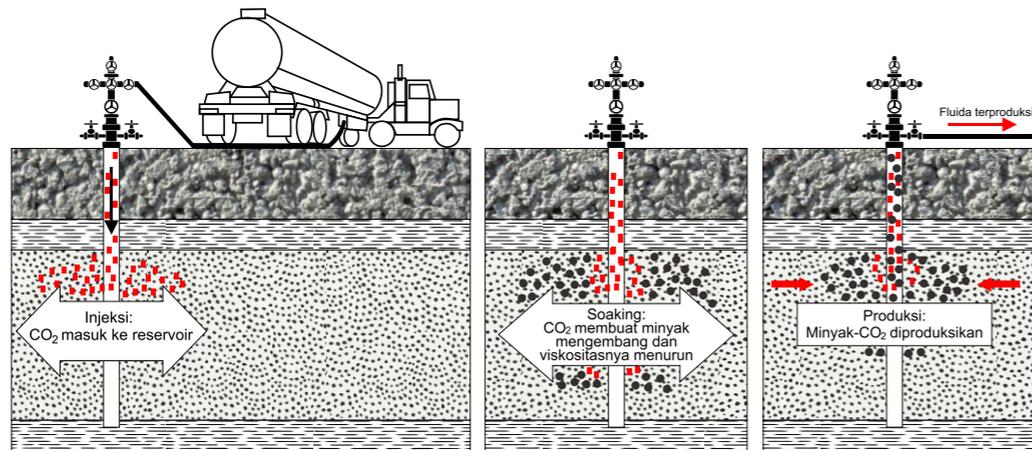
injeksi, yaitu gas CO₂, terhadap minyak.

Salah satu fenomena penting selama proses injeksi CO₂ adalah penurunan tegangan antar muka antara minyak dan CO₂. Fenomena ini bahkan dipercaya sebagai mekanisme utama peningkatan perolehan (*recovery enhancement*) (Yang dan Gu, 2005, Nobakht, dkk., 2008). Penurunan tegangan antar muka juga sangat berkaitan dengan jumlah gas CO₂ yang larut (*dissolved*) ke dalam minyak. Besaran nilai tegangan antar muka antara minyak dan CO₂ yang mendekati atau sama dengan nilai 0 (nol) merupakan indikasi dari gas CO₂ yang telah tercampur dengan minyak sehingga keduanya membentuk satu fasa fluida.

2.3 CO₂-EOR Bersiklus Tak Tercampur

Yang dimaksud dengan bersiklus tak tercampur adalah *huff and puff*, yaitu suatu metode di mana injeksi CO₂ tidak dilakukan secara berkesinambungan atau terus menerus (kontinu) tetapi dilakukan dengan terputus-putus melalui tiga tahapan atau periode. Ketiga periode tersebut adalah, pertama, CO₂ diinjeksikan ke dalam reservoir (disebut periode *huff*) untuk jangka waktu tertentu. Kedua, injeksi dihentikan dan sumur ditutup untuk dibiarkan beberapa lama. Selama sumur ditutup, CO₂ yang telah diinjeksikan ke dalam reservoir diharapkan dapat berinteraksi dengan minyak melalui mekanisme tertentu. Periode ini disebut periode "perendaman" atau *soaking*. Ketiga, sumur dibuka kembali dan minyak diproduksi (disebut periode

puff). Dengan demikian, ada siklus dalam proses injeksi di mana satu siklus injeksi terdiri dari injeksi CO₂ (periode *huff*), periode *soaking*, dan produksi (periode *puff*). Karena itu, injeksi CO₂ *huff and puff* disebut pula injeksi CO₂ bersiklus (*cyclic CO₂ injection*). Gambar 2 berikut menggambarkan proses *huff and puff* dalam injeksi CO₂.



Gambar 2. *Huff and Puff* dalam injeksi CO₂

Pada prosesnya, gas CO₂ harus diinjeksikan dengan tepat untuk mengoptimalkan proses interaksinya dengan minyak. Keberadaan air formasi di dalam reservoir tidak akan mengganggu proses pencampuran dan pelarutan gas CO₂ ke dalam minyak karena kelarutan (*solubility*) gas CO₂ dalam minyak jauh lebih besar dibandingkan dengan kelarutan gas CO₂ dalam air sehingga air akan tersaturasi oleh CO₂ dengan lebih cepat (Palmer dkk., 1986). Setelah proses injeksi, periode *soaking* dilakukan dengan durasi yang telah ditentukan sebelumnya. Periode *soaking* memberi kesempatan gas CO₂ dan minyak untuk

berinteraksi yang kemudian menyebabkan volume minyak mengembang, viskositas minyak turun, dan tegangan antar muka antara CO₂ dan minyak berkurang. Perubahan fisis ini mengakibatkan peningkatan mobilitas minyak sehingga minyak lebih mudah mengalir dan berproduksi melalui sumur produksi.

3 SEKILAS TENTANG SMART WATER-EOR

3.1 Sejarah Singkat

Salah satu studi awal yang melakukan observasi tentang pengaruh injeksi air bersalinitas rendah dilakukan oleh Bernard pada tahun 1967. Dalam eksperimennya, ia membandingkan perolehan minyak dari injeksi menggunakan air formasi dan air murni. Hasil eksperimen menunjukkan bahwa minyak yang diperoleh dengan injeksi menggunakan air murni lebih tinggi dibandingkan dengan hasil injeksi menggunakan air formasi. Namun, bersamaan dengan perolehan minyak yang lebih tinggi tersebut, injeksi menggunakan air murni menyebabkan hidrasi pada batu lempung (*clay*) sehingga menurunkan permeabilitas batuan (*rock permeability*). Penurunan permeabilitas yang merupakan kerusakan pada batuan (*formation damage*) ini disebabkan oleh partikel lempung pada formasi yang mengembang atau terlepas dari matriks batuan (bergantung pada jenis lempungnya) akibat berinteraksi dengan air murni. Terlepas dari kejadian kerusakan yang diakibatkan oleh injeksi air murni pada batuan reservoir tersebut,

temuan ini kemudian menjadi landasan penting dalam pengembangan pengetahuan tentang injeksi air bersalinitas rendah.

Ide awal mengenai injeksi air bersalinitas rendah diuraikan oleh seorang professor dari *University of Wyoming* pada awal tahun 1990-an. Ia dan kolega penelitiannya melakukan eksperimen untuk menentukan relasi antara air formasi, minyak dan mineral batuan terhadap sifat kebasahan batuan (*rock wettability*). Berdasarkan *Schlumberger Oilfield Glossary*, kebasahan batuan merupakan kecenderungan sebuah komponen padat (dalam hal ini batuan reservoir) untuk berkontak dengan salah satu fluida (disebut sebagai *wetting phase*) dibanding fluida lainnya. *Wetting phase* tersebar pada area permukaan batuan dalam media berpori, bergantung pada indeks kebasahan (*wettability index*). Secara ringkas, tim peneliti kemudian berkesimpulan bahwa semakin rendah salinitas air yang diinjeksikan maka semakin tinggi perolehan minyak yang dihasilkan.

Pada waktu yang hampir bersamaan, penelitian yang dilakukan oleh Khilar dkk. pada tahun 1990, merumuskan sebuah parameter tentang salinitas air yang diinjeksikan agar tidak terjadi kerusakan formasi setelah mengamati interaksi antara batuan formasi yang mengandung lempung dengan air bersalinitas rendah. Parameter ini kemudian dikenal sebagai *critical total ionic strength*. Setelah itu, berbagai evaluasi dalam percobaan di laboratorium dan di lapangan (*field trial*) membuktikan bahwa injeksi air bersalinitas rendah mampu

meningkatkan perolehan minyak. Tabel 1 berikut dari Dang dkk. (2015) menunjukkan keberhasilan proyek injeksi air bersalinitas rendah di beberapa lapangan minyak di dunia.

Tabel 1. Implementasi *Smart Water*-EOR (Dang dkk., 2015)

Author	Reservoir	Injected Brine/ Formation Water (ppm)	Formation Damage	Incremental Oil Recovery (%)
Webb (2004)	Sandstone	3,000 / 220,000	No	20
McGuire (2005)	Sandstone (Alaska North Slope)	150-1,500 / 15,000	No	13
Robertson (2007)	Sandstone (West Semlek Reservoir) (North Semlek Reservoir) (Moran Reservoir)	10,000 / 60,000 3,304 / 42,000 7,984 / 128,000	No	Recovery tends to decrease as the salinity ratio increases
Lager (2008)	Sandstone (Alaskan Oil Field)	2,600 / 16,640	No	10
Veledder (2010)	Sandstone (Omar Oil Field) (Isa Oil Field)	2,200 / 90,000	No	10 - 15
Seccombe (2010)	Sandstone (Endicot Oil Field)	12,000 / -	No	13
Skrettingland (2010)	Sandstone (Snorre Oil Field)	500 / 50,000	No	No significant change

Penelitian selanjutnya oleh Berg dkk. pada tahun 2010 menunjukkan bahwa metode injeksi air bersalinitas rendah yang dilakukan pada tingkat salinitas tertentu tidak menyebabkan pelepasan partikel lempung (*clay deflocculation*) dari batuan formasi. Dengan kata lain, terdapat salinitas air yang tidak menyebabkan ketidakstabilan partikel lempung (*clay*) dan hanya berpengaruh pada pelemahan ikatan antara minyak dan partikel lempung saja. Pada suatu keadaan setelah injeksi air bersalinitas rendah, ikatan antara minyak dan partikel

lempung akan terlepas dan menyebabkan minyak dapat mengalir menuju sumur produksi. Proses pelepasan minyak dari partikel lempung inilah yang mendasari mekanisme peningkatan perolehan minyak oleh injeksi air bersalinitas rendah. Dengan demikian, mekanisme utama peningkatan perolehan minyak oleh injeksi air bersalinitas rendah adalah perubahan kebasahan batuan (*rock wettability alteration*) yang terkait dengan interaksi antara minyak, air formasi, dan batuan reservoir.

3.2 Mekanisme Peningkatan Perolehan

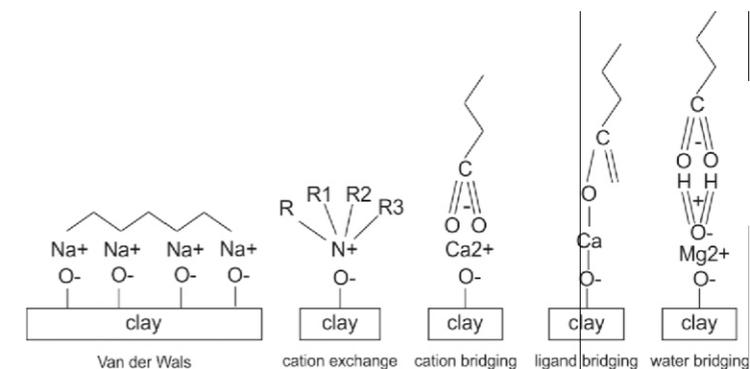
Di atas telah disinggung tentang prinsip dasar mekanisme peningkatan perolehan minyak oleh injeksi air bersalinitas rendah. Dalam perkembangannya selama 2 dekade terakhir, terdapat sedikitnya 13 teori tentang mekanisme yang telah diusulkan seperti dilaporkan dalam berbagai literatur. Ke-13 usulan mekanisme tersebut adalah: *fine migration* (migrasi partikel lempung yang terlepas), pelarutan mineral, pelepasan dari partikel *mixed-wet*, efek kenaikan pH dan penurunan tegangan antar muka, emulsifikasi, saponifikasi, efek yang menyerupai cara kerja surfaktan, *multi-component ionic exchange* (proses pergantian antar ion), *electrical double layer expansion* (ekspansi 2 lapisan bermuatan listrik), efek *salt-in*, tekanan osmosis, *salinity shock*, dan perubahan kebasahan batuan (*wettability alteration*).

Dari 13 teori tentang mekanisme yang telah diusulkan tersebut, 2 teori telah banyak diterima dan telah menjadi teori yang paling populer

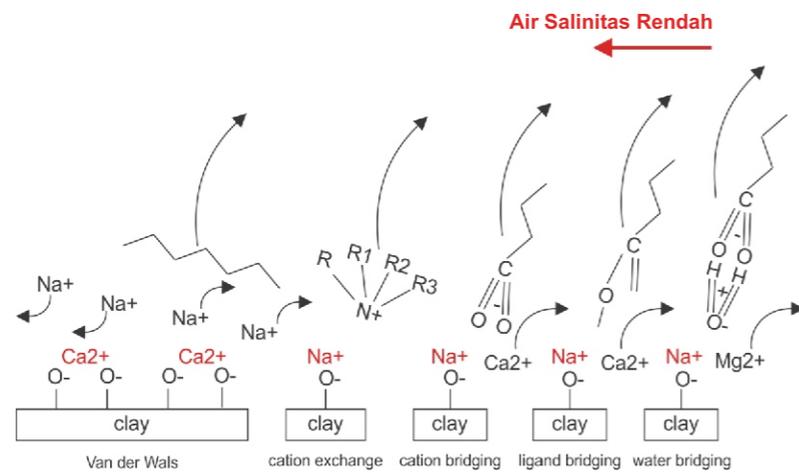
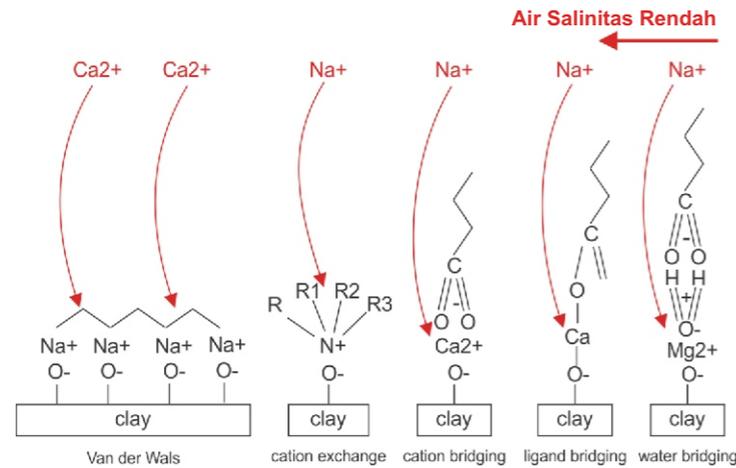
untuk menjelaskan mekanisme injeksi air bersalinitas rendah dalam meningkatkan perolehan minyak. Kedua teori tersebut masing-masing adalah *multi-component ionic exchange* (MIE) yang disampaikan oleh Lager dkk. (2008) dan *electrical double layer* (EDL) *expansion* yang disampaikan oleh Ligthelm dkk. (2009) dan Lee dkk. (2010).

1. Multi-component Ionic Exchange (MIE)

Teori ini melibatkan kompetisi ikatan antar ion pada air formasi terhadap mineral yang bekerja sebagai media pergantian ion, dalam hal ini mineral lempung. Komponen polar pada minyak (baik asam atau basa), kation bebas pada air formasi, atau kombinasi antara keduanya teradsorpsi (menempel) pada permukaan mineral lempung. Gambar 3 berikut menunjukkan beberapa jenis ikatan ion yang terjadi antara minyak-kation-mineral lempung dan Gambar 4 menjelaskan proses pergantian ion (*ionic exchange*) karena lingkungan salinitas rendah yang dapat melepaskan minyak dari ikatannya dengan mineral lempung.



Gambar 3. Ikatan ion minyak-kation-clay (Lager dkk., 2008)



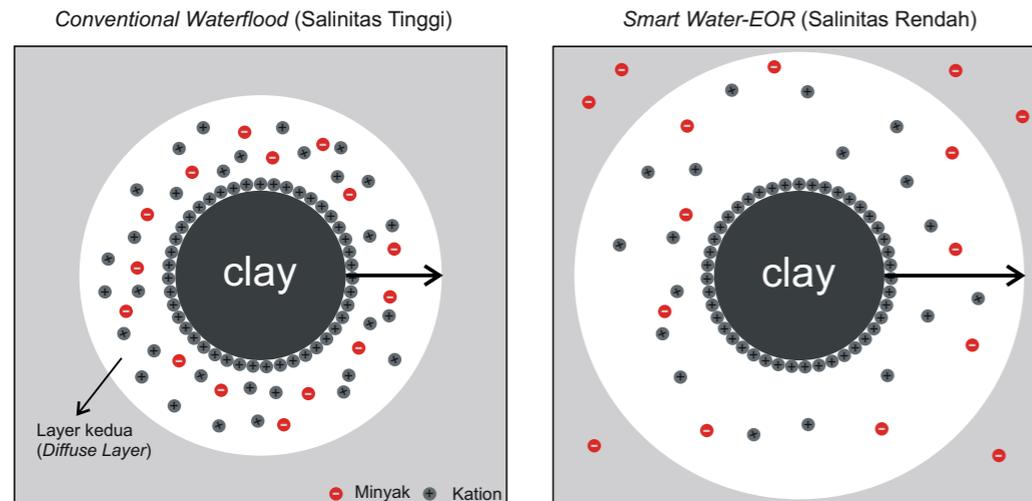
Gambar 4. Mekanisme MIE dalam LSWS

Seperti ditunjukkan pada Gambar 4 di atas, selama proses injeksi air bersalinitas rendah, mekanisme MIE akan mengambil alih proses kimia yang terjadi dalam reservoir, terutama pada permukaan pori, kemudian mengganti ikatan kompleks antara minyak-kation-mineral lempung dengan kation bebas pada air formasi, dan kemudian membentuk ikatan yang lebih sederhana. Pergantian ini didasari oleh

kondisi kesetimbangan yang terganggu akibat invasi dari air injeksi dengan salinitas yang lebih rendah dari air formasi. Pelepasan (*desorption*) komponen polar minyak dari permukaan mineral lempung ini mengakibatkan terjadinya perubahan kebasahan batuan (*rock wettability alteration*) sehingga batuan menjadi lebih bersifat *water-wet*. Dalam hal ini, batuan akan cenderung mengikat air dengan porsi yang lebih banyak dibandingkan dengan minyak.

2. Electrical Double Layer (EDL) Expansion

Dijelaskan oleh Ligthelm dkk. (2009) dan juga oleh Lee dkk. (2010) bahwa dalam skala mikro sistem reservoir dapat dipandang sebagai sebuah medan elektrik yang terbentuk akibat adanya interaksi mineral lempung dan air formasi. Keadaan ini dapat dijelaskan oleh Gambar 5 berikut. Mineral lempung dalam kondisi reservoir mempunyai muatan negatif. Interaksi mineral lempung dengan air formasi membentuk zona elektrik dan menarik ion-ion yang berlawanan dengan mineral lempung (yaitu yang bermuatan positif). Selain itu, terdapat lapisan (*layer*) kedua yang terbentuk sebagai akibat dari sifat mineral lempung yang sangat reaktif. Pada lingkungan salinitas tinggi seperti yang diakibatkan oleh adanya air formasi, keberadaan ion-ion positif akan menurunkan gaya tolak menolak antara komponen polar negatif minyak dengan muatan negatif mineral lempung. Keadaan ini menyebabkan sebagian permukaan pori diisi oleh minyak yang tidak bisa lepas dari lingkungan mineral lempung dan batuan reservoir cenderung bersifat *mixed-wet*.



Gambar 5. Mekanisme EDLE dalam LSWI (Lee dkk., 2010)

Penurunan lingkungan salinitas akibat injeksi air bersalinitas rendah berarti penurunan konten elektrolit dan ion-ion positif yang berada di dalam sistem batuan reservoir. Penurunan jumlah ion-ion positif ini akan kembali meningkatkan gaya tolak-menolak antara mineral lempung dengan komponen polar negatif dari minyak. Pada suatu keadaan atau tingkat salinitas tertentu, gaya tolak-menolak ini akan melebihi batas kemampuan komponen minyak untuk tetap terikat pada permukaan mineral lempung. Karena itu, komponen minyak akan terlepas dari permukaan mineral lempung dan kemudian ikut mengalir bersama air bersalinitas rendah yang diinjeksikan. Ruang pada permukaan pori yang sebelumnya ditempati oleh minyak akan digantikan oleh air. Keadaan ini kemudian mengakibatkan perubahan kebasahan batuan menuju sifat yang lebih *water-wet*.

4 KONTRIBUSI KEILMUAN CO₂-EOR DAN SMART WATER-EOR

Di tengah maraknya kegiatan penelitian di tanah air mengenai metode peningkatan perolehan minyak (*enhanced oil recovery*, EOR), terutama yang terkait dengan metode injeksi kimia (*chemical-EOR*) dan injeksi mikroba (*microbial-EOR*), kegiatan penelitian tentang metode EOR lainnya kurang mendapat tempat dan perhatian para peneliti lokal. Padahal, metode EOR selain kedua metode yang menarik banyak perhatian tersebut, sesungguhnya mempunyai kemungkinan penerapan yang lebih *feasible* untuk bisa menjawab persoalan peningkatan produksi minyak nasional yang sedang terjadi saat ini. Setidaknya, terdapat 2 (dua) metode EOR yang kurang mendapat tempat dan perhatian dari para peneliti di tanah air, yaitu metode injeksi gas CO₂ dan injeksi air bersalinitas rendah atau yang lebih dikenal dengan metode *Smart Water-EOR*. Salah satu keunggulan dari kedua metode EOR tersebut berkaitan dengan isu penting dalam implementasi metode EOR yaitu kesesuaian material yang diinjeksikan dengan keadaan di reservoir (*compatibility issue*). Kedua metode EOR tersebut menginjeksikan fluida yang merupakan material yang tidak asing bagi reservoir karena memang terdapat di reservoir. Gas CO₂ merupakan bagian dari komposisi gas hidrokarbon yang terlarut dalam minyak sedangkan *Smart Water-EOR* menggunakan air yang bersumber dari air formasi yang berasal dari reservoir.

Karena itu, kajian tentang kemungkinan penerapan metode CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR di Indonesia sangatlah penting dan strategis. Berikut adalah paparan pengalaman kegiatan penelitian tentang kemungkinan penerapan metode CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR di Indonesia yang telah dilakukan selama sekitar 10 tahun terakhir sebagai sumbangan ide dan pemikiran dalam rangka memperkaya berbagai upaya peningkatan produksi minyak nasional yang telah dan sedang dilakukan oleh seluruh pemangku kepentingan industri hulu minyak Indonesia. Kegiatan tersebut adalah: 1) Penelitian tentang metode CO₂-EOR yang melibatkan uji coba di lapangan, 2) Penelitian yang menghasilkan peralatan laboratorium terintegrasi untuk eksperimen yang terkait dengan CO₂-EOR, dan 3) Penelitian tentang metode *Smart Water*-EOR yang melibatkan uji coba di lapangan.

4.1 Uji Coba Lapangan – CO₂-EOR Bersiklus Tak Tercampur

Kontribusi terbesar dan terpenting yang pernah dilakukan sampai saat tulisan ini dibuat adalah melakukan uji coba metode CO₂-EOR di lapangan. Walaupun metode ini telah banyak dilakukan di negara lain, CO₂-EOR belum pernah dilakukan di Indonesia. Bahkan menurut laporan dan literatur yang tersedia saat ini, uji coba tersebut merupakan satu-satunya uji coba CO₂-EOR di Indonesia. Dengan kata lain, kegiatan ini merupakan *pioneering research* di Indonesia.

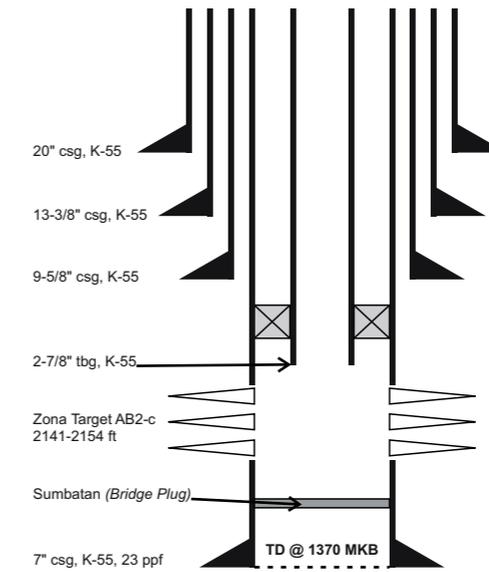
Kegiatan penelitian ini merupakan kerjasama antara ITB dengan berbagai universitas dan lembaga penelitian dari Korea yang tergabung

dalam sebuah konsorsium riset CO₂-EOR Korea-Indonesia. Institusi anggota konsorsium tersebut terdiri dari Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, Sejong University, Institut Teknologi Bandung, Konkuk University, Hanyang University, Hongik University, dan 3 perusahaan jasa konstruksi dan peralatan injeksi. Judul proyek penelitian yang berdurasi 3 tahun selama 2012-2015 tersebut adalah "*Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test*". Tujuan umum dari penelitian tersebut adalah mengkaji kemungkinan melakukan injeksi CO₂ dalam rangka penyimpanan CO₂ di bawah permukaan bumi dengan memanfaatkan kapasitas ruang penyimpanan dalam reservoir.

Sedangkan tujuan khusus dari program injeksi CO₂ di lapangan (*CO₂-EOR pilot test*) adalah: 1) Melakukan uji coba injeksi CO₂ dalam skala lapangan di reservoir minyak di Indonesia, 2) Mengetahui kemungkinan penerapan metode CO₂-EOR dengan teknik injeksi bersiklus (*huff and puff*) dan tak tercampur (*immiscible*) dalam skala lapangan, 3) Mengetahui tingkat keberhasilan injeksi gas CO₂ dan penerapan metode CO₂-EOR bersiklus tak tercampur di reservoir di Indonesia dalam rangka peningkatan perolehan minyak yang dapat digunakan sebagai referensi untuk penerapan metode CO₂-EOR di Indonesia pada masa yang akan datang, dan 4) Membantu mengurangi tingkat pencemaran gas CO₂ di atmosfer melalui penggunaan gas CO₂ untuk meningkatkan produksi minyak sebelum CO₂ tersebut disimpan.

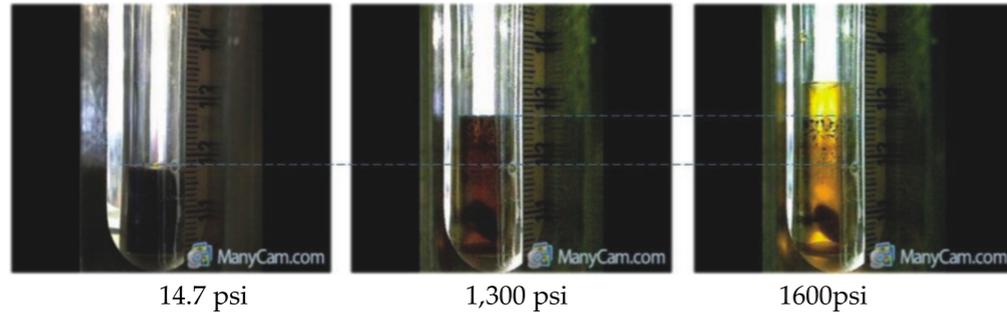
Lapangan minyak yang dipilih adalah Lapangan Meruap yang terletak di Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi, berjarak kurang-lebih 2 km dari pusat kota Sarolangun. Secara geologi, Blok Meruap terletak pada bagian Utara dari cekungan busur belakang Sumatera Selatan. Lapangan Meruap tersusun atas 7 zona reservoir utama yang terdiri dari AB-1 sampai AB-7. Litologi yang berkembang didominasi oleh batupasir dan batulempung yang pada beberapa interval terdapat batuan *tuff* halus, *tuff* kasar, breksi dan konglomerat. Lapisan yang menjadi target utama produksi adalah AB-4b yang sudah menghasilkan total produksi minyak pada saat itu sebanyak 4,2 juta STB, AB-5c dengan total produksi 2.5 juta STB, dan AB-5b dengan total produksi 1.2 juta STB.

Berdasarkan pertimbangan beberapa aspek termasuk total waktu injeksi dan waktu perendaman (*soaking*) yang mencapai 4 (empat) bulan, sifat gas CO₂ yang menjadi asam ketika terlarut dalam air, tingkat komunikasi sumur injeksi dengan sumur sekitar (karena sumur sekitar belum memiliki fasilitas untuk memproduksi minyak dengan kandungan CO₂ tinggi), maka dipilih sumur yang memiliki produksi rendah (yaitu kurang dari 10 BOPD), memiliki tingkat produksi air yang rendah, dan memiliki area pengurasan/reservoir yang terbatas (*confined reservoir*). Berdasarkan kriteria tersebut maka dipilih Sumur M-14 dengan perforasi zona tunggal pada lapisan AB-2c sebagai target injeksi. Diagram skematik Sumur M-14 ditunjukkan pada Gambar 6 berikut.



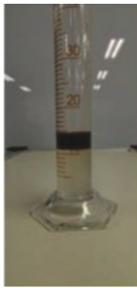
Gambar 6. Diagram Sumur M-14

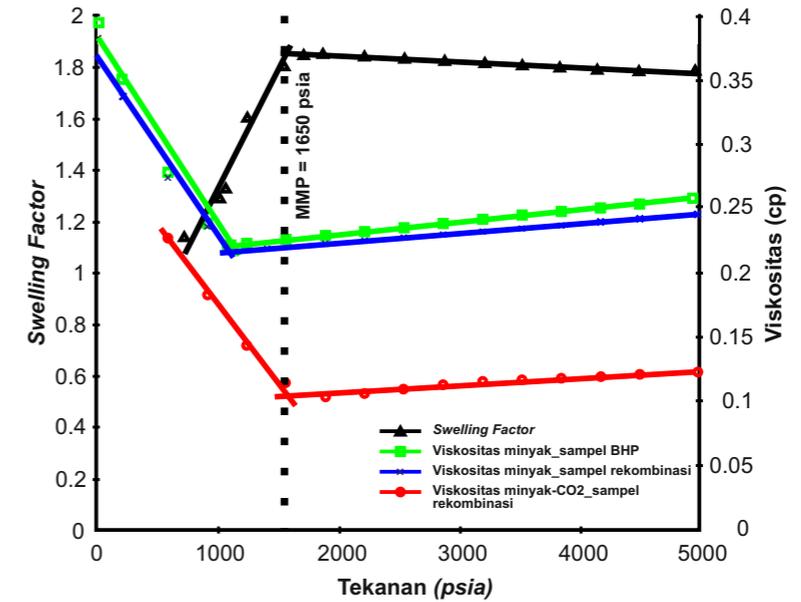
Sebelum pelaksanaan injeksi, terlebih dahulu dilakukan studi yang mencakup studi literatur, studi laboratorium, dan studi simulasi. Studi literatur mencakup kajian dan pembelajaran terhadap berbagai laporan dan publikasi proyek injeksi sejenis di berbagai lapangan di negara lain. Sedangkan studi laboratorium mencakup pekerjaan eksperimen termasuk uji *slim tube* untuk menentukan tekanan tercampur minimum, uji pengembangan volume minyak setelah bercampur dengan gas CO₂ (*swelling test*), uji penentuan viskositas minyak setelah bercampur dengan gas CO₂, uji laju korosi, dan uji pendesakan minyak oleh gas CO₂ (*core flooding experiment*). Semua pekerjaan laboratorium tersebut dilakukan di EOR Laboratory, Sejong University. Gambar 7 menunjukkan contoh hasil eksperimen *swelling test* dan Tabel 2 menunjukkan contoh hasil eksperimen *core flooding*.



Gambar 7. Hasil eksperimen *swelling test*

Tabel 2. Hasil eksperimen *core flooding*

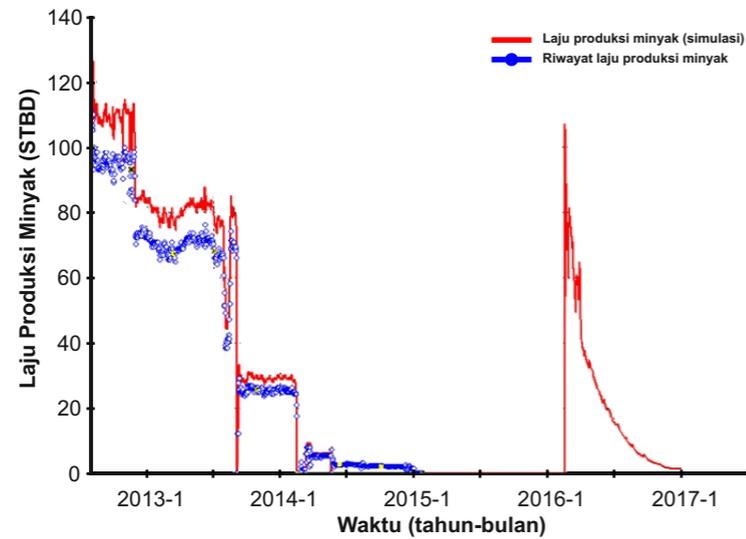
Kondisi Awal Reservoir		Proses Core flooding		
		Injeksi air	Injeksi CO ₂ _1	Injeksi CO ₂ _2
Temperatur (°C)	60	60	60	60
Tekanan (psi)	800	800	1000	1000
Volume Pori (cc)	65.5	14.15	4	2
Volume minyak (cc)	34.15	20	16	14
S _{oi} (%)	52	30.53	24.43	21.37
Porositas (%)	20.17	41.43	53.15	59
Waktu <i>aging</i> (jam)	48	Waktu <i>soaking</i> (jam)	48	48
				



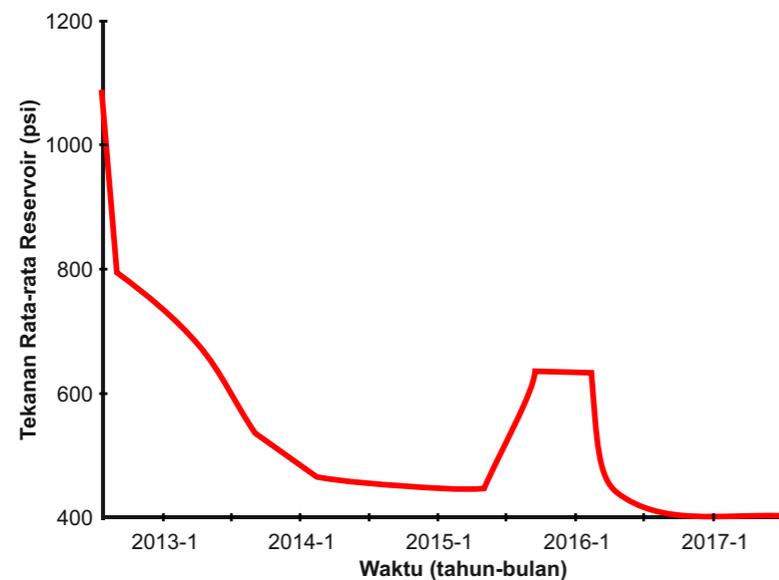
Gambar 8. MMP dari data *swelling factor* dan viskositas (T=60°C)

Studi simulasi dilakukan untuk mengkaji rencana injeksi sebanyak 1000 ton CO₂. Dengan tekanan rekah sebesar 1532 psia, maka tidak mungkin tercapai tekanan tercampur minimum sebesar 1650 psia seperti ditunjukkan oleh hasil studi *swelling test* dan viskositas (Gambar 8). Dengan demikian, studi simulasi dilakukan untuk kasus uji coba injeksi bersiklus (*huff and puff*) dan tak tercampur (*immiscible*). Simulasi dilakukan dengan model sumur tunggal dengan analisis sensitivitas yang melibatkan parameter laju injeksi, durasi injeksi, dan durasi perendaman (*soaking*). Hasil simulasi menunjukkan bahwa skenario terbaik adalah injeksi dengan laju injeksi sebesar 7 ton CO₂ per hari dan waktu perendaman (*soaking time*) 150 hari. Jika skenario ini dilakukan maka akan diperoleh penambahan produksi dengan produksi awal

sebesar 102 STB/day, Gambar 9 berikut menunjukkan profil produksi Sumur M-14 setelah injeksi menurut skenario dalam simulasi dengan profil tekanan reservoir rata-rata seperti ditunjukkan pada Gambar 10.

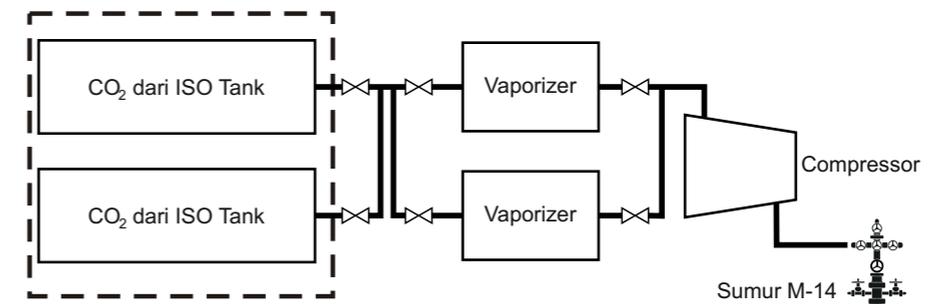


Gambar 9. Hasil simulasi produksi Sumur M-14



Gambar 10. Profil tekanan reservoir Sumur M-14

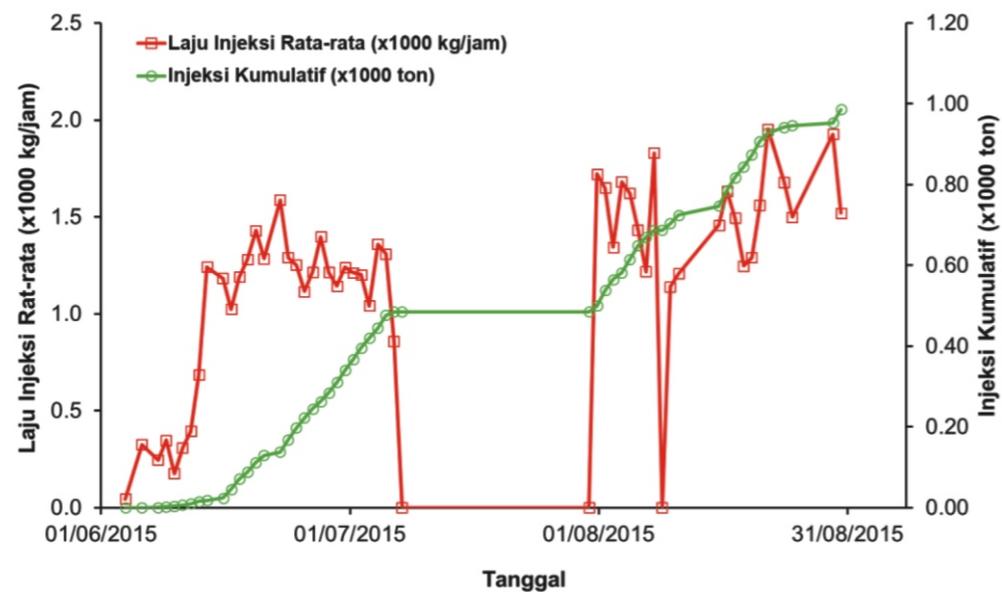
Tahap pelaksanaan injeksi dimulai dengan menyiapkan Sumur M-14 sebagai sumur injeksi termasuk upaya pencegahan aliran di belakang casing, penyekatan Lapisan AB-2c dari lapisan lainnya, dan penyiapan ketahanan sumur (*well integrity*) terhadap lingkungan gas CO₂ yang korosif. Selanjutnya, persiapan peralatan injeksi di permukaan. Dalam uji coba lapangan ini, gas CO₂ diperoleh dari Subang, Provinsi Jawa Barat. Gas CO₂ sebanyak 1000 ton tersebut diangkut ke lokasi di Provinsi Jambi dalam bentuk cair menggunakan truk tanki (*isotank*) sebanyak 70 trips. Setelah melalui proses evaporasi, gas CO₂ diinjeksikan dengan menggunakan kompresor. Secara skematik, peralatan injeksi di permukaan ditunjukkan pada Gambar 11 berikut.



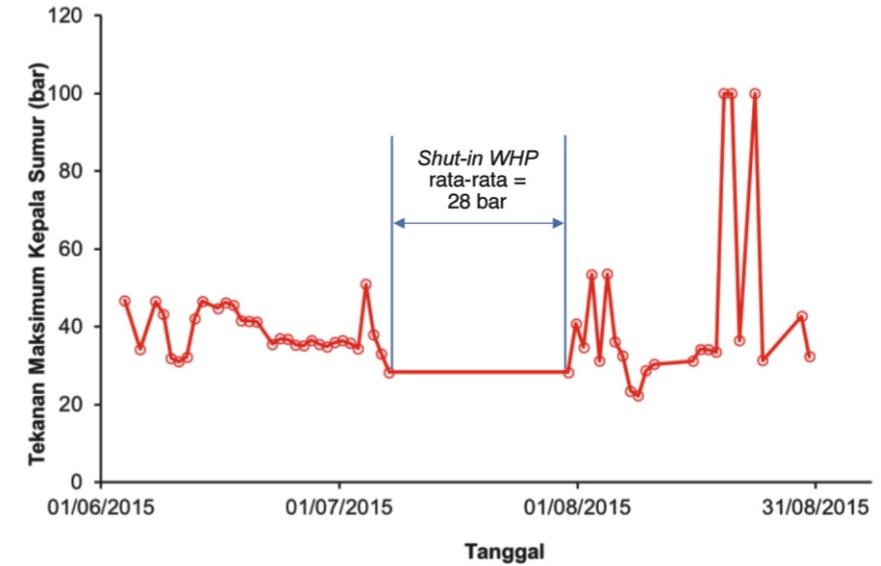
Gambar 11. Diagram fasilitas permukaan injeksi CO₂

Proses injeksi dilaksanakan selama kurang lebih 2 (dua) bulan tidak termasuk periode penghentian injeksi selama sekitar 3 (tiga) minggu karena faktor non-teknis. Uji coba injeksi dilakukan mulai tanggal 4 Juni 2015 dan keseluruhan proses injeksi berakhir pada tanggal 31 Agustus 2015. Jumlah total gas CO₂ yang diinjeksikan sebanyak 986 ton dengan

tekanan kepala sumur (*well head pressure*) rata-rata 40 bar atau sekitar 580 psi dan laju injeksi rata-rata 25 ton per hari di mana rata-rata *running time* injeksi per hari sekitar 15-17 jam. Laju injeksi tersebut berbeda dengan skenario dalam simulasi. Keputusan ini diambil karena tekanan kerja fasilitas injeksi CO₂ adalah 10.5 bar. Tekanan ini harus dijaga untuk menghindari terbentuknya *dry gas* pada *isotank* dan pipa salur (*flowline*). Apabila dilakukan injeksi dengan tekanan di atas 10.5 bar maka laju injeksi menjadi lebih tinggi dari 7 ton per hari. Gambar 12 memperlihatkan profil injeksi gas CO₂ dengan laju injeksi rata-rata sekitar 1.0-1.5 ton per jam sedangkan Gambar 13 menunjukkan tekanan maksimum kepala sumur selama masa injeksi. Pada kedua gambar, terlihat adanya periode penghentian injeksi selama 3 minggu sebelum injeksi dimulai kembali pada awal Agustus 2015.



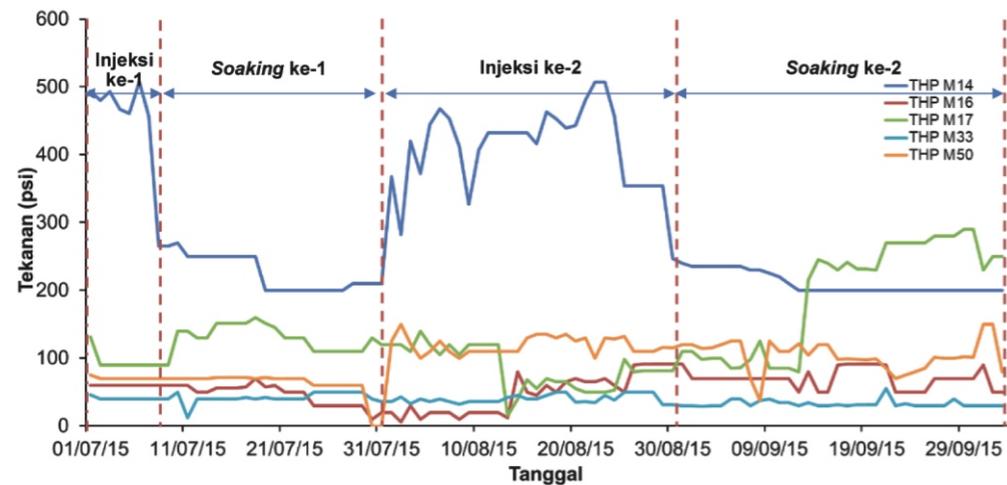
Gambar 12. Laju dan kumulatif injeksi gas CO₂



Gambar 13. Tekanan kepala sumur

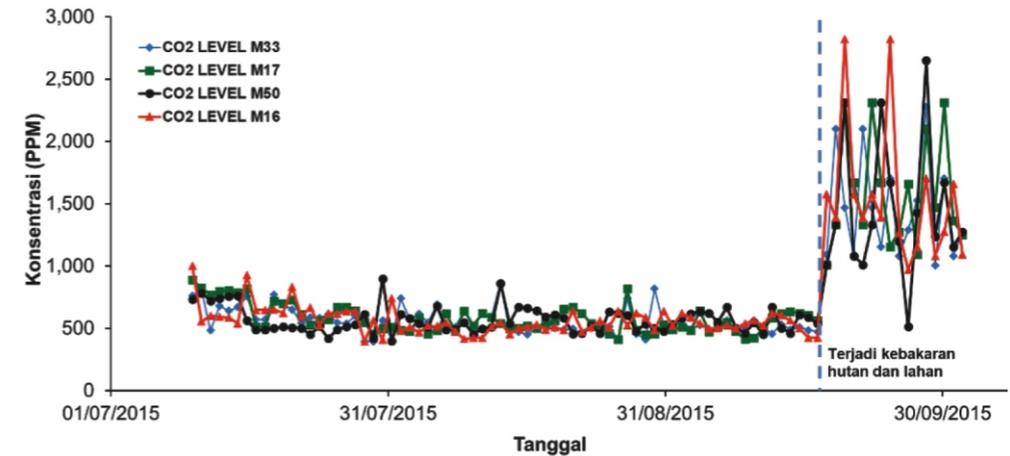
Setelah tahap injeksi selesai maka dilanjutkan dengan tahap perendaman (*soaking*) selama kurang-lebih 10 (sepuluh) minggu. Selama periode injeksi dan *soaking*, dilakukan monitoring pada sumur-sumur sekitar yang sedang berproduksi dari Lapisan AB-2c. Kegiatan monitoring tersebut termasuk pemantauan tekanan pada sumur sekitar untuk mengkonfirmasi adanya hubungan antara sumur injeksi dengan sumur sekitar, pengukuran kadar CO₂, dan pengukuran *microseismic* untuk mengetahui sebaran gas CO₂ di dalam reservoir. Gambar 14 memperlihatkan profil tekanan *tubing* pada beberapa sumur observasi yang dianggap terhubung dengan sumur injeksi, yaitu Sumur M-16, M-17, M-33, dan M-50 yang kesemuanya sedang berproduksi dari Lapisan AB-2c. Gambar tersebut memperlihatkan bahwa tekanan *tubing* tidak mengalami perubahan selama injeksi berlangsung kecuali Sumur M-17.

Namun kemudian diketahui bahwa kenaikan tekanan *tubing* pada Sumur M-17 tersebut bukan akibat dari injeksi pada Sumur M-14 tetapi akibat dari dipasangnya gas regulator guna menangani masalah *gas locking* yang terjadi pada sumur tersebut.



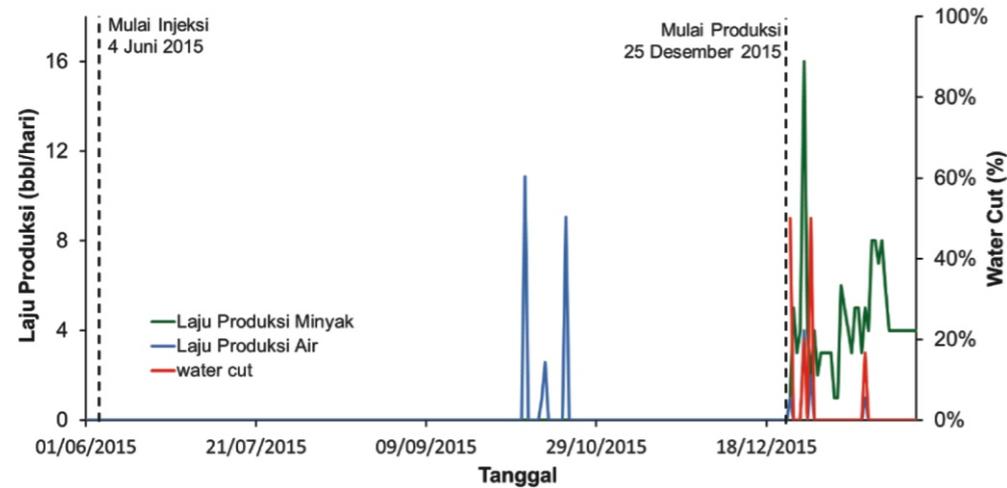
Gambar 14. Tekanan kepala tubing pada sumur sekitar

Gambar 15 memperlihatkan kadar CO₂ yang tercatat pada keempat sumur observasi. Data yang ditampilkan pada gambar tersebut dipilih hanya untuk keempat sumur observasi sementara data dari sumur-sumur observasi lainnya menunjukkan kecenderungan yang sama. Terlihat bahwa tidak ada perubahan kadar CO₂ yang berarti. Kenaikan kadar CO₂ yang signifikan pada akhir masa injeksi diakibatkan oleh kebakaran hutan dan lahan. Kedua fakta yang ditunjukkan oleh Gambar 14 dan 15 tersebut menandakan bahwa reservoir atau area pengurasan Sumur M-14 bersifat *confined* atau *limited*.



Gambar 15. Kadar CO₂ pada beberapa sumur observasi

Setelah proses *soaking* selesai, yaitu *soaking* Periode ke-2 selama sekitar 3 bulan setelah injeksi Periode ke-2, maka pada tanggal 25 Desember 2015, Sumur M-14 dibuka dan diproduksi kembali dengan menggunakan *hydraulic pump*. Tekanan kepala sumur (*wellhead pressure*) yang tercatat adalah sebesar 609 psig. Pada mulanya, fluida yang keluar dari sumur berupa *foam* yang terbentuk dari campuran minyak dan gas CO₂. Setelah proses *settling* kemudian *foam* tersebut berubah menjadi fasa minyak (cair). Tidak ada fasa air yang terproduksi yang tercatat secara signifikan. Gambar 16 menunjukkan profil produksi Sumur M-14 pasca injeksi. Dari profil produksi tersebut, terbukti bahwa injeksi gas CO₂ bersiklus tak tercampur telah bekerja dengan baik dan terbukti dapat meningkatkan produksi Sumur M-14 dengan laju produksi maksimum sebesar 16 STB/D. Laju produksi ini meningkat sebanyak 400% dari laju produksi terakhir yang tercatat sebelum sumur tersebut ditutup.



Gambar 16. Produksi Sumur M-14 pasca injeksi

4.2 Pengembangan Alat dan Metode Penentuan MMP

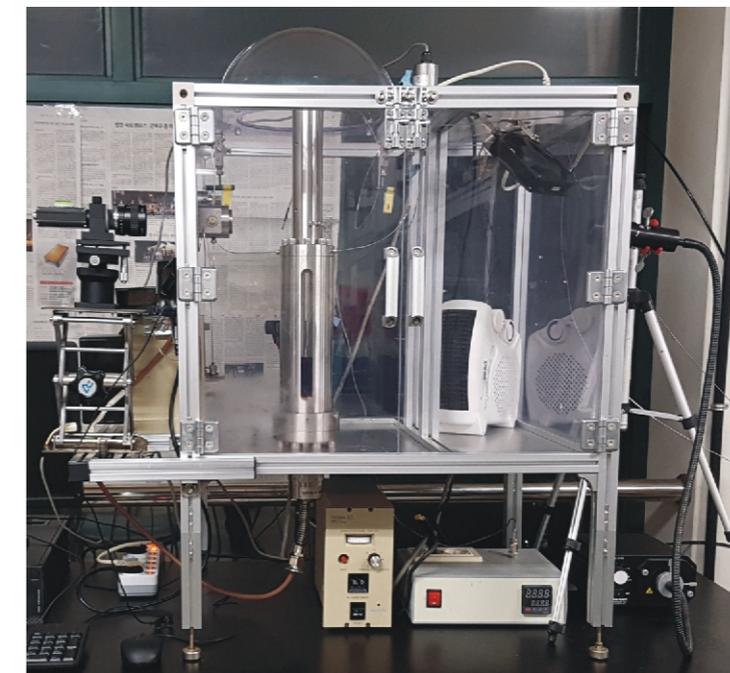
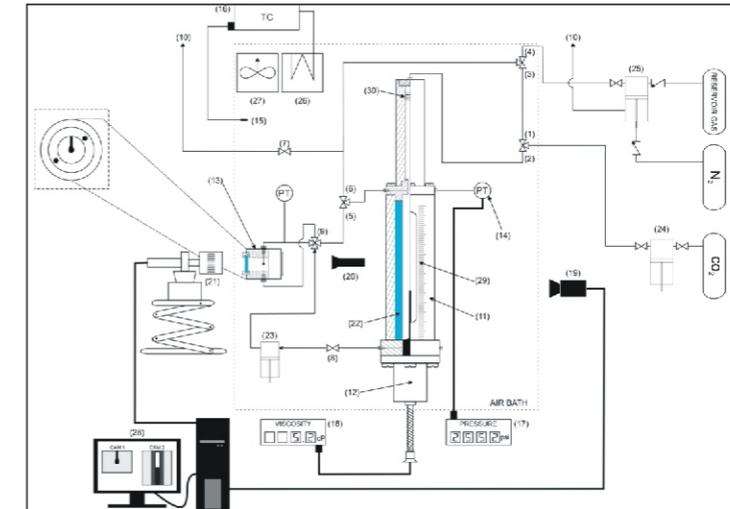
Selama ini, metode yang paling dipercaya banyak pihak untuk menentukan tekanan tercampur minimum (*minimum miscibility pressure*, MMP) dalam proyek injeksi gas CO₂ adalah data perolehan (*recovery*) minyak terhadap tekanan yang dihasilkan dari eksperimen *slim tube*. Di samping eksperimen *slim tube*, sebagian peneliti menentukan MMP dengan menggunakan data tegangan antar muka terhadap tekanan yang dihasilkan dari eksperimen *vanishing interfacial tension* (VIT). Metode VIT sering digunakan sebagai alternatif metode *slim tube* karena waktu yang diperlukan untuk melakukan eksperimen yang jauh lebih singkat. Jika eksperimen *slim tube* membutuhkan waktu yang sangat lama bahkan berbulan-bulan, eksperimen dengan metode VIT hanya membutuhkan waktu satu sampai beberapa hari saja.

Dua metode eksperimen lain yang juga sering digunakan untuk melakukan observasi karakter minyak (dan sebagian untuk menentukan MMP) dalam proyek injeksi gas CO₂ adalah *swelling test* dan *phase behavior test*. Kedua eksperimen tersebut dilakukan untuk mendapatkan data *swelling factor*, viskositas minyak, serta tingkat kelarutan (*solubility*) gas CO₂ dalam minyak. Ketiga parameter tersebut diperoleh melalui eksperimen yang terpisah satu sama lain. Dengan demikian, ada faktor konsistensi yang harus dijaga sehingga kesamaan keadaan eksperimen dapat dijamin untuk memastikan bahwa semua parameter yang diukur tersebut berlaku untuk satu jenis sampel dalam satu keadaan yang sama. Dari pemikiran yang demikian itu, muncul ide untuk mengembangkan sebuah alat yang dapat mengukur ketiga parameter tersebut dalam waktu yang bersamaan (*simultan*) sehingga penjaminan keadaan eksperimen yang sama tersebut dapat terlaksana.

Pengembangan peralatan eksperimen laboratorium tersebut terlaksana melalui program pendidikan seorang mahasiswa doktoral ITB dan kerjasama dengan dua professor dari dua universitas dari Korea, yaitu Sejong University dan Hongik University. Rencana dan desain awal dari peralatan tersebut dilakukan sejak tahun 2016 dan pembuatan yang dilakukan di Korea selesai pada tahun 2018. Peralatan yang diberi nama VIPS (*Viscosity, Interfacial Tension, Pressure and Swelling*) Apparatus (ditunjukkan pada Gambar 17) dan metode untuk menentukan MMP menggunakan peralatan tersebut (ditunjukkan pada

Gambar 18) sudah didaftarkan pada Direktorat Paten, DTLST, dan Rahasia Dagang, Direktorat Jenderal KI, Kementerian Hukum dan HAM RI dengan No. e-Filing: WFU2019675818, No. Dokumen: HKI.3.043409/2019, No. Aplikasi: PID201903216, tanggal 16 April 2019 dengan judul *Alat Untuk Mengukur 3 (Tiga) Parameter Penentu Secara Bersamaan dan Metode Untuk Menentukan Nilai Minimum Miscibility Pressure (MMP) pada Injeksi Gas CO₂*. Spesifikasi rinci tentang peralatan serta metode yang digunakan untuk menentukan MMP tersebut belum dapat disampaikan pada tulisan ini karena publikasi dalam jurnal mengenai peralatan ini sedang dalam tahap pengajuan (*submission*).

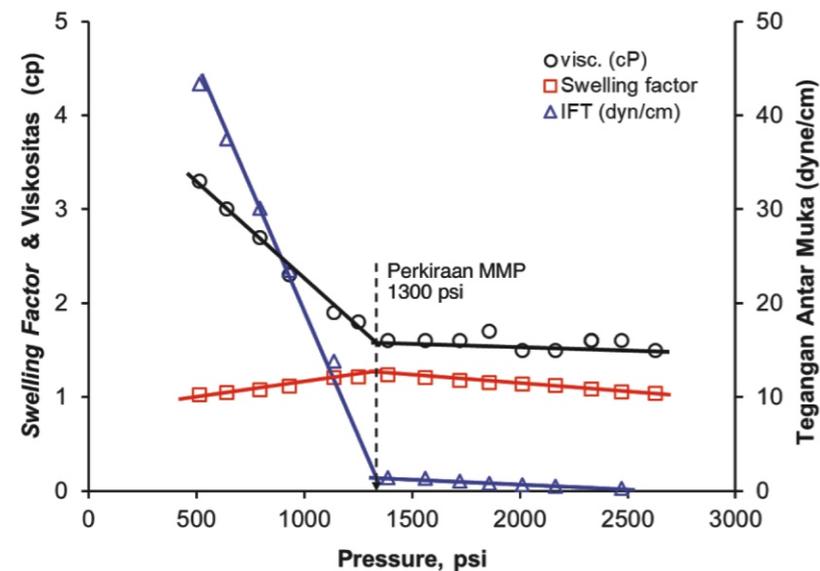
Alat yang dikembangkan ini dapat digunakan untuk mengukur viskositas, tegangan antar muka (*interfacial tension, IFT*), dan *swelling factor* secara langsung dan bersamaan (*simultan*) pada tekanan dan temperatur tinggi. Hasil pengukuran ketiga parameter tersebut selaras dan konsisten satu sama lain karena kondisi sampel yang sama pada saat pengukuran. Interpretasi data hasil pengukuran untuk menentukan MMP berlandaskan kurva tegangan antar muka. Pada waktu yang sama, perubahan sifat fluida (*fluid behavior*) campuran minyak dan gas CO₂ dapat diobservasi secara visual dan digital. Sifat-sifat tersebut termasuk karakter aliran yang diwakili oleh viskositas fluida serta kelarutan gas CO₂ dalam minyak melalui parameter *swelling factor*. Ketiga parameter yang diukur secara simultan tersebut selanjutnya dapat digunakan sebagai basis untuk menentukan MMP.



Gambar 17. Diagram dan penampakan peralatan VIPS

Sama halnya seperti eksperimen VIT, eksperimen menggunakan peralatan ini juga membutuhkan waktu hanya satu atau dua hari saja. Namun dalam hal ini, bukan hanya tegangan antar muka saja, tapi tiga

parameter sekaligus di mana ketiga parameter tersebut dapat sekaligus pula digunakan untuk menentukan MMP. Dengan demikian, waktu yang dibutuhkan untuk menentukan MMP dengan peralatan ini jauh lebih singkat dibanding eksperimen menggunakan *slim tube*. Sebagai tambahan, kelebihan lain dari peralatan ini adalah kemampuan untuk memfasilitasi proses rekombinasi antara minyak dengan gas sebagaimana halnya proses yang diperlukan dalam eksperimen untuk mempelajari sifat minyak (*PVT Test*).



Gambar 18. MMP dari data hasil pengukuran VIPS (T=40°C)

4.3 Uji Coba Lapangan – *Smart Water*-EOR

Implementasi *Smart Water*-EOR merupakan agenda penelitian terbesar dan terpenting kedua yang dilakukan bersama dengan rekan

peneliti dari Korea. Penelitian ini merupakan kegiatan kerja sama antara ITB dan institusi dari Korea termasuk EPS EnE dan KISD (dua perusahaan pengolahan air dari Korea), Hanyang University, dan Sejong University. Uji coba lapangan (*field trial*) metode *Smart Water*-EOR ini pun merupakan *pioneering research* di Indonesia karena merupakan uji coba di lapangan yang pertama dilakukan di negeri ini. Lapangan minyak yang dipilih adalah Lapangan Sukananti yang berlokasi di Kabupaten Ogan Ilir, Provinsi Sumatera Selatan dan berada di bawah pengelolaan KSO Bass Oil Sukananti Limited (KSO BOSL). Judul dari proyek penelitian yang dimulai tahun 2017 ini adalah “Implementation of Smart-Low Salinity Waterflood for Enhanced Oil Recovery from Mature Field and ICT-Based Mobile Smart Water Production System”.

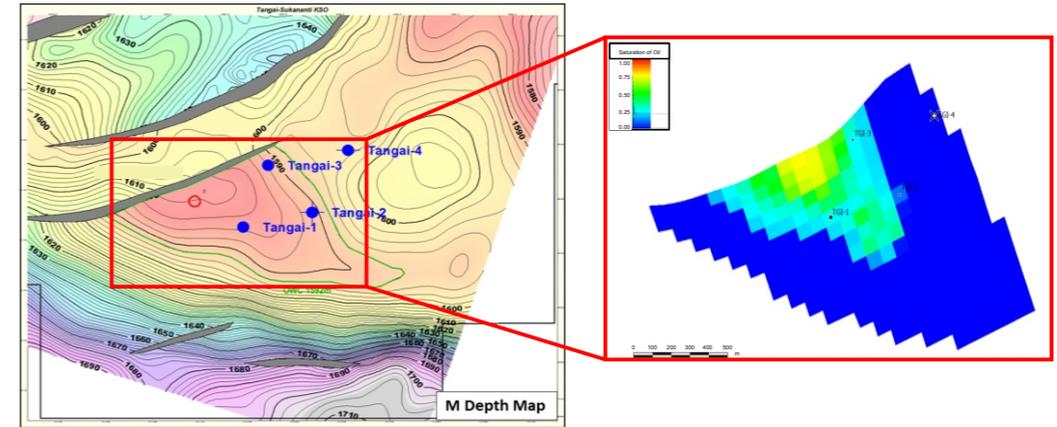
Lapangan Sukananti yang memiliki luas 18.25 km² tergolong *mature field* dengan 3 struktur yang telah terbukti (*proven*) yaitu Struktur Sukananti, Tangai, dan Bunian. Tahap produksi dimulai pada Oktober 1992 melalui sumur TGI-1 dengan laju 196 BOPD dan 0.1% *water cut*. Saat ini, Struktur Tangai diproduksi melalui 2 sumur yaitu TGI-1 dan TGI-3. Produksi sumur TGI-1 dan TGI-3 berasal dari Layer M (M Sand) yang berada pada kedalaman + 1500 m dengan ketebalan reservoir + 12 m, porositas 22%, dan permeabilitas 1000 md. Berdasarkan analisis *material balance*, reservoir mempunyai *strong water drive*. Saat ini sedang dilakukan reaktivasi sumur TGI-4 untuk dijadikan sumur injeksi sehubungan dengan kegiatan uji coba *Smart Water*-EOR.

Kegiatan penelitian *Smart Water-EOR* dimulai pada tahun 2017 dengan studi pendahuluan berupa kajian laboratorium yang dilakukan di Sejong University dan kajian simulasi yang dilakukan di Hanyang University dan ITB. Pada bulan Maret 2019, ITB dan KSO BOSL telah melakukan koordinasi hasil kajian simulasi dengan Hanyang University. Pada saat yang sama, dilakukan pula inspeksi peralatan pengolahan air (*desalination and coagulation units*). Setelah melalui berbagai proses desain dan perhitungan, pada bulan Juli 2019, dua kontainer peralatan pengolahan air tersebut telah diuji-coba (Gambar 19).



Gambar 19. *Smart-water processing unit*

Proses instalasi dan persiapan (*commissioning*) telah diselesaikan pada minggu pertama bulan September 2019. Dimulai pada bulan Desember 2019, skema yang direncanakan adalah injeksi melalui Sumur TGI-4 untuk kemudian melakukan observasi perolehan minyak pada Sumur TGI-3. Gambar 20 di bawah ini menunjukkan lokasi kedua sumur dalam model simulasi.



Gambar 20. Lapisan M pada Struktur Tangai

Telah disebutkan sebelumnya bahwa kegiatan penelitian yang melibatkan uji coba lapangan ini juga dilakukan secara komprehensif mulai dari studi pendahuluan hingga persiapan di lapangan yang sedang berlangsung pada saat ini. Studi pendahuluan termasuk studi laboratorium dan simulasi reservoir. Sebagian studi laboratorium dilakukan di EOR Laboratory, Sejong University, untuk menentukan komposisi ion optimum dari *smart water* yang akan diinjeksikan. Sedangkan studi simulasi dilakukan di ITB dan Hanyang University. EPS EnE bersama dengan *Korean Institute of Safe Drinking (KISD) water research team* menyediakan peralatan pemroses air untuk menghasilkan *smart water*. KSO BOSL mendukung pelaksanaan persiapan di lapangan termasuk persiapan (*workover*) Sumur TGI-4 sebagai sumur injeksi.

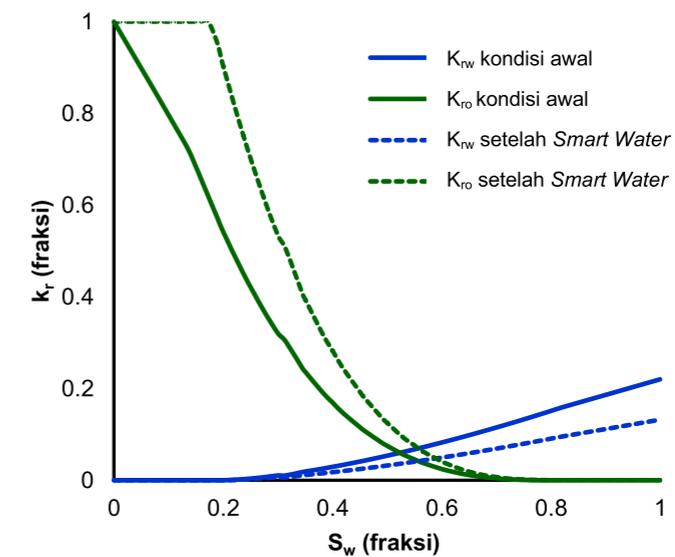
Dalam studi simulasi, dua mekanisme *Smart Water-EOR* dalam meningkatkan perolehan minyak, yaitu *multi-component ionic exchange*

(MIE) dan *electrical double layer* (EDL) *expansion* dikaji secara mendalam dengan menggunakan 2 (dua) simulator komersial, masing-masing CMG™ dan tNavigator™. Kedua simulator tersebut digunakan untuk memodelkan dan memprediksi kinerja produksi dari *Smart Water*-EOR yang akan dilakukan. Kajian mekanisme MIE menggunakan simulator CMG™ dilakukan oleh Hanyang University dan kajian mekanisme EDL *Expansion* menggunakan simulator tNavigator™ dilakukan oleh ITB bersama dengan tim dari KSO BOSL. Studi lanjutan simulasi reservoir dilakukan setelah diperoleh hasil studi laboratorium yang dilakukan dengan menggunakan sampel batuan reservoir asli (*native core*). Studi laboratorium yang dilakukan oleh KSO BOSL bersama dengan ITB ini direncanakan selesai pada akhir November 2019.

Representasi kedua mekanisme tersebut di atas dalam model simulasi adalah pergeseran (*shifting*) kurva permeabilitas relatif. Dalam hal ini terjadi peningkatan permeabilitas relatif terhadap minyak dan sebaliknya terjadi penurunan permeabilitas relatif terhadap air seperti ditunjukkan oleh Gambar 21. Saat ini belum tersedia korelasi untuk melakukan pergeseran kurva permeabilitas dalam model sehingga pengukuran melalui eksperimen di laboratorium tetap diperlukan.

Hasil simulasi menunjukkan Sumur TGI-3 dan TGI-1 memberikan respon yang berbeda. Sumur TGI-3 mengalami intrusi air yang lebih cepat dibanding Sumur TGI-1. Karena itu, laju injeksi yang tinggi akan mengurangi perolehan minyak dari Sumur TGI-3. Sebaliknya, Sumur

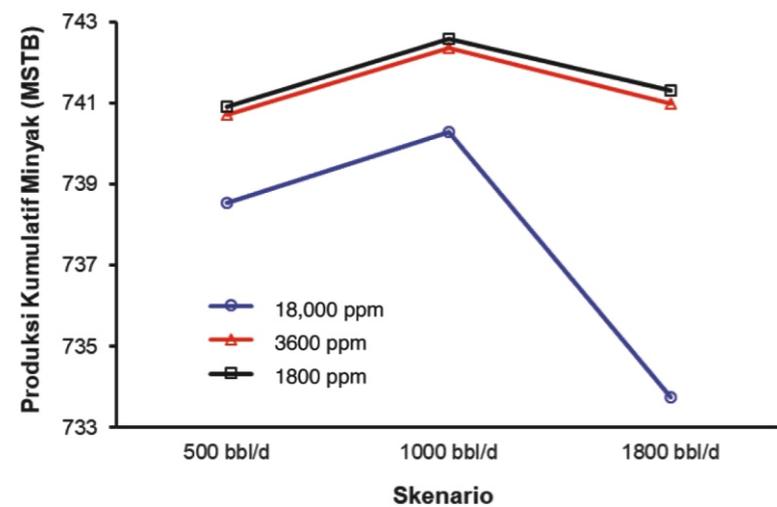
TGI-1 mendapat perolehan minyak yang lebih tinggi dengan laju injeksi yang semakin tinggi. Melalui studi sensitivitas dengan menggunakan parameter laju injeksi dan salinitas air injeksi, studi simulasi reservoir pendahuluan menghasilkan salinitas optimum *smart-water* sebesar 1800 ppm dengan laju injeksi 1000 BWPD seperti terlihat pada Gambar 22.



Gambar 21. Efek *smart-water* pada permeabilitas relatif

Seperti telah disebutkan di atas, peralatan pemroses air yang dikembangkan oleh EPS EnE dan KISD dari Korea telah diuji coba dan berhasil baik. Peralatan tersebut dikemas dalam dua kontainer yang berukuran 76,5 m³ masing-masing memuat unit peralatan untuk dua proses utama dalam pemrosesan air, yaitu pemroses air permukaan dan air formasi yang berasal dari reservoir. Kedua proses utama tersebut adalah *coagulation* dan *desalination*. Air permukaan memiliki salinitas

yang sudah cukup rendah namun mengandung partikel padat yang kadarnya perlu dikurangi sebelum dilakukan pencampuran untuk menghasilkan *smart water*. Air permukaan di lapangan berasal dari air hujan yang terkumpul dalam sebuah kolam penampungan. Proses koagulasi yang dilakukan oleh unit ini mampu mengurangi kadar partikel padat dalam air permukaan (*turbidity*) dari 51 *Nephelometric Turbidity Unit* (NTU) menjadi 5 NTU. Gambar 23 (kiri) menunjukkan perbandingan antara air permukaan dari kolam (botol kiri) dengan air hasil proses koagulasi beserta endapannya (botol kanan).



Gambar 22. Simulasi produksi dari Struktur Tangai

Air formasi dengan kadar salinitas sekitar 15.000 ppm diproses dengan menggunakan unit peralatan desalinasi. Proses desalinasi dengan peralatan ini mampu menurunkan kadar ion pada air formasi

melalui serangkaian proses termasuk kristalisasi ion menjadi garam, koagulasi elektrik, *reverse osmosis*, dan *capacitive de-ionization* (CDI). Air hasil proses desalinasi ini memiliki salinitas sekitar 150 ppm. Gambar 23 (kanan) menunjukkan perbandingan antara air minum mineral (botol kiri) dengan air formasi hasil proses desalinasi menggunakan peralatan tersebut (botol kanan).



Gambar 23. Hasil proses koagulasi dan desalinasi

Smart water yang akan diinjeksikan adalah campuran dari kedua sumber air setelah proses koagulasi dan desalinasi tersebut di atas. Campuran air tersebut kemudian dicampur kembali dengan air formasi dengan rasio volume tertentu untuk menghasilkan salinitas yang sesuai dengan desain.

Proses instalasi dan *commissioning* dari kedua unit peralatan tersebut telah dilaksanakan pada tanggal 25 Agustus 2019 hingga 7 September 2019. Anggota tim peneliti dari EPS EnE dan KISD

melakukan instalasi serta *commissioning* secara langsung. Kegiatan ini dapat terlaksana dengan dukungan manajemen dan operator lapangan dari KSO BOSL termasuk dalam proses *water sampling*. Dengan keterlibatan operator dan pekerja di lapangan, pelaksanaan instalasi dan *commissioning* peralatan tersebut telah memberikan kesempatan *transfer knowledge* kepada anggota baik tim peneliti dan operator dari KSO BOSL maupun *associate researchers* dari ITB. Untuk pelaksanaan proses injeksi, keseluruhan operasi akan dilakukan oleh *field operators* dari KSO BOSL dan tim peneliti ITB dengan berkordinasi dengan tim peneliti dari Korea secara *remote*. Tim peneliti dari Korea melakukan kordinasi dengan menyambungkan setiap panel pengaturan alat melalui internet sehingga bisa diamati dan diatur secara *remote* dari Korea. Dengan penerapan teknologi berbasis *information and communication technology* (ICT) diharapkan kordinasi kerja jarak jauh antara tim peneliti Korea dengan operator dari KSO BOSL dan tim peneliti ITB dapat dilakukan dengan baik.

Dengan selesainya tahap instalasi dan *commissioning*, maka setelah *core flooding* selesai pada akhir bulan November 2019, tahap utama kegiatan penelitian ini, yaitu tahap injeksi, akan segera dilaksanakan. Menurut rencana, injeksi akan dimulai pada bulan Desember 2019. Persiapan kandidat sumur injeksi, yaitu Sumur TGI-4, saat ini sedang dilaksanakan dan akan selesai pada bulan November 2019. Persiapan tersebut termasuk kegiatan perforasi dan kerja ulang (*workover*).

5 POTENSI PENERAPAN DI INDONESIA

Kegiatan penelitian yang telah dipaparkan di atas ditujukan sebagai sumbangsih ide dan pemikiran untuk kemajuan ilmu pengetahuan bidang teknik reservoir khususnya bidang peningkatan perolehan minyak (*enhanced oil recovery*, EOR). Lebih khusus lagi, ide dan pemikiran tersebut ditujukan sebagai kontribusi terhadap upaya percepatan penerapan EOR di Indonesia dalam rangka meningkatkan produksi minyak nasional sesuai dengan Inpres No. 2/2012. Kedua metode yang telah dipaparkan di atas mempunyai potensi yang sangat besar untuk diterapkan di Indonesia dengan karakteristik umum reservoir yang bertekanan rendah namun mempunyai temperatur tinggi. Untuk itu, berikut adalah paparan ringkas yang berisi rangkuman hasil penelitian lainnya yang telah dilakukan terkait potensi penerapan kedua metode tersebut di Indonesia termasuk hasil studi yang dilakukan oleh Abdassah dkk. pada tahun 2017 dan 2018.

5.1 Potensi Penerapan CO₂-EOR

Di negara lain, implementasi injeksi gas CO₂ sebagai metode EOR untuk meningkatkan perolehan minyak telah lama menjadi bahan diskusi dan topik penelitian. Bukti bahwa metode ini dapat meningkatkan perolehan minyak pada berbagai lapangan di berbagai negara, terutama di Amerika Serikat, sudah banyak dilaporkan dalam literatur. Amerika Serikat menjadi negara yang paling intensif dalam melaksanakan CO₂-EOR baik dalam skala proyek maupun jumlah

lapangan minyak, baik dengan cara injeksi tercampur, tidak tercampur, maupun bersiklus. Namun, tidaklah demikian halnya untuk reservoir pada lapangan minyak di Indonesia yang memiliki temperatur tinggi dan tekanan rendah. Keadaan yang demikian menyebabkan reservoir di Indonesia sering dianggap tidak memenuhi kriteria dalam proses EOR *screening*. Temperatur tinggi menyebabkan penurunan efektivitas kelarutan gas CO₂ dalam minyak. Untuk mencapai keadaan tercampur pada temperatur tinggi diperlukan tekanan yang jauh lebih tinggi.

Jika injeksi dilakukan pada tekanan untuk mencapai keadaan tercampur maka tekanan tersebut umumnya lebih tinggi dari tekanan rekah batuan. Akibatnya, batuan reservoir menjadi rusak karena terjadi perekahan. Sedangkan jika injeksi dilakukan dengan tekanan lebih rendah dari tekanan untuk mencapai keadaan tercampur maka perolehan (*recovery*) minyak menjadi berkurang karena efektivitas pencampuran menjadi lebih rendah. Keadaan ini dapat mengakibatkan proyek injeksi menjadi tidak ekonomis. Karena itu, perlu studi yang mendalam terkait strategi dan desain injeksi gas CO₂ pada lapangan minyak di Indonesia.

Salah satu upaya untuk dapat melakukan injeksi tercampur di reservoir minyak di Indonesia adalah dengan menurunkan tekanan tercampur. Selain temperatur, tekanan tercampur juga tergantung pada sifat fisik dan komposisi minyak. Karena itu, upaya penurunan tekanan tercampur akan bersifat khas untuk reservoir minyak Indonesia.

Dilihat dari sifat fisik dan komposisi minyak yang terkandung dalam reservoir minyak Indonesia, CO₂-EOR selayaknya menjadi metode yang sangat cocok untuk diterapkan. Minyak dengan karakter ringan dan *intermediate*, seperti minyak yang ditemukan di berbagai lapangan di daerah Jambi, Sumatera Selatan dan sebagian di Riau, menjadi sasaran utama injeksi CO₂. Keberhasilan uji coba implementasi injeksi gas CO₂ di Lapangan Meruap menjadi salah satu bukti. Sumur yang menjadi tempat uji coba, sebenarnya adalah sumur yang sudah mati (*shut-in*) karena sudah tidak mampu memproduksi. Namun, setelah dilakukan injeksi gas CO₂ sumur tersebut mampu memproduksi yang bahkan lebih tinggi dari laju produksi sebelum sumur tersebut ditutup.

Dari berbagai keberhasilan dan ketidakberhasilan implementasi metode CO₂-EOR terutama di Amerika Serikat dibuat rekapitulasi data yang terkait dengan karakteristik fluida dan batuan reservoir. Data yang terkumpul tersebut disusun sedemikian rupa dalam kaitannya dengan keberhasilan dan ketidakberhasilan proyek untuk kemudian digunakan sebagai *screening criteria* sehingga dapat ditentukan apakah sebuah reservoir cocok untuk injeksi CO₂. Salah satu model *screening* yang sangat populer dibuat oleh Taber dkk. (1997). Dengan menggunakan data dari Taber dkk. tersebut dan dilengkapi dengan data keberhasilan Lapangan Meruap yang bersifat khas untuk reservoir Indonesia kemudian dibuat model *screening* yang digunakan untuk Lapangan Langgak seperti ditunjukkan oleh Tabel 3 di bawah ini.

Tabel 3. CO₂-EOR screening menggunakan Taber-Meruap

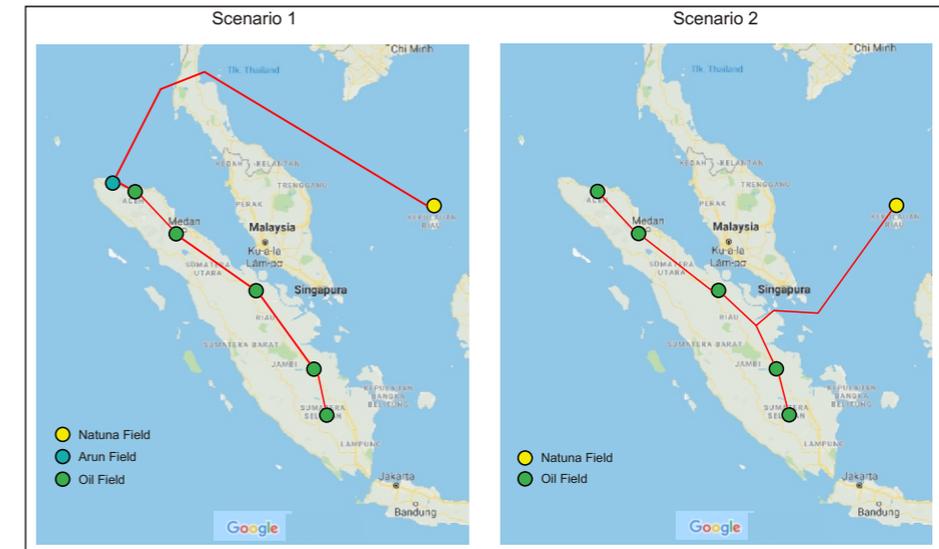
	Reservoir Characteristics					Score
	Oil Saturation	Type of formation	Permeability (mD)	Depth (ft)	Temp (deg F)	
	Field Parameter Value					
	30	High porosity (26%) High perm (500 mD)	500	1100-1300	136	Garis bawah=0 Cetak miring=1 Cetak tebal=2
Steam flooding	≥40	High porosity and permeability sandstone	>200	<457.2	Not critical	6
In-situ combustion	≥50	Sandstone with high porosity	>50	<1170	≥140	5
Gel treatment/polymer flooding	≥50	Sandstone, carbonate	>10	<914.4	<194	6
Alkali surfactant polymer, alkali flooding, surfactant flooding	≥35	Sandstone preferred	>10	<914.4	<194	6
CO2 flooding	>20	Sandstone, carbonate	Not critical if sufficient injection rate could be maintained	Appropriate to allow injection pressure > MMP, which increases with temperature	Appropriate to allow injection pressure > MMP, which increases with temperature	8
Hydrocarbon	>30	Sandstone, carbonate with few fractures	Not critical if uniform	>406.3	Temp can have significant effect on MMP	2
N2, flue gas	≥40	Sandstone, carbonate with few fractures	Not critical	≥610	Not critical	5

Dari proses *screening* dengan menggunakan kriteria Taber-Meruap tersebut, diperoleh hasil bahwa injeksi gas CO₂ dapat diterapkan di Lapangan Langgak. Selanjutnya, dengan menggunakan kriteria dari Mohammed-Sing dkk. (2006), diperoleh kesimpulan bahwa injeksi gas CO₂ bersiklus tak tercampur adalah yang paling cocok (*suitable*) dilakukan di Lapangan Langgak dibandingkan dengan metode lainnya.

Sementara itu, Indonesia sebenarnya memiliki sumber gas CO₂ yang sangat besar dan belum dimanfaatkan sampai saat ini. Dua buah laporan studi yang dilakukan oleh Abdassah dkk. (2017 dan 2018) menunjukkan bahwa terdapat potensi yang luar biasa tentang sumber gas CO₂ di Lapangan Natuna D-Alpha. Lapangan ini merupakan ladang gas yang sangat besar dengan estimasi volume awal gas di tempat sebesar 222 TSCF yang sampai saat ini belum diproduksi. Penundaan produksi sejak lapangan ini ditemukan hampir 50 tahun lalu tersebut terutama disebabkan oleh rumitnya perencanaan pengembangan lapangan dan perhitungan keekonomian sehubungan dengan jumlah gas CO₂ yang dikandungnya. Telah diketahui bahwa komposisi gas pada lapangan ini didominasi oleh gas CO₂, yaitu sebesar 71%, dan hanya mengandung sekitar 28% gas hidrokarbon (CH₄) serta 1% gas lainnya. Investasi yang sangat besar untuk menyediakan teknologi pemisahan gas CO₂ pada lapangan ini menjadi batasan terbesar bagi siapapun yang akan mengelola dan mengembangkan lapangan yang berada di tengah Laut Natuna tersebut.

Dalam rangka upaya pengembangan lapangan tersebut, Abdassah dkk. menyatakan tentang perlunya mengubah sudut pandang mengenai lapangan ini yaitu bahwa Lapangan Natuna seharusnya dipandang sebagai reservoir gas CO₂ dan bukan sebagai reservoir gas hidrokarbon. Dengan demikian, jumlah gas CO₂ yang sangat besar itu tidak dipandang sebagai zat pengotor (*impurities*) tapi sebagai sumberdaya gas yang berharga yang harus dimanfaatkan dengan baik.

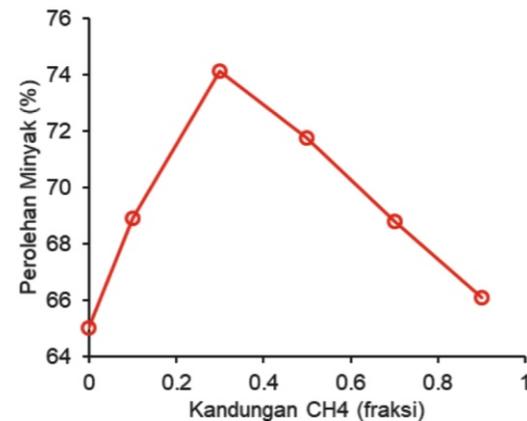
Dalam studinya, Abdassah dkk. membuat skenario terkait pengembangan Lapangan Natuna sebagai pendukung program EOR di Pulau Sumatera yang memiliki potensi EOR terbesar di Indonesia. Seperti ditunjukkan pada Gambar 24, dua skenario diajukan dengan menggunakan jaringan pipa yang telah dibangun melalui Lapangan Arun. Skenario 1 menggunakan Lapangan Arun sebagai *hub*. Skenario ini memerlukan pembangunan jaringan pipa bawah laut yang kemudian melintasi Terusan Kra di Thailand. Dengan memperluas area yang dilewati oleh gas CO₂ ini, ada kesempatan lain yang akan tercipta termasuk ketertarikan negara tetangga untuk implementasi CO₂-EOR. Penerapan biaya penggunaan jaringan gas ini juga akan memberikan tambahan pemasukan bagi negara. Sementara Skenario 2 adalah dengan membangun jaringan pipa bawah laut melintasi Selat Malaka menuju lapangan minyak terdekat di Provinsi Riau. Seperti halnya Skenario 1, jaringan pipa ini disambungkan dengan jaringan pipa darat yang sama menuju lapangan-lapangan minyak di seluruh Sumatera.



Gambar 24. CO₂ dari Lapangan Natuna (Abdassah dkk., 2018)

Dengan menggunakan data rata-rata lapangan minyak yang ada di Sumatra, Abdassah dkk. melakukan studi simulasi sederhana untuk mengkaji kinerja injeksi CO₂ pada lapangan minyak di Sumatra. Berdasarkan hasil studi simulasi tersebut, kandungan gas hidrokarbon (CH₄) untuk perolehan minyak optimum sebesar 74% adalah sebesar 30% (Gambar 25). Hal ini menunjukkan bahwa tidak perlu melakukan pemisahan gas dari Lapangan Natuna untuk digunakan dalam proyek CO₂-EOR dalam rangka meningkatkan perolehan minyak di lapangan-lapangan minyak di Sumatra. Dengan konsep ini, diharapkan potensi besar yang dimiliki Lapangan Natuna dapat dikembangkan, namun bukan sebagai penghasil gas metana, tetapi sebagai fluida injeksi pada lapangan-lapangan lain yang ada di Sumatra sebagai bagian dari upaya untuk meningkatkan produksi minyak nasional.

Skenario	Kandungan CH ₄ (Fraksi)	RF Minyak (%)
Base Case		11.89
A	0	65.03
B	0.1	68.9
C	0.3	74.14
D	0.5	71.78
E	0.7	68.79
F	0.9	66.11



Gambar 25. Efek CH₄ pada perolehan (Abdassah dkk., 2018)

5.2 Potensi Penerapan Smart Water-EOR

Perolehan minyak secara sekunder melalui injeksi air terproduksi ke dalam reservoir sudah berjalan dengan baik di Indonesia. Beberapa lapangan juga menggunakan air laut dengan salinitas yang lebih rendah dibanding air formasi untuk diinjeksikan ke dalam reservoir. Dalam injeksi yang demikian itu, perhatian terlewatkan mengenai mekanisme kimiawi saat melakukan injeksi air dengan salinitas yang lebih rendah karena injeksi air yang dilakukan selama ini hanya berfokus pada konsep fisik yaitu menambah energi pendorongan (*driving energy*). Padahal, telah diketahui bahwa air bersalinitas rendah yang diinjeksikan dapat mengubah kesetimbangan kimiawi di dalam reservoir seperti telah dipaparkan sebelumnya. Implementasi EOR dengan injeksi *smart water* yang dilakukan di Lapangan Sukananti akan menjadi pelopor uji coba lapangan (*pioneering field trial*) di Indonesia.

Kondisi lapangan minyak di Indonesia yang umumnya terdiri dari reservoir batupasir dan sebagian lain reservoir batugamping tidak menghalangi peran dan mekanisme *smart water* dalam meningkatkan perolehan minyak. Penelitian yang dilaporkan dalam berbagai publikasi telah membuktikan bahwa *smart water* dapat bekerja baik pada kedua jenis batuan reservoir tersebut. Khusus untuk reservoir batupasir, keberadaan komponen lempung pada formasi batuan menjadi sangat penting (*crucial*) karena ia akan menentukan keberhasilan mekanisme injeksi *smart water*. Komponen lempung yang hampir selalu ada pada reservoir batupasir menciptakan potensi yang besar sekaligus memberikan kesempatan keberhasilan dalam implementasi injeksi *smart water* pada lapangan minyak di Indonesia. Karena itu, keberadaan dan interaksinya dengan *smart water* memerlukan penelaahan yang mendalam sebelum dilakukan injeksi *smart water* ke dalam reservoir. Dalam hal ini, sifat dari komponen lempung yang sangat sensitif terhadap salinitas air harus diperhatikan dalam desain *smart water*.

Salinitas air formasi di lapangan minyak di Indonesia juga cukup tinggi dan dipandang cukup efektif untuk digunakan dalam injeksi *smart water*. Sebagai contoh, lapangan yang menjadi obyek penelitian injeksi *smart water* saat ini, yaitu Lapangan Sukananti, memiliki air formasi dengan salinitas sekitar 15.000 ppm yang sangat berpotensi untuk diolah menjadi *smart water*. Telah diketahui bahwa salinitas yang terlalu rendah akan mengurangi efektifitas kerja dari *smart water*.

Tabel 4. *Smart Water-EOR screening* untuk M Sand

Parameter	Aspek Pendukung <i>Smart Water-EOR</i>	Struktur Tangai (M Sand)
Reservoir	<ul style="list-style-type: none"> Batupasir (hampir semua eksperimen) (Dang dkk., 2015) Karbonat (berpotensi) yang mengandung kristal Dolomit (Pu dkk., 2008) 	<ul style="list-style-type: none"> Batupasir
Minyak	<ul style="list-style-type: none"> Harus mengandung komponen polar (Dang dkk., 2015) Viskositas tidak terlalu tinggi untuk waterflooding (Dang dkk., 2015) 	<ul style="list-style-type: none"> Mengandung asphaltene : 0.109 %wt (data PVT BNN-3 lapisan K1) Viskositas rendah (0.7 cP)
Mineral Clay	<ul style="list-style-type: none"> Reservoir harus mengandung mineral clay yang cukup/banyak (Tang dan Morrow, 1999) Medium-Sand dengan kapasistas CEC mineral clay, porositas dan permeabilitas besar lebih dianjurkan (Dang dkk., 2015) 	<ul style="list-style-type: none"> Mengandung mineral clay : illite 10% dan kaolinite 7% (data XRD BNN-4 pada lapisan K1)
Mineral-mineral lain di Reservoir	<ul style="list-style-type: none"> Kalsit (Dang dkk., 2015) Dolomit (Pu dkk., 2008) 	
Air Formasi	<ul style="list-style-type: none"> Mengandung ion-ion divalen seperti Ca^{2+} dan Mg^{2+} (Lager dkk., 2008) 	<ul style="list-style-type: none"> Air formasi mengandung Ca^{2+} : 196 ppm dan Mg^{2+} : 26 ppm
Kebasahan awal	<ul style="list-style-type: none"> Reservoir jenis Oil-wet atau mix-wet (Tang dan Morrow, 1999) Tidak efektif untuk Reservoir jenis water-wet (Tang dan Morrow, 1999) 	<ul style="list-style-type: none"> Mix-wet
Temperatur Reservoir	<ul style="list-style-type: none"> Tidak dibatasi (Dang dkk., 2015) 	<ul style="list-style-type: none"> 270°F
Kedalaman Reservoir	<ul style="list-style-type: none"> Tidak dibatasi (Dang dkk., 2015) 	<ul style="list-style-type: none"> 1570m
Fluida Injeksi	<ul style="list-style-type: none"> Memiliki salinitas lebih rendah dibanding salinitas air formasi, biasanya pada 1.000-2.000 ppm, namun efeknya masih terlihat hingga 5.000 ppm (Austad dkk., 2010; Yousef dkk., 2010; McGuire dkk., 2005) Memiliki ion-ion divalen (Lager dkk., 2008) 	<ul style="list-style-type: none"> Salinitas air formasi Struktur Tangai : 18.000 ppm dan salinitas air injeksi minimum : 1.800 ppm

Studi mengenai injeksi *smart water* di kalangan peneliti untuk meningkatkan perolehan minyak di Indonesia masih sangat terbatas dan masih belum lama berlangsung. Karena itu, sangat sulit untuk mendapatkan landasan (basis) yang dapat digunakan untuk membuat *screening criteria* dalam memilih dan menentukan apakah suatu lapangan minyak cocok (*suitable*) untuk dilakukan injeksi *smart water*. Dari berbagai studi terdahulu yang telah dilaporkan dalam literatur, beberapa kriteria telah berhasil dikumpulkan berdasarkan studi laboratorium maupun atas keberhasilan implementasi injeksi *smart water* di lapangan lain. Proses *screening* dengan kriteria tersebut telah digunakan untuk kegiatan penelitian di Lapangan Sukananti dalam rangka evaluasi kecocokan (*suitability*) reservoir untuk implementasi injeksi *smart water*. Berdasarkan hasil *screening* tersebut, Lapangan Sukananti sangat berpotensi untuk implementasi injeksi *smart water* seperti ditunjukkan pada Tabel 4 di atas.

6. PENUTUP

Berbagai upaya untuk meningkatkan perolehan minyak nasional telah dan sedang dilakukan oleh seluruh pemangku kepentingan industri hulu minyak dan gas bumi nasional. Pemerintah melalui Inpres No. 2/2012 tentang Peningkatan Produksi Minyak Bumi Nasional telah memberikan instruksi kepada otoritas pelaksana kegiatan usaha hulu minyak dan gas bumi (SKKMigas) untuk meningkatkan upaya optimasi

lapangan produksi dan pengembangan lapangan dengan menggunakan teknologi EOR. EOR adalah aneka upaya menginjeksikan suatu zat atau cara lainnya yang mengubah sifat fisik fluida atau interaksi batuan-fluida baik secara fisikawi maupun kimiawi sedemikian sehingga mekanisme aliran minyak dapat diperbaiki atau ditingkatkan (*any attempt normally by injecting substances into reservoirs or by other means that changes the fluid properties or rock-fluid interactions either physically or chemically so that the oil flow mechanism is enhanced*).

Dari sekian banyak metode EOR yang dapat diterapkan di Indonesia, CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR mempunyai tingkat kemungkinan penerapan yang sangat tinggi. Karakteristik reservoir minyak Indonesia yang mempunyai tekanan rendah dan temperatur tinggi memenuhi kriteria dalam *screening* untuk kedua metode EOR tersebut. Dua contoh lapangan minyak, yaitu Lapangan Meruap dan Lapangan Langgak, serta satu contoh lapangan lainnya, yaitu Lapangan Sukananti, yang kesemuanya merupakan *typical* reservoir Indonesia, dapat memenuhi *screening criteria* tersebut masing-masing untuk implementasi CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR.

Melihat fakta tersebut di atas, maka CO₂-EOR dan *Smart Water*-EOR mempunyai potensi yang sangat tinggi untuk diterapkan di Indonesia dalam rangka meningkatkan produksi dan perolehan minyak nasional.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pertama-tama, saya panjatkan puji dan syukur ke hadirat *Allah Subhanahu wa Ta'ala* atas anugerah kenikmatan yang tiada henti dilimpahkan kepada saya dan keluarga saya.

Selanjutnya, ucapan terima kasih saya sampaikan kepada yang saya hormati Pimpinan dan seluruh Anggota Forum Guru Besar ITB atas kesempatan yang diberikan kepada saya untuk menyampaikan orasi ilmiah di hadapan para hadirin sekalian pada forum yang terhormat ini.

Pada kesempatan ini pula, izinkan saya mengucapkan terima kasih yang tiada hingga kepada:

1. Para Guru saya dan seluruh Dosen di TM ITB, yang namanya tidak dapat saya sebutkan satu per satu, yang telah memberikan ilmu pengetahuan *petroleum engineering* yang saya cintai dan banggakan.
2. Mas DA, yang telah “mengubah jalan hidup saya” dengan mengajak bergabung menjadi dosen, mendorong dan membantu untuk melanjutkan sekolah ke Amerika Serikat, dan yang selalu memberi “jimat dollar” setiap saat mengunjungi saya di College Station, TX.
3. Pak SN, yang saya anggap sebagai *my second father*, yang memberi bimbingan dan wejangan untuk selalu bersabar dan “menerima takdir”.
4. Pak RG, Mas DN, Mas PP, yang telah membentuk saya dari seorang “mahasiswa kampung” dan kemudian dosen muda yang “hampa”

menjadi seorang dosen profesional yang *motivated* dan punya *passion* dalam melaksanakan tri dharma perguruan tinggi.

5. Pak DjS, yang selalu mendorong dan membantu dalam proses pencapaian jabatan guru besar saya.
6. Prof. W.S. Bae (Sejong U., Korea), sahabat saya selama 10 tahun terakhir yang selalu mendorong dalam pencapaian jabatan guru besar saya. Terlalu banyak bantuan yang diberikan untuk saya sehingga saya sulit mencari cara terbaik untuk berterima kasih.
7. Prof. W.S. Ryoo (Hongik U., Korea), seorang professor muda yang sangat pintar, yang selalu memotivasi saya dalam pencapaian guru besar dan membantu dalam berbagai masalah eksperimen baik dalam kegiatan penelitian maupun dalam pembimbingan 4 (empat) orang mahasiswa doctoral saya.
8. Prof. K.S. Lee (Hanyang U., Korea), yang mendorong dan membantu dalam upaya pencapaian persyaratan guru besar saya, yang mempercayai saya sebagai *editorial committee member* sebuah jurnal internasional berdasarkan keyakinannya atas kesholahan saya.
9. Prof. I.W. Kim dan Prof. (ret.) J.H. Lee (Konkuk U., Korea) atas persahabatan dan *research partnership* yang sangat baik.
10. Profs. W.J. Lee, L.D. Piper, W.L. Perry, D.D. Mamora, S.A. Holditch, T.A. Blasingame, dan R.R. Berg (semuanya dari Texas A&M U., USA), yang telah membimbing saya untuk menjadi seorang *master of science* dan seorang *doctor of philosophy*.

11. Para Pemberi Surat Rekomendasi untuk jabatan guru besar saya, yaitu Prof. Septorotno Siregar (TM ITB), Prof. Doddy Abdassah (TM ITB), Prof. Pudji Permadi (TM ITB), Prof. Asri Nugrahanti (U. Trisakti, Jakarta), Prof. W. S. Bae (Sejong U., Korea), Prof. W. John Lee (Texas A&M U., USA), Prof. Sudarto Notosiswoyo (TA ITB), dan Prof. Djoko Santoso (TG ITB).
12. Segenap Pimpinan FTTM ITB dan Kantor WRSO ITB yang telah sangat membantu dalam proses pengajuan jabatan saya.
13. Seluruh Dosen dan Staf Tendik TM ITB dan FTTM ITB atas kebersamaan dan dorongan serta dukungan untuk pengangkatan saya dalam jabatan guru besar.
14. Para Mahasiswa dan Asisten saya di TM ITB, DEMR Sejong U., dan TP UIR yang saya cintai dan banggakan.
15. Saudara Andri Luthfi Lukman Hakim, ST., MT., yang telah banyak memberi masukan terkait isi naskah orasi ini.
16. Saudara Egi Adrian Pratama, ST., yang telah banyak membantu dalam penyusunan naskah orasi ini.
17. Keluarga besar saya yang selalu mendo'akan saya.
18. Yang terakhir namun paling utama, terima kasih kepada istri dan anak-anak saya yang selalu mendorong, mendo'akan, dan yang telah kehilangan banyak waktu dan kebersamaan dengan saya selama proses pengajuan kenaikan jabatan sampai penulisan naskah orasi ini.

DAFTAR PUSTAKA

- 1,000 Tons of CO₂-EOR Field Trial at Meruap Field, Indonesia*, Laporan Penelitian oleh Korea-Indonesia Research Consortium kepada PT. Pertamina EP, 2015.
- Abdassah, D., Andre, E., dan Irawan, D.: *Can IOR Give 20 Billion Barrel Reserves for Indonesia within 30 Years?* Joint ITB-UTP Conference on Improved Oil Recovery, ITB, 30 November 2017.
- Abdassah, D., Andre, E., dan Irawan, D.: *Natuna D-Alpha Gas Utilization to Increase Oil and Gas Recoveries in Indonesia*, Simposium IATMI, Padang, 1-3 Oktober 2018.
- Alat Untuk Mengukur 3 (Tiga) Parameter Penentu Secara Bersamaan dan Metode Untuk Menentukan Nilai Minimum Miscibility Pressure (MMP) Pada Injeksi Gas CO₂*, Paten diajukan kepada Direktorat Jenderal Kekayaan Intelektual, No. Permohonan PID201903216, 22 April 2019.
- Berg, S., Cense, A.W., Jansen, E., Bakker, K.: *Direct Experimental Evidence of Wettability Modification by Low Salinity*, *Petrophysics*, 51 (5), 2010, hal. 314-322.
- Bernard, G.G.: *Effect of Floodwater Salinity on Recovery of Oil from Cores Containing Clays*, SPE 1725-MS, Annual California Regional Meeting, Los Angeles, CA, 26-27 Oktober 1967.
- Chung, F.T.H., Jones, R.A., dan Nguyen, H.T.: *Measurement and Correlations of the Physical Properties of CO₂/Heavy-Crude-Oil Mixtures*, SPE 15080, Regional Meeting, Oakland, CA, 2-4 April 1986.

- CO₂ Enhanced Oil Recovery Study for Langgak Field*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University-UIR kepada PT. Sarana Pembangunan Riau (SPR) Langgak, Oktober 2018.
- Dang, C.T.Q., Nghiem, L., Nguyen, N.T.B., dan Chen, Z.: *Practical Concerns and Principle Guidelines for Screening, Implementation, Design, and Optimization of Low Salinity Waterflooding*, SPE 174008MS, Western Regional Meeting, Garden Grove, CA, 27-30 April 2015.
- Designing Optimum Injection Parameters with Low Salinity Water Injection in Sandstone Reservoir for Tangai Structure at Sukananti Field*, IATMI 18P-012, Simposium IATMI, Padang, 1-2 Oktober 2018.
- Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Part 1: Laboratory Investigations*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University kepada PT. Pertamina EP, 2015.
- Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Part 2: Numerical Simulation Studies*, Laporan Penelitian oleh ITB kepada PT. Pertamina EP, 2015.
- Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Post Injection Report*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University kepada PT. Pertamina EP, 2015.
- Ghedan, S.: *Global Laboratory Experience of CO₂-EOR Flooding*, SPE 125581, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, 19-21 Oktober 2009.

Kane, A. V.: *Performance Review of a Large-Scale CO₂-WAG Enhanced Recovery Project, SACROC Unit - Kelly-Snyder Field*, J. of Petroleum Technology, February 1979, hal. 217-231.

Khilar, K.C., Vaidya, R.N., dan Fogler, H.S.: *Colloidally-Induced Fines Release in Porous Media*, J. of Petroleum Science and Engineering, 4, 1990, hal. 213-221.

Klins, M.A.: *Carbon Dioxide Flooding - Basic Mechanisms and Project Design*, IHRDC, Boston, MA, 1984.

Lager, A., Webb, K.J., Black, C.J.J., Singleton, M., dan Sorbie, K.S.: *Low Salinity Oil Recovery - An Experimental Investigation*, Petrophysics, 49 (1), 2008, hal. 28-35. (Originally SCA2006-36).

Lake, L.W.: *Enhanced Oil Recovery*, Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, 1989.

Laporan Tahunan: Capaian Pembangunan 2018, Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Jakarta, 2018.

Laporan Tahunan 2018, Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, Jakarta, 2018.

Lee, S.Y., Webb, K.J., Collins, I.R., Lager, A., Clarke, S.M., O'Sullivan, M., Routh, A.F., dan Wang, W.: *Low Salinity Oil Recovery-Increasing Understanding of the Underlying Mechanisms*, SPE 129722, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 24-28 April 2010.

Ligthelm, D.J., Gronsveld, J., Hofman, J.P., Brussee, N.J., Marcelis, F., dan van der Linde, H.A.: *Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition*, SPE 119835, EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 8-11 Juni 2009.

Low Salinity Water Injection (LSWI) Simulation Modeling, LSWI Simulation Workshop: CMG vs. TNavigator, ITB-KSO BOSL-Hanyang U., Seoul, 2019.

Minimum Miscibility Pressure Reduction in CO₂ Gas Mixture Injection, Draft Disertasi (Promotor), ITB, 2019.

Mohammed-Singh, L., Singhal, A.K., dan Sim, S.: *Screening Criteria for Carbon Dioxide Huff 'n' Puff Operations*, SPE 100044, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, 22-26 April 2006.

Mungan, N.: *Carbon Dioxide Flooding - Fundamentals*, J. of Canadian Petroleum Technology, January-March 1981, hal. 87-92.

Nobakht, M., Moghadan, S., dan Gu, Y.: *Mutual Interactions between Crude Oil and CO₂ under Different Pressures*, Fluid Phase Equilibria, 265, 2008, hal. 94-103.

Outlook Energi Indonesia 2018, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, Jakarta, 2018.

Palmer, F.S., Landry, R.W., dan Bou-Mikael, S.: *Design and Implementation of Immiscible Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff-Puff) in South Louisiana*, SPE 15497, 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 5-8 Oktober, 1986.

Pedoman Monitoring dan Surveillance Pelaksanaan Pilot Injeksi CO₂ di PT. Pertamina EP, Laporan Studi oleh ITB kepada PT. Pertamina EP, 2018.

Preliminary Simulation Study of Low Salinity Water Injection in Tangai Structure at Sukananti Field, Laporan Penelitian oleh ITB kepada KSO CESL (sekarang BOSL), 2018.

Preliminary Study of Low Salinity Water Injection at Sukananti Field, Laporan Penelitian oleh ITB-KSOBOSL kepada PT. Pertamina EP, 2019.

Qiao, C., Li, L., Johns, R.T., dan Xu, J.: *A Mechanistic Model for Wettability Alteration by Chemically Tuned Waterflooding in Carbonate Reservoirs*, SPE Journal, August 2015, hal. 767-783. (Originally SPE 170966).

Rotondi, M., Callegaro, C., Masserano, F., dan Bartosek, M.: *Low Salinity Water Injection: eni's Experience*, SPE-171794-MS, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 10-13 November 2014.

Sheng, J.J.: *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery - Theory and Practice*, 1st Ed., Gulf Professional Publishing, Burlington, MA, 2011.

Studi EOR Lapangan Langgak - Laporan Studi Laboratorium, Laporan Penelitian oleh ITB-UIR kepada PT. Sarana Pembangunan Riau (SPR) Langgak, Juni 2018.

Taber, J.J., Martin, F.D., dan Seright, R.S.: *EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects*, SPE Reservoir Engineering, August 1997, hal. 189-198. (Originally SPE 35385).

Yang, D. dan Gu, Y.: *Interfacial Interactions between Crude Oil and CO₂ under Reservoir Conditions*, Petroleum Science and Technology, 23 (9), 2005, hal. 1099-1112.

REKAM JEJAK PENELITIAN/PUBLIKASI TERKAIT

Bidang CO₂-EOR (2013-2019)

1. Opportunities and Challenges of CO₂ Flooding in Indonesia, SPE 165847, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 22-24 Oktober 2013.
2. Optimisation of Surfactant Concentration to the Foam Generation and Swelling Ratio of CO₂ Foam Flooding in Light Oil Reservoirs, SPE 165877, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 22-24 Oktober 2013.
3. 1-D Simulation Study of Miscible WAG Injection Performance in Oil-Wet Condition, Fall Conference, Kangwon Natl. Univ., Chuncheon, Korea, 17-18 Oktober 2013.
4. CO₂ Performance and Extraction of Heavy Components During Swelling Process, Spring Conference of KIGAM, Daejeon Univ., Daejeon, Korea, 17-18 April 2014.
5. CO₂ Flooding Methods Optimization Based on Economic Analysis at ABY Formation Field X, Sumatera Basin, Spring Conference of KIGAM, Daejeon Univ., Daejeon, Korea, 17-18 April 2014.
6. Optimization of Operating Conditions for Improving Oil Recovery by CO₂ WAG Injection on ABY Formation, Central Sumatra Basin, Spring Conference of KIGAM, Daejeon Univ., Daejeon, Korea, 17-18 April 2014.

7. *Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Part 1: Laboratory Investigations*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University kepada PT. Pertamina EP, 2015.
8. *Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Part 2: Numerical Simulation Studies*, Laporan Penelitian oleh ITB kepada PT. Pertamina EP, 2015.
9. *Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test - Post Injection Report*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University kepada PT. Pertamina EP, 2015.
10. *1,000 Tons of CO₂-EOR Field Trial at Meruap Field, Indonesia*, Laporan Penelitian oleh Korea-Indonesia Research Consortium kepada PT. Pertamina EP, May 2015.
11. *An Improved Method for Estimating Minimum Miscibility Pressure through Condensation-Extraction Process under Swelling Tests*, J. of Petroleum Science and Engineering, 131 (2015).
12. *An Investigation of Hybrid Steam-Solvent Injection for Increasing Economy and Reducing CO₂ Emission*, J. of Petroleum Science and Technology, 33:3 (2015).
13. *Penentuan Tekanan Tercampur Minimum Pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Benakat-Cekungan Sumatera Selatan Berdasarkan Eksperimen, Simulasi, Persamaan Keadaan, dan Korelasi*, J. Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Vol. 7, No. 1, April 2015.

14. *Overview of CO₂-EOR Operation Plan in Meruap Field*, World Congress on Advances in Structural Engineering and Mechanics and Advances in Aeronautics, Nano, Bio, Robotics, and Energy, Incheon, Korea, 25-29 Agustus 2015.
15. *Determination and Evaluation of Minimum Miscibility Pressure using Experimental Methods, Simulation, and Visual Observation*, Disertasi (Kopromotor), Sejong University, 2016.
16. *Pencampuran Gas CO₂ untuk Menurunkan Tekanan Tercampur Minimum: Studi Kasus pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Benakat, Cekungan Sumatera Selatan*, J. Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Vol. 10, No. 1, April 2016.
17. *Estimasi Tekanan Tercampur Minimum Melalui Pengukuran Tegangan Antar Muka Menggunakan Metode Pendant Drop*, J. Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Vol. 11, No. 2, Agustus 2016.
18. *Studi Laboratorium Terhadap Tegangan Antar Muka Sistem Minyak-CO₂ pada Kondisi Reservoir*, J. Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Vol. 12, No. 3, Desember 2016.
19. *An Investigation on Economy and CO₂ Emission of Water Alternating Steam Process (WASP) using Response Surface Correlation*, J. of Petroleum Exploration and Production Technology, 7 (2017).
20. *Immiscible CO₂ Injection Design using Huff 'n' Puff Method for Light-Oil Recovery in a High Temperature and Low Pressure Reservoir based on*

Meruap CO₂ Injection Pilot Project Performance Evaluation, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.

21. *Comparative Evaluation of Minimum Miscibility Pressure (MMP) Reduction on CO₂ Injection by Adding Alcohol Compounds and H₂S*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
22. *Evaluation of Minimum Miscibility Pressure (MMP) Reduction Using Organic Compounds in CO₂ Injection EOR*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
23. *Optimasi Desain Untuk Injeksi Miscible CO₂ Dengan Campuran Senyawa Organik Untuk Menghasilkan Perolehan Maksimal*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
24. *1-D Slim-tube Simulations Approach of Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination for CO₂ Injection*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
25. *Comparative Analysis on MMP Determination of CO₂ Gas Mixtures Using Cell-To-Cell and Multiple Mixing Cell Simulations*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
26. *Increasing Recovery of Single Cycle Huff-and-Puff Based on Gas Mixtures and Analyzing Effect of Pre-Nitrogen Injection to Oil Recovery*, Penelitian Mandiri, ITB, 2017.
27. *Enhanced Oil Recovery Screening Process for Langgak Field*, Laporan Penelitian oleh ITB-UIR kepada PT. Sarana Pembangunan Riau (SPR) Langgak, September 2017.
28. *EOR in Indonesia: Past, Present, and Future*, International J. of Oil, Gas, and Coal Technology, Vol. 16, No. 3, 2017.

29. *Effects of CO₂ Injection Operational Parameters on Recovery Improvement: A Case Study at M Field*, J. Teknologi Minyak dan Gas Bumi, Vol. 16, No. 2, Agustus 2018.

30. *Investigating the Effects of Initial Oil Volume and Equilibrium Time on the Swelling Factor using Response Surface Method*, Geosystem Engineering, 21:3 (2018).
31. *An Experimental Study of Clay Swelling Phenomenon by Carbonic Acid Injection in Clay Sandstone: Implication for CO₂ Injection*, Modern Applied Sciences, Vol. 12, No. 5, 2018.
32. *Studi EOR Lapangan Langgak - Laporan Studi Laboratorium*, Laporan Penelitian oleh ITB-UIR kepada PT. Sarana Pembangunan Riau (SPR) Langgak, Juni 2018.
33. *CO₂ Enhanced Oil Recovery Study for Langgak Field*, Laporan Penelitian oleh ITB-Sejong University-UIR kepada PT. Sarana Pembangunan Riau (SPR) Langgak, Oktober 2018.
34. *Pedoman Monitoring dan Surveillance Pelaksanaan Pilot Injeksi CO₂ di PT. Pertamina EP*, Laporan Studi oleh ITB kepada PT. Pertamina EP, 2018.
35. *Studi Laboratorium Pengembangan Minyak dan Penurunan Viskositas Pada Injeksi CO₂ Tidak Tercampur di Lapangan Langgak*, Tesis, ITB-Sejong University, 2018.
36. *Designing Optimum Injection Parameters with Low Salinity Water Injection in Tangai Structure at Sukananti Field*, Simposium IATMI, Padang, 1-3 Oktober 2018.

37. *Monitoring & Evaluation of CO₂ Huff-n-Puff Injection Using Material Balance Equation: Case Study of "M" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
38. *CO₂ Huff-n-Puff Injection Redesign Analysis Using Material Balance Equation for "M" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
39. *Comparative Evaluation of Minimum Miscibility Pressure (MMP) Reduction by Adding Alcohol Compounds Using 1-D Slim-tube Simulation in "M" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
40. *Examining Performance of Additives Used for CO₂ Injection at Low and High Reservoir Temperature in "L" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
41. *Effects of Compound Added with CO₂ Injection in Lowering Minimum Miscibility Pressure at "L" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
42. *A Study on the Effect of CO₂ Impurities on Minimum Miscibility Pressure at "M" Field using 1-D Slim-tube Simulation*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
43. *Effects of Temperature, Oil Composition, and Injection Composition on Minimum Miscibility Pressure in Carbon Dioxide Injection: Case Study of Reservoir in Indonesia*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
44. *Designing Optimum Condition for Further Immiscible CO₂ Injection Based on Evaluation Study of "M" Field Trial*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
45. *Design of CO₂-CH₄ Optimum Composition Injection and Mechanism Using Huff and Puff Method at L Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.
46. *Designing Optimum CO₂-CH₄ Injection Parameters Using Huff 'n' Puff Method at "L" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.

47. *Designing Immiscible Well-To-Well CO₂-CH₄ Continuous Injection in a Stratified Reservoir at "L" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.
48. *Determination and Evaluation of Minimum Miscibility Pressure Using Various Methods: Experimental, Visual Observation, and Simulation*, Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies Nouvelles 74, 55, 2019.
49. *Pengurusan Minyak Tahap Lanjut (EOR) Menggunakan Gas Buang (Flue Gas) PLTSa Limbah Perkotaan Pada Reservoir Batu Pasir Lapangan Minyak Pondok Tengah*, Disertasi (Kopromotor), ITB, 2019.
50. *Minimum Miscibility Pressure Reduction in CO₂ Gas Mixture Injection*, Draft Disertasi (Promotor), ITB, 2019.
51. *Alat Untuk Mengukur 3 (Tiga) Parameter Penentu Secara Bersamaan dan Metode Untuk Menentukan Nilai Minimum Miscibility Pressure (MMP) Pada Injeksi Gas CO₂*, Paten diajukan kepada Direktorat Jenderal Kekayaan Intelektual, No. Permohonan PID201903216, 22 April 2019.
52. *Determination of Minimum Miscibility Pressure: Experimental Methods and Simulation - Buku (Draft)*, UIR-ITB-Sejong University, 2019.

Bidang LSWI/Smart Water-EOR (2017-2019)

1. *Implementation of Smart-Low Salinity Waterflood for Enhanced Oil Recovery from Mature Fields and ICT-Based Mobile Smart Water Production System*, Laporan Kegiatan Penelitian Tahunan I dan II oleh ITB kepada EPS EnE (Korea), 2017 dan 2018.
2. *Preliminary Simulation Study of Low Salinity Water Injection in Tangai*

Structure at Sukananti Field, Laporan Penelitian oleh ITB kepada KSO CESL (sekarang BOSL), 2018.

3. *Designing Optimum Injection Parameters with Low Salinity Water Injection in Sandstone Reservoir for Tangai Structure at Sukananti Field*, IATMI 18P-012 dipresentasikan pada Simposium IATMI, Padang, 1-2 Oktober 2018.
4. *Designing Optimum Injection Parameters with Low Salinity Water Injection in "T" Structure at "S" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
5. *Design of Optimum Potential Determining Ions (PDI) Composition of Low Salinity Water Injection In Sandstone Reservoir for "T" Structure at "S" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2018.
6. *Low Salinity Water Injection (LSWI) Simulation Modeling*, Lokakarya Studi Simulasi LSWI: CMG vs. TNavigator, ITB-KSO BOSL-Hanyang U., Seoul, 2019.
7. *Preliminary Study of Low Salinity Water Injection at Sukananti Field*, Laporan Penelitian ITB-KSO BOSL kepada PT. Pertamina EP, 2019.
8. *Design of Optimum Bright Water Implementation in "T" Structure at "S" Field for Increasing Oil Recovery*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.
9. *Optimum Salt Concentration Design of Low Salinity Water Injection in "T" Structure at "S" Field Using TNavigator™ Simulator*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.
10. *Designing Low Salinity Water Alternating Immiscible Gas Injection into "T" Structure at "S" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.

11. *Designing Optimum Injection Parameters with Low Salinity Water Injection Using Huff 'n' Puff Method in "T" Structure at "S" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.

12. *Improving Low Salinity Water Injection Performance by Combining with Low-Salinity Polymer: Case Study at "T" Structure of "S" Field*, Penelitian Mandiri, ITB, 2019.

CURRICULUM VITAE



1. **Nama** : ASEP KURNIA PERMADI
2. **TTL** : Bandung, 12 November 1963
3. **NIP** : 19631112 199001 1 001
4. **Fakultas** : Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan
5. **Kel. Keahlian**: Teknik Reservoir
6. **Bid. Keahlian**: Karakterisasi dan Pemodelan Reservoir

7. Data Keluarga

Istri : Dra. Hj. Kania Suparwati

Anak : 1. Muhammad Rizky Permadi
2. Nayla Sarah Zahara

8. Riwayat Pendidikan

- Pendidikan Profesi, Program Studi Program Profesi Insinyur, Institut Teknologi Bandung, 2016-2017.
- Doctor of Philosophy, Texas A&M U., Texas, U.S.A., 1994-1996.
Disertasi: *Modeling Simultaneous Oil and Water Flow with Single-Phase Analytical Solutions.*
Chair of Advisory Committee: Dr. W. John Lee.
- Master of Science, Texas A&M U., Texas, U.S.A., 1991-1994.
Tesis: *An Evaluation of Stone's Method to Determine Pseudo-Relative Permeability.*
Chair of Advisory Committee: Dr. W. John Lee.

- Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, 1982-1987.

9. Riwayat Kepangkatan dan Jabatan

Pangkat	TMT	Jabatan	TMT
CPNS	1 Jan 1990	As. Ahli Madya	1 Jul 1991
Pen. Muda, Gol. IIIA	1 Feb 1991	As. Ahli	1 Mei 1996
Pen. Muda Tk. I, Gol. IIIB	1 Okt 1996	Lektor Muda	1 Jul 1998
Penata, Gol. IIIC	1 Okt 1999	Inpasing Lektor	1 Jan 2001
Penata Tk. I, Gol. IIID	1 Apr 2002	Lektor Kepala	1 Mar 2002
Pembina, Gol. IVA	1 Apr 2004	Guru Besar	1 Feb 2019

10. Riwayat Kerja dan Capaian

- **Kegiatan Penelitian dan Keskolaran**
 - Menghasilkan >20 makalah/karya ilmiah dalam jurnal internasional bereputasi, total >100 karya ilmiah dalam konferensi/seminar/FGD.
 - Menulis 1 buku teks Berbahasa Inggris (Penerbit ITB, 2016).
 - Menulis 1 bab dalam buku internasional (Logos Verlag, 2011).
 - Memegang 4 paten nasional di Korea dan Indonesia.
 - Melaksanakan 2 *pioneering EOR research* dengan uji coba di lapangan.
 - Melaksanakan >10 penelitian internasional, >20 *research awards* nasional/internasional.
 - Menjadi promotor 2 disertasi doktor yang menghasilkan 2 paten dan 2 penghargaan *innovative research* ITB.

- Mendapat pengakuan keskolaran: *technical reviewer* jurnal internasional (Korea), *conferences* (SPE), *keynote speaker*, tutor, *external examiner* di luar negeri, dan pidato ilmiah.
- Mendapat Sertifikasi Insinyur Profesional Utama (IPU) dari PII.
- Mendapat Sertifikasi Insinyur (ASEAN Engineer) dari ASEAN Federation of Engineering Organizations (AFEO).
- Mendapat Penghargaan ITB Bidang Karya Inovasi Tahun 2015 dan Tahun 2019.

- **Kegiatan Pengajaran**

- Mengikuti pendidikan *Applied Approach*, 1998.
- Mengajar >100 kelas di ITB, >20 kelas di luar ITB, 2 kelas di luar negeri (Sejong University).
- Menjadi TA di universitas luar negeri (Texas A&M U.).
- Menghasilkan bahan ajar, 1 modul kuliah, 2 diktat, dan 1 buku referensi untuk 2 mata kuliah dalam keilmuan teknik reservoir.
- Membimbing hampir 100 TA, >50 tesis magister, serta 13 disertasi doktor di ITB dan Sejong University.
- Membimbing >30 mahasiswa *student exchange*.
- Mengajar kelas internasional di ITB dan Sejong University.
- Mendapat Penghargaan ITB Bidang Pengajaran Tahun 2016.

- **Kegiatan Pengabdian kepada Masyarakat**

- Melaksanakan kegiatan PPM: >55 kegiatan studi, >75 kegiatan kursus/pelatihan melalui asosiasi profesi, 25 pelatihan Sertifikasi Profesi oleh SPE Internasional.

- Turut membimbing 5 dosen luar ITB (U. Trisaksi, UPN, UIR) untuk memperoleh gelar doktor dari Sejong University, Korea.
- Membina perkuliahan Teknik Reservoir di luar ITB (UIR, ITSB).
- Membina program sertifikasi profesi (SPE, IATMI, PII).
- Menjadi ketua/anggota sekitar 25 kepanitiaan/badan *ad hoc* pada asosiasi profesi (SPE International, IATMI, PII).
- Menjadi anggota panitia/badan nasional: Asesor BAN PT, Asesor Sertifikasi Dosen, Majelis Penilai Sertifikasi Insinyur Profesional, Panitia Ujian Nasional Badiklat ESDM, Ahli Provasi Lemigas.

- **Kegiatan Pengembangan Institusi (20 Tahun Terakhir)**

- Menduduki jabatan di ITB: Sekretaris Jurusan (2001-2004), Sekretaris Prodi Magister (2001-2003), Kepala Laboratorium (2003-2004), Wakil Dekan Sumberdaya FIKTM (2006-2007), Wakil Dekan Sumberdaya FTTM (2007-2010), Wakil Dekan Akademik FTTM (2010), Sekretaris LP4 (2011-2015), Ketua Subkomisi Penelitian LPPM (2016-2018).
- Menjadi ketua/anggota >100 tim *ad hoc* ITB di tingkat program studi, fakultas, dan institut dalam berbagai bidang kegiatan.

11. Keanggotaan Asosiasi Profesi

- Society of Petroleum Engineers (SPE), sejak 1986.
- Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI), sejak 1987.
- Persatuan Insinyur Indonesia, sejak 2015.

12. Pengalaman Penelitian Internasional

1. *Oil Well Placement Design through Geostatistical Analysis Using the Generalized Space-Time Autoregressive (GSTAR) Kriging Model* dengan U. Padjadjaran dan T.U. Delft, Belanda (2006-2007).
2. *Application of Nano Technology in EOR* dengan Tohoku U., Jepang (2008-2009).
3. *Design and Manufacturing a Small Optical Cell to Generate Steam and Measure Interfacial Properties of Steam-Oil-Quartz Systems* dengan Sejong U., Korea (2011-2012).
4. *Effects of Saturation Pressure and Temperature on the Interfacial Properties of Quartz/Steam/Heavy-Oil Systems* dengan Sejong U. dan Hongik U. (*doctoral double degree program*), sebagai promotor (2011-2015).
5. *Development of CO₂ Geological Storage Technologies through 1,000-Ton CO₂-EOR Pilot Test* dengan Sejong U., Hongik U., Konkuk U., Hanyang U., dan KIGAM (2012-2015).
6. *Development of Production Management System by Movable Oil Refinery System for the Enhancement of Small-Scaled Onshore Oil Fields in Indonesia* dengan Sejong U. dan Konkuk U. (2015-2016).
7. *Implementation of Smart-Low Salinity Waterflood for Enhanced Oil Recovery from Mature Fields and ICT-Based Mobile Smart Water Production System* dengan Sejong U., Hongik U., Konkuk U., dan Hanyang U. (2017-2020).

8. *Development of Technology Platform and Business Strategy for Low Cost Enhanced Oil Recovery in Overseas Mature Fields Utilizing Functional Viscosifiers* dengan Sejong U. dan Hanyang U. (2017).
9. *Experimental Work as a Preliminary Study for CO₂ Injection Field Trial at Langgak Field* dengan Sejong U. dan U. Islam Riau (2017).
10. *Development of an Indonesian Geothermal Field in Geodipa Energi Working Areas by Implementing Reservoir Stimulation* dengan Sejong U. dan Seoul National U. (2016-2017).
11. *Paraffin Removal Technology in Oil Production Surface Facilities* dengan Sejong U., Hongik U., dan Konkuk U. (2017-2018).
12. *Design and Manufacturing a Laboratory Apparatus for Measuring 3 (Three) Determining Parameters Simultaneously and Development of a Method to Determine the Minimum Miscibility Pressure in CO₂ Injection at High Pressure and High Temperature Environment* dengan Sejong U. dan Hongik U. (2017-2019).
13. *Minimum Miscibility Pressure Reduction in CO₂ Gas Mixture Injection* dengan Sejong U. dan Hongik U. penelitian mahasiswa doktoral ITB, sebagai promotor (2017-2020).

13. Pengalaman Akademik Internasional

- *Post Doctoral Researcher*, Texaco EPTD, Houston, USA, 1997.
- *Visiting Researcher*, T.U. Delft, Belanda, 2007.
- *Visiting Academic Fellow*, Chevron RMF, Houston, USA, 2007.
- *External Examiner*, Tohoku University, Jepang, 2009.

- *Visiting Professor*, Sejong University, Korea, 2010-sekarang.
- *Co-Supervisor*, Curtin University of Technology, Australia, 2010.
- *External Examiner*, UTP, Malaysia, 2010-2012.
- *Visiting Academic Fellow*, Chevron RMF, Houston, USA, 2011.
- *External Examiner*, Sejong University, Korea, 2013-2016.

14. Penghargaan

- *Pi Epsilon Tau*, Texas A&M University, 1992.
- *Phi Kappa Phi*, Texas A&M University, 1993.
- Satyalancana Karya Satya X Tahun, 2006.
- *Outstanding SPE Student Chapter Faculty Advisor*, 2009.
- Satyalancana Karya Satya XX Tahun, 2013.
- Penghargaan ITB Bidang Karya Inovasi, 2015.
- Penghargaan ITB Bidang Pengajaran, 2016.
- Penghargaan ITB Pengabdian 25 Tahun, 2016.
- Penghargaan ITB Bidang Karya Inovasi, 2019.

15. Paten

Paten terdaftar pada Korean Intellectual Property Office (KIPO), Korea:

- No. Reg. 10-2011-0047002, Tgl. 18 Mei 2011, *Sequential Polymer Injection Treatments for Novel Conformance Control*. W.S. Bae, T.M. Chung, W.S. Ryoo, A.K. Permadi, H.J. Ko, S.M. Oh, W.K. Lee, B.H. Jeong, J.H. Lee, Y.S. Park

- No. Reg. 10-2013-0158597, Tgl. 18 Desember 2013, *Proppant-Settling Observation Apparatus for Hydraulic Fracturing*. W.S. Bae, W.S. Ryoo, I.W. Kim, A.K. Permadi, T.A. Gunadi, J.H. Lee, Y.H. Kwon, A. Netzhanova, J.J. Hong, S.I. Kim
- No. Reg. 10-2015-0060006, Tgl. 28 April 2015, *Apparatus and Method for Analyzing Interfacial Properties of Oil*. W.S. Bae, A.K. Permadi, M.A. Naser, S.I. Kim, Y.H. Kwon, B.U. Min, P.H. Tai

Paten terdaftar pada Direktorat Paten, DTLST, dan Rahasia Dagang, Direktorat Jenderal KI, Kementerian Hukum dan HAM RI:

- No. e-Filling: WFU2019675818, No. Permohonan: HKI.3.043409/2019, No. Aplikasi: PID201903216, Tgl. 16 April 2019, *Alat Untuk Mengukur 3 (Tiga) Parameter Penentu Secara Bersamaan dan Metode Untuk Menentukan Nilai Minimum Miscibility Pressure (MMP) pada Injeksi Gas CO₂*. A.L.L. Hakim, A.K. Permadi, G. Guglielmo

16. Sertifikasi Profesi

- Sertifikasi Dosen Profesional dari Departemen Pendidikan Nasional Republik Indonesia, 2008.
- Sertifikasi Insinyur Profesional Utama (IPU) dari Persatuan Insinyur Indonesia (PII), 2016.
- Sertifikasi Insinyur dari Institut Teknologi Bandung, 2017.
- Sertifikasi Insinyur (ASEAN Engineer) dari ASEAN Federation of Engineering Organizations (AFEO), 2019.