

# Analisis Laju Pengurasan Produksi Minyak Lapangan-Lapangan Sumatera Selatan

## Withdrawal Rate Analysis of Oil Production in The South Sumatra Fields

**Jatmianto Jayeng Sugiantoro**

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

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

Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150

E-mail: jayengj@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 14 Mei 2014; Diterima setelah perbaikan tanggal 11 Agustus 2014

Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2014

### ABSTRAK

Cadangan minyak terbukti Indonesia terus menurun, dengan rata-rata tingkat penurunan per tahun sebesar 2%. Penurunan cadangan terbukti ini karena rasio pengembalian cadangan (*reserve replacement ratio*) minyak sebesar 52%. Ini berarti cadangan minyak yang ditemukan lebih sedikit daripada yang diproduksi. Sumatera Selatan merupakan salah satu daerah penghasil minyak terbesar ke dua di wilayah Sumatera setelah Riau, namun lapangan yang ada sebagian besar lapangan tua dengan laju produksi yang rendah. Indikatornya adalah faktor perolehan minyak (*recovery factor*) masih relatif rendah, yaitu antara 11% dan tertinggi 48%. Angka laju pengurasan (*withdrawal rate*) sebagai salah satu indikator kinerja lapangan juga masih rendah, jauh dibawah rata-rata nasional 8%. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui lapangan-lapangan minyak di Sumatera Selatan yang masih potensial ditingkatkan produksinya dengan menggunakan metode statistik. Kriteria yang digunakan adalah cadangan minyak tersisa (*oil remaining reserves*) masih relatif besar sekitar 20 juta barrel dan laju pengurasan masih rendah antara 0.3-2.4 %. Berdasarkan cadangan minyak tersisa lebih besar 20 juta barrel, lapangan-lapangan minyak Sumatera Selatan yang masih mempunyai potensi untuk peningkatan produksi adalah lapangan Gunung Kemala, Jirak, Ramba dan Talang Akar/Pendopo. Lapangan-lapangan tersebut masih mempunyai tingkat laju pengurasan yang rendah berkisar 0.3-2.2%.

**Kata Kunci:** faktor perolehan minyak, laju pengurasan, cadangan minyak tersisa.

### ABSTRACT

*Indonesia's proven oil reserves continue to decline, with the average rate of decline per year by 2%. This decrease in proved reserves due to reserve replacement ratio of oil by 52%. This means that the oil reserves are found less than produced. South Sumatra is one of the largest oil producing region in the region of two Sumatran after Riau, but a field that is largely old field with a low production rate. Indicator is the oil recovery factor is still relatively low range of 11% and the highest 48%. Withdrawal rate as one of the indicators of field performance is still low, far below the national average of 8%. This study aims to determine the oil fields in South Sumatra are still potential increased its production by using statistical methods. The criteria used are the remaining oil reserves is relatively large around 20 million barrels and low depletion rate between 0.3 - 2.4%. Based on the remaining oil reserves greater than 20 million barrels, oil fields in South Sumatra which still has the potential to increase production is a field of*

*Gunung Kemala, Jirak, Ramba and Talang Akar/Pendopo. The fields still have a low level of depletion rate ranges 0.3 - 2.2%*

**Keywords:** recovery factor; withdrawal rate, oil remaining reserves.

## I. PENDAHULUAN

Sumatera Selatan adalah salah satu provinsi di bagian selatan pulau Sumatera yang kaya akan sumber daya alam. Secara geografis Sumatera Selatan berbatasan dengan provinsi Jambi di utara, provinsi Kepulauan Bangka-Belitung di timur, provinsi Lampung di selatan dan provinsi Bengkulu di barat.

Latar belakang yang mendasari penelitian ini adalah untuk mengetahui lapangan-lapangan yang perlu dikaji ulang tingkat efisiensi pengurasannya (*ratio* produksi per tahun terhadap sisa cadangan) dan yang masih terdapat potensi untuk peningkatan produksinya. Kriteria yang digunakan adalah faktor perolehan dan angka laju pengurasan rendah. Sumatera Selatan merupakan salah satu daerah penghasil minyak terbesar kedua di wilayah Sumatera setelah Riau, namun lapangan yang ada sebagian besar merupakan lapangan tua dengan berproduksi rendah. Penyebabnya antara lain pengelolaan lapangan yang belum optimal dicerminkan oleh faktor perolehan rendah.

Daerah studi Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 1) mempunyai beberapa pola struktur yang terbentuk oleh setidaknya empat fasa kejadian tektonik (Hartanto et al. 1991, Sardjito et al 1991).

Fasa pertama terjadi zaman Mesozoik Tengah sebagai akibat dari tumbukan dan penunjaman lempeng Indo-Australia terhadap lempeng Eurasia. Fasa ini membentuk sesar-sesar yang berorientasi Barat Laut-Tenggara semisal sesar Semangko dan Malaka. Periode tektonik ini diduga membentuk cekungan Sumatera Selatan sebagai cekungan tarikan (*pull apart basin*) yang berasosiasi dengan sesar-sesar puntir (*wrench fault*) tersebut.

Fasa kedua terjadi pada kala Akhir Kapur-Awal Tersier dan membentuk patahan atau sesar berarah lebih kurang utara-selatan semisal sesar Beringin dan Lembak. Pada masa ini rezim tektonik yang terjadi adalah ekstensional yang

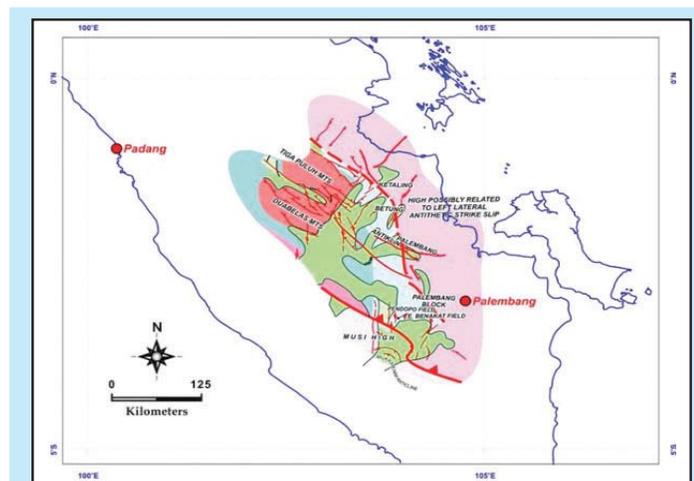
menyebabkan pertumbuhan struktur didominasi oleh patahan normal yang serta merta menyebabkan daerah tersebut mulai menurun (*subsiden*).

Fasa ketiga terjadi pada kala Miosen Tengah dan membentuk patahan-patahan berarah Timur Laut-Barat Daya. Fasa terakhir, yang merupakan pengangkatan terjadi pada kala Plio-Pleistosen merupakan fasa kompresi dan membentuk pembalikan (*inversi*) struktur dengan mempengaruhi beberapa patahan lama.

Cekungan Sumatera Selatan mempunyai tujuh unit lithostratigrafi yaitu Batuan Dasar Pra Tersier, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai.

### A. Pra-Tersier

Batuan Dasar Pra-Tersier terdiri dari batuan beku granodiorit, batusabak (*slate*) dan filit. Meskipun sering dianggap tidak "*economic basement*", interval ini juga dapat sebagai interval penghasil minyak bumi melalui zona rekahan yang berasosiasi dengan struktur hasil aktifitas orogen zaman Kapur Akhir-Miosen Awal yang berarah Utara-Selatan serta telah terbarukan (*rejuvenated*) oleh orogeni Plio-Pleistosen. *Play concept* ini telah terbukti di daerah Kuang (Sardjito et al. 1991).



**Gambar 1**  
Peta elemen tektonik cekungan Sumatera Selatan

## B. Formasi Lahat

Formasi Lahat yang berumur Oligosen Awal secara tidak selaras menutupi formasi batuan dasar. Formasi Lahat terdiri dari batuan vulkanik yang diendapkan dalam lingkungan *fluvial-lacustrine* sebagai pengisi *graben*. Kenampakan formasi ini relatif mudah dibedakan dari besarnya kelimpahan material vulkanik halus seperti tufa berwarna putih dalam sampel/perconton lumpur pemboran.

## C. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat ataupun langsung tidak selaras di atas batuan dasar apabila Formasi Lahat tidak hadir. Di beberapa tinggian, Formasi Talang Akar onlap terhadap Formasi Lahat maupun batuan dasar. Secara litologi formasi ini terdiri dari batupasir berbutir dari kasar sampai ke halus yang berselang-seling dengan serpih dan batubara. Formasi ini diendapkan pada lingkungan pengendapan transisi sampai ke *fluvio-deltaic*, atau mungkin juga *lacustrine*.

## D. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja berumur Miosen Tengah menunjukkan suatu kondisi laut terbuka. Bagian ini umumnya terbentuk sebagai endapan batuan karbonat *reef* (batu karang terumbu) berstruktur *building-up* yang tumbuh di atas tinggian struktur dan dalam penyebarannya secara lateral ke bagian yang lebih dalam, menunjukkan perubahan dimana komposisinya batuanannya lebih banyak yang mengandung lempungan dan berubah menjadi napalan.

## E. Formasi Gumai

Formasi Gumai berumur Awal-Akhir Miosen terdiri dari batu lempung yang banyak mengandung fosil foraminifera plankton globigerina dan serpih napalan dengan beberapa sisipan batulempung dan batupasir. Unit batuan ini umumnya diendapkan selama atau pada fase transgresi laut maksimum (*maximum transgression*), di dalam kondisi laut dalam. Siklus regresi dimulai pada kala Miosen Tengah dengan pengendapan Formasi Air Benakat. Formasi ini terutama terdiri dari lempung marin dengan banyak mengandung glaukonit dan foram kecil, batulempung dan lapisan batupasir yang semakin banyak ke arah atas dari sekuen. Lingkungannya berkisar antara laut dalam dan laut dangkal.

## F. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim yang berumur Miosen Akhir terdiri dari batulempung dan serpih dengan beberapa lapisan batupasir dan batubara diendapkan dalam lingkungan fluvial sampai ke laut dalam.

## G. Formasi Kasai

Formasi Kasai berumur Pliosen terdiri dari selang-seling batulempung dan batupasir tufa-an yang diendapkan dalam lingkungan *fluvial* dan darat.

## II. BAHAN DAN METODE

Penelitian ini menggunakan data aktual cadangan migas lapangan-lapangan Sumatera Selatan status 01 Januari 2013. Data cadangan dan produksi diambil dari *database* LEMIGAS meliputi data cadangan minyak awal ditempat, pengambilan maksimum minyak, produksi minyak, sisa cadangan minyak, dan perhitungan besaran tingkat faktor perolehan minyak serta angka laju pengurasan sebagai indikator kinerja lapangan.

Gambar 2 menunjukkan diagram alir metode desain yang digunakan. Dari data cadangan migas lapangan-lapangan minyak Sumatera Selatan status 01 Januari 2013, dilakukan *screening*/revisi berdasarkan cadangan terbukti dan lapangan sudah berproduksi. Kriteria pemilihan kandidat dengan pertimbangan lapangan-lapangan masih mempunyai cadangan minyak tersisa lebih besar 20 juta barrel dan laju pengurasan masih rendah kurang dari 8%.

Identifikasi masalah meliputi: (1) Penentuan variabel dan rentang nilai untuk keperluan ranking dan analisa hasil revisi terhadap parameter cadangan minyak awal ditempat, pengambilan maksimum minyak, produksi minyak, sisa cadangan minyak dan angka laju pengurasan; (2) Evaluasi dan revisi produksi lapangan-lapangan yang masih potensial untuk peningkatan produksi; dan (3) Rekomendasi rencana meningkatkan atau mengoptimalkan produksi lapangan-lapangan tua di Sumatera Selatan.

## III. HASIL DAN DISKUSI

Lapangan-lapangan di Sumatera Selatan dikelompokkan berdasarkan perhitungan cadangan minyak awal ditempat, pengambilan maksimum minyak, produksi minyak per tahun, produksi kumulatif, sisa cadangan minyak, tingkat faktor

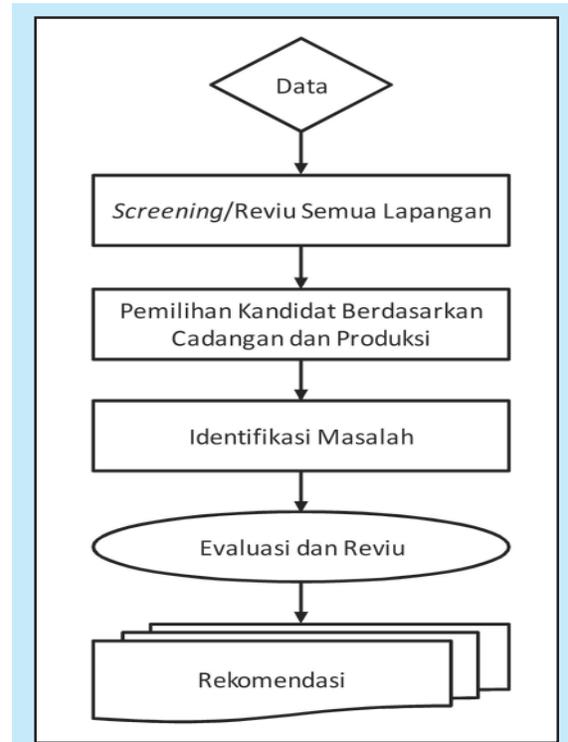
perolehan minyak serta angka laju pengurasan yang menggambarkan indikator kinerja lapangan.

Dari pengelompokan dan pemilihan kandidat tersebut kemudian ditentukan variabel dan selangnya yaitu nilai dari *remaining reserves* (RR) antara 1-5 MMSTB ( $1 \text{ MMSTB} < RR < 5 \text{ MMSTB}$ ) sebanyak 19 (sembilan belas) lapangan yang masih menyimpan potensi untuk peningkatan produksi, selang antara 5-10 MMSTB ( $5 \text{ MMSTB} < RR < 10 \text{ MMSTB}$ ) ada 13 (tiga belas) lapangan yang masih menyimpan potensi untuk peningkatan produksi, selang antara 10-20 MMSTB ( $10 \text{ MMSTB} < RR < 20 \text{ MMSTB}$ ) terdapat 10 (sepuluh) lapangan dan yang lebih besar dari 20 MMSTB ( $RR > 20 \text{ MMSTB}$ ) ada 4 (empat) lapangan yang potensial.

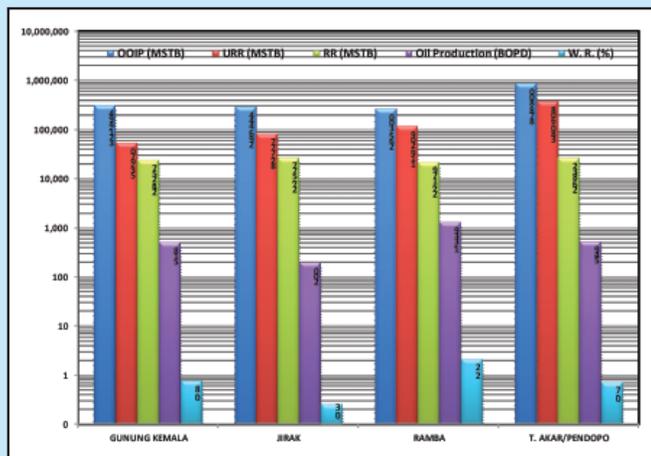
Dengan pertimbangan lapangan-lapangan yang masih mempunyai cadangan minyak tersisa lebih besar sekitar 20 juta barrel dan laju pengurasan yang masih rendah berkisar kurang dari 8% terlihat ada 4 (empat) lapangan di Sumatera Selatan yang masih menyimpan potensi untuk peningkatan produksi yaitu lapangan Gunung Kemala, Jirak, Ramba dan Talang Akar/Pendopo (Gambar 3).

Dari kinerja produksi, dengan mengamati laju pengurasan (*ratio* produksi per tahun terhadap sisa cadangan) menunjukkan bahwa lapangan Gunung Kemala mempunyai sisa cadangan sebesar 24.3 MMSTB dengan produksi per tahun sebesar 189.0 MSTB sehingga tingkat laju pengurasan hanya sekitar 0.8%, lapangan Jirak mempunyai sisa cadangan sebesar 27.6 MMSTB dengan produksi per tahun sebesar 73.0 MSTB dan mempunyai tingkat laju pengurasan sekitar 0.3%, lapangan Ramba mempunyai sisa cadangan sebesar 22.2 MMSTB dengan produksi per tahun sebesar 488.8 MSTB dan mempunyai tingkat laju pengurasan sekitar 2.2% dan lapangan Talang Akar/Pendopo mempunyai sisa cadangan sebesar 26.8 MMSTB dengan produksi per tahun sebesar 200.5 MSTB dan mempunyai tingkat laju pengurasan sekitar 0.7%. Secara keseluruhan lapangan-lapangan tersebut mempunyai tingkat laju pengurasan yang masih rendah yaitu antara sekitar 0.3%-2.2% atau rata-rata hanya 1%. Profil produksi ke empat lapangan tersebut ditampilkan pada Gambar 4 sampai Gambar 7 berikut.

Sejarah produksi minyak lapangan Gunung Kemala dari periode tahun 1993-2006 berkisar pada angka rata-rata 218.2 MSTB per tahun sampai adanya kenaikan yang cukup berarti pada tahun 2007 menjadi 438.9 MSTB per tahun atau ada kenaikan produksi sebesar 220.7 MSTB per tahun. Hal ini disebabkan adanya penemuan cadangan baru atau perubahan



Gambar 2  
Diagram alir desain

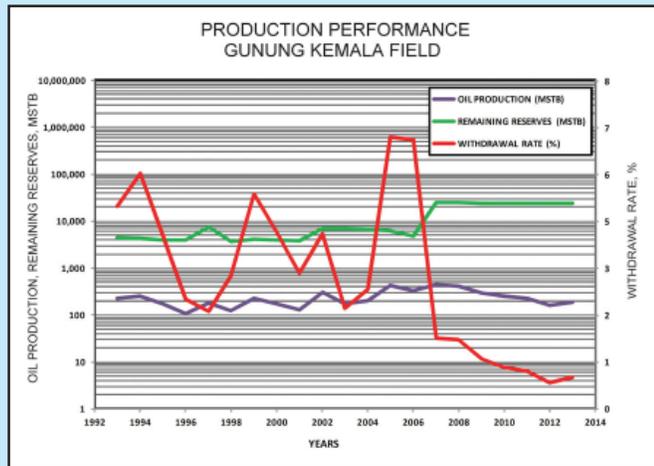


Gambar 3  
Lapangan minyak dengan  
remaining reserves lebih besar 20 MMSTB

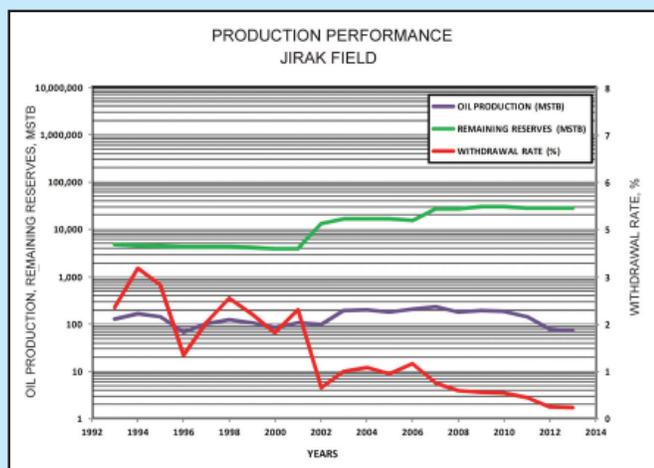
status cadangan yang cukup signifikan, karena ada penemuan zona prospek *upside potential*. Sampai tahun 2006 sisa cadangan bervariasi naik dan turun pada angka sekitar 4,722.8 MSTB hingga naik secara berarti pada tahun 2007 mencapai sekitar 24,983.4 MSTB hingga sampai tahun 2013 sisa cadangan masih mencapai sekitar 24,256.8 MSTB. Penambahan cadangan tidak dibarengi dengan meningkatnya tingkat laju pengurangan, pada periode tahun 1993 sampai tahun 2006 mempunyai tingkat laju pengurangan sekitar 6.6%. Penurunan secara terus terjadi mulai tahun 2007 hingga tahun 2013 hingga hanya sekitar 0.8%, akibat hilangnya suplai gas yang digunakan untuk *artificial gas lift* dan banyak sumur yang relatif cepat mengalami kenaikan kadar air, sehingga kemungkinan sumur dimatikan atau adanya perbaikan akibat kebocoran sumur-sumur *artificial gas lift* pada lapisan-lapisan eksisting.

Sejarah produksi minyak lapangan Jirak dari tahun 1993-2001 berkisar pada angka rata-rata 115.7 MSTB per tahun sampai adanya kenaikan yang cukup berarti pada tahun 2002-010 menjadi 187.4 MSTB per tahun atau ada kenaikan produksi sebesar 71.7 MSTB per tahun. Penurunan produksi terjadi selama tiga tahun terakhir dari tahun 2010-2013 pada angka rata-rata 27.9 MSTB per tahun. Dilihat dari sisa cadangan mengalami kenaikan, sampai tahun 2001 sekitar 3,914.2 MSTB naik

secara berarti pada periode tahun 2002-2006 mencapai 15,493.1 MSTB. Periode tahun 2007-2013 ada kenaikan sisa cadangan yang cukup signifikan sekitar 28,184.3 MSTB. Tingkat laju pengurangan pada lapangan Jirak terlihat bervariasi naik dan turun dari tahun 1993-2001 sekitar 2.6%, dan mengalami penurunan secara menerus mulai tahun 2002-2013 hingga hanya sekitar 0.3%. Masalah sosial masih menjadi kendala utama dalam pengembangan dan peningkatan produksi minyak yaitu dengan penduduk di sekitar wilayah kerja sehingga pergerakan alat berat dan *hoist* untuk melakukan perawatan sumur terkendala. (*balance* edisi tahun I volume 7, pertamina-ep.com).



Gambar 4  
Profil produksi Lapangan Gunung Kemala



Gambar 5  
Profil produksi Lapangan Jirak

Sejarah produksi minyak lapangan Ramba dari periode tahun 1993-2013 terus mengalami penurunan produksi tercatat sekitar 3,339.0 MSTB per tahun dan terus menurun menjadi 488.8 MSTB per tahun. Periode tahun 1993-2002, sisa cadangan pada rata-rata angka sekitar 17,435.9 MSTB kemudian menurun secara berarti pada periode tahun 2003-2008 mencapai sekitar 3,892.6 MSTB. Periode tahun 2009-2013 sisa cadangan mengalami kenaikan yang cukup signifikan karena adanya penemuan cadangan baru atau perubahan status cadangan, mencapai rata-rata sekitar 28,327.2 MSTB. Tingkat laju pengurangan pada lapangan Ramba, terlihat mengalami kenaikan yang sangat berarti dari tahun 1993-2008 dengan

tingkat laju pengurasan bisa tercapai sekitar 28.4%, kemudian mengalami penurunan secara drastis terjadi mulai tahun 2009-2013 sampai hanya sekitar 2.2%, kemungkinan hal ini bisa terjadi karena tidak adanya *upgrading* fasilitas produksi dan juga berkembangnya permasalahan pipa Tempino-Palju.

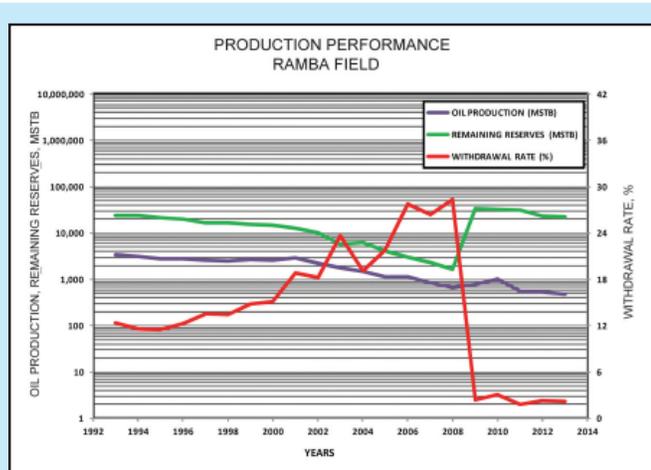
Sejarah produksi minyak lapangan Talang Akar/Pendopo dari periode tahun 1993-2013 terus mengalami penurunan, terlihat produksi tercatat sekitar 394.5 MSTB per tahun dan terus menurun sampai mencapai 200.5 MSTB per tahun. Periode tahun 1993 sampai tahun 2006 sisa cadangan pada rata-rata angka sekitar 11,445.2 MSTB, kemudian menurun pada periode tahun 2007-2010 mencapai sekitar 9,376.8 MSTB. Sisa cadangan mengalami kenaikan yang cukup signifikan pada periode tahun 2011-2013, karena adanya penemuan cadangan baru atau perubahan status cadangan, tercatat mencapai rata-rata sekitar 27,907.3 MSTB. Dari sisi tingkat laju pengurasan pada lapangan Talang Akar/Pendopo, terlihat bervariasi naik dan turun, sampai tahun 2010 mempunyai tingkat laju pengurasan rata-rata mencapai sekitar 2.1%, kemudian mengalami penurunan mulai tahun 2011-2013 hingga hanya sekitar 0.7%, karena lapangan ini mempunyai kandungan airnya tinggi bisa mencapai 90%.

#### IV. PROYEKSI

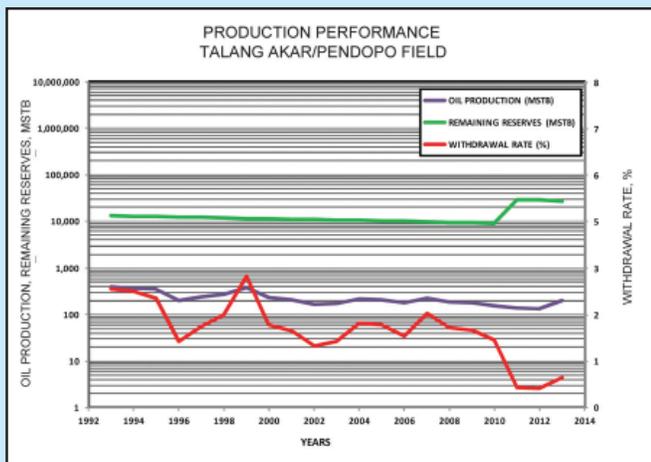
Kapasitas produksi minyak lapangan-lapangan Sumatera Selatan secara teoritis sebenarnya masih bisa ditingkatkan, karena belum diproduksi secara optimal. Dari sejarah produksi terlihat pada periode tahun 2005-2008 lapangan Gunung Kemala mempunyai kapasitas produksinya mencapai angka rata-rata sekitar 1,200 BOPD atau dengan laju pengurasan masih sekitar 4.1%. Pada tahun 2013 produksi minyak diproduksi tidak lebih dari 500 BOPD dengan laju pengurasan hanya sekitar 0.8%. Untuk mencapai laju pengurasan sekitar 8.0%, lapangan Gunung Kemala harus ditingkatkan kapasitas produksinya sampai mencapai sekitar 5,500 BOPD atau sekitar 2,200 MSTB per

tahun, dengan melakukan pemboran sumur baru pada zona *upside potentials* untuk optimasi produksi pada zona eksisting.

Dilihat dari sejarah produksi pada periode tahun 1993-2008 lapangan Ramba secara teknis dapat ditingkatkan kapasitas produksinya, karena bisa mencapai angka rata-rata sekitar 6,000 BOPD atau bisa mencapai laju pengurasan rata-rata sekitar 18.1%. Pada tahun 2013 produksi minyak diproduksi tidak lebih dari 1,500 BOPD dengan laju pengurasan hanya sekitar 2.2%. Untuk mencapai laju pengurasan sekitar 8.0%, lapangan Ramba harus ditingkatkan kapasitas produksinya sampai mencapai sekitar 4,000 BOPD atau sekitar 2,000 MSTB per



Gambar 6  
Profil produksi Lapangan Ramba



Gambar 7  
Profil produksi Lapangan Talang Akar/Pendopo

tahun, dengan catatan ada pembukaan sumur baru dan langkah lainnya dilakukan stimulasi dengan acid (HCL) dan juga bisa dengan metode lain untuk optimasi *lifting* seperti mengganti *jack pump* dengan *electric submersible pump* (ESP).

Di lapangan Jirak bahwa kapasitas produksi pada periode tahun 1993-2001 bisa mencapai angka rata-rata sekitar 300 BOPD atau masih mencapai laju pengurasan rata-rata sekitar 2.6%. Pada tahun 2013 produksi minyak diproduksi tidak lebih dari 200 BOPD dengan laju pengurasan hanya sekitar 0.3%. Untuk mencapai laju pengurasan sekitar 8.0%, lapangan Jirak harus ditingkatkan kapasitas produksinya sampai mencapai diatas sekitar 6,500 BOPD atau sekitar 2,500 MSTB per tahun, hal ini bisa dilakukan dengan mengatasi masalah sosial gangguan dari masyarakat sekitar daerah operasi dengan mengintensifkan komunikasi dengan masyarakat sekitar dan pemerintahan daerah setempat. Disamping masalah sosial, kehandalan fasilitas produksi merupakan salah satu kunci utama dalam peningkatan laju produksi dengan melakukan perawatan secara *preventive maintenance*, dengan metode reaktivasi sumur menggunakan teknik perendaman dan stimulasi *paraffin solvent*, termasuk *pilot waterflood* EOR. (*balance* edisi tahun I volume 7, [pertamina-ep.com](http://pertamina-ep.com))

Pada awal produksi periode tahun 1993-1994 lapangan Talang Akar/Pendopo kapasitas produksinya bisa mencapai angka rata-rata sekitar 1,000 BOPD atau masih mencapai laju pengurasan rata-rata sekitar 2.9%. Pada tahun 2013 produksi minyak diproduksi tidak lebih dari 600 BOPD dengan laju pengurasan hanya sekitar 0.7%. Untuk mencapai laju pengurasan sekitar 8.0%, lapangan Talang Akar/Pendopo harus ditingkatkan kapasitas produksinya sampai mencapai sekitar 6,000 BOPD atau sekitar 2,400 MSTB per tahun, dengan memproduksi sumur dengan metode *tank on site* untuk sumur-sumur yang memiliki tekanan rendah dan juga menerapkan metode stimulasi sumur injeksi menggunakan air terproduksi sesuai dengan perhitungan yang tepat serta melakukan penambahan sumur baru. Guna mendukung peningkatan produksi tersebut, diharapkan pemerintah kota untuk mempercepat dan mempermudah pemberian ijin terkait kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas.

## V. KESIMPULAN

Lapangan-lapangan minyak Sumatera Selatan yang masih mempunyai potensi untuk peningkatan produksi berdasarkan cadangan minyak tersisa lebih besar 20 juta barrel adalah lapangan Gunung Kemala, Jirak, Ramba dan Talang Akar/Pendopo. Lapangan-lapangan tersebut juga masih mempunyai tingkat laju pengurasan yang rendah berkisar 0.3-2.2%.

Penyebab utama laju pengurasan rendah adalah pengelolaan produksi lapangan-lapangan Sumatera Selatan yang tidak dilakukan dengan baik, karena banyak masalah yang dihadapi antara lain tumpang tindih lahan, perijinan, sabotase, hingga pencurian fasilitas migas dan illegal tapping, maka sumur-sumur yang berproduksi di lapangan tersebut menurun produksinya secara drastis dan faktor perolehan yang didapat tidak sesuai dengan yang diharapkan.

Potensi peningkatan produksi minyak lapangan-lapangan Sumatera Selatan masih cukup tinggi, yang diindikasikan dengan tingkat laju pengurasan pada tahun 2013 yang rendah hanya sekitar 1.0% jauh dibawah rata-rata nasional sebesar 8%.

Untuk meningkatkan produktifitas sumur di lapangan-lapangan Sumatera Selatan, perlu kajian secara menyeluruh dan terintegrasi mengenai karakteristik fluida reservoir maupun karakteristik batuan reservoir.

Stimulasi dengan metode reaktivasi sumur menggunakan teknik perendaman dan stimulasi *paraffin solvent* termasuk *pilot waterflood* EOR, diperlukan untuk merubah *wettabilitas* batuan yang akan membantu peningkatan permeabilitas relatif minyak terhadap batuan, dan penggunaan *paraffin solvents* akan melarutkan *wax*, hal ini merupakan upaya peningkatan produksi minyak.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada tim Inventarisasi dan Analisa Data Cadangan Migas Indonesia 01 Januari 2013 yang telah membantu selama penelitian berlangsung dengan memberikan informasi dan masukan selama penulisan makalah ilmiah ini.

## KEPUSTAKAAN

Boyun Guo., William C. Lyons., & Ali Ghalambor., February 2007 : “*Petroleum Production Engineering*”, A Computer-Assisted Approach, Elsevier and Technology Books.

**De Coster, G.L.**, 1974: "*The Geology of the Central and South Sumatera Basins*".

**Hartanto, K., Widiyanto, E. & Safrizal.**, 1991: "*Hydrocarbon prospect related to the local unconformities of the Kuang Area, South Sumatra Basin*", In: Indonesian Petroleum Association, Proceedings of the 20th Annual Convention, Jakarta, 1, 17-36.

**Larry W. Lake.**, 2010: "*Enhanced Oil Recovery*", Society of Petroleum Engineering.

**M. Ikin Hardikin., Indriyono ES., & Hariyono.**, Desember 2009: "*Perendaman Paraffin Solvent Sebagai Upaya Peningkatan Produksi Sumur Minyak di Lapangan Tapan Timur*", Makalah Profesional, Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia, Simposium Nasional IATMI.

**PT. Pertamina EP.**: "*Balance Edisi Tahun I volume 7*", pertamina-ep.com.

**PPPTMGB "LEMIGAS"**, Desember 2013, Balitbang ESDM, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia.: "Inventarisasi dan Analisa Data Cadangan Migas Indonesia 01 Januari 2013", Laporan Tidak Dipublikasikan.

**SKK MIGAS.**, Februari 2013: "Bumi Buletin SKK MIGAS No. 9".

**Sardjito, Fadianto, Eddy, Djumlati & Hansen, S.**, 1991: "Hydrocarbon prospect of the Pre-Tertiary basement in Kuang Area, South Sumatra", Proceedings of Indonesian Petroleum Association 12th Annual Convention, p. 101-113.

**Widarsono, B.**, May 2007: "*Indonesia's Natural Gas: Reserves, Production, and Challenges*", LEMIGAS Scientific Contributions to Petroleum Science and Technology, Vol. 30, No.1, pp: 24-34.