

# Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia

**Usman**

Peneliti Muda pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230, Indonesia

Tromol Pos : 6022/KBYB-Jakarta 12120, Telepon : 62-21-7394422, Faksimile : 62-21-7246150

[upasarai@lemigas.esdm.go.id](mailto:upasarai@lemigas.esdm.go.id)

Teregistrasi I Tanggal 27 Mei 2011; Diterima setelah perbaikan tanggal 28 Juli 2011

Disetujui terbit tanggal: 26 Agustus 2011

## S A R I

Basis data cadangan minyak dan gas bumi yang dikelola LEMIGAS menunjukkan bahwa sekitar 62% dari isi awal minyak ditempat masih tertinggal dalam reservoir setelah pengurusan primer dan sekunder. Jumlah terbesar dari potensi *enhanced oil recovery* (EOR) tersebut berada di wilayah Sumatera Tengan dan Selatan. Dominan dari potensi ini merupakan kandidat aplikasi EOR injeksi kimia dan CO<sub>2</sub>. Sebagian kecil saja dari minyak ini dapat diproduksi akan memberi kontribusi yang berarti dalam meningkatkan produksi minyak Indonesia di masa mendatang. Implementasi EOR adalah proses yang kompleks dan setiap reservoir memerlukan spesifik operasi dan fluida injeksi. Oleh karena itu, proses evaluasi dan pengembangan proyek EOR perlu dilakukan sistematis dan bertahap dari seleksi, evaluasi, uji coba hingga tahap aplikasi di lapangan. Berbagai inovasi teknologi telah dikembangkan untuk menghasilkan perbaikan dalam proses EOR. Paper ini menguraikan potensi EOR Indonesia serta sebarannya dan bidang riset yang perlu dikembangkan LEMIGAS untuk mendukung aplikasi EOR secara komersial di Indonesia. Sepintas deskripsi mengenai teknologi EOR juga disertakan dalam paper ini.

**Kata kunci:** LEMIGAS, produksi minyak Indonesia, teknologi EOR, potensi EOR Indonesia.

## ABSTRACT

*The oil and gas reserves database maintained by LEMIGAS indicates that 62% of the original oil in-place (OOIP) still remain in the reservoirs after primary and secondary recoveries. A considerable portion of this EOR target is located in reservoirs in Central and South Sumatera. Most of which are suitable for chemical and CO<sub>2</sub> EOR applications. Recovering even a small fraction of this oil will be an important contribution on the future of Indonesia oil production. EOR Implementation is complex and successful applications need to be tailored to each specific reservoir. Therefore, a systematic, staged evaluation and development process is required to screen, evaluate, pilot test, and apply EOR processes for particular applications. Various technological innovations developed that provide improved EOR process. This paper describes Indonesia's EOR potential and their distribution and area of research that needs to be developed by LEMIGAS to support commercial EOR application in Indonesia. A brief description of EOR technologies is also included in this paper.*

**Keywords:** LEMIGAS, Indonesia oil production, EOR technology, Indonesia EOR potensial.

## I. PENDAHULUAN

Cadangan minyak terbukti Indonesia per 1 Januari 2010 diperkirakan sebesar 4230 MMstb<sup>(28)</sup>. Produksi rata-rata tahun 2009 adalah 348 MMstb.

Dengan asumsi tidak ada penambahan cadangan baru, maka jumlah cadangan yang ada akan habis dalam dua belas tahun ke depan. Penambahan cadangan bisa karena ada penemuan lapangan minyak baru,

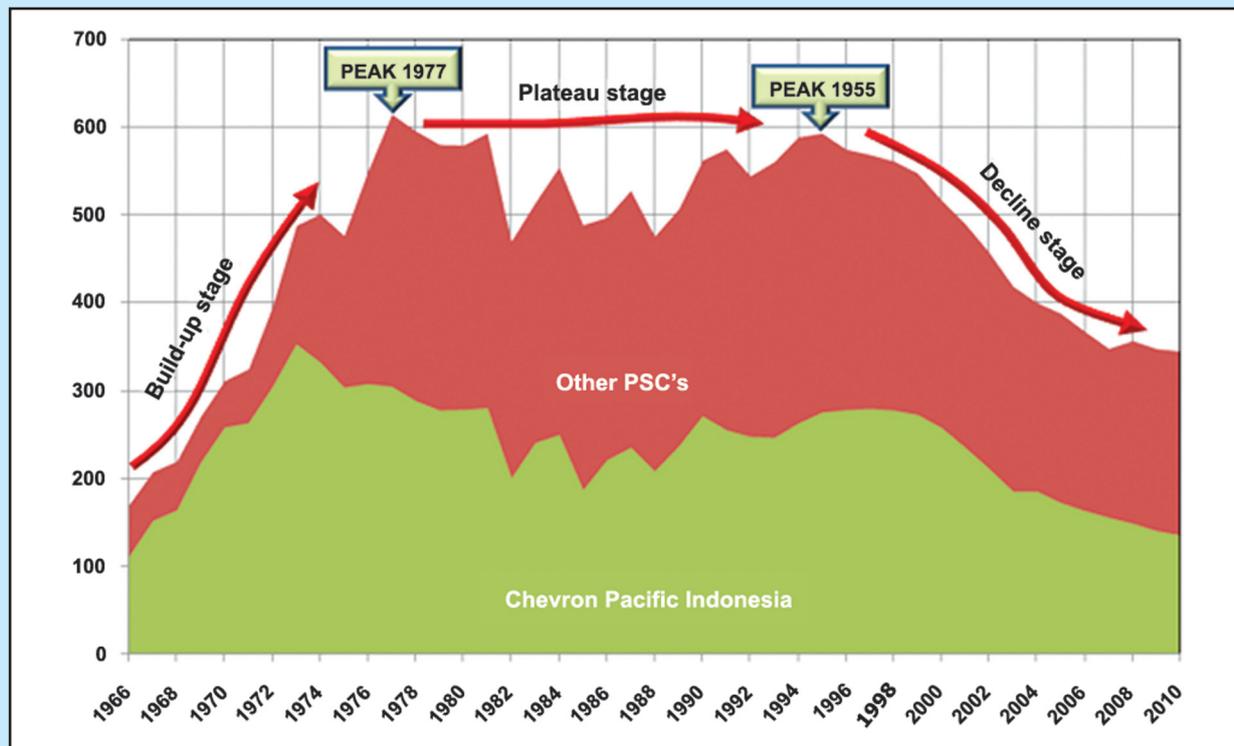
perubahan status cadangan mungkin dan harapan menjadi cadangan terbukti karena penambahan data, dan atau karena keberhasilan implementasi teknologi pengurusan tahap lanjut atau EOR.

Dalam pengurusan sumber daya tak terbarukan seperti minyak berlaku kaidah dasar yang diperkenalkan oleh King Hubbert pada era tahun lima puluhan bahwa produksi akan beranjak naik seiring dengan waktu sampai titik tertinggi yang bisa dicapai. Selanjutnya produksi akan turun hingga sumber daya tersebut habis. Produksi minyak Indonesia yang telah berlangsung hampir satu seperempat abad sejak pemboran *discovery* pertama melalui sumur Telaga Tunggal Nomor 1 tahun 1885 di wilayah konsesi Telaga Said, Tanjung Pura, Sumatera Utara<sup>(5)</sup> juga mengikuti siklus Hubbert. Selama kurun waktu tersebut, produksi minyak Indonesia telah mengalami siklus Hubbert sebanyak dua kali seperti terlihat pada Gambar 1<sup>(28)</sup>. Puncak produksi terjadi tahun 1977 dan 1995. Puncak produksi tahun 1977 merupakan produksi tertinggi dari pengurusan primer. Sedangkan puncak produksi tahun 1995 adalah hasil aplikasi metode EOR dengan injeksi uap panas (*steam*) di lapa-

ngan Duri. Pengembangan skala lapangan proyek ini dimulai tahun 1985. Puncak produksi dicapai tahun 1995 sampai dengan 1999 yang tergambar pada profil produksi minyak dari Operator lapangan Duri.

Dari tahun 1995 hingga 2010, produksi minyak Indonesia terus menurun. Mulai tahun 2007, laju penurunan dapat dikurangi karena ada kontribusi dari lapangan baru yaitu Banyu Urip. Gambar 1 mengindikasikan bahwa untuk meningkatkan produksi minyak Indonesia atau untuk mendapatkan siklus Hubbert yang ketiga hanya dimungkinkan dengan penerapan teknologi EOR secara masif dan atau ada penemuan lapangan minyak baru yang cukup besar.

Paper ini menguraikan potensi EOR Indonesia serta sebarannya dan bidang riset yang perlu dikembangkan LEMIGAS untuk mendukung aplikasi EOR secara komersial di Indonesia. Potensi EOR Indonesia diperkirakan berdasarkan selisih isi minyak awal dengan pengambilan maksimum yang bisa diperoleh secara ekonomis berdasarkan teknologi yang digunakan saat ini. Usulan bidang riset didasarkan atas kapabilitas yang dimiliki LEMIGAS dan hasil



Gambar 1  
Perkembangan produksi minyak Indonesia<sup>(28)</sup>

identifikasi teknologi EOR yang dibutuhkan untuk mengembangkan potensi EOR yang ada.

## II. TEKNOLOGI EOR

Metode EOR diklasifikasikan dalam empat kategori utama yaitu pendesakan injeksi kimia (*chemical flooding*), injeksi gas tercampur (*miscible gas injection*), metode panas (*thermal*), dan proses lainnya misal dengan bantuan mikroba (*microbial*). Keempat kategori utama dan subkategorinya ditampilkan pada Gambar 2. Semua teknologi tersebut pada dasarnya berusaha memanipulasi parameter-parameter dalam persamaan Darcy, yang dinyatakan dengan Persamaan (1) untuk sistem linier horizontal, multi-fase:

$$q_{\alpha} \approx \frac{k_{r\alpha} A \Delta p}{\mu_{\alpha} \Delta x} \dots\dots\dots (1)$$

Misal, injeksi surfaktan untuk memanipulasi permeabilitas relatif dengan cara mengurangi saturasi residual minyak. Injeksi polimer dimaksudkan memperbaiki area pengurasan di reservoir. Injeksi gas yang bercampur dengan minyak atau uap panas akan mengurangi viskositas minyak. Semua rekayasa tersebut di atas bermuara pada peningkatan laju alir minyak dan *present value* cadangan minyak tersebut. Berikut akan dibahas bagaimana merekayasa parameter-parameter dalam persamaan Darcy untuk mendapatkan laju alir minyak yang optimal.

### A. Injeksi Kimia

Kemikal yang banyak digunakan selama ini adalah polimer, surfaktan, dan alkalin atau perpaduan dua atau tiga bahan kimia tersebut. Pada injeksi polimer, tipikal larutan *hydrolized polyacrylamide* dengan air formasi pada konsentrasi beberapa ratus hingga ribuan ppm polimer diinjeksikan untuk mendorong minyak ke sumur-sumur produksi. Ukuran *slug* polimer bervariasi dengan kisaran 50 hingga 100% *pore volume* (PV). Larutan dengan konsentrasi polimer tinggi diinjeksikan terlebih dahulu selama kurun waktu tertentu, kemudian diikuti oleh beberapa *slugs* konsentrasi rendah, dan terakhir dengan injeksi air formasi.

Larutan polimer didesain agar pendesakan *favorable* sehingga proses penyapuan minyak di reservoir berlangsung homogen seperti ilustrasi pada Gambar 3. Pada injeksi air, jika pendesakan *unfavorable*, air cenderung menerobos ke sumur produksi meninggalkan banyak minyak yang tidak terdesak. Kecen-

derungan ini semakin kuat pada reservoir dengan heterogenitas geologi tinggi.

Mekanisme utama yang berperan dalam peningkatan produksi minyak pada injeksi polimer adalah terjadinya peningkatan efisiensi penyapuan makroskopik hasil reduksi mobilitas larutan polimer menjadi kurang dari mobilitas minyak-air yang didesak. Peningkatan efisiensi penyapuan akan memperbesar parameter *A* dalam persamaan Darcy. Reduksi mobilitas terjadi karena dua hal. Pertama, larutan polimer mempunyai viskositas lebih besar dari air. Kedua, *polyacrylamide* dengan ukuran molekul yang besar akan terjepit pada permukaan porous media menyebabkan penurunan efektif permeabilitas porous media tersebut.

Penggunaan surfaktan dalam proses injeksi kimia bertujuan mengurangi tegangan antar muka atau *inter-facial tension* (IFT) antara fluida injeksi dengan minyak. Efek IFT terhadap perolehan minyak ditunjukkan pada Gambar 4, dimana saturasi residual minyak ( $S_{or}$ ) fungsi dari bilangan kapiler ( $N_c$ )<sup>(24)</sup>. Bilangan kapiler didefinisikan:

$$N_c = \frac{v \mu_w}{\sigma_w} \dots\dots\dots (2)$$

di mana  $\mu_w$  adalah kecepatan interstisial,  $\sigma_w$  adalah viskositas fluida pendesak, dan  $s_{ow}$  adalah IFT antara fluida yang didesak dengan fluida pendesak. IFT harus diturunkan dari kisaran 10 hingga 30 dyne/cm pada tipikal injeksi air menjadi kurang dari 10<sup>-3</sup> dyne/cm untuk mendapatkan penurunan saturasi residual minyak setelah injeksi air yang signifikan<sup>(6)</sup>. Menurunkan saturasi residual minyak ke angka yang sangat kecil  $S'_{or}$  akan merubah kurva permeabilitas relatif minyak seperti ilustrasi dengan garis putus-putus pada Gambar 5<sup>(15)</sup>. Perubahan ini akan memperbaiki harga  $k_{ro}$  dalam Persamaan (1) sehingga secara teoritis akan memperbesar laju produksi minyak. Untuk meningkatkan efisiensi pendesakan volumetrik, injeksi larutan surfaktan umumnya diikuti oleh injeksi larutan polimer. Proses ini dikenal sebagai injeksi misel-polimer atau surfaktan-polimer.

Pada injeksi alkalin, sistem larutan kimia dengan pH tinggi diinjeksikan ke dalam reservoir. Umumnya diterapkan pada reservoir minyak bersifat asam (*petroleum acids*)<sup>(6)</sup>. Alkalin injeksi akan bereaksi dengan fluida reservoir membentuk surfaktan di dalam reservoir. Surfaktan yang terbentuk akan

memberikan efek pengurangan IFT. Perpaduan alkalin-surfaktan-polimer merupakan variasi lain dari injeksi kimia.

### B. Injeksi Gas Tercampur

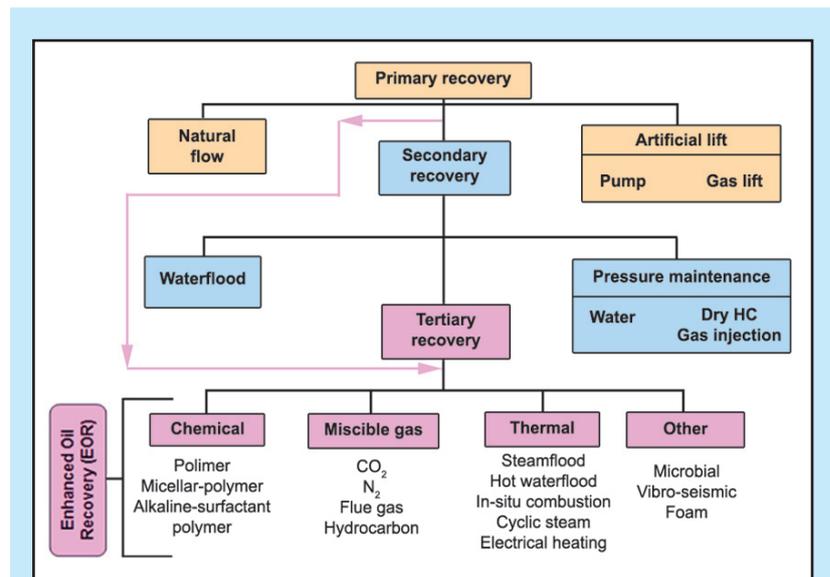
Injeksi gas tercampur adalah proses pendesakan minyak oleh fluida yang akan bercampur dengan minyak membentuk satu fase pada kondisi reservoir. Fluida pendesak yang umum digunakan adalah gas  $CO_2$ ,  $N_2$ , LPG, dan *flue gas*. Parameter penting yang perlu diketahui pada proses injeksi gas tercampur adalah tekanan pencampuran minimum (MMP). Tekanan ini spesifik untuk setiap reservoir. Pendesakan gas tercampur hanya terjadi bila tekanan reservoir di atas MMP. Mekanisme utama yang bekerja pada injeksi gas tercampur adalah pengurangan viskositas minyak yang secara teoritis menurut persamaan Darcy akan memperbesar laju alir minyak. Mekanisme lain yang bekerja adalah gas injeksi akan meningkatkan saturasi minyak. Ilustrasi pada Gambar 5 memperlihatkan saturasi minyak setelah injeksi air adalah  $S_{or}$  dimana minyak tidak akan mengalir karena  $k_{ro}$  sama dengan nol. Dengan injeksi gas tercampur akan diperoleh saturasi minyak di atas  $S_{or}$ . Ini berarti menggeser titik A ke titik B pada kurva relatif permeabilitas yang memungkinkan minyak mengalir. Jika tekanan reservoir di bawah tekanan MMP, maka mekanisme yang dominan adalah efek *swelling* dari  $CO_2$  yang menyebabkan minyak mengembang. Proses ini juga akan menyebabkan saturasi minyak meningkat<sup>(15, 20)</sup>.

$CO_2$  diinjeksi ke dalam reservoir pada kondisi di atas temperatur kritisnya yaitu  $31^\circ C$ . Viskositas  $CO_2$  pada kondisi injeksi sangat rendah antara 0,06 hingga 0,10 cp tergantung temperatur dan tekanan reservoir<sup>(10)</sup>. Hal ini menyebabkan mobilitas  $CO_2$  jauh lebih tinggi dibandingkan mobilitas minyak dan air sehingga cenderung terjadi *fingering* (Gambar 2) yang mengakibatkan rendahnya efisiensi

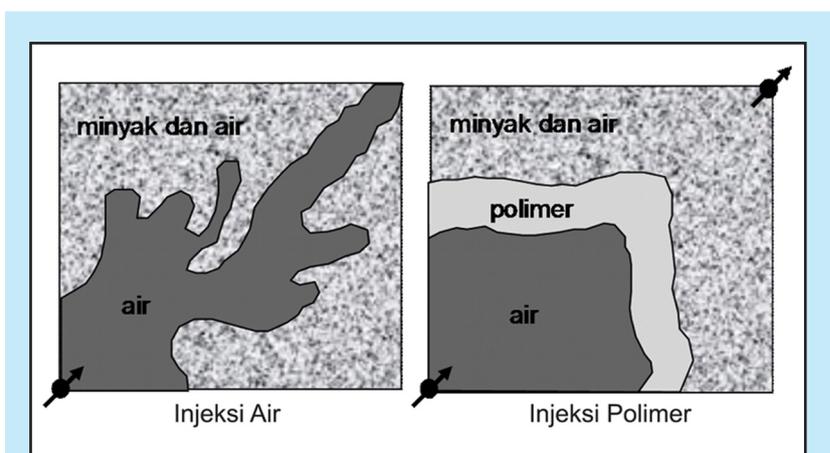
pendesakan makroskopik. Untuk memperbaiki hal ini, maka slug  $CO_2$  dan air diinjeksi secara bergantian. Metode ini dikenal sebagai *water-alternating-gas* (WAG). Gambar 6 menampilkan ilustrasi proses WAG. Problem lain terkait  $CO_2$  injeksi adalah perbedaan densitas antara  $CO_2$  dengan air dan minyak.  $CO_2$  yang lebih ringan cenderung bergerak ke bagian atas reservoir dan mendesak minyak hanya pada bagian tersebut. Karena alasan ini injeksi  $CO_2$  pada beberapa kasus dilakukan pada top reservoir.

### C. Injeksi Panas

Proses pengurangan minyak dengan metode panas terutama diterapkan pada reservoir yang mengan-



Gambar 2  
Varian teknologi pengurangan primer, sekunder, dan EOR

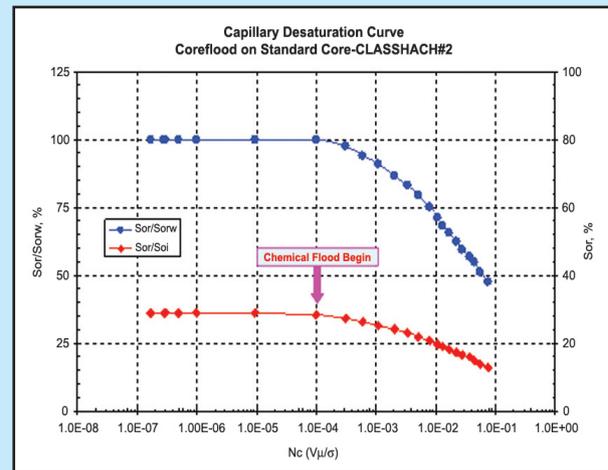


Gambar 3  
Skematik pendesakan dengan larutan polimer

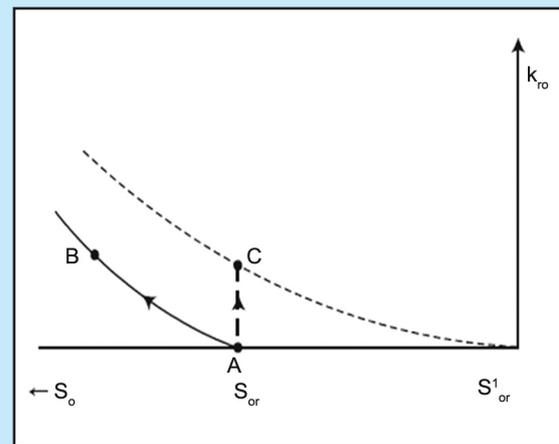
ding minyak berat dengan viskositas tinggi. Panas dapat disuplai dari luar reservoir melalui injeksi uap panas atau air panas atau dapat dibangkitkan dalam reservoir itu sendiri melalui pembakaran<sup>(21)</sup>. Pada proses injeksi dari luar, fluida panas diinjeksikan secara kontinu melalui sejumlah sumur injeksi untuk mendesak minyak dalam reservoir ke sumur-sumur produksi. Panas yang dihasilkan akan mengurangi resistensi aliran dalam reservoir dengan cara menurunkan viskositas minyak. Penurunan viskositas merupakan mekanisme utama yang menyebabkan terjadinya peningkatan perolehan. Viskositas minyak berbanding terbalik dengan laju alir dalam Persamaan Darcy sehingga penurunan viskositas akan menaikkan laju produksi. Faktor perolehan dapat mencapai 80% pada beberapa proyek injeksi uap panas. Peningkatan yang signifikan bila dibandingkan tipikal perolehan pengurasan primer yang hanya berkisar antara 1 sampai dengan 10%<sup>(4)</sup>.

Injeksi panas dari luar yang banyak dikenal adalah injeksi air panas dan injeksi uap panas. Kedua fluida injeksi tersebut terutama berperan menurunkan viskositas minyak sehingga akan memperbaiki mobilitas minyak tersebut. Perbedaan yang signifikan adalah keberadaan efek kondensasi uap. Keberadaan fase gas menyebabkan komponen-komponen ringan hidrokarbon mengalami distilasi dan terbawa bersama uap sebagai fase gas. Proses distilasi, dilusi, dan *stripping* memberi kontribusi dalam menghasilkan saturasi residual minyak yang sangat rendah<sup>(31)</sup>. Ketika uap mengalami kondensasi, komponen hidrokarbon yang dapat terkondensasi juga mengalami hal yang sama sehingga akan mengurangi viskositas minyak pada *zone* kondensasi. Kondensasi uap membuat proses pendesakan lebih efisien. Jadi, kombinasi pengurangan viskositas, peningkatan permeabilitas relatif, dan perluasan area penyapuan pada injeksi uap akan menghasilkan pengurasan minyak yang jauh lebih besar dibandingkan dengan injeksi air panas. Gambar 8 menampilkan ilustrasi proses pendesakan minyak dengan uap panas pada *multi zone* reservoir.

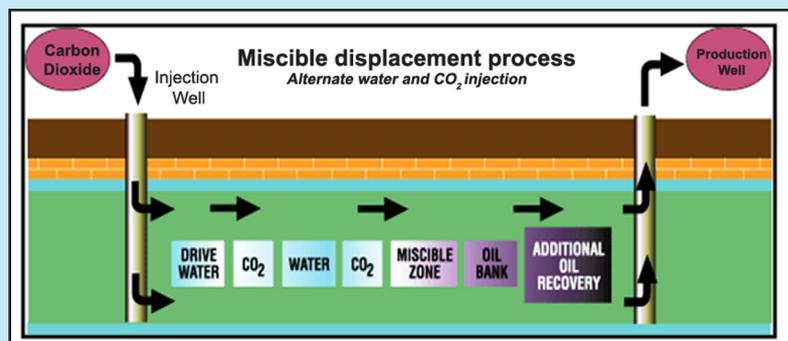
Pada metode pembakaran minyak di reservoir atau *in-situ combustion*, oksigen diinjeksikan ke dalam reservoir, minyak yang ada dalam reservoir kemudian dibakar dengan



Gambar 4  
Hubungan saturasi residual minyak dengan bilangan kapiler<sup>(24)</sup>



Gambar 5  
Ilustrasi mobilisasi saturasi residual minyak setelah injeksi air<sup>(15)</sup>



Gambar 6  
Ilustrasi proses pendesakan dengan *water alternating gas*

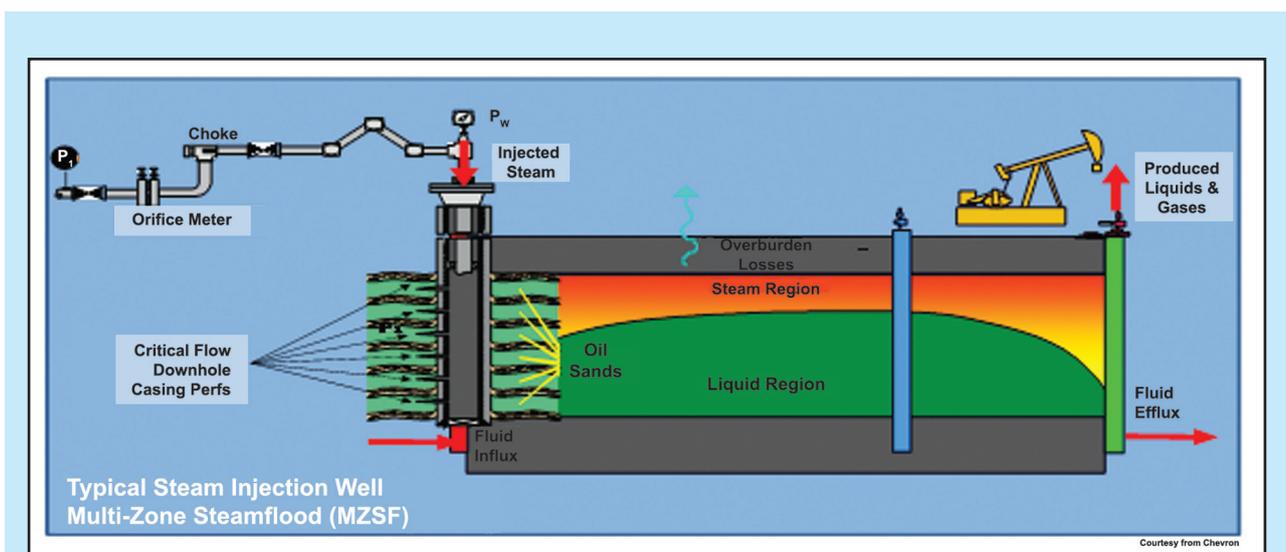
menggunakan *electrical igniter*. Temperatur pembakaran berkisar antara 650 sampai dengan 1200°F (343 – 635°C)<sup>(6)</sup>. Mekanisme yang terjadi pada injeksi uap juga terjadi pada proses *in-situ combustion*. Saturasi minyak yang dibakar antara 0,05 hingga 0,12. Selebihnya akan didesak ke sumur sumur produksi. Panas yang dihasilkan akan terkonsentrasi pada *zone* pembakaran karena kapasitas panas udara sebagai fluida injeksi terlalu rendah untuk mentransfer panas secara signifikan. Karena alasan ini, maka air diinjeksikan untuk mentransfer panas dari *zone* pembakaran ke *zone* yang berisi minyak *original*. Aplikasi *in-situ combustion* tidak sebanyak injeksi uap. Teknik ini terbatas digunakan pada reservoir dalam dan tekanan tinggi, yaitu lebih dari 3000 ft dan 2500 psi.

*Cyclic steam stimulation* yaitu stimulasi sumuran dengan injeksi uap secara berkala juga sering digunakan. Pada metode ini, uap diinjeksikan ke dalam sumur produksi selama periode tertentu, antara 2 hingga 4 minggu. Selanjutnya sumur ditutup beberapa hari dengan tujuan panas menyebar ke sekitar lubang sumur. Laju alir minyak saat sumur diproduksi kembali akan tinggi karena viskositas minyak berkurang drastis akibat kenaikan temperatur di reservoir. Seiring dengan produksi, temperatur akan menurun karena kehilangan panas secara konveksi melalui fluida terproduksi dan secara konduksi ke formasi yang terletak di atas dan di bawah reservoir. Laju alir minyak akan berkurang hingga mencapai batas keekonomian. Pada tahap ini, injeksi uap panas

dilakukan kembali. Siklus tersebut pada beberapa reservoir dapat mencapai 20 kali<sup>(21)</sup>. Stimulasi injeksi uap panas hanya dapat dilakukan bila tenaga alami reservoir masih cukup besar mendorong minyak ke sumur-sumur produksi. Metode ini juga menjadi pilihan pada reservoir yang relatif kecil atau reservoir dengan konektivitas buruk dimana injeksi uap panas tidak ekonomis karena biaya investasi sumur sumur baru tidak dapat dikompensasi dari tambahan minyak yang diperoleh.

#### D. MEOR dan Vibrasi Seismik

Salah satu teknologi EOR yang tidak memerlukan investasi besar adalah *microbial enhanced oil recovery* (MEOR) yaitu penggunaan mikroba untuk peningkatan pengurusan minyak. Sayangnya kredibilitas teknologi ini belum sepenuhnya diakui oleh industri perminyakan karena alasan teknis dan ekonomis<sup>(22)</sup>, walaupun sejumlah uji coba lapangan telah berhasil menunjukkan adanya peningkatan produksi minyak<sup>(14,23,18-19)</sup>. Dari sisi ekonomis, dukungan finansial terhadap metode ini sangat lemah karena minimnya data yang menunjukkan adanya keuntungan ekonomis dari aplikasi MEOR. Dari sisi teknis, para peneliti dan praktisi MEOR tidak mampu menghilangkan persepsi bahwa proses aplikasi teknologi ini sangat kompleks<sup>(3)</sup>. Hasil penelitian dan uji coba lapangan menunjukkan bahwa sejumlah bakteri tertentu dalam reservoir bila diberi nutrisi dan bio-katalis yang sesuai akan dapat berkembang dan



Gambar 7  
Ilustrasi proses pendesakan dengan injeksi uap panas

menghasilkan bio-surfaktan, alkohol, bio-polimer, gas, dan zat asam melalui proses metabolisme. Produk-produk tersebut seperti telah dijelaskan sebelumnya akan dapat meningkatkan produksi minyak dengan cara merubah saturasi minyak, sifat kebasahan batuan, serta memperbaiki efisiensi pendesakan. Beberapa mekanisme EOR yang bekerja simultan merupakan kelebihan utama MEOR dibandingkan teknologi EOR lainnya disamping biaya yang relatif rendah serta ramah lingkungan.

Salah satu teknologi EOR yang juga relatif murah dan ramah lingkungan adalah vibroseismik. Metode ini menerapkan stimulasi gelombang elastik ke dalam reservoir dengan menggunakan vibrator dari permukaan. Studi laboratorium<sup>(1)</sup> menunjukkan bahwa vibrasi berdampak terhadap batuan dan fluida reservoir. Jika vibrasi dilakukan dengan frekuensi gelombang yang tepat akan dapat meningkatkan porositas, menaikkan permeabilitas absolut, menurunkan saturasi residual minyak, menaikkan *end-point* permeabilitas relatif minyak, dan dapat menurunkan permeabilitas minyak. Namun vibrasi dapat menyebabkan kerusakan batuan jika digunakan frekuensi gelombang yang tidak tepat.

### III. POTENSI EOR INDONESIA

Teknologi EOR sangat strategis bagi Indonesia. Pada tahun 2009, sekitar 20% produksi minyak Indonesia merupakan hasil dari aplikasi teknologi EOR dengan injeksi uap panas yang diterapkan di lapangan minyak Duri, Riau. Proyek ini adalah yang terbesar di dunia dari sisi jumlah minyak produksi dan jumlah uap injeksi<sup>(4)</sup>. Lapangan Duri ditemukan tahun 1941, mulai produksi tahun 1954. Pengurasan primer mencapai puncak produksi sekitar 65.000 barel per hari pada pertengahan tahun 1960-an dan diperkirakan maksimal perolehan minyak hanya sebesar 7% dari *original oil in-place* (OOIP) dengan pengurasan primer. Rendahnya perolehan ini karena minyak Duri sangat kental, tenaga dorong dari gas terlarut dan kompaksi juga sangat terbatas. *Cyclic steam stimulation* terbukti mampu meningkatkan produksi sumuran. Keberhasilan ini mendorong dilakukannya uji coba injeksi uap panas tahun 1975. Setelah proyek uji coba ini berhasil menambah perolehan minyak 30% maka pada tahun 1985 proyek skala lapangan dimulai di Area 1. Diperlukan waktu panjang lebih dari 10 tahun untuk sampai pada aplikasi skala lapangan. Saat ini, pengembangan lapangan

Duri telah mencapai Area 12. Sukses injeksi uap panas di lapangan Duri telah meningkatkan produksi minyak nasional di akhir tahun 1980-an hingga mencapai puncak produksi tahun 1995 (Gambar 1). Sejak tahun 1995, produksi minyak nasional terus mengalami penurunan. Penerapan teknologi EOR secara masif diyakini akan mampu menahan laju penurunan produksi ini.

Berdasarkan data tahun 2010<sup>(28)</sup>, diperkirakan terdapat 62% atau setara dengan 42,8 miliar barel dari OOIP masih tersimpan di dalam reservoir setelah tahap pengurasan primer dan sekunder (Gambar 8). Akumulasi minyak ini yang berasal dari sekitar 650 lapangan merupakan target EOR. Sekitar 58% dari target EOR tersebut berada di wilayah Sumatera Tengah dan Selatan. Identifikasi lapangan-lapangan minyak yang potensial untuk aplikasi teknologi EOR di kedua wilayah ini serta beberapa lokasi di Indonesia telah dilakukan<sup>(9)</sup>. Dari 23 lapangan yang diidentifikasi, 20 diantaranya merupakan kandidat injeksi kimia dengan akumulasi minyak setelah tahap pengurasan primer dan sekunder diperkirakan sebesar 49% dari akumulasi minyak awal (OOIP). Dua lapangan merupakan kandidat injeksi uap dengan perkiraan akumulasi sebesar 79% OOIP, dan satu lapangan kandidat injeksi gas CO<sub>2</sub> dengan perkiraan akumulasi sebesar 70% OOIP. Total volume minyak ke 23 lapangan tersebut setelah tahap pengurasan primer dan sekunder adalah 51% OOIP<sup>(28)</sup>. Hasil studi yang dilakukan LEMIGAS<sup>(7)</sup> di Sumatera Selatan memperlihatkan bahwa dari 136 reservoir yang dievaluasi, 64 reservoir diantaranya merupakan kandidat injeksi CO<sub>2</sub>. Jika sebagian kecil dari target EOR tersebut dapat diproduksi maka akan sangat berarti terhadap upaya peningkatan produksi minyak Indonesia. Data empiris menunjukkan bahwa tambahan perolehan minyak dengan injeksi kimia bervariasi antara 0 sampai dengan 18% OOIP<sup>(17,10,33)</sup>. Untuk injeksi gas CO<sub>2</sub>, rata-rata tambahan perolehan sekitar 11%<sup>(6)</sup>.

### IV. RISET YANG DIPERLUKAN

Berbagai inovasi teknologi telah dikembangkan untuk menghasilkan perbaikan dalam proses EOR. Diantaranya yang telah dan sedang dikembangkan LEMIGAS adalah rekayasa surfaktan untuk meningkatkan perolehan dan pengembangan *streamline* simulasi untuk deskripsi reservoir. Riset rekayasa polimer, *viscosifier* CO<sub>2</sub>, formulasi alkalin-surfaktan-

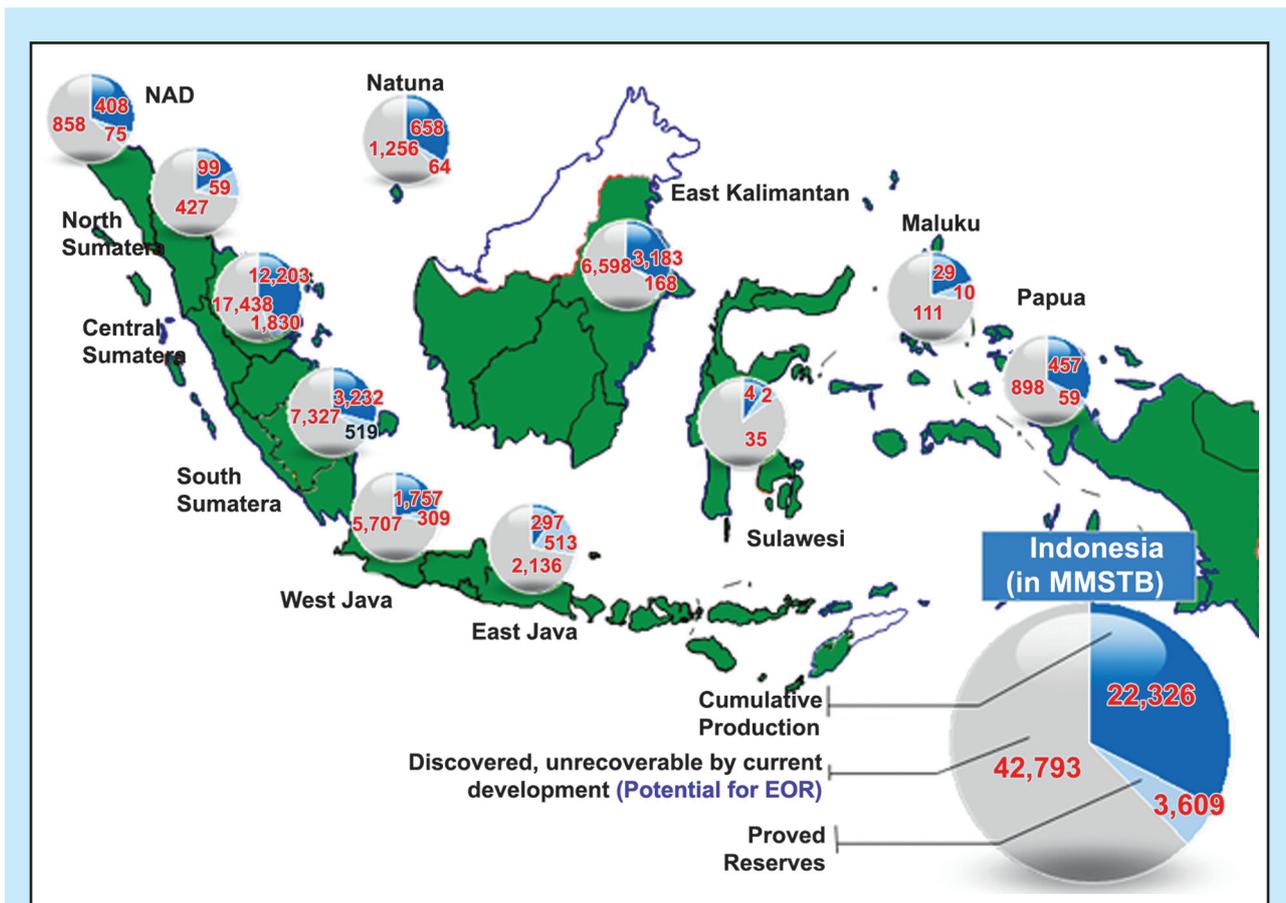
polimer (ASP), studi efek perubahan *wettability*, saturasi fluida, dan temperatur terhadap permeabilitas relatif sangat potensial dikembangkan oleh LEMIGAS.

Dari gambaran potensi EOR Indonesia terlihat bahwa sebagian besar minyak yang tersisa setelah tahap pengurusan primer dan sekunder dapat dikuras melalui injeksi kimia. Tujuan utama injeksi kimia adalah memperbaiki efisiensi penyapuan dengan mengurangi mobilitas fluida pendesak dan mengurangi saturasi residual minyak dengan menurunkan IFT antara fluida pendesak dan fluida yang didesak. Bahan kimia yang digunakan spesifik untuk setiap reservoir. Ini adalah peluang yang sangat besar bagi industri kimia untuk mengembangkan polimer, surfaktan, dan alkalin yang sesuai dengan karakteristik reservoir-reservoir di Indonesia. Dari sisi reservoir, kajian laboratorium dan pemodelan efek masing masing proses EOR terhadap permeabilitas relatif

sangat diperlukan. Seperti telah dijelaskan bahwa kurva permeabilitas relatif merupakan faktor penting dalam penentuan laju alir minyak dan perolehan minyak yang dapat diambil. Perubahan IFT dan *wettability* pada proses injeksi kimia, *swelling* minyak pada proses injeksi gas CO<sub>2</sub>, dan efek temperatur pada injeksi uap akan mempengaruhi kurva permeabilitas relatif. Deskripsi pola aliran dalam reservoir juga merupakan faktor penting dalam implementasi EOR. Pengembangan teknologi simulasi reservoir dengan kemampuan deskripsi pola aliran fluida injeksi dan efisiensi komputasi sangat diperlukan dalam menentukan lokasi sumur injeksi dan laju injeksi optimum.

### A. Polimer

Polimer komersial yang banyak digunakan dapat dikelompokkan ke dalam dua kelas generik, yaitu *polyacrylamides* dan *polysaccharides*<sup>(16)</sup>. *Polyacryl-*



Gambar 8  
Target potensial EOR Indonesia status 01 Januari 2010.  
Target potensial EOR merupakan akumulasi minyak yang sudah ditemukan namun belum dapat diproduksi dengan teknologi yang diterapkan saat ini

*amides* saat digunakan dalam pendesakan minyak sebagian akan mengalami hidrolisis. Karena proses hidrolisis ini maka molekul polimer cenderung bermuatan negatif. Peningkatan viskositas larutan oleh *polyacrylamides* disebabkan oleh berat molekul besar hasil repulsi anionik antar molekul polimer dan juga antar segmen dalam molekul yang sama. Repulsi menyebabkan molekul dalam larutan memanjang dan akan berdampak terhadap reduksi mobilitas pada konsentrasi tinggi. Jika salinitas air formasi tinggi, repulsi akan menurun drastis dan akan mengurangi secara signifikan efektifitas *polyacrylamides* dalam meningkatkan viskositas. *Polyacrylamides* relatif tahan terhadap serangan bakteri yang ada dalam reservoir tapi memiliki kecenderungan menurunkan permeabilitas batuan. Riset untuk mengurangi kelemahan *polyacrylamides* ini sangat diperlukan karena lingkungan reservoir-reservoir minyak di Indonesia banyak yang berasosiasi dengan salinitas tinggi dan permeabilitas rendah sampai sedang.

Kelas polimer kedua adalah *polysaccharides* dihasilkan dari polimerisasi molekul molekul *saccharide*. *Polysaccharides* atau biopolimer yang diproduksi dari proses fermentasi bakteri. Proses ini menghasilkan banyak debris dalam polimer tersebut sehingga harus dibersihkan sebelum polimer diinjeksi. *Polysaccharides* juga rentan terhadap serangan bakteri dalam reservoir. Keunggulannya, *polysaccharides* relatif tahan terhadap salinitas tinggi dan tidak berpotensi mengurangi permeabilitas batuan. *Polysaccharides* tahan terhadap salinitas tinggi karena molekulnya tersusun dari molekul molekul nonionik yang bebas dari efek *shielding*. Kedua kelas polimer ini dikenal rentan terhadap temperatur tinggi sehingga terbuka peluang riset untuk mengatasi kelemahan ini.

## B. Surfaktan

Berbeda dengan aplikasi polimer, injeksi surfaktan terutama diterapkan pada reservoir-reservoir dengan saturasi residual minyak signifikan. Surfaktan berfungsi menurunkan tegangan antar muka minyak air dan juga minyak dengan batuan. Dengan memperkecil tegangan antar muka, minyak yang terperangkap pada pori-pori batuan akan mudah dibebaskan. Polimer sering digunakan bersama-sama dengan larutan surfaktan untuk memperbaiki efisiensi pendesakan. Tipikal surfaktan terdiri dari bagian non-polar (*lipophile*) dan bagian polar (*hydrophile*). Sifat-sifat surfaktan sangat dipengaruhi oleh karakteristik

polar dan nonpolarnya. Perubahan sedikit terhadap struktur ini akan berpengaruh terhadap sifat-sifat surfaktan secara drastis. Karena sensitivitas inilah maka surfaktan EOR sangat spesifik untuk setiap reservoir. Pada aplikasi EOR, surfaktan akan berinteraksi dengan air formasi, minyak, dan batuan reservoir pada temperatur dan tekanan tertentu. Masing-masing reservoir memiliki karakteristik yang berbeda sehingga diperlukan formula khusus. Surfaktan yang umum digunakan adalah *petroleum sulfonate* yaitu *sulfonate* produksi kilang yang mempunyai berat molekul sedang seperti jenis aromatik dan olefin. *Petroleum sulfonate* banyak digunakan karena sangat efektif dalam mencapai nilai IFT rendah dan sangat stabil. Namun karena bahan dasarnya adalah *petroleum* yang relatif mahal dan tidak terbarukan, maka diperlukan bahan substitusi yang murah dan terbarukan. Riset untuk membuat surfaktan dengan bahan dasar nabati menggunakan metil ester dari kelapa sawit telah diinisiasi<sup>(12)</sup>. Persyaratan surfaktan EOR selain harus mempunyai nilai IFT yang lebih kecil dari  $10^{-3}$  dyne/cm juga harus tahan terhadap panas, tidak ada kecenderungan presipitasi, adsorpsi oleh batuan relatif kecil, dan kompatibel dengan minyak reservoir disamping ramah terhadap lingkungan.

## C. Formulasi Alkali-Surfaktan-Polimer

Pendesakan minyak dengan ASP sangat prospektif dalam menekan tingginya biaya sistem kemikal surfaktan-polimer<sup>(6,2)</sup>. Penambahan alkali akan mengurangi adsorpsi surfaktan-polimer dan menambah keaktifan surfaktan. Dengan komplementari efek ini akan membantu perbaikan kinerja pendesakan kimia<sup>(13)</sup>. Kriteria penting yang harus dipenuhi oleh campuran ketiga kemikal ini adalah larutan yang terbentuk harus stabil satu fase. Sodium hidroksida adalah jenis alkalin yang banyak digunakan namun dalam beberapa kasus mengalami kegagalan karena bereaksi dengan batuan reservoir membentuk silika dan menyumbat pori-pori batuan. Untuk formasi karbonat, alkalin dengan pH rendah diantaranya sodium karbonat atau bikarbonat dapat menjadi pilihan. Penggunaan alkalin tidak direkomendasikan jika kandungan  $\text{CO}_2$  tinggi, atau jika kandungan lempung monmorilonit tinggi, dan jika keberadaan gipsum lebih besar lebih dari 0,1 persen<sup>(6)</sup>.

## D. Viscosifier $\text{CO}_2$

Kelemahan utama injeksi gas  $\text{CO}_2$  adalah kecenderungan terbentuknya *fingering* karena viskositas

CO<sub>2</sub> jauh lebih rendah dari viskositas minyak dan air. Sejumlah upaya telah dilakukan untuk membuat pengental CO<sub>2</sub> yang harus memenuhi kriteria murah, aman, dan stabil pada kondisi reservoir. Beberapa studi menunjukkan bahwa agar polimer dapat larut dalam CO<sub>2</sub> maka harus bersifat *amorf* dan mempunyai struktur *irregular* untuk memaksimalkan entropi pencampuran<sup>(11)</sup>. Menentukan kesetimbangan antara CO<sub>2</sub>-*philic* yang berperan terhadap kelarutan CO<sub>2</sub> dan CO<sub>2</sub>-*phobic* sebagai fasilitator untuk meningkatkan viskositas CO<sub>2</sub> menjadi kunci dalam desain dan sintesa viscosifier CO<sub>2</sub><sup>(2)</sup>.

### E. Studi Permeabilitas Relatif

Permeabilitas relatif menggambarkan kemampuan media berpori mengalirkan suatu fluida bila terdapat dua atau lebih fluida dalam media berpori tersebut. Kurva permeabilitas relatif sangat penting dalam studi reservoir. Prediksi laju produksi dan perolehan minyak dari suatu reservoir ditentukan oleh kurva ini. Karakteristik kurva permeabilitas relatif dipengaruhi oleh geometri pori, *wettability*, saturasi fluida, temperatur reservoir, tekanan reservoir, jenis batuan, porositas dan permeabilitas. Faktor-faktor tersebut di atas terutama perubahan *wettability*, saturasi fluida, dan temperatur sangat umum terjadi dalam proses EOR. Riset mengenai efek perubahan faktor-faktor tersebut terhadap kurva relatif permeabilitas fluida dalam reservoir menjadi krusial<sup>(20,21)</sup>. Metode perhitungan permeabilitas relatif juga menjadi tantangan tersendiri dalam industri perminyakan saat ini. Metode JBN (Johnson, Bossler, and Neumann) yang menjadi acuan industri diturunkan berdasarkan asumsi tekanan kapiler diabaikan dan porous media homogen. Asumsi ini dapat menyebabkan kesalahan dalam perhitungan relatif permeabilitas<sup>(2)</sup>. *X-ray computerized tomography* (CT) dan simulasi numerik telah digunakan untuk menghasilkan permeabilitas relatif yang lebih akurat<sup>(2,25-26)</sup>.

### F. Streamline Simulator

Salah satu keunggulan *streamline simulator* adalah kemampuan visualisasi dan kuantifikasi aliran dalam reservoir berdasarkan lokasi sumur dan laju alir injeksi, deskripsi geologi dan kontinuiti reservoir, sifat-sifat fluida reservoir, dan permeabilitas relatif. Streamline mampu menampilkan visualisasi bagaimana konektivitas reservoir dan berapa banyak fluida injeksi dialokasikan dari suatu injektor ke produser yang terhubung. Fitur yang membedakan

*streamline simulator* dengan tradisional *finite-difference simulator* adalah kemampuan menghitung laju alir total dan laju alir masing-masing fase pada setiap pasang injektor produser. Dengan informasi ini, dimungkinkan menentukan efisiensi pasangan injektor produser dan relokasi fluida injeksi untuk optimasi produksi tanpa harus menambah sumur baru. Demonstrasi penggunaan *streamline simulator* untuk optimasi pengelolaan injeksi air telah dibahas dalam beberapa paper<sup>(8-27)</sup>. Kelemahan streamline simulator adalah umumnya hanya mempertimbangkan proses fisika yang sederhana, misal proses pendesakan minyak oleh air. Ekstension metode *streamline* untuk menggambarkan proses yang lebih kompleks seperti pendesakan panas<sup>(29-30)</sup> dan injeksi gas tercampur<sup>(32)</sup> telah diinisiasi. Aplikasi *streamline* untuk proses EOR akan memudahkan bagi *reservoir engineer* dalam desain pola injeksi, penempatan sumur injektor dan alokasi laju injeksi. Demikian juga dalam evaluasi efisiensi penyapuan dan perolehan minyak dari berbagai skenario pengembangan.

## V. KESIMPULAN DAN SARAN

Saat ini, kontribusi teknologi EOR terhadap produksi minyak nasional sekitar 20%. Potensi EOR Indonesia ditaksir 42,8 miliar standar barel minyak. Sekitar 58% dari angka ini terakumulasi di wilayah Sumatera Tengah dan Selatan. Sebagian besar potensi EOR di kedua wilayah ini merupakan kandidat injeksi kimia dan gas CO<sub>2</sub>. Diperlukan studi yang lebih detail mengenai potensi EOR Indonesia agar dapat disusun strategi pengembangan ke depan.

Formula bahan kimia yang digunakan pada injeksi kimia spesifik untuk tiap reservoir. Dengan karakteristik reservoir-reservoir Indonesia yang beragam maka terbuka lebar ruang riset pengembangan kemikal EOR. Riset polimer yang murah dan aman serta tahan terhadap salinitas dan temperatur tinggi akan sangat atraktif. Polimer yang dikembangkan harus juga tahan terhadap serangan bakteri di reservoir dan tidak mempunyai kecenderungan menurunkan permeabilitas batuan. Pengembangan viscosifier CO<sub>2</sub> berbasis polimer juga diperlukan mengingat potensi injeksi gas CO<sub>2</sub> ke depan cukup besar. Riset surfaktan EOR adalah mencari surfaktan dengan bahan dasar nabati dan dapat menghasilkan IFT kurang dari 10<sup>-3</sup> dyne/cm. Kemampuan formulasi alkalin-surfaktan-polimer untuk suatu reservoir sangat diperlukan karena dengan formula ini tidak hanya akan meningkatkan

efisiensi dan efektifitas pendesakan tapi juga dapat menekan tingginya biaya kemikal. Di sisi mikro reservoir, diperlukan studi efek perubahan *wettability*, saturasi fluida, dan temperatur selama proses EOR terhadap kurva permeabilitas relatif. Penggunaan metode numerik dan *CT scan* dapat meningkatkan akurasi permeabilitas relatif. Ekstensi teknologi *streamline* untuk simulasi proses EOR memudahkan evaluasi secara cepat berbagai skenario pola injeksi, penempatan sumur injektor, dan alokasi laju injeksi serta evaluasi efisiensi penyapuan minyak di dalam reservoir. Sukses inovasi teknologi tersebut di atas dapat mendorong implementasi teknologi EOR yang ekonomis.

## VI. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Tim Studi Inventarisasi Cadangan Migas “LEMIGAS” dan seluruh pihak di LEMIGAS yang telah membantu dalam memberikan data, informasi, dan meluangkan waktu bertukar pikiran sehingga makalah ini dapat diselesaikan. Terima kasih dan penghargaan juga Penulis sampaikan kepada Prof. (R) Dr. Suprajitno Munadi atas saran, bimbingan, dan koreksi untuk perbaikan makalah ini.

## KEPUSTAKAAN

1. **Ariadji, T.**, 2005, “Effect of Vibration on Rock and Fluid Properties: On Seeking the Vibroseismic Technology Mechanisms”, The SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, SPE 93112.
2. **Betty J. F.**, 2004, “Selected U. S. Department of Energy EOR Technology Application”, The 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Oklahoma, USA, SPE 89452.
3. **Bryant, S. L. and Lockhart, T. P.**, 2000, “Reservoir Engineering Analysis of Microbial Enhanced Oil Recovery”, The 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA, SPE 63229.
4. **Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., Kupsch, N., Linareas, L. M., Rough, H., and Waite, M.**, 2002, “Heavy-oil reservoirs”, Oilfield Review Autumn 2002 3, Schlumberger.
5. **Djoko Darmono, et al.**, 2009, Mineral dan Energi Kekayaan Bangsa – Sejarah Pertambangan dan Energi Indonesia, Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
6. **Don W. Green and G. Paul Willhite**, 2003, Enhanced Oil Recovery, SPE Textbook Series Vol. 6, the Society of Petroleum Engineers Inc., USA.
7. **Edward, M. L. T., et al.**, 2004, “Screening EOR Lapangan Minyak Cekungan Sedimen Sumatera Selatan”, Laporan Penelitian PPPTMGB “LEMIGAS” Tahun 2004, Jakarta.
8. **Guimaraes, M. S., Schiozer, D. J., and Maschio, C.**, 2005, “Use of Streamlines and Quality Map in the Optimization of Production Strategy of Mature Oil Fields”, The SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, SPE 94746.
9. **Gunawan, S.**, 2008, “Indonesia IOR: Existing and Future”, Bahan Presentasi pada Pelatihan di Kantor Sendiri yang Diselenggarakan di LEMIGAS, BPMIGAS, Jakarta.
10. **Harry L. Chang, Xingguang, S., Long, Xiao., Zhidong, G., Yuming, Y., Yuguo, X., Gang, C., Kooping, S., and James, C. Mack**, 2006, “Successful Field Pilot of In-Depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field”, SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Desember 2006), pp. 664 - 673.
11. **Heller, J. P., Dandge, D. K., Card, R. J., and Donaruma, L. G.**, 1985, “Direct Thickeners for Mobility Control of CO<sub>2</sub> Floods”, Society of Petroleum Engineers Journal, pp. 679 – 686.
12. **Hestuti, E. et al.**, 2010, “Pembuatan Surfaktan untuk Aplikasi Pendesakan Minyak dengan Injeksi Kimia”, Laporan Penelitian PPPTMGB “LEMIGAS” Tahun 2010, Jakarta.
13. **Hestuti, E., Usman, Sugihardjo**, 2009, “Optimasi Rancangan Injeksi Kimia ASP untuk Implementasi Metode EOR”, Simposium Nasional IATMI 2009, Bandung, IATMI 09 – 00X.
14. **Hou, Z., Wu, X., Wang, Z., Han, P., Wang, Y., Xu, Y., and Jin, R.**, 2005, “The Mechanism and Application of MEOR by *Brevibacillus Brevis* and *Bacillus Cereus* in Daqing Oilfield”, The SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific. Kuala Lumpur Malaysia, SPE 97469.

15. **L.P. Dake**, 2002, *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Science B.V. Amsterdam, the Netherlands.
16. **Larry W. Lake**, 2005, *Petroleum Engineering Handbook – Chemical Flooding*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA.
17. **Manrique, E. J., Muci, V. E., and Gurfinkel, M. E.**, 2007, “EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States”, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (Desember 2007), pp. 667 - 686.
18. **Maure, M.A., Dietrich, F. L., Diaz, V. A., Arganaraz, H.**, 1999, “Microbial Enhanced Oil Recovery Pilot Test in Piedras Coloradas Field, Argentina”, *The 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas, Venezuela, SPE 53715.
19. **Ohno, K., Maezumi, S., Sarma, H. K., Enomoto, H., Hong, C., Zhou, S.C., Fujiwara, K.**, 1999, “Implementation and Performance of a Microbial Enhanced Oil Recovery Field Pilot in Fuyu Oilfield, China”, *The 1999 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, SPE 54328.
20. **Perry M. Jarrel, Charles E. Fox, Michael H. Stein, and Steven L. Webb**, 2002, *Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding*, Monograph Series of the Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
21. **Prats, M.**, 1986, *Thermal Recovery*, Monograph Series of the Society of Petroleum Engineers, Dallas.
22. **Saikrishna, M., Roy M. Knapp, and Michael J. Mcinemy**, 2007, “Microbial Enhanced-Oil-Recovery Technologies: A Review of the Past, Present, and Future”, *The 2007 SPE Production and Operations Symposium*, Oklahoma City, USA, SPE 106978.
23. **Strappa, L. A., De Lucia, J.P., Maure, M. A., Lopez Liopiz, M. L.**, 2004, “A Novel and Successful MEOR Pilot Project in a Strong Water-Drive Reservoir Vizcacheras Field, Argentina”, *The 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, Oklahoma, USA, SPE 89456.
24. **Sugihardjo**, 2009, “Capillary Desaturation Curves for Evaluating Surfactant Performance by Core Flooding Experiments”, *LEMIGAS Scientific Contributions*, Volume 32 (1), pp. 16 – 20, Jakarta.
25. **Sylte, A., Ebeltoft, E., and Petersen, E. B.**, 2004, “Simultaneous Determination of Relative Permeability and Capillary Pressure Using Data from Several Experiments”, *The International Symposium og the Society of Core Analysis*, Abu Dhabi, UAE, SCA2004-17.
26. **Sylte, A., Mannseth, T, Mykkeltveit, J., and Nordtvedt, J. E.**, 1998, “Relative Permeability and Capillary Pressure: Effects of Rock Heterogeneity”, *The International Symposium og the Society of Core Analysis*, SCA-9808.
27. **Thiele, M. R. and Batycky, R. P.**, 2006, “Using Streamline-Derived Injection Eddiciencies for Improved Waterflood Management”, *April 2006 SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, pp. 187 – 196.
28. **Trimulyo, S. W. et al.**, 2010. “Inventarisasi dan Analisis Data Cadangan Migas Indonesia, 01 Januari 2010”, *Laporan Penelitian PPPTMGB “LEMIGAS” Tahun 2010*, Jakarta.
29. **Usman**, 2010, “Pengembangan Simulator Reservoir untuk Evaluasi Perolehan Minyak dengan Teknologi EOR”, *Lembar Publikasi LEMIGAS*, Volume 44 (2), pp. 95 – 107, Jakarta.
30. **Usman and Arihara, N.**, 2006, “A Sequential Thermal Simulator with Streamline for Heavy Oil Recovery Simulation”, *The proceedings at the 1<sup>st</sup> Heavy Oil Conference*, Beijing, China, 2006-404.
31. **Willman, B.T., Valleroy, V.V., Runberg, G.W., Cornelius, A.J., and Powers, L.W.**, 1961, “Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection”, *Journal of Petroleum Technology* (July 1961), pp. 681-690.
32. **Yan, W., Michael, L. M., Erling, H. S., Roman, A. B., and Alexander A. S.**, 2004, “Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG”, *The 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, Oklahoma, USA, SPE 89440.
33. **Zhijan, Q., Zhang, Y., Zhang, X., Dai, J.**, 1998, “A successful ASP Flooding Pilot in Gudong Oil Field”, *The 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Oklahoma, USA, SPE 39613.