



Forum Guru Besar  
Institut Teknologi Bandung



Forum Guru Besar  
Institut Teknologi Bandung

Orasi Ilmiah Guru Besar  
Institut Teknologi Bandung

**Profesor Taufan Marhaendrajana**

**PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS  
DARI DATA *REAL TIME* DAN  
PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK  
DENGAN INJEKSI KIMIA**

9 Februari 2019  
Aula Barat Institut Teknologi Bandung

**Orasi Ilmiah Guru Besar  
Institut Teknologi Bandung**  
9 Februari 2019

**Profesor Taufan Marhaendrajana**

**PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS  
DARI DATA *REAL TIME* DAN  
PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK  
DENGAN INJEKSI KIMIA**



Forum Guru Besar  
Institut Teknologi Bandung

Hak cipta ada pada penulis

Judul: PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS DARI DATA  
*REAL TIME* DAN PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK  
DENGAN INJEKSI KIMIA  
Disampaikan pada sidang terbuka Forum Guru Besar ITB,  
tanggal 9 Februari 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

Taufan Marhaendrajana

PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS DARI DATA *REAL TIME* DAN  
PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN INJEKSI KIMIA  
Disunting oleh Taufan Marhaendrajana

Bandung: Forum Guru Besar ITB, 2019  
vi+40 h., 17,5 x 25 cm

ISBN 978-602-6624-24-6

1. Teknik Perminyakan 1. Taufan Marhaendrajana

## SINOPSIS

Penggunaan minyak dan gas dunia masih diprediksi akan tetap mendominasi untuk jangka waktu beberapa dekade ke depan. Sedangkan untuk konsumsi energi nasional, dominasi penggunaan minyak dan gas diprediksi akan berlangsung paling tidak sampai tahun 2050 dengan persentasi 57,7% dari total konsumsi energi.

Selain usaha eksplorasi untuk menemukan lapangan minyak dan gas yang baru, baik konvensional maupun non konvensional, pemetaan karakter dan cadangan dari lapangan yang sudah berproduksi perlu dilakukan dengan baik untuk memaksimalkan produksi (dengan menambah sumur, dan meningkatkan efisiensi teknik lifting) dan melakukan teknik Enhanced Oil Recovery (EOR) untuk memproduksi minyak yang tidak dapat diambil oleh teknik primary/secondary recovery.

Orasi ilmiah ini memaparkan hasil penelitian yang sudah dilakukan dan yang sedang berjalan dalam memaksimalkan produksi minyak dengan melakukan pemetaan konektivitas reservoir dan perhitungan cadangan migas dari data *real time*, serta peningkatan perolehan minyak melalui metode injeksi kimia. Teknik multiple well dengan total field material balance time terbukti mampu menghasilkan estimasi cadangan dengan tingkat kepercayaan yang lebih tinggi. Sedangkan produk surfaktan juga dihasilkan dalam penelitian penulis bersama koleganya dan dari salah satu uji lapangan dapat meningkatkan produksi menjadi 3 kalinya dengan konsumsi surfaktan 0,54 – 0,9 kg per kenaikan 1 barel minyak.

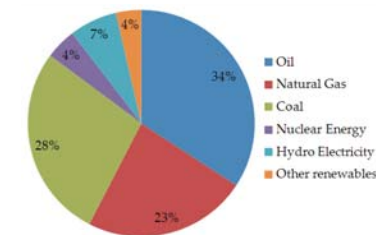
## DAFTAR ISI

DAFTAR ISI .....	v
SINOPSIS .....	iii
I. Pendahuluan .....	1
II. Pemahaman Karakter Reservoir Migas dari Data <i>Real Time</i> .....	3
III. Peningkatan Produksi Minyak dengan Injeksi Kimia .....	14
IV. Penutup .....	36
DAFTAR PUSTAKA .....	48
CURRICULUM VITAE .....	51

# PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS DARI DATA REAL TIME DAN PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN INJEKSI KIMIA

## 1. PENDAHULUAN

Ketergantungan dunia atas energi fosil khususnya minyak dan gas bumi masih berlangsung dan tidak dapat dipungkiri akan berlangsung sampai beberapa dekade ke depan. Permintaan (konsumsi) dunia akan minyak di tahun 2017 mencapai 86,6 juta boe per hari (Ref. 1). Sedangkan permintaan (konsumsi) dunia atas natural gas mencapai 59,1 juta boe per hari (Ref.1). Dari berbagai sumber energi dunia yang meliputi minyak, gas, batubara, nuklir, hidro dan energi baru lainnya, penggunaan kombinasi minyak dan gas masih cukup mendominasi dengan angka mencapai 57% (Gambar 1). Angka ini tidak banyak berubah dari akhir dekade yang lalu (2010) yaitu sebesar 58%.



**Gambar 1.** Konsumsi energi dunia tahun 2017 (digambar kembali dari data Ref.1)

Dengan adanya penemuan dan eksploitasi sumber minyak dan gas non-konvensional di dunia yang jumlahnya sangat besar, maka

penggunaan minyak dan gas masih diprediksi akan tetap mendominasi untuk jangka waktu beberapa dekade ke depan. Sedangkan untuk konsumsi energi nasional, dominasi penggunaan minyak dan gas diprediksi akan berlangsung paling tidak sampai tahun 2050 dengan persentasi 57,7% dari total energy (Ref. 3).

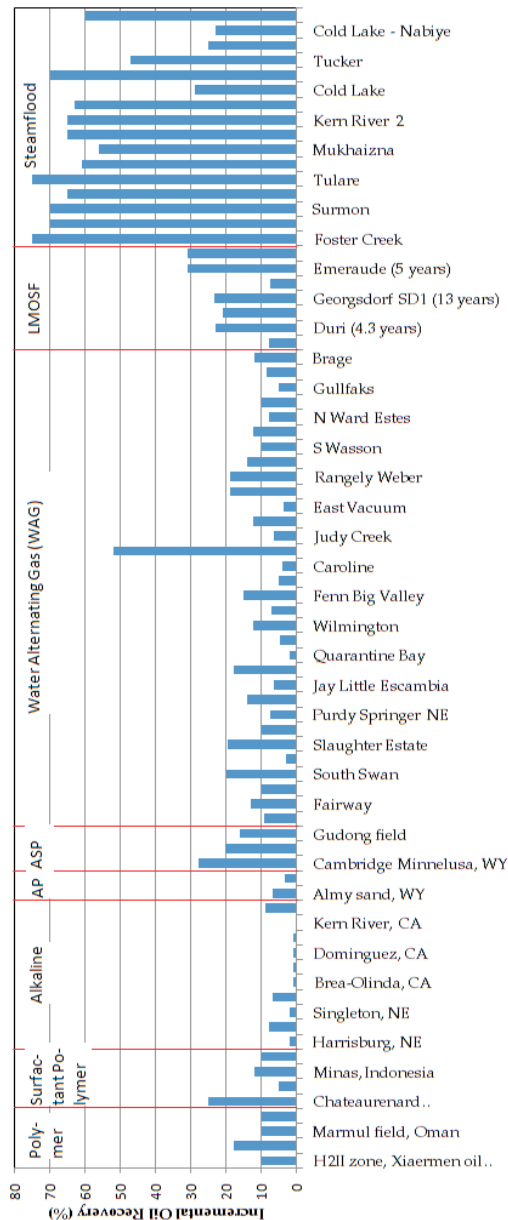
Di lain pihak, produksi minyak Indonesia tiap tahun menurun dari 800 ribu barel per hari pada tahun 2006 menjadi 690 ribu barel per hari pada tahun 2015 (Ref. 4). Selain usaha eksplorasi untuk menemukan lapangan minyak dan gas yang baru, baik konvensional maupun non konvensional, pemetaan karakter dan cadangan dari lapangan yang sudah berproduksi perlu dilakukan dengan baik untuk memaksimalkan produksi (dengan menambah sumur, dan meningkatkan efisiensi teknik lifting) dan melakukan teknik Enhanced Oil Recovery (EOR) untuk memproduksi minyak yang tidak dapat diambil oleh teknik primary/secondary recovery.

Pemetaan karakter dan cadangan dapat dilakukan berdasarkan data-data survey seismik (dan sejenisnya) dan data sumur yang diambil pada satu waktu tertentu (log, core, tes produksi/tekanan) maupun data yang diambil tiap saat secara real time dengan memasang gauge di dasar dan atau permukaan sumur. Kajian dilakukan dengan melakukan integrasi terhadap analisis dari setiap data yang ada sehingga dapat meminimalkan ketidak-pastian dari hasilnya. Orasi ini akan memaparkan analisis terhadap data real time untuk lebih memahami karakter dari reservoir migas dan meminimalisir ketidakpastian sehingga menambah keyakinan dalam investasi pengembangannya.

Indonesia memiliki banyak sekali lapangan minyak yang sudah *mature*, dengan water cut yang tinggi namun recovery faktornya hanya 20-40%. Minyak yang masih tertinggal di bawah tanah dan tidak dapat diproduksi melalui primary/secondary recovery menjadi target dari penggunaan teknik EOR. Di dunia, teknik EOR ini telah dilakukan dengan berbagai skala, seperti skala lab, field test, pilot dan bahkan ada yang sudah full scale. Catatan yang dikumpulkan dari literatur (polymer ref. 5-12, surfactant polymer ref. 13-19, alkaline ref. 20-25, alkaline polymer ref. 26-29), alkaline-surfactant-polymer ref. 30-37, WAGS ref. 38-42, LMOSF ref. 43, dan steamflood ref. 44-45) tentang penambahan perolehan (incremental recovery) dari beberapa teknik EOR disajikan dalam Gambar 2.

Proyek EOR yang ditampilkan pada Gambar 2 adalah hanya proyek yang memiliki informasi angka incremental recovery yang dilaporkan dalam literatur. Incremental recovery yang dihasilkan oleh polymer flooding dapat mencapai 18%, surfactant polymer flooding mencapai 25%, alkaline flooding mencapai 8%, alkaline polymer flooding mencapai 7%, alkaline surfactant polymer flooding mencapai 28%, WAG mencapai 19,6%, light-to-medium oil steamflood mencapai 31% dan steamflood mencapai 75%.

Tiap teknik EOR tidak dapat diterapkan pada semua lapangan, tetapi disesuaikan dengan karakteristik reservoir, kedalaman, kondisi alamiah lainnya dan ketersediaan dari material yang diinjeksikan, selain keekonomiannya. Beberapa lapangan *mature* di Indonesia sesuai untuk dilakukan injeksi kimia seperti polymer, surfactant dan kombinasi dari



Gambar 2. Persentase penambahan perolehan minyak menggunakan teknik EOR dari beberapa proyek di dunia (ref. 5-45)

keduanya. Bagian ke dua dari orasi ini akan menampilkan kontribusi penulis di ITB dalam usaha peningkatan produksi minyak di Indonesia dengan mengembangkan surfaktan yang sesuai dengan karakteristik beberapa reservoir di Indonesia.

## II. PEMAHAMAN KARAKTER RESERVOIR MIGAS DARI DATA REAL TIME

Karakter reservoir Migas tampak pada kinerja produksinya yang diukur dalam bentuk laju alir dan tekanan pada sumur produksi. Karakter ini dipengaruhi oleh beberapa faktor yang diantaranya adalah sifat fisik batuan dan fluida reservoir, sebaran dan konektifitas spasial, kondisi dan tenaga dorong alamiah, dan akumulasi jumlah massa fluida (minyak dan gas) di dalamnya yang biasa dikenal sebagai *initial-oil-in-place* (IOIP) atau *initial-gas-in-place* (IGIP). Untuk memahami karakter tersebut, maka dilakukan pengukuran terhadap variabel yang secara langsung ataupun tak langsung bisa digunakan untuk menghitung faktor-faktor tersebut.

Pada kesempatan ini, penulis akan menyampaikan teknik yang dikembangkan untuk menkuantifikasi IOIP atau IGIP dan konektifitas antar kompartemen yang ada di reservoir, dengan perlakuan atas data real time di sumur. Data real time ini berupa tekanan dan laju alir yang dicatat oleh gauge yang ditempatkan secara permanen di tiap sumur. Namun begitu, teknik ini bisa digunakan juga pada data yang diambil secara berkala. Teknik ini telah diakui dan menjadi standar dalam keteknikan di industri Migas dan dimasukkan sebagai salah satu tool/feature di paling tidak dua produk software yang secara luas digunakan, yaitu Topaze oleh

Kappa Engineering dan IHS RTA oleh IHS Markit Associates.

Teknik yang dikembangkan menggunakan data sinyal yang dikirim oleh reservoir dalam bentuk tekanan dan laju alir yang diukur di sumur. Sinyal ini merupakan representasi dari karakter reservoir yang termanifestasi di dalam kuantitas sinyal dan profil dari sinyal tersebut terhadap waktu. Penelitian dalam topik ini diawali oleh Arps pada tahun 1945 (Ref. 46) dengan menggunakan regresi persamaan eksponensial, hiperbolik dan harmonik. Metode tersebut didasarkan semata pada pengalaman dan pengamatan atas profil produksi tanpa latar belakang teori. Baru pada tahun 1973, Fetkovich (Ref. 47) memberikan dasar teori atas persamaan Arps dan memperkenalkan metode type curve. Kemudian berturut-turut banyak peneliti yang mempublikasikan paper berkenaan dengan topik ini. Semua tidak disebutkan di sini kecuali beberapa yang menjadi milestone seperti McCray (1990, Ref. 48), Blasingame et al. (1991, Ref. 49), Rodrigues dan Cinco-Ley (1993, Ref. 49) dan Camacho (1996, Ref. 50).

Teknik decline type curve yang dilakukan peneliti terdahulu menganggap bahwa satu sumur berproduksi dari satu daerah pengurasan yang tetap. Sangat jarang terjadi suatu lapangan migas dikembangkan hanya dengan satu sumur produksi saja. Produksi dari tiap sumur pun berbeda-beda tergantung kondisi operasi dari tiap sumur dan kualitas dari reservoir di sekitar sumur. Dengan demikian daerah pengurasan dari setiap sumur tidak sama dan berubah dari waktu-ke-waktu yang dipengaruhi oleh perubahan jumlah sumur yang aktif (penambahan dan penutupan sumur). Fenomena ini disebut sebagai interferensi dan tidak

ditangani oleh metode terdahulu, karena menggunakan pendekatan satu sumur (single well).

Saling keterkaitan antara satu sumur dengan sumur-sumur yang lain yang berproduksi di reservoir yang sama akan lebih dapat dimodelkan dengan pendekatan multiple well. Persamaan matematik (persamaan 1) untuk sistem multiple well ini dikembangkan dan dipresentasikan dalam satu type curve.

$$\frac{q_k(t)}{p_i - p_{wf,k}(t)} = \frac{1}{Nc_t \bar{t}_{tot,k} + f_k(t)} \quad (1)$$

Dimana  $(t_{tot})$  adalah total field material balance time yang diberikan oleh persamaan 2 dan  $f_k(t)$  adalah parameter yang merupakan penjumlahan dari interaksi sumur yang diamati dengan sumur-sumur lainnya (source dan sink) yang ada di reservoir (persamaan 3).

$$\bar{t}_{tot,k} = \frac{N_{p,tot}}{q_k(t)} \quad (2)$$

$$f_k(t) = \frac{1}{Nc_t q_k(t)} \int_0^{n_{well}} q(\tau) F([x_{w,k} + \varepsilon], [y_{w,k} + \varepsilon], x_{w,i}, y_{w,i}, x_e, y_e) d\tau + 141.2 \frac{B\mu}{kh} s \quad (3)$$

Persamaan 1 memberikan dasar teori terhadap formula yang diperkenalkan oleh Arps sejak tahun 1945. Persamaan ini memberikan fondasi yang kokoh secara teoritis untuk menggunakan decline type curve pada berbagai profil laju alir dan tekanan alir dasar sumur baik pada single well maupun multiple well. Yang menarik adalah metode konvensional yang diperkenalkan oleh Fetkovich/McCray tetap bisa digunakan untuk melakukan analisa tiap sumur dengan memasukkan



pengaruh interferensi dari sumur sekitarnya dalam total field material balance time. Kemudian IOIP atau IGIP dari satu sistem reservoir, flow capacity (kh) di daerah pengurasan sumur dan faktor skin dapat dihitung.

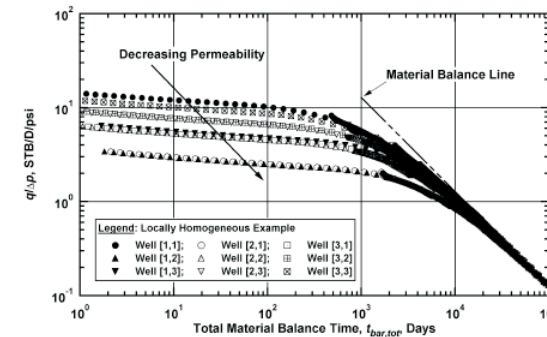
Satu hal lain yang menjadi keunikan dari persamaan 1 adalah parameter  $f(k)$  menjadi konstan pada saat periode *boundary dominated flow* (BFD). Secara analitik hal tersebut tidak mudah dibuktikan, namun secara numerik bisa ditunjukkan. Elgmati (2015, Ref. 51) dalam disertasinya di Missouri University of Science and Technology juga menunjukkan dan membuktikan secara numerik bahwa parameter  $f(k)$  konstan pada periode BFD.

Manfaat dari penelitian ini adalah:

- menghitung IOIP dan IGIP dari satu sistem multiple well dengan hanya melakukan analisis terhadap satu sumur dibandingkan dengan metode terdahulu yang harus melakukan analisis sebanyak jumlah sumur produksi yang ada di reservoir.
- tetap dapat menghitung *flow capacity* (kh) di daerah pengurasan sumur saja dan konsisten dengan kenyataan bahwa reservoir bersifat heterogen
- dapat digunakan untuk melihat adanya kompartemen yang terisolasi dengan kompartemen lainnya.

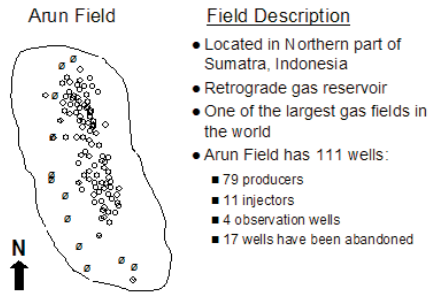
Dalam model yang ideal, gambar 3 memberikan pemahaman bahwa sinyal yang keluar dari tiap sumur yang berproduksi dari satu kompartemen di reservoir pada kondisi BFD akan menunjukkan pada jumlah massa (atau volume) hidrokarbon dari kompartemen tersebut bila

dianalisa menggunakan *total field material balance time*. Sedangkan sinyal pada saat transien menunjukkan properti dari masing-masing daerah pengurasan sumur, karena saat periode transien, interferensi belum terjadi.

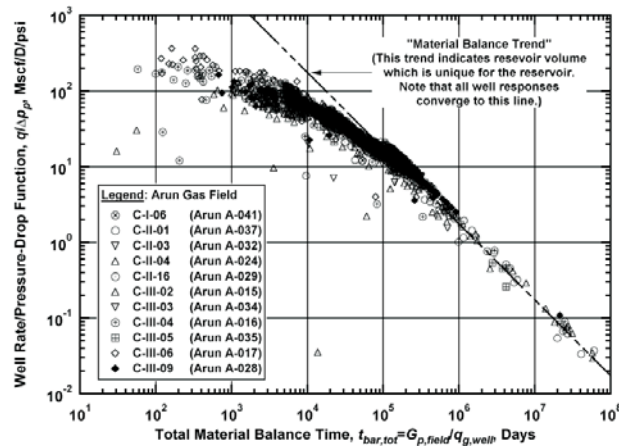


Gambar 3. Decline curve pada sistem multiple well menggunakan total field material balance time, menggunakan model yang ideal.

Berikut adalah contoh pertama dari penggunaan metode ini yang digunakan untuk lapangan gas dan minyak. Lapangan Arun (gambar 4) adalah salah satu lapangan retrograde gas terbesar di dunia. Lapangan ini merupakan karbonat reef. Statusnya pada tahun 1999, kurang lebih 111 sumur dibor di lapangan ini yang terdiri dari 79 sumur produksi, 11 sumur injeksi, 4 sumur observasi dan 17 sumur ditutup (ditinggalkan).



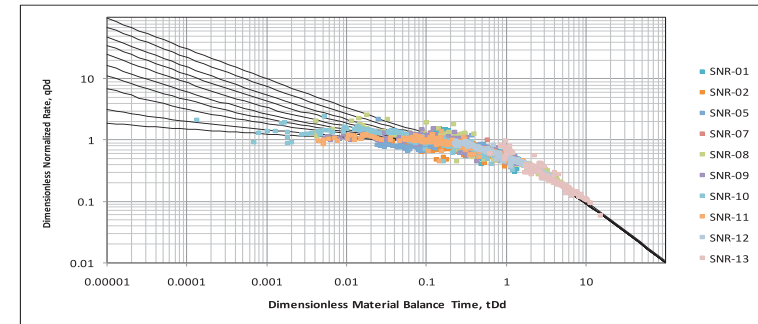
Gambar 4. Layout lapangan gas Arun di Indonesia (Ref. 52)



Gambar 5. Decline type curve menggunakan teknik *multiple well* untuk lapangan Arun (Ref. 52)

Beberapa sumur produksi (11 sumur) diambil sebagai sampel dan dilakukan analisis seperti tampak pada gambar 5. Sesuai dengan perkiraan secara teori, sinyal dari ke sebelas sumur yang telah diproses konvergen pada satu tren garis lurus material balance yang menunjukkan

kesamaan volume reservoir yang artinya ke sebelas sumur tersebut berada pada satu kompartemen yang sama. Sedangkan pada periode transien, data dari masing-masing sumur menyebar mengikuti tren nya masing-masing, yang mana menunjukkan perbedaan kualitas (flow capacity, kh) dari batuan reservoir di sekitar lokasi sumur dan perbedaan masalah kompleks sumur nya.



Gambar 6. Decline type curve menggunakan teknik *multiple well* untuk lapangan Senoro

Contoh kedua juga pada lapangan gas di Indonesia yang masih berproduksi, yaitu lapangan Senoro. Sebanyak 10 sumur produksi pada satu kompartemen dianalisa seperti yang diberikan pada gambar 6. Dengan fakta ini maka disimpulkan tidak ada sub kompartemen di area ini. Hal yang paling penting adalah konsistensi yang ditunjukkan oleh sinyal dari semua sumur yang telah diproses telah menambah keyakinan dalam perkiraan jumlah cadangan gas. Dengan demikian informasi ini dapat membantu dalam memutuskan usaha-usaha pengembangan berikutnya dengan penambahan sumur di kompartemen yang sama atau step out ke kompartemen lainnya. Angka cadangan yang memiliki

keyakinan cukup tinggi ini dapat membantu juga dalam menjual dan menjamin ketersediaan penyediaan gas kepada konsumen.

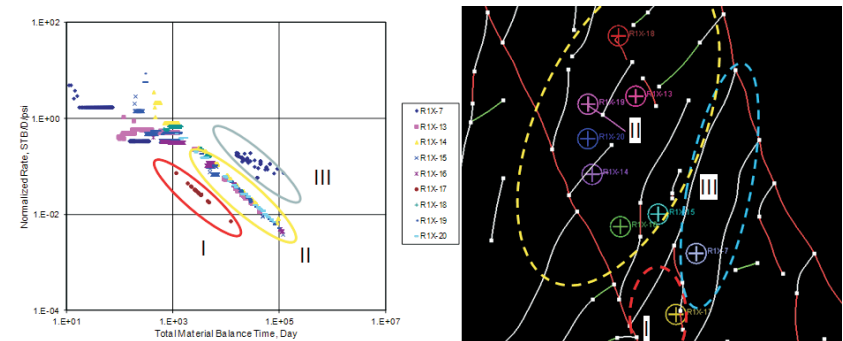
Contoh ketiga adalah aplikasi pada lapangan minyak Ripah pada salah satu lapisannya. Lapangan ini banyak memiliki patahan yang teridentifikasi melalui survey seismik (gambar 7). Dan karenanya kemungkinan terbagi menjadi beberapa kompartemen yang saling terisolasi. Sinyal dari tiap sumur akan kembali di analisa untuk memastikan pengelompokan sumur dalam kompartemen yang sama dan saling terkoneksi.



Gambar 7. Peta struktur lapangan Ripah pada salah satu lapisannya.

Pada saat evaluasi dilakukan, perolehan minyak dari lapangan ini baru mencapai 7% namun tekanan reservoir nya berkurang sangat besar dari nilai awalnya sebesar 2400 psi menjadi 600 psi. Ini menjadi indikasi bahwa reservoir ini bersifat tertutup dan memiliki tenaga dorong yang

berasal dari kompresibilita minyak-nya. Tambahan tenaga dorong secara artifisial seperti waterflooding menjadi pilihan yang patut dilakukan untuk menaikkan perolehan minyaknya. Pemahaman terhadap konektifitas reservoir kemudian patut diperhatikan dalam menentukan lokasi sumur injeksi dan bentuk pattern injeksinya. Untuk reservoir ini, selain patahan, ketidakersambungan sand-body dapat berpotensi sebagai flow barrier.



Gambar 8. Decline type curve menggunakan teknik multiple well untuk lapangan Ripah

Lapangan Ripah berdasarkan konektifitas nya terbagi menjadi tiga kompartemen, yaitu kompartemen I di bagian Selatan, kompartemen II di bagian Utara dan kompartemen III di bagian Timur. Dari peta struktur pemisahan antara kompartemen II dengan kompartemen I dan II disebabkan oleh patahan yang melintang dari arah Barat Daya ke Timur laut yang memotong ke dua patahan utamanya. Analisa di atas menunjukkan bahwa patahan tersebut bersifat sealing. Diantara kompartemen I dan III ada patahan tetapi masih terbuka berdasarkan

kajian atas data seismik nya. Namun demikian analisa decline type curve multiple well nya menunjukkan bahwa kedua kompartemen tersebut terpisah. Penurunan produksi yang sangat cepat dan konfirmasi dengan pemodelan simulasi reservoir nya dengan dua skenario tersebut menyokong bahwa kompartemen I dan III terpisah. Sinyal yang diwakili oleh data produksi dan tekanan ini yang diproses dengan total field material balance time dapat membantu identifikasi bagian-bagian yang tidak terbaca oleh pengukuran seismik.

Hasil dari penelitian di atas diakui sebagai penelitian terbaik di Petroleum Engineering Texas A&M University yang dianugerahkan pada tahun 2000 dan sebagai pemenang pertama pada SPE paper contest kategori penelitian tingkat doktor seksi untuk bagian Gulf Coast di Amerika Serikat.

Untuk hasil penelitian di atas, kami mengucapkan terimakasih kepada Mobil E&P Technology di Dallas, TX (sekarang ExxonMobil) untuk dukungan data, finansial dan fasilitas komputasi. Khususnya dukungan dari Ms Kathy Hartman, Mr. Norman Kaczorowsky, dan Mr. Ravi Vaidya.

### **III. PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DENGAN INJEKSI KIMIA**

Annual report SKKMIGAS tahun 2017 menyatakan jumlah minyak terbukti sebesar 73,2 miliar barel dan jumlah minyak yang diproduksi sebesar 24,7 miliar barel sehingga menyisakan 48,5 miliar barel minyak masih di dalam bumi. Dari jumlah minyak yang tersisa tersebut, cadangan

minyak terbukti sebesar 2,6 miliar barel. Maka, ada sejumlah 45,9 miliar barel yang tidak dapat diambil dengan teknologi primary dan menjadi target penerapan EOR.

Jika ketidakpastiannya diturunkan menjadi probable, jumlah minyak sebesar 79 miliar barel dan jumlah minyak yang diproduksi sebesar 24,7 miliar barel sehingga minyak yang tersisa sebesar 54,2 miliar barel minyak masih di dalam bumi. Cadangan minyak yang masih dapat diambil sebesar 4,6 miliar barel sehingga akan ada 49,6 miliar barel minyak yang menjadi target EOR.

Dari data-data di atas jumlah minyak yang menjadi target EOR adalah kurang lebih sebesar 45,9 – 49,6 miliar barel. Perolehan rata-rata incremental EOR yang dilakukan di berbagai belahan dunia (selain thermal) adalah sebesar 10% (dari jumlah minyak awal) sehingga cadangan tambahan dari EOR adalah sebesar 7,3 – 7,9 miliar barel. Sedangkan perkiraan optimis nya adalah 25% (dari jumlah minyak awal), yaitu sebesar 18,3 – 19,8 miliar barel. Dengan demikian potensi penambahan cadangan minyak dari penerapan EOR adalah sebesar 7,3 – 19,8 miliar barel. Angka ini cukup besar dan penting untuk dikapitalisasi. Tantangan nya adalah jumlah tersebut tersebar di berbagai lapangan minyak yang memerlukan perlakuan teknik EOR yang berbeda, selain juga perlunya inovasi dalam pelaksanaan untuk efisiensi biaya.

Sejalan dengan kebutuhan di atas maka kami di ITB ikut menyumbangkan pemikiran dengan mengembangkan produk surfaktan sebagai salah satu material yang dapat digunakan dalam kegiatan EOR, baik tersendiri maupun dikombinasikan dengan material yang lainnya.

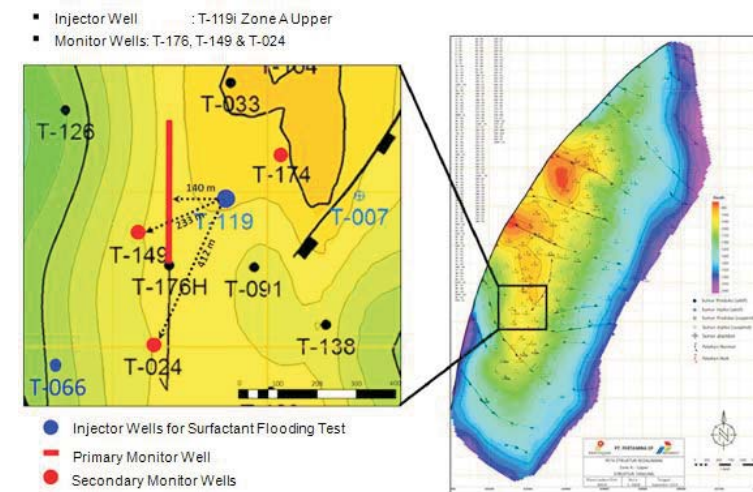
Produk surfaktan yang dikembangkan memiliki berbagai varian menyesuaikan dengan karakteristik reservoir yang berbeda. Varian surfaktan meliputi golongan anionik, nonionik, anionik/nonionik, kationik dan amfoterik. Produk surfaktan menggunakan nama merek MENOR (Mobilizer to Enhance Oil Recovery) dan didaftarkan atas nama PT LAPI ITB. Dua dari jenis surfaktan mendapatkan paten dengan pemegang hak Institut Teknologi Bandung. Satu jenis lagi produk surfaktan sedang didaftarkan paten nya.

Serangkaian kajian dalam skala laboratorium dilakukan untuk lapangan Tempino dan Kenali Asam, PT Pertamina EP. Kajian ini memperoleh kandidat surfaktan MENOR yang sesuai dengan incremental recovery sebesar 9% - 21% untuk Tempino dan sebesar 25% - 38% untuk Kenali Asam.

Langkah yang lebih maju dilakukan untuk lapangan Tanjung, yang juga bekerjasama dengan PT Pertamina EP. Satu varian MENOR menjalani serangkaian uji laboratorium dan tes lapangan (field test) dalam skala kecil. Potensi incremental recovery dari hasil uji laboratorium adalah sebesar 25%-37%.

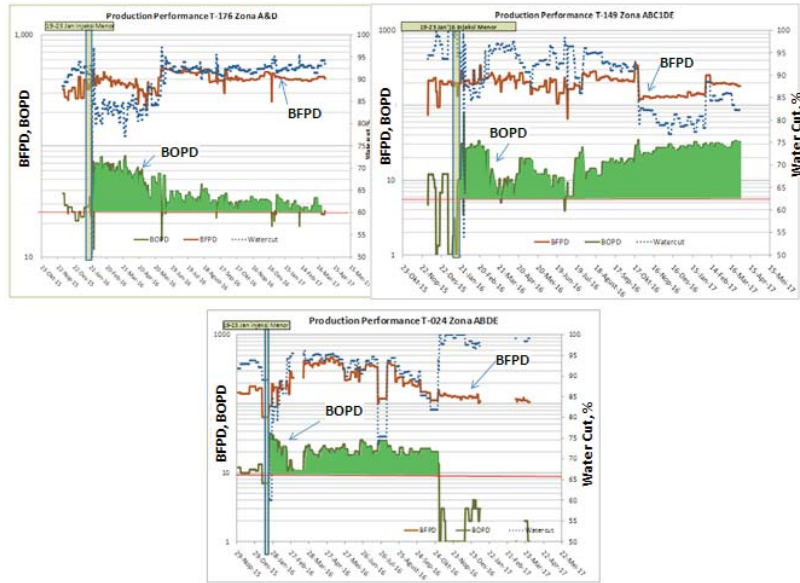
Tes lapangan dalam skala kecil dilakukan dengan menginjeksikan surfaktan dengan jumlah total 6,8 ton yang dicampurkan dengan air injeksi dalam konsentrasi 2%. Injeksi larutan surfaktan ini berlangsung selama kurang lebih 4 hari dan seterusnya dilanjutkan dengan injeksi air tanpa surfaktan.

Lapisan A dipilih sebagai target injeksi karena selain memiliki jumlah minyak awal yang paling besar, recovery factor primary-nya juga masih kecil yaitu 16,3% sedangkan water cut nya mencapai 95%. Lokasi injeksi yang dipilih ditunjukkan oleh gambar 9 dengan sumur injeksi T-119 dan sumur produksi (sebagai sumur monitor) adalah T-024, T-176H, T-149 dan T-174. Berdasarkan kinerja injeksi air yang selama ini dilakukan penyapuan nya adalah ke arah barat (T-024, T-176H, T-149). Namun demikian sumur T-174 juga dilakukan monitoring sebagai tindakan preventif (antisipasi). Sekilas pattern yang dipilih tidaklah ideal, namun memiliki keuntungan karena jarak antara sumur injeksi yang dekat sehingga respon bisa lebih cepat. Hal ini sangat cocok untuk small scale field test, sehingga evaluasi dan perbaikan dapat dengan cepat dilakukan.



Gambar 9. Lokasi dan pattern injeksi Menor pada saat tes lapangan (field test)





Gambar 10. Produksi setelah injeksi surfaktan MENOR

Produksi di tiga sumur produksi sebagai monitor menunjukkan peningkatan produksi minyak mencapai 3 kali dari sebelum diinjeksi dengan larutan surfaktan (gambar 10). Sementara *water cut* bisa turun dari 95% menjadi 80%. Dari *field test* ini diperoleh gambaran konsumsi surfaktan terhadap, perolehan minyak yaitu sebesar 0,54–0,9 kg surfaktan per kenaikan 1 barel minyak.

Hasil ini memberikan optimisme dan rekomendasi untuk ditingkatkan pada tahapan *field test* dengan volume surfaktan yang ideal atau tahapan pilot. Untuk tahapan pilot yang luas *coverage*-nya besar, kombinasi dengan polymer setelah injeksi surfaktan bisa dipertimbangkan untuk meningkatkan area penyapuannya.

Berlangsungnya penelitian dan kegiatan ini karena adanya dukungan dari PT Pertamina EP secara finansial untuk pekerjaan laboratorium dan pelaksanaan uji lapangan, Kementerian Riset Teknologi dan Pendidikan Tinggi dan Institut Teknologi Bandung atas dana penelitian yang diberikan dalam pengembangan produk surfaktan, dan PT Rakhara dalam hal dukungan kerjasama pengembangan beberapa variasi produk Menor dan produksi skala industri. Penelitian ini juga kerjasama antara Laboratorium *Enhanced Oil Recovery* FTTM-ITB dan Laboratorim Sintesa Organik dan Bio-Organik FMIPA ITB.

#### IV. PENUTUP

Beberapa karya penelitian, paten dan implementasi nya yang telah diuraikan di atas secara singkat merupakan wujud pertanggung-jawaban kepada masyarakat dalam pengembangan dan aplikasi ilmu pengetahuan. Semoga hal-hal yang telah kami lakukan dapat bermanfaat bagi masyarakat, bangsa dan negara Indonesia, serta memiliki kontribusi pada pengayaan ilmu pengetahuan.

Selain beberapa institusi yang telah disebutkan di atas, saya sampaikan penghargaan dan terimakasih kepada kolega yang memiliki kontribusi besar dalam penelitian yang telah dilakukan seperti Bapak Panji Sumirat (PT Pertamina EP), Bapak Ari Buchari (PT Pertamina EP), Bapak Andi Bachtiar (PT Pertamina EP), Bapak Dr. Iwan Setiawan dan Ir. Sutardi (PT Rakhara), Dr. Deana Wahyuningrum dan tim, Dr. Boni Swadeshi dan tim, di Laboratorium EOR, Rani Kurnia ST. MT. dan tim.

Saya menyampaikan terimakasih atas promosi Guru Besar dan

kepercayaan yang diberikan oleh Prof. Setoratno Siregar, Prof. Doddy Abdassah, Prof. Pudji Permadi, Prof. Sudjati Rachmat dan Prof. Tutuka Ariadji. Rekomendasi dan dukungan dari beliau-beliau yang mengantar saya untuk memperoleh kepercayaan sebagai salah satu Guru Besar di Institut Teknologi Bandung. Demikian juga atas bantuan dan dukungan dari Dekanat dan Senat FTTM serta Rektorat dan Senat ITB saya haturkan terima kasih atas kepercayaannya kepada saya untuk memikul tanggung jawab yang lebih besar.

#### DAFTAR PUSTAKA

1. BP Statistical Review of World Energy 2018
2. BP Statistical Review of World Energy 2011
3. BPPT (2018). Indonesia Energy Outlook 2018
4. Dewan Energi Nasional (2016). Outlook Energi Indonesia 2016
5. Z Deng et al. (1998). A Case of the Commercial Polymer Flooding Under the Complicated Reservoir Characteristics. SPE 50007
6. Z Xiaoqin (2011). Application of Polymer Flooding with High Molecular Weight and Concentration in Heterogeneous Reservoir. SPE 144251
7. Ejl Koning et al. (1988). Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. SPE 18092
8. E Delamaide et al. (). Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story. 21<sup>st</sup> World Petroleum Congress

9. FR Wassmuth et al. (2009). Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 48, No. 2, p. 55-61.
10. KP Moe Soe Let et al. (2012). Polymer Flooding a ~500-cp~ oil. SPE 154567.
11. FS Al-Saadi et al. (2014). Recovery Factor Estimation in EOR Polymerflood Project: Field Case. SPE 169694-MS
12. W Yupu and L He (2006). Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield—Lessons Learned. SPE 100855.
13. G Bourdarot et al. (1984). Chateaufrenard Field Test Recovery Mechanisms and Interpretation, SPE 12685
14. KT Raterman (1990). A Mechanistic Interpretation of the Torchlight Micellar/Polymer Pilot. SPERE (November), p. 459-466
15. S Bou-Mikael et al. (2000). Minas Surfactant Field Trial Tests Two Newly Designed Surfactants with High EOR Potential. SPE 64288.
16. Z Li et al. (2012). A Successful Pilot of Dilute Surfactant-Polymer Flooding in Shengli Oilfield. SPE 154034.
17. A Putz et al. (1981). A Field Test of Microemulsion Flooding, Chateaufrenard Field, France. Journal of Petroleum Technology (April), p. 710-718
18. WR Foster (1973). A Low-Tension Waterflooding Process. Journal of Petroleum Technology (February), p. 205-210
19. RJ Miller and CN Richmond (1978). EI Dorado Micellar-Polymer

- Project Facility. *Journal of Petroleum Technology* (January), p. 26-32
20. EH Mayer et al. (1983). Alkaline Injection for Enhanced Oil Recovery-A Status Report. *Journal of Petroleum Technology* (January), p. 209-221
  21. J Xie et al. (2008). Design and Implementation of A Caustic Flooding EOR Pilot at Court Baken Heavy Oil Reservoir. SPE 117221
  22. EH Mayer and VS Breit (1986). Alkaline Flood Prediction Studies, Ranger VII Pilot, Wilmington Field, California. *SPE* (January), p. 9-22.
  23. DA Peru and PB Lorenz (1990). Surfactant-Enhanced Low-pH Alkaline Flooding, *SPE* (August), p. 327-332.
  24. DT Konopnicki and LG Zambrano (1984). Application of the Alkaline Flooding Process in the Torrance Field. SPE 12701
  25. KH Manji and BW Stasiuk (1988). Design Considerations for Dome's David Alkali/Polymer Flood. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Vol. 27, No. 3, p. 49-54
  26. TE Doll (1988). An Update of the Polymer-Augmented Alkaline Flood at the Isenhour Unit, Sublette County, Wyoming. *SPE* (May), p. 604-608
  27. TE Doll (1988). Performance Data Through 1987 of the Isenhour Unit, Sublette County, Wyoming, Polymer-Augmented Alkaline Flood. SPE 17801
  28. J Zhang et al. (1999). Ultimate Evaluation of the Alkali/ Polymer

- Combination Flooding Pilot Test in XingLongTai Oil Field. SPE 57291
29. D Yang et al. (2010). Case Study of Alkali-Polymer Flooding with Treated Produced Water. SPE 129554
  30. J Vargo et al. (2000). Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding of the Cambridge Minnelusa Field. *SPE* (December), Vol. 3, No. 6, p. 552-558
  31. W Demin et al. (1997). Pilot Test of Alkaline/Surfactant/ Polymer Flooding in Daqing Oil Field. *SPE* (November), p. 229-233.
  32. S Wanchao et al. (1995). Alkaline-Surfactant-Polymer Combination Flooding For Improving Recovery Of The Oil With High Acid Value. SPE 29905
  33. A Sharma et al. (2012). The Design and Execution of An Alkaline-Surfactant-Polymer Pilot Test. SPE 154318
  34. E Manrique et al. (2000). Alkali / Surfactant / Polymer at VLA 6/9/21 Field in Maracaibo Lake: Experimental Results and Pilot Project Design. SPE 59363
  35. HL Chang et al. (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in People's Republic of China. *Journal of Petroleum Technology* (February), p. 84-89
  36. Q Zhijian et al. (1998). A Successful ASP flooding Pilot in Gudong Oil Field. SPE 39613
  37. H-F Li et al. (2008). Performance and Effect Analysis of ASP



- commercial Flooding in Central Xing 2 Area of Daqing Oilfield. SPE 114348
38. CS Tanner et al. (1992). Production Performance of the Wasson Denver Unit Con Flood. SPE 24156
  39. JR Christensen et al. (2001). Review of WAG Field Experience. SPEREE (April), p. 97-106
  40. F AlOtaibi et al. (2017). Remaining Oil Saturation Measurements for CO<sub>2</sub>-EOR Pilot in Saudi Arabia. SPE 188146
  41. L Jia et al. (2015). An Integrated Full Field Development of A Giant Mature Field Using CO<sub>2</sub> EOR. IPTC 18529
  42. B Ren et al. (2011). Laboratory Assessment and Field Pilot of Near Miscible CO<sub>2</sub> Injection for IOR and Storage in A Tight Oil Reservoir of ShengLi Oilfield China. SPE 144108
  43. A Perez-Perez et al. (2001). Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils. SPE 72137
  44. EF Traverse et al. (1983). San Ardo-A Case History of a Successful Steamflood. SPE 11737
  45. L Jia et al. (2016). Novel Benchmark and Analogue Method to Evaluate Heavy Oil Projects. SPE 184101
  46. JJ Arps (1945). Analysis of Decline Curves. Trans AIME (December), 160, p. 228-247
  47. MJ Fetkovich (1980). Decline Curve Analysis Using Type Curves. Journal of Petroleum Technology (June), p. 1065-1077

48. TL McCray (1990). Reservoir Analysis Using Production Decline Data and Adjusted Time. M.S. Thesis, Texas A&M University, College Station, TX
49. TA Blasingame et al. (1991). Decline Curve Analysis for Variable Pressure Drop/Variable Flowrate Systems. Paper SPE 21513 presented at the 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston, TX, January 23-24
50. F Rodriguez and H Cinco-Ley (1993). A New Model for Production Decline. Paper SPE 25480 presented at the Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, March 21-23
51. AR Elgmati (2015). Analysis Of Production And Pressure Data To Characterize The Performance Of Oil And Gas Reservoirs. Doctoral Dissertation, Missouri University Of Science And Technology
52. T Marhaendrajana and TA Blasingame (2001). Decline Curve Analysis Using Type Curves - Evaluation of Well Performance Behavior in a Multiwell Reservoir System. SPE 71517
53. SKKMIGAS (2017). Annual Report 2017

## CURRICULUM VITAE



Nama : **TAUFAN MARHAENDRAJANA**

Tmpt. & tgl. lhr. : Sumenep, 17 Januari 1968

Alamat Kantor : Gedung Teknik Perminyakan  
FTTM-ITB, Jl Ganesha 10,  
Bandung 40132

Nama Istri : Dite Widiastuti, S.Sos

Nama Anak : • Annisa Rachmi, ST, M.Sc.  
• Maulana Insan Kamil  
• Fadlan Nuha Mazaya

### I. RIWAYAT PENDIDIKAN

- Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung (1991)
- Master os Science dari Petroleum Engineering Texas A&M University (1995)
- Philosophy Doctor dari Petroleum Engineering Texas A&M University (2000).

### II. RIWAYAT KERJA DI ITB

- Production Engineer, Conoco Indonesia (1991-1992)
- Senior Reservoir Engineer, Schlumberger, Texas (1999-2002)
- Ketua Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan FTTM ITB (2008–2009)
- Ketua Program Studi Magister dan Doktor Teknik Perminyakan FTTMITB (2014–2015)

- Ketua Program Studi Magister dan Doktor Teknik Perminyakan FTTMITB (2016–2017)

### III. REKAMAN PUBLIKASI

#### A. Publikasi Ilmiah di Jurnal Internasional Terindex

No	Judul Artikel	Peran (First Author, Corresponding Author, atau co-author)	Nama Jurnal, Tahun Terbit, Volume, Nomor, P-ISSN/E-ISSN	URL artikel (jika ada)
1	Study to improve an amphoteric sulfonate alkyl ester surfactant by mixing with nonionic surfactant to reduce brine-waxy oil interfacial tension and to increase oil recovery in sandstone reservoir: T-KS field, Indonesia	First Author	Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, ISSN: 2190-0558/2190-0566	<a href="https://doi.org/10.1007/s13202-018-0503-y">https://doi.org/10.1007/s13202-018-0503-y</a> and Applications
2	Dependence of critical porosity on pore geometry and pore structure and its use in estimating porosity and permeability	Co-author	Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, ISSN: 2190-0558/2190-0566	<a href="https://doi.org/10.1007/s13202-017-0411-6">https://doi.org/10.1007/s13202-017-0411-6</a>
3	The effect of surfactant characteristics on IFT to improve oil recovery in	Co-author	Journal of Engineering and Technological	<a href="http://journals.itb.ac.id/index.php/jets/article/view/7">http://journals.itb.ac.id/index.php/jets/article/view/7</a>

	tempino light oil field Indonesia		Sciences, 2015, 10, 23, ISSN 0973-4562/ 0973-9769	68
4	Study of Non-Newtonian fluid flow in porous media at core scale using analytical approach	Corresponding Author	Geosystem Engineering, 2017, ISSN: 12269328	<a href="https://doi.org/10.1080/12269328.2017.1351404">https://doi.org/10.1080/12269328.2017.1351404</a>
5	A new correlating parameter to quantify productivity of extended hydraulic fractured wells	First Author	International Journal of Applied Engineering Research, 2016, 11, ISSN 0973-4562 / 0973-9769	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84964077455&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=7ec71835318440737d9ae42e1ea59cd9&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=7&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84964077455&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=7ec71835318440737d9ae42e1ea59cd9&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=7&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=</a>
6	A Novel Sulfonated Alkyl Ester Surfactant to Reduce Oil-Water Interfacial Tensions in Wide Range Salinity with Monovalent and Divalent Ions	First Author	Modern Applied Science Journal, Vol 10(1), 2016, pp 93-102. ISSN 1913-1844/1913-1852	<a href="http://dx.doi.org/10.5539/mas.v10n1p93">http://dx.doi.org/10.5539/mas.v10n1p93</a>
7	Effect of ethylene oxide groups on the performance	First Author	Journal of International	<a href="https://www.scopus.com/record/">https://www.scopus.com/record/</a>

	of anionic extended surfactants in light oil reservoir		Journal of Applied Engineering Research 10(23), pp. 43801-43806, ISSN 0973-4562 / 0973-9769	display.uri?eid=2-s2.0-84951873980&origin=resultslist&sort=plf-f&src=s&st1=marhaendrajana&st2=&sid=7ec71835318440737d9ae42e1ea59cd9&sot=b&sdt=b&sl=27&s=AUTHOR-NAME%20marhaendrajana%29&relpos=8&citeCnt=0&searchTerm=
8	The effect of surfactant characteristics on IFT to improve oil recovery in tempino light oil field Indonesia	Co-author	Journal of Engineering and Technological Sciences, 2015, 10, 23, ISSN 2338-5502	http://journals.itb.ac.id/index.php/jets/article/view/768
9	Surfactant-polymer coreflood simulation and uncertainty analysis derived from laboratory study	Co-author	Journal of Engineering and Technological Sciences. 2015, 47, ISSN 2338-5502	http://journals.itb.ac.id/index.php/jets/article/view/1235
10	Wettability Alteration Induced by Surface Roughening During Low Salinity Waterflooding	First Author	Journal of Engineering and Technological Sciences, [S.l.], v. 50, n. 5, p. 635-649, nov. 2018. ISSN 2338-5502	http://journals.itb.ac.id/index.php/jets/article/view/7441

## B. Publikasi di Jurnal Nasional Terakreditasi Peringkat 1 dan 2

No	Judul Artikel	Peran (First Author, Corresponding Author, atau co-author)	Nama Jurnal, Tahun Terbit, Volume, Nomor, P-ISSN/E-ISSN	URL artikel (jika ada)
1	Oil Production Enhancement Using Bottom-Hole Water Sink: A Guideline for Optimum Design Application	First Author	Jurnal JTM Vol XV No.1, Tahun 2008,	
2	Parametrical Study on Retrograde Gas Behaviour	First Author	Jurnal JTM Vol XIV No.3, Tahun 2007	
3	A New Deconvolution Method To Analyze Wellbore Storage Distorted Data of Pressure Buildup Test	First Author	JTM, Vol XI No.3, 2004	
4	Semi-Analytic Solution of The Horizontal Well Intersected By Multiple Finite Conductivity Fractures	First Author	JTM (2003) V10, No.3	

### C. Prosiding Seminar/Konferensi Internasional Terindex

No	Judul Artikel	Peran (First Author, Corresponding Author, atau co-author)	Nama Jurnal, Tahun Terbit, Volume, Nomor, P-ISSN/E-ISSN	URL artikel (jika ada)
1	Challenge sodium lignosulfonate surfactants synthesized from bagasse as an injection fluid based on hydrophilic lipophilic balance	Co-Author	IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, Volume 434, Issue 1	<a href="http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/434/1/012083/pdf">http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/434/1/012083/pdf</a>
2	Sustainable Innovation System Using Process of Bagasse Become Sodium Lignosulfonate Surfactant for Enhanced Oil Recovery	Co-Author	E3S Web Conf. Volume 43, 2018 ASTECHNOVA 2017 International Energy Conference	<a href="https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184301026">https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184301026</a>
3	Improvement of bagasse become lignosulfonate surfactant for oil industry	Co-Author	IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 106(1),012105	<a href="http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/106/1/012105/meta">http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/106/1/012105/meta</a>
4	History match to support interpretation of surfactant flooding pilot test in tanjung field	Co-Author	Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017-January	<a href="https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85043588851&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar">https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85043588851&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar</a>

				<a href="https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85043481239&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=5&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=">haendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=5&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=</a>
5	Optimising polymer injection performance using non-Newtonian inflow and outflow performance relationship	Co-Author	Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017-January	<a href="https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85043481239&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=6&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=">https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-85043481239&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=6&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=</a>
6	Multiple EOS fluid characterization for modeling gas condensate reservoir with different hydrodynamic system: A case study of Senoro field	Co-Author Co-Author	Society of Petroleum Engineers - North Africa Technical Conference and Exhibition 2012,	<a href="https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84865777406&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar">https://www.scpus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-84865777406&amp;origin=resultslist&amp;sort=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar</a>

			NATC 2012: Managing Hydrocarbon Resources in a Changing Environment 1, pp. 591-605	ort=plf-f&src=s&st1=marhaendrajana&st2=&sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&sot=b&sdt=b&sl=27&s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&relpos=11&citeCnt=2&searchTerm=
7	A novel approach for the evaluation of oil and gas well performances in multiwell reservoir systems	First Author	2005 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition - Proceedings SPE 93222, pp. 401-406	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-32044439135&amp;origin=resultslist&amp;sot=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=12&amp;citeCnt=4&amp;searchTerm=">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-32044439135&amp;origin=resultslist&amp;sot=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=12&amp;citeCnt=4&amp;searchTerm=</a>
8	Gas injection programs in PERTAMINA West Java to	Co-author	IIORC 05 - 2005 SPE International	<a href="https://www.scopus.com/record/">https://www.scopus.com/record/</a>

	obtain better recovery: Field screening, laboratory and a simulation study		Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Proceedings pp. 117-132	display.uri?eid=2-s2.0-33745203237&origin=resultslist&sot=plf-f&src=s&st1=marhaendrajana&st2=&sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&sot=b&sdt=b&sl=27&s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&relpos=13&citeCnt=3&searchTerm=
9	Performance Prediction of a Well under Multiphase Flow Conditions	First Author	SPE - Asia Pacific Oil and Gas Conference pp. 528-537	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0346366994&amp;origin=resultslist&amp;sot=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=15&amp;citeC">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0346366994&amp;origin=resultslist&amp;sot=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=15&amp;citeC</a>

				nt=2&searchTerm=
10	Investigation of the Relationship between the Dimensionless and Dimensional Analytic Transient Well Performance Solutions in Low-Permeability Gas Reservoirs	Co-author	Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition pp. 1179-1189	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-1142303083&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=17&amp;citeCnt=5&amp;searchTerm=">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-1142303083&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=17&amp;citeCnt=5&amp;searchTerm=</a>
11	Decline Curve Analysis Using Type Curves - Evaluation of Well Performance Behavior in a Multiwell Reservoir System	First Author	Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition pp. 1647-1661	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-1142278522&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-1142278522&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;st2=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=</a>

				AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&relpos=18&citeCnt=46&searchTerm=
12	Modeling and analysis of flow behavior in multiwell bounded reservoir	First Author	Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition DELTA, pp. 877-890	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0033313175&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;nlo=&amp;nlr=&amp;nls=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=20&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0033313175&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=marhaendrajana&amp;nlo=&amp;nlr=&amp;nls=&amp;sid=8b60df8398505b56aa4609502eac20c6&amp;sot=b&amp;sdt=b&amp;sl=27&amp;s=AUTHOR-NAME%28marhaendrajana%29&amp;relpos=20&amp;citeCnt=0&amp;searchTerm=</a>
13	Analysis and interpretation of well test performance at Arun Field, Indonesia	First Author	Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition 1, pp. SIGM/-	<a href="https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0033315797&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar">https://www.scopus.com/record/display.uri?eid=2-s2.0-0033315797&amp;origin=resultslist&amp;sor t=plf-f&amp;src=s&amp;st1=mar</a>

				haendrajana&nlo =&nlr=&nls=&sid =8b60df8398505b 56aa4609502eac2 0c6&sot=b&sdt=b &sl=27&s=AUTH OR- NAME%28marh aendrajana%29& relpos=21&citeC nt=25&searchTer m=
14	Research Development of Resin Epoxy to Control Sand Production Problems	Co-author	Proceeding IPA – 35 <sup>th</sup> Annual Convention, 2011	<a href="http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2011/IPA11-SE-043.htm">http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/2011/IPA11-SE-043.htm</a>
15	Pre-Test of Chemical Sand Consolidation From Laboratory Qualification to Field Application	Co-author	Proceeding IPA – 34 <sup>th</sup> Annual Convention, 2010	<a href="http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/081/081001/pdfs/IPA10-SE-028.htm">http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/081/081001/pdfs/IPA10-SE-028.htm</a>
16	A Laboratory Test Chemical Consolidation to Field Injection	Co-author	Proceeding IPA – 34 <sup>th</sup> Annual Convention, 2010	<a href="http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/081/081001/pdfs/IPA10-SE-026.htm">http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/081/081001/pdfs/IPA10-SE-026.htm</a>
17	Generating the Dynamic Characteristics and Predicting Techniques for Coal Bed Methane (CBM) Production Using Field Performance Data	Co-author	Proceeding IPA – 33 <sup>rd</sup> Annual Convention, 2009	<a href="http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/080/080001/pdfs/IPA09-E-080_Po.htm">http://archives.datapages.com/data/ipa_pdf/080/080001/pdfs/IPA09-E-080_Po.htm</a>
18	Characterization of Gas	Co-author	Proceeding IPA –	<a href="http://archives.da">http://archives.da</a>

	Reservoirs Using Production Data Analysis- Pre-Tertiary Basement Gas Reservoir, South Sumatra, Indonesia		30 <sup>th</sup> Annual Convention, 2005	<a href="http://datapages.com/data/ipa_pdf/077/077002/pdfs/IPA05-E-128.htm">datapages.com/data/ipa_pdf/077/077002/pdfs/IPA05-E-128.htm</a>
--	--	--	--	--

#### D. Buku

No	Judul Buku	Tahun Penerbitan	Penerbit, ISBN	URL artikel (jika ada)
1	Selected Topics on Improved Oil Recovery	2018	Springer, Singapore, 978-981-10-8449-2 (P) / 978-981-10-8450-8 (E)	<a href="https://doi.org/10.1007/978-981-10-8450-8">https://doi.org/10.1007/978-981-10-8450-8</a>

#### E. Perolehan HKI dalam 10 Tahun Terakhir

No	Judul/Tema HKI	Tahun	Jenis	Nomor P/ID
1	“Sintesis dan Karakterisasi Sulfonat Alkil Ester untuk Aplikasi Dalam Peningkatan Perolehan Minyak Lanjut dari Reservoir”	12 Mei 2017	Invensi Prosedur Sintesis senyawa dan Aplikasinya	No 002/DivHaki-ITB/I/2016 No Permohonan P00201600324 No HKI: HKI.3-HI.05.01.03.2017/04981 No Publikasi: 2017/04981
2	“Komposisi Surfaktan Sulfonat Alkil Ester (SAE) dengan Surfaktan Ester Oleat	2018	Invensi Formulasi senyawa dan Aplikasinya	No Permohonan P00201809114 No HKI: No Publikasi:



Polietilenglikol (EOP) untuk Penurunan Tegangan Antarmuka antara Minyak Waxy dan Air”			
---	--	--	--

#### F. Penghargaan dalam 10 Tahun Terakhir

No	Jenis Penghargaan	Institusi Pemberi Penghargaan	Tahun
1	Pemapar terbaik ke-3	Badan Geologi Kementrian ESDM	2010
2	Pemapar terbaik kelompok profesional	Simposium Nasional Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI)	2010
3	Pemapar terbaik kelompok profesional	Simposium Nasional Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI)	2012
4	Satyalencana Karya Satya XX	Presiden RI	2015

#### IV. RIWAYAT DALAM ORGANISASI PROFESI

- Pengurus pusat Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (2009-2010), Ketua Simposium Nasional 2009
- Ketua Pengembangan Bidang Profesi Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (2013-2014)
- Anggota Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia
- Anggota Society of Petroleum Engineers
- Anggota Persatuan Insinyur Indonesia

