

Potensi Peran Kawasan Jawa Timur/Tengah dalam Produksi Minyak dan Gas Bumi Nasional: Sebuah Kajian Atas Kinerja, Peluang, Tantangan, dan Proyeksinya

Oleh: **Bambang Widarsono**

Peneliti Madya 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

Teregistrasi I Tanggal 15 Juli 2010; Diterima setelah perbaikan tanggal 11 Agustus 2010

Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2010

S A R I

Jawa Timur dan Jawa Tengah (bagian timur) adalah salah satu dari beberapa wilayah di Indonesia dengan sejarah eksploitasi yang cukup panjang. Sejak awal dieksploitasi pada awal-awal dasawarsa 1890-an kawasan ini memiliki nilai keekonomian yang cukup strategis. Setelah sekian lama nilai strategisnya tertutupi oleh kegiatan eksplorasi dan produksi di wilayah-wilayah lain di Indonesia, dekade 1980-an menandai mulai bangkitnya industri minyak dan gas bumi di Jawa Timur/Tengah dengan penemuan akumulasi gas di kawasan Pagerungan. Penemuan ini kemudian diikuti dengan penemuan-penemuan lain dalam tiga dasawarsa terakhir ini. Tulisan ini menyajikan analisis atas berbagai aspek potensi Jawa Timur/Tengah sebagai kawasan produsen minyak dan gas bumi yaitu sejarah produksi, sejarah perkembangan cadangan, distribusi cadangan, kinerja produksi individual lapangan, komposisi produksi secara keseluruhan, proyeksi produksi, dan tantangan-tantangan yang harus diatasi. Hasil kajian atas seluruh data dan informasi menunjukkan bahwa kawasan ini dapat meningkatkan kontribusinya terhadap produksi nasional dari masing-masing 5,7% dan 4% untuk minyak dan gas pada saat ini menjadi sekitar 25% pada tahun 2014 untuk minyak dan sekitar 12% pada tahun 2012 untuk gas. Untuk itu ada beberapa kendala semi-teknis dan non-teknis yang harus diatasi yang sampai saat ini belum dapat sepenuhnya diatasi. Beberapa kesimpulan yang penting termasuk masih tingginya potensi produksi kawasan, perlunya mengakselerasi kegiatan eksplorasi untuk menggantikan cadangan yang telah atau akan segera diproduksi, dan perlu dicermatinya pengelolaan eksploitasi gas yang lebih dari separuh cadangannya adalah gas dari tipe *associated* dan sebagian besar berada pada lokasi-lokasi di lepas pantai.

Kata kunci: Jawa Timur/Tengah, potensi produksi, kinerja produksi, tantangan dan kendala, proyeksi produksi, peningkatan kontribusi pada produksi nasional

ABSTRACT

East and Central Java provinces are ones of Indonesian territories that have undergone very long history of petroleum production. As early as 1890's the region had played a strategic economics role. After the region's eclipse among other regions' production contributions the decade of 1980s had marked the region's significance with the discovery of Pagerungan productive region. This discovery was followed with other significant gas discoveries in the last recent three decades. This article presents an analysis on the region's various potential aspects including production history, development of reserves, reserves distribution, production performance of individual field, production composition in general, production forecast, and challenges that have to be dealt with. Overall analysis has

shown that this region can lift its contribution to national production from 5.7% and 4% for oil and gas, respectively, to 25% in 2014 for oil and around 12% in 2012 for gas. In order to achieve these goals there are several semi-technical and non-technical constraints that have not been solved so far. Some important conclusions include the high potential still shown by the region, the need to accelerate exploration to replace existing reserves, and the need to pay attention on gas production management, which reserves are of associated type and most of them are located in offshore locations.

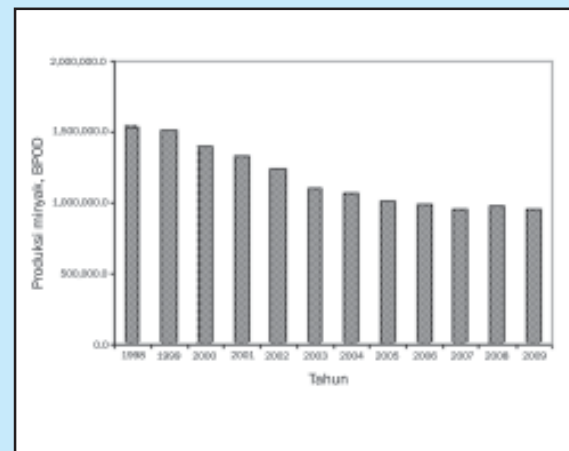
Key words: East/Central Java, potential production, production performance, challenges and constraints, production projection, improvement on contribution to national production

I. PENDAHULUAN

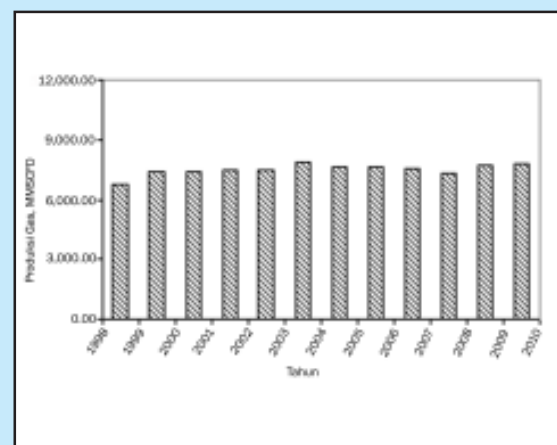
Dekade pertama pada abad ke 21 ini menyaksikan turunnya produksi minyak (+ kondensat) secara hiperbolik (laju penurunan 8 – 12% per tahun), dari rata-rata sekitar 1.540 ribu BOPD (*barrels oil per day*) pada tahun 1999 menjadi rata-rata sekitar 952 ribu BOPD pada tahun 2009 (Gambar 1). Berbeda dengan cukup kontras, produksi gas bumi menunjukkan kecenderungan untuk lebih stabil dan dapat mempertahankan laju produksi yang dibutuhkan pada tingkat rata-rata per tahun sekitar 7.800 MMSCFD (*million standard cubic-feet per day*) (Gambar 2) (Widarsono, 2007; KESDM, 2010). Penurunan produksi minyak secara nasional ini berbarengan dengan menurunnya produksi pada lapangan-lapangan besar seperti Minas, Widuri, dan Arjuna yang memang telah mencapai tahap *mature* dalam sejarah produksinya. Sesuai dengan penurunan produksi minyak yang dapat dinilai sebagai secara hiperbolik tersebut, periode 2-3 tahun terakhir ini ditandai dengan melandainya penurunan sehingga hanya sekitar 3% per tahun. Situasi yang membaik ini ditambah dengan tingkat produksi yang cenderung naik pada bulan-bulan pertama tahun 2010 (produksi minyak dan kondensat rata-rata sepanjang kuartal pertama 2010 adalah 957 ribu BOPD dan mencapai 970 ribu BOPD pada Mei 2010) (BPMIGAS, 2010) tidak lepas dari peran Jawa Timur sebagai daerah yang pada beberapa tahun terakhir ini menunjukkan potensi produksi yang semakin baik.

II. SEJARAH SINGKAT PRODUKSI CEKUNGAN SEDIMEN JAWA TIMUR

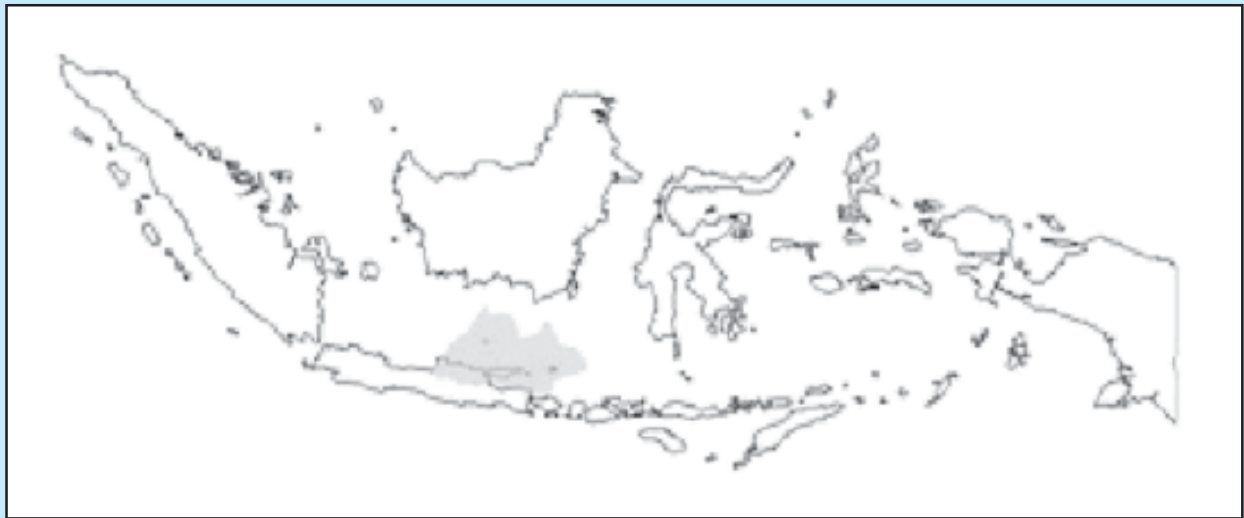
Lapangan-lapangan produktif di Jawa Timur – dan bagian timur propinsi Jawa Tengah – secara keseluruhan terletak pada cekungan-cekungan sedimen Jawa Timur Utara (JTU) dan Jawa Timur Utara *Offshore* (JTUO). Gambar 3 memperlihatkan



Gambar 1
Produksi minyak bumi dan kondensat nasional periode 1998-2009 (sumber data: KESDM, 2010)



Gambar 2
Produksi gas bumi nasional periode 1998-2009 (sumber data: KESDM, 2010)



Gambar 3
Lokasi dan cakupan cekungan sedimen Jawa Timur (area gelap)

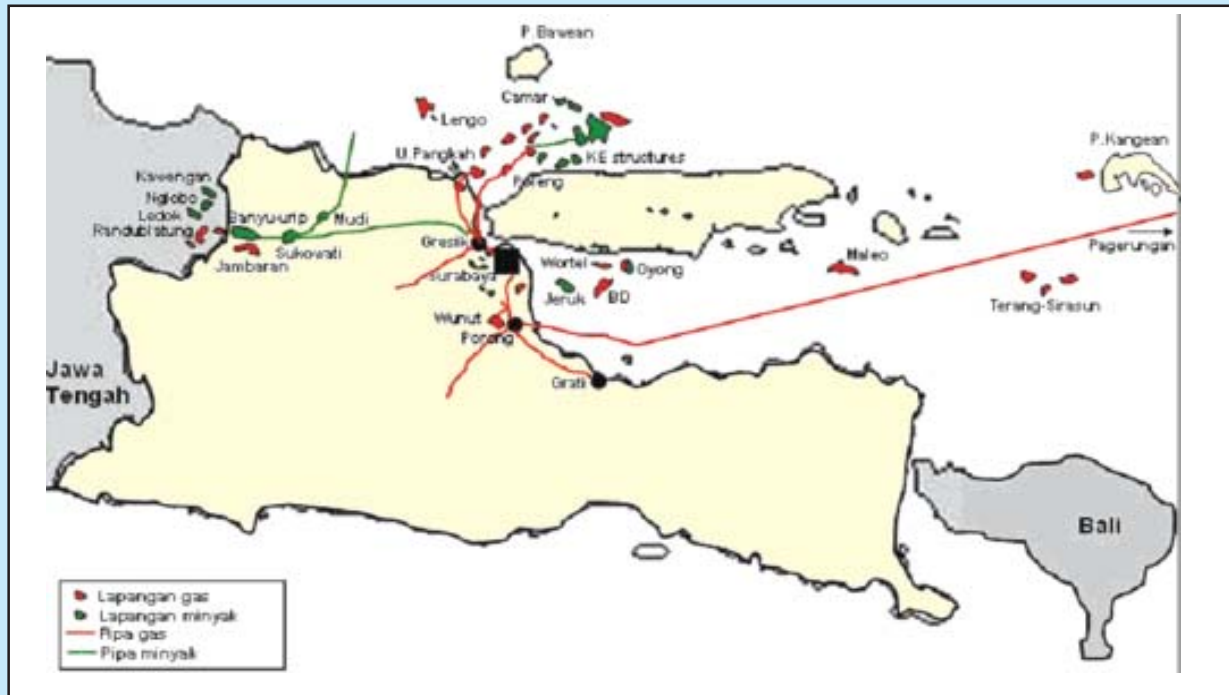
cakupan secara aproksimasi dari kedua cekungan Jawa Timur tersebut. Eksploitasi minyak bumi sudah dimulai pada akhir abad 19 di kawasan Blora-Cepu-Bojonegoro dan lapangan-lapangan tua di kawasan tersebut seperti Ledok, Wonocolo, Kawengan, dan Nglobo masih tetap memproduksi sampai sekarang. Sejarah eksploitasi tersebut dimulai dengan pengeboran sumur pertama di Ledok oleh De Dordtsche Petroleum Maatschappij (DPM), yang di kemudian hari berubah menjadi De Bataafsche Petroleum Maatschappij (BPM), di Ledok pada tahun 1893. Gambar 4 menunjukkan semburan minyak pada sumur tersebut setelah pemasangan kepala sumur. Dekade-dekade selanjutnya ditandai dengan pengembangan lapangan-lapangan di kawasan itu hingga mencapai tingkat eksploitasi bernilai ekonomi cukup tinggi sepanjang era-era penjajahan Belanda, pendudukan Jepang, revolusi kemerdekaan, dan Indonesia merdeka.

Dekade 1980-an dan 1990-an adalah dimulainya suatu era baru yang ditandai dengan adanya penemuan-penemuan di cekungan JTU/JTUU lepas pantai utara, timur (kawasan Pangerungan), dan selatan pulau Madura yang kemudian berkontribusi terhadap pasokan gas kebutuhan industri dan pembangkitan listrik Jawa Timur. Pertengahan 1990-an merupakan saat mulai berproduksinya lapangan-lapangan KE di blok Madura Barat, sedangkan akhir dekade 1990-an dan awal dekade pertama pada abad ke-21 menjadi



Gambar 4
Sumur minyak pertama di Ledok yang dibor pada tahun 1893 oleh DPM (sumber: www.pemkabblora.go.id)

saksi penemuan-penemuan yang relatif besar, antara lain lapangan Mudi, Sukowati, dan Banyu Urip. Mudi sudah mulai produksi pada 1998, Sukowati pada 2007, dan Banyu Urip secara terbatas pada 2009. Gambar 5 menyajikan situasi terakhir (2010) eksploitasi minyak

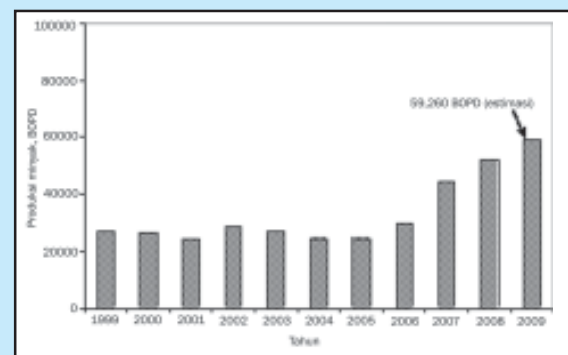


Gambar 5
Jawa Timur dan gambaran situasi terakhir (2010) eksploitasi minyak dan gas bumi

dan gas (migas) di Jawa Timur, serta lapangan-lapangan utama yang dapat berkontribusi pada peningkatan produksi.

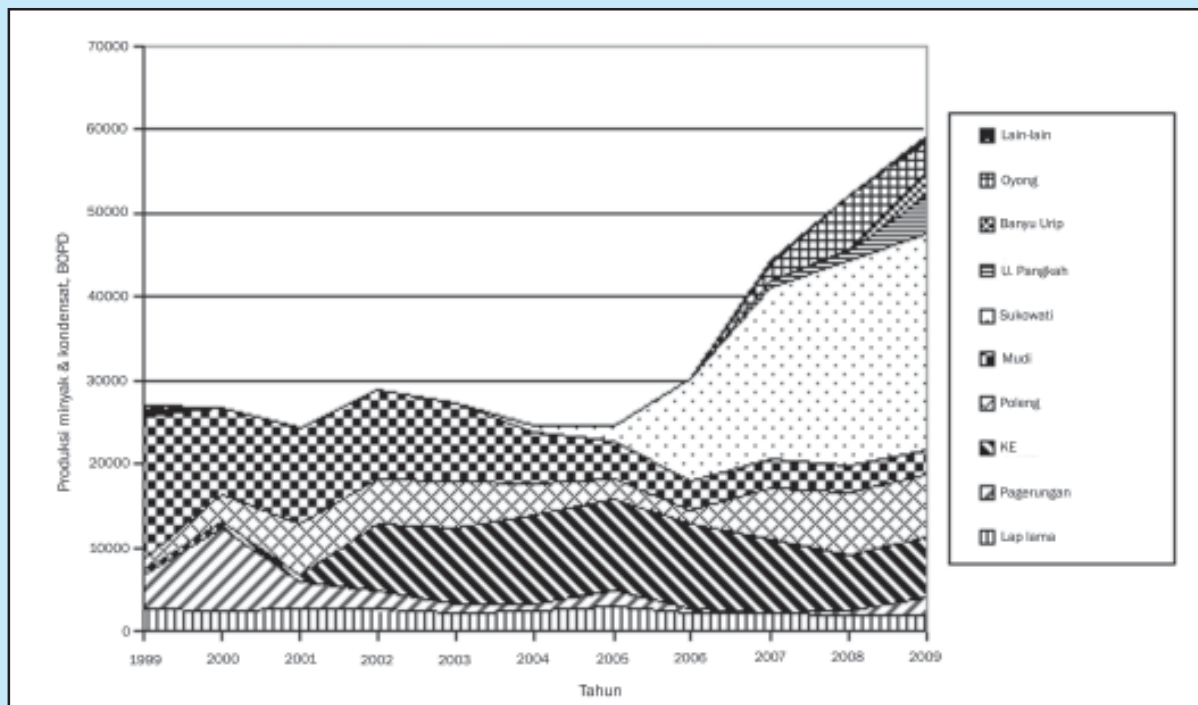
III. SEJARAH PRODUKSI MINYAK BUMI

Secara keseluruhan sejarah produksi minyak Jawa Timur/Tengah sejak dekade 1990-an berkisar pada angka rata-rata 20.000 BOPD per tahun sampai adanya kenaikan yang cukup berarti dengan mulai berproduksinya lapangan Sukowati dan Banyu Urip sehingga pada tahun 2009 produksi rata-rata tercatat 59.260 BOPD (estimasi berdasarkan laporan produksi per perusahaan operator, sumber: BPMIGAS, 2009) (Gambar 6). Secara keseluruhan gambaran komposisi produksi lapangan-lapangan di Jawa Timur/Tengah dapat dilihat pada Gambar 7. Dengan jelas terlihat kecilnya kontribusi dari lapangan-lapangan ‘lama’ di kawasan Blora-Cepu-Bojonegoro di samping kontribusi menyolok dari lapangan-lapangan baru Mudi, KE, Sukowati, dan Poleng. Lapangan-lapangan yang termasuk dalam ‘lain-lain’ adalah lapangan yang secara produksi dan cadangan tidak dapat dikatakan besar. Sebagai contoh adalah lapangan-lapangan Gondang, Camar, dan Tanggulangin.



Gambar 6
Produksi minyak bumi dan kondensat Jawa Timur/Tengah periode 1999-2009 (sumber data: KESDM, 2010)

Ketahanan produksi pada tingkat tersebut di atas, atau jika hendak ditingkatkan, tentu tergantung pada kelestarian (*sustainability*) dari cadangan minyak sebagai pendukungnya. Gambar 8 menyajikan profil cadangan agregat ($\text{cadangan} = 0.9 * P1 + 0.5 * P2 + 0.1 * P3$), di mana P1, P2, dan P3 masing-masing adalah cadangan ‘terbukti’, ‘mungkin’, dan ‘harapan’) minyak dan kondensat untuk periode 1999-2009. Sampai tahun 2004 cadangan bervariasi naik dan

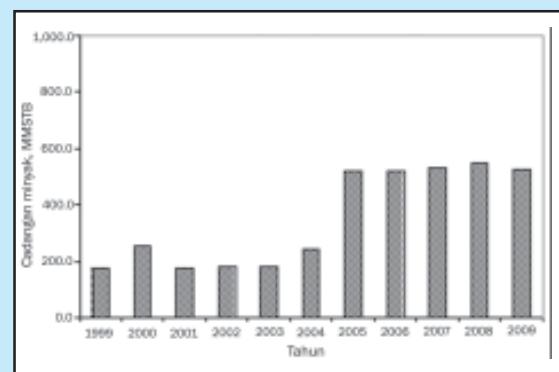


Gambar 7
Komposisi produksi minyak bumi dan kondensat Jawa Timur/Tengah periode 1999-2009
(sumber data: KESDM, 2010)

turun – karena penemuan baru, produksi, dan perubahan status – pada angka sekitar 200 MMSTB (*million stock tank barrel*) hingga naik secara berarti pada 2005 dengan masuknya Banyu Urip hingga mencapai sekitar 530 MMSTB pada tahun 2009. Penambahan cadangan Banyu Urip ini mengubah komposisi lokasi cadangan menjadi 75,2% di darat (*onshore*) dan 24,8% di lepas pantai (*offshore*) (Gambar 9), dan dengan mulai berproduksinya Banyu Urip secara terbatas pada 2009 maka komposisi cadangan menjadi 89,4% berasal dari lapangan yang telah berproduksi dan 10,6% dari yang belum berproduksi (Gambar 10). Kedua gambaran komposisi cadangan ini menunjukkan perlunya usaha eksplorasi yang lebih intensif untuk menggantikan cadangan yang berasal dari lapangan yang telah berproduksi.

IV. SEJARAH PRODUKSI GAS BUMI

Di sektor produksi gas bumi, sejarah produksi pada periode 1999-2009 (Gambar 11) memperlihatkan penurunan secara menerus akibat menurunnya pasokan dari kawasan Pagerungan sampai kemudian terangkat dengan meningkatnya produksi secara berarti dari lapangan Poleng dan lainnya *on stream*



Gambar 8
Perkembangan cadangan (agregat) minyak bumi dan kondensat Jawa Timur / Tengah periode 1999-2009
(sumber data: KESDM, 2010)

gas dari lapangan-lapangan Ujung Pangkah dan Maleo. Secara kontribusi, produksi gas di Jawa Timur/tengah pada periode 1999-2009 didominasi oleh produksi dari kawasan Pagerungan sampai kemudian menurun sampai saat ini pada tingkat sekitar 25 MMSCFD saja (Gambar 12). Secara menerus tetapi tidak begitu besar penurunan ini digantikan oleh gas

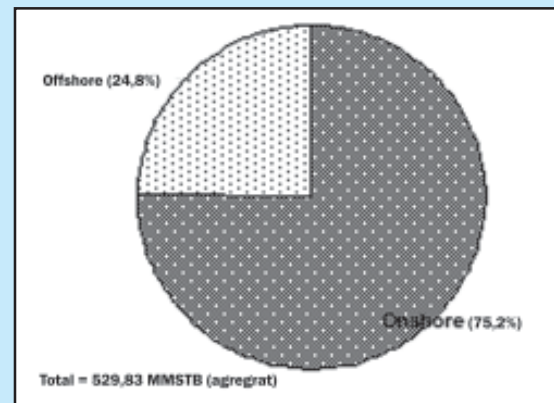
dari Poleng dan struktur-struktur KE, di samping produksi dari lapangan Wunut yang menurun dengan cepat akibat tingkat kompleksitas reservoirnya yang tinggi. Seperti telah disebutkan di atas, produksi dari Ujung Pangkah dan Maleo mulai meningkat pada 2007 meskipun dibayangi oleh terjadinya *early water production* di lapangan Ujung Pangkah.

Cadangan agregat gas bumi cenderung konstan dan sedikit menurun pada tiga tahun terakhir dari periode tersebut (Gambar 13). Tetapi berkebalikan dengan gambaran cadangan minyak bumi, cadangan gas bumi sebagian besar terletak di lepas pantai (89,3%) (Gambar 14) dan terdiri secara berimbang atas gas *associated* (51,1%) dan gas *non-associated* (48,9%) (Gambar 15). Berbeda juga dengan halnya cadangan minyak, cadangan gas bumi agregat sebagian besar masih berstatus non-produksi (52,5%) (Gambar 16) sehingga dengan secara hati-hati dapat dianggap bahwa produksi gas lebih bersifat *sustainable* dibanding minyak bumi meskipun memang tercatat senantiasa adanya kecenderungan kekurangan pasokan sampai saat ini.

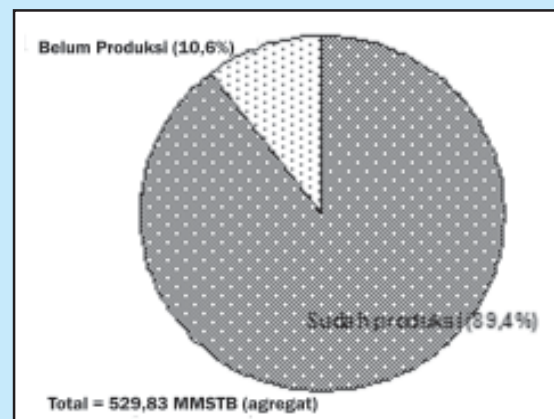
V. ANALISIS DAN PROYEKSI

Produksi minyak dan gas bumi (migas) Jawa Timur/Tengah secara teoritis sebenarnya masih dapat ditingkatkan. Hal ini karena memang masih banyaknya lapangan-lapangan yang belum dapat atau terhalang untuk dapat berproduksi secara optimum. Beberapa contoh adalah:

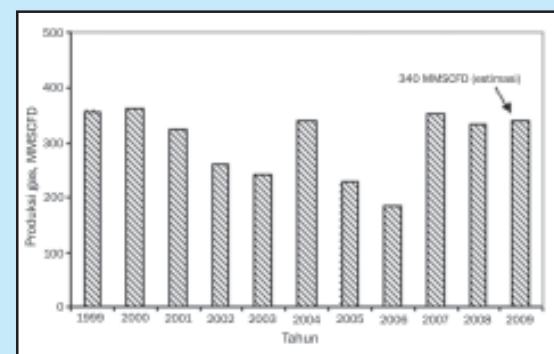
- Lapangan Banyu Urip yang secara teknis dapat ditingkatkan kapasitas produksinya pada 2011 hingga mencapai 40.000 BOPD sebelum mencapai puncaknya pada 165.000 BOPD 4-5 tahun setelah produksi awal jika semua berjalan lancar. Saat ini kapasitas maksimum produksi dalam skenario *early production facility* (EPF) adalah 25.000 BOPD meskipun saat ini diproduksi tidak lebih dari 20.000 BOPD. Peningkatan kapasitas secara bertahap ini sebenarnya masih dalam pertimbangan karena opsi langsung menuju *full field development* (FFD) kemungkinan besar akan diadopsi sehingga skenario EPF akan ditinggalkan.
- Lapangan Sukowati yang dipercaya bahwa pada dasarnya masih dapat ditingkatkan produksi minyak dan gas *associated*-nya. Rencana untuk meningkatkan kombinasi produksi lapangan Mudi dan Sukowati hingga mencapai 58.000 BOPD,



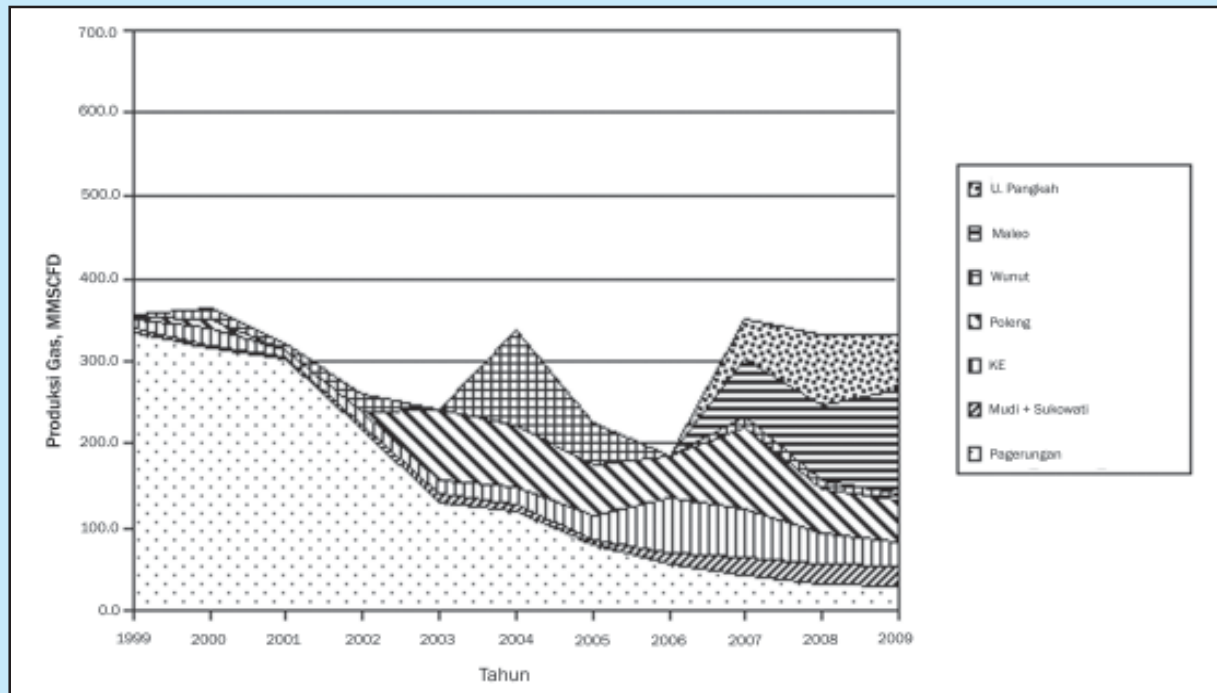
Gambar 9
Komposisi lokasi cadangan (agregat) minyak dan kondensat Jawa Timur/Tengah (31 Des 2009)
(sumber data: KESDM, 2010)



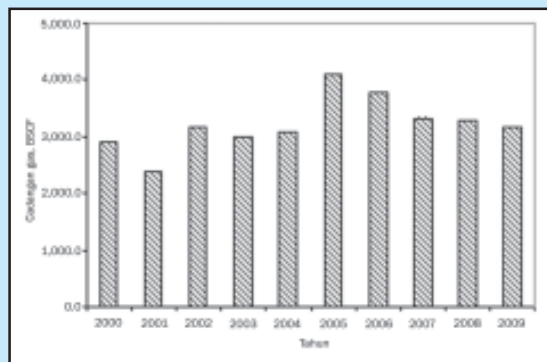
Gambar 10
Komposisi cadangan (agregat) minyak dan kondensat Jawa Timur/Tengah (31 Des 2009) sehubungan dengan status produksi dan non-produksi (sumber data: KESDM, 2010)



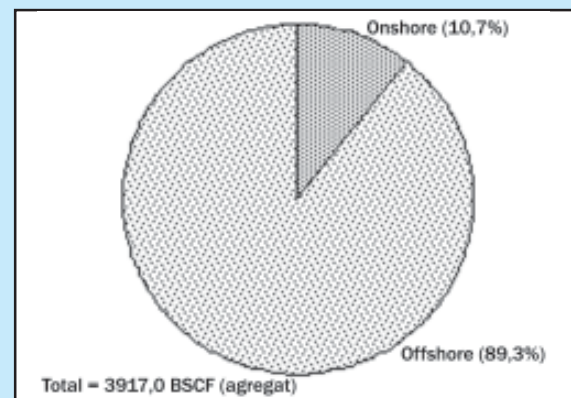
Gambar 11
Produksi gas bumi Jawa Timur/Tengah periode 1999-2009



Gambar 12
Komposisi produksi gas bumi Jawa Timur/Tengah periode 1999-2009. (sumber data: KESDM, 2010)



Gambar 13
Perkembangan cadangan (agregat) gas bumi Jawa Timur/Tengah periode 1999-2009. (sumber data: KESDM, 2010)



Gambar 14
Komposisi lokasi cadangan (agregat) gas bumi Jawa Timur/Tengah (31 Des 2009). (sumber data: KESDM, 2010)

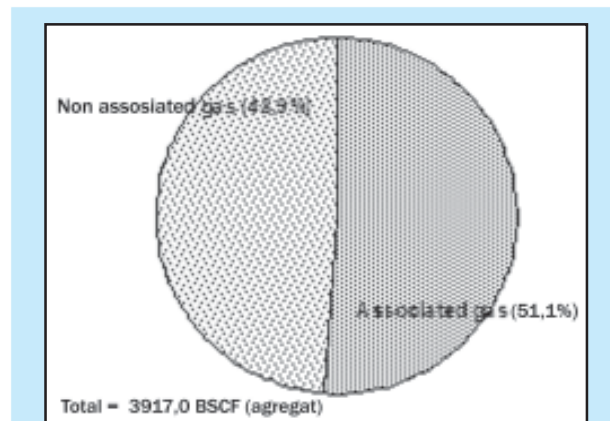
dari tingkat produksi 37.000 BOPD saat ini, kemungkinan besar akan diimplementasikan menjelang akhir tahun 2010.

- Struktur-struktur di KE, blok West Madura, yang dapat ditingkatkan produksinya dari sekitar 21.000 BOPD (dengan Poleng menjadi sekitar 28.000 BOPD) menjadi 24.000 BOPD (kuota APBN 2010 adalah 11.900 BOPD) jika rencana

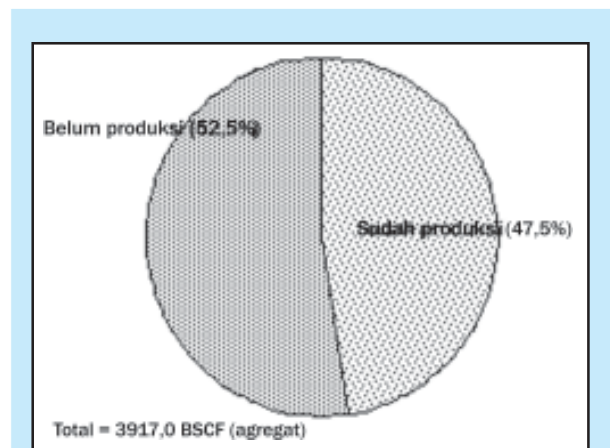
pengembangan lapangan yang sudah ada diimplementasikan. Peningkatan produksi dapat diperoleh pada akhir 2010 dan memuncak pada 2011. Produksi gas struktur-struktur KE ditambah Poleng saat ini berkisar pada 200 MMSCFD. Potensi ini ditambah dengan kemungkinan ditemukannya cadangan-cadangan baru mengingat tingkat keberhasilan eksplorasi di

kawasan ini yang mencapai di atas 60%. Sampai saat ini diperkirakan kawasan tersebut mengandung sumber daya sebesar 1,12 miliar barel minyak dan 4,8 TSCF (*trillion standard cubic-feet*) gas (KESDM, 2010).

- Lapangan Ujung Pangkah (blok Pangkah), di mana produksi dapat ditingkatkan dari saat ini 4200 BOPD menjadi 10.000 BOPD (tahun 2011) pada saat *wellhead platform* (WHP) B dan fasilitas pemrosesan lapangan tambahan dipasang pertengahan 2011. Dengan demikian kendala batasan pemrosesan air produksi 10.000 BOPD dapat diatasi. Pengembangan lanjut dengan instalasi WHP-West untuk menangani struktur Ujung Pangkah bagian barat dan juga pengembangan lapangan Sidayu yang terletak beberapa kilometer saja di utara struktur utama Ujung Pangkah akan dapat paling tidak menjaga tingkat produksi.
- Lapangan-lapangan minyak lain berukuran lebih kecil yang belum diproduksi seperti Sepanjang (sekitar 2000 BOPD), Pagerungan Utara *off-shore* (5000 BOPD), SW Mudi (sekitar 5000 BOPD), dan Lengowangi (500 – 1000 BOPD) dapat membantu dalam meningkatkan atau paling sedikit mengurangi laju penurunan produksi Jawa Timur/Tengah.
- Prospek lapangan-lapangan gas blok Kangean (Terang, Sirasun, dan Batur, TSB) dengan kapasitas produksi 300 MMSCFD masih menunggu pengadaan *floating processing unit* (FPU). Lapangan Wortel (blok Sampang) dengan kapasitas produksi 47 MMSCFD akan direncanakan untuk melaksanakan *first gas* pada akhir 2011. Demikian juga dengan struktur BD yang masih menunggu keputusan perpanjangan kontrak KKSnya. Lapangan tersebut memiliki kapasitas produksi sekitar 200 MMSCFD gas dan dapat segera diproduksi pada tahun 2011 atau 2012. Prospek serupa adalah cadangan gas lapangan Jambaran di kawasan Cepu (blok Cepu) yang diperkirakan cukup besar tapi masih menunggu kajian lebih jauh.
- Pemanfaatan gas dari Sukowati sebesar 30-40 MMSCFD yang selama ini dibakar karena tidak adanya kepastian konsumen (*offtaker*).
- Lapangan Jeruk di SW Madura dengan minyaknya yang bertitik tuang tinggi dan kandungan residu tinggi yang karena tingkat



Gambar 15
Komposisi cadangan (agregat) gas bumi Jawa Timur/Tengah (31 Des 2009) dari segi jenisnya. (sumber data: KESDM, 2010)



Gambar 16
Komposisi cadangan (agregat) gas bumi Jawa Timur/Tengah (31 Des 2009) sehubungan dengan status produksi dan non-produksi. (sumber data: KESDM, 2010)

kerumitannya yang tinggi untuk dikembangkan masih menunggu kajian keekonomian yang lebih baik.

- Lapangan baru seperti lapangan Lengo di lepas pantai Tuban yang baru memiliki satu sumur *discovery* dengan hasil uji 12 MMSCFD.

Dengan mengasumsi bahwa: 1) Semua potensi dan prospek yang dikemukakan di atas mendapatkan penyelesaian yang baik, 2) Banyu Urip mengikuti skenario EPF bertahap dan tidak langsung menuju *full field development* (FFD), 3) tidak ada gangguan yang bersifat non-teknis, dan 4) laju penurunan produksi per tahun sebesar 5% maka produksi pada 2011 dapat mencapai 70.000-80.000 BOPD. Jika penurunan laju produksi 10% per tahun dipakai maka

diperkirakan profil kemampuan produksi minyak akan meningkat secara berarti dalam 3-4 tahun ke depan. Gambar 17 memperlihatkan estimasi profil peningkatan produksi minyak pada periode 2003-2014. Menurut estimasi tersebut tingkat produksi setinggi 260.000 BOPD dapat diperoleh pada tahun 2014.

Untuk gas bumi, proyeksi produksi gas juga akan meningkat seiring dengan meningkatnya produksi minyak dengan *associated gas* ikutannya dan adanya beberapa penemuan cadangan gas *non-associated* seperti di lapangan-lapangan Terang-Sirasun-Batur, BD, dan Wortel. Meskipun demikian peningkatannya tidak akan setajam seperti halnya minyak karena minyak Banyu Urip, yang merupakan komponen utama peningkatan produksi minyak, adalah minyak berat yang tidak banyak mengandung gas. Meskipun peningkatan produksi gas dalam tahun-tahun mendatang akan dimotori oleh gas *non-associated* tetapi meningkatnya produksi minyak dari beberapa lapangan dengan minyak yang relatif ringan seperti Ujung Pangkah dan Mudi/Sukowati juga berarti meningkatnya komponen gas *associated* yang terproduksi. Dengan mengambil asumsi: 1) 10% laju penurunan produksi per tahun, 2) lapangan-lapangan dengan gas *associated* dan *non-associated* dianggap sebagai satu 'paket' gas *associated*, 3) rasio gas/minyak produksi yang konstan setelah 2010 (angka rasio diwakili angka 2009), 4) produksi dari lapangan baru tapi berukuran kecil (mis.: SW Mudi, Sepanjang, N. Pagerungan) diabaikan maka prakiraan produksi gas hingga 2014 dapat dibuat (Gambar 18). Terlihat bahwa puncak produksi tercapai pada tingkat sekitar 950 MMSCFD pada tahun 2012.

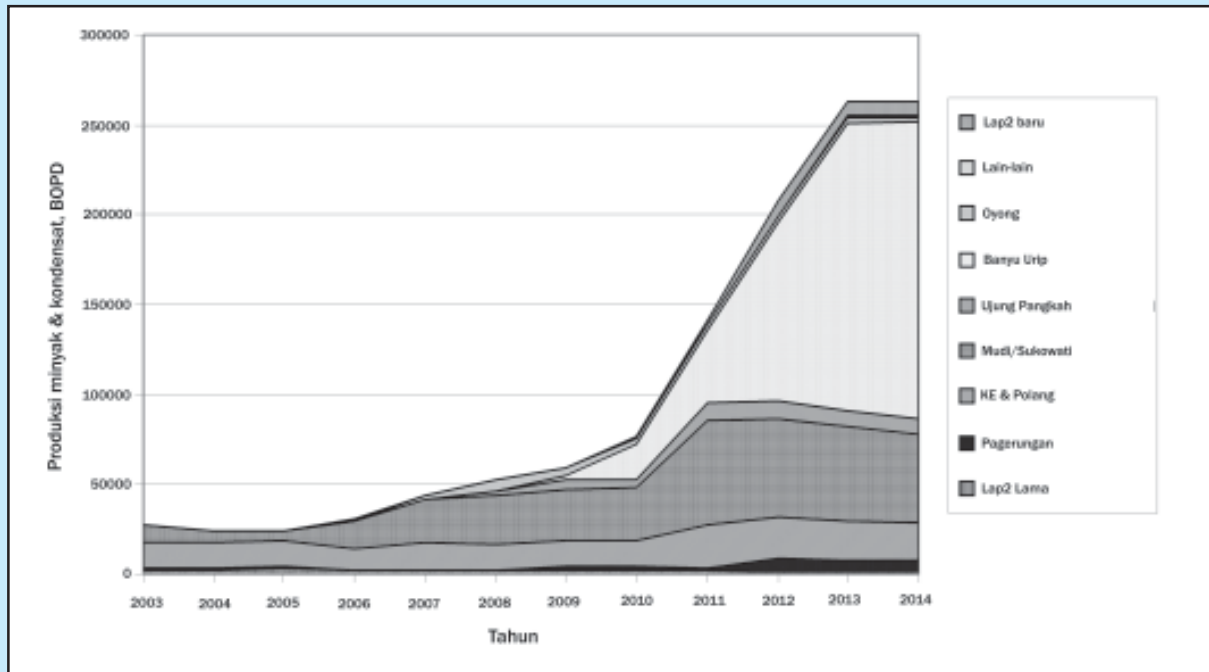
VI. TANTANGAN DAN KENDALA

Seperti yang dikemukakan sebelumnya, prakiraan profil produksi minyak dan gas seperti yang disajikan pada Gambar 17 dan 18 dapat terealisasi jika semua keadaan dan persyaratan yang dibutuhkan dapat dipenuhi. Sangat disadari bahwa, seperti halnya yang terjadi pada wilayah-wilayah lain di Indonesia, pemenuhan keadaan yang kondusif bagi pencapaian tingkat produksi setinggi itu adalah sangat tidak mudah. Berbagai aspek kendala yang sampai saat ini masih seluruhnya atau sebagian belum teratasi adalah, antara lain:

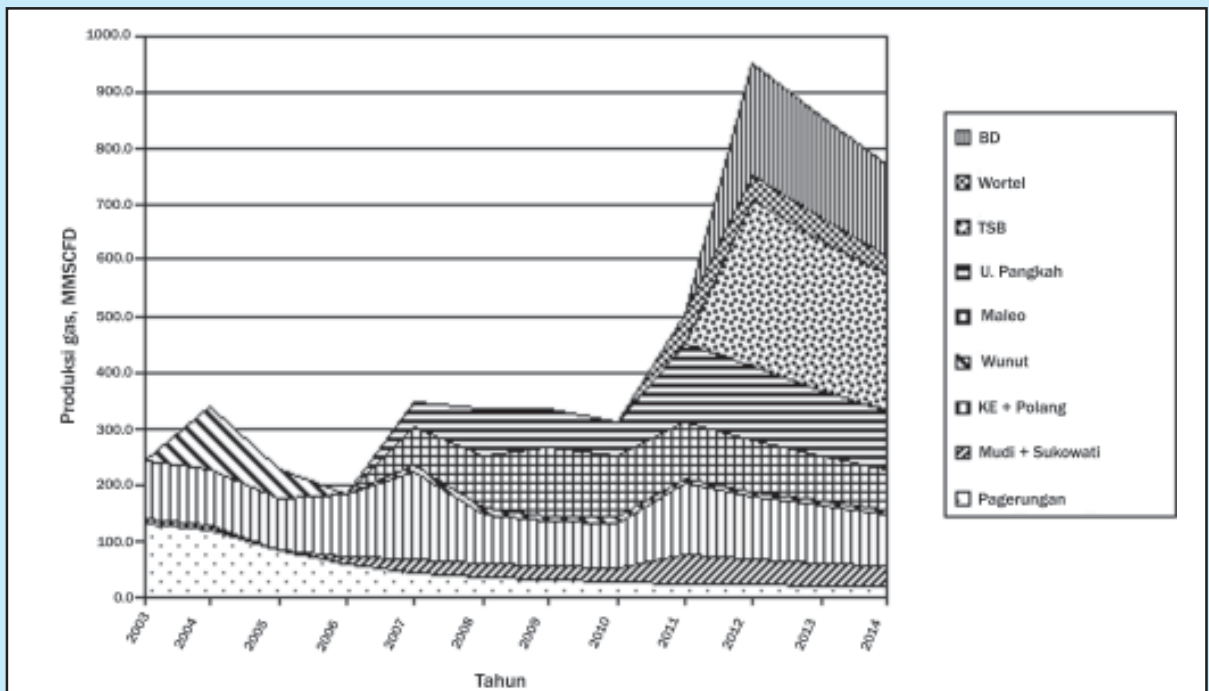
1. Pembebasan tanah yang tertunda, sebagai contoh adalah pengadaan lahan untuk baik skenario EPF

maupun FFD lapangan Banyu Urip masih belum sepenuhnya terselesaikan. Prosedur internal pembelanjaan dari operator lapangan tersebut diduga ikut memperumit masalah. Kesulitan pembebasan tanah juga dialami bagi lokasi-lokasi pemboran di SW Mudi dan Pad-C lapangan Sukowati.

2. Terbatasnya fasilitas transportasi pipa minyak menuju titik pemasaran, terjadi pada sistem pemipaan Banyu Urip-Mudi station-Palang-FSO (*floating storage and offloading*) di lepas pantai Tuban. Kapasitas yang ada sangat terbatas dan hanya dapat memfasilitasi transportasi sebesar 60.000 BOPD saja. Dengan rencana peningkatan produksi Mudi/Sukowati menjadi 58.000 BOPD maka rencana peningkatan produksi Banyu Urip dalam skenario EPF (kapasitas maksimum 25.000 BOPD tapi berproduksi pada tingkat 22.000 BOPD saja pada 2010) tidak akan dapat terlaksana. Pipa ukuran 12" Banyu Urip-Mudi dan pipa Palang-FSO ukuran 16" yang sekarang ada tidak akan bisa mendukung tingkat produksi tersebut. Masalah ini diperumit dengan adanya opsi *blending* minyak kental Banyu Urip dengan minyak Mudi/Sukowati yang lebih ringan dalam bentuk *Mudi-mix* demi kemudahan transportasi dan tingginya harga jual.
3. Kurangnya *oftaker* bagi minyak produksi dan produk bawannya, sebagai contoh adalah disebabkan terbatasnya sistem transportasi pipa dari Banyu Urip maka dibutuhkan *oftaker* alternatif. Operasi kilang mini swasta setempat dengan konsumsi hanya 6000 BOPD dinilai sangat kurang. Contoh lain adalah tidak menentunya kepastian konsumen untuk gas *associated* dari lapangan Sukowati, sehingga untuk mencegah pembakaran (*flare*) gas yang terlalu besar maka produksi minyak terpaksa ditahan pada 37.000 BOPD saja.
4. Ketidakpastian perpanjangan kontrak yang menghalangi investasi bagi pengembangan, dengan contoh adalah dengan tidak diperpanjangnya kontrak KKS blok West Madura (struktur KE) maka rencana peningkatan produksi dari sekitar 21.000 BOPD ke 24.000 BOPD menjadi terancam batal. Keputusan belum diambil mengenai perpanjangan atau pengambilalihan oleh perusahaan minyak nasional. Hal yang sama juga



Gambar 17
Komposisi produksi minyak Jawa Timur/Tengah, sejarah dan proyeksi produksi 2003-2014



Gambar 18
Komposisi produksi gas bumi Jawa Timur/Tengah, sejarah dan proyeksi produksi 2003-2014

dialami oleh perpanjangan KKS untuk *operatorship* dari struktur BD di SW Madura.

5. Operasi produksi yang belum sesuai dengan baku mutu lingkungan, sesuai dengan diberlakukannya UU no. 32 th 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup, beberapa operasi dapat terancam berhenti. Sebagai contoh adalah operasi *flare gas associated* dari lapangan Sukowati sebesar sekitar 30 MMSCFD yang selain tidak memenuhi ambang kebisingan suara juga menyebabkan emisi CO₂ yang memang juga dikandung oleh gas tersebut. Contoh lain adalah usaha *dilution* bagi air buangan dari Ujung Pangkah dengan tujuan agar kandungan minyak menjadi di bawah ambang 50 ppm belum diberi lampu hijau oleh KLH. Hal-hal ini berdampak pada tertahannya pencapaian untuk produksi minyak maksimum.
6. Pelaksanaan asas *cabotage* (telah diberlakukan sejak 2005) yang berpotensi menunda operasi pemboran dan *lifting*, dengan contoh tertundanya pengadaan FSO dan *floating processing unit* (FPU) untuk produksi dari lapangan-lapangan Maleo, Oyong, Pagerungan Utara *offshore* (PUO), dan Terang-Sirasun serta kemungkinan tertundanya pemboran beberapa sumur karena keharusan kepemilikan dalam negeri bagi kapal pemboran, dan
7. Persoalan sosial dan administratif yang dapat mengurangi jaminan kelancaran operasi. Sebagai contoh adalah potensi tertundanya produksi dari blok-blok West Madura dan Pangkah karena keharusan dilakukannya pemindahan sistem pemipaan ke Gresik oleh otoritas perhubungan laut. Persoalan sosial dengan para nelayan di lepas pantai Jawa Timur dan Madura juga dilaporkan dapat mengganggu operasi.

Dengan tidak dapat diatasinya kendala-kendala seperti yang terungkap di atas maka pencapaian seperti yang disajikan pada Gambar 17 dan 18 akan menjadi sulit direalisasikan.

VII. DISKUSI LANJUT

Kendala-kendala di atas sudah selayaknya diberi perhatian penuh oleh pemerintah agar program peningkatan produksi migas yang dicanangkan pemerintah dapat berhasil, mengingat bahwa potensi produksi migas Jawa Timur/Tengah masih cukup tinggi. Sebagai gambaran rasio produksi-cadangan terbukti per tahun (2009) minyak dan gas Jawa Timur/

Tengah adalah 0,051 dan 0,037, masih lebih rendah dibanding dengan angka-angka serupa untuk skala nasional yang masing-masing 0,087 dan 0,099. Masih besarnya potensi produksi yang tersembunyi ini, di samping keberadaan akumulasi migas yang belum ditemukan, membutuhkan perhatian yang serius dari semua pihak yang berkepentingan untuk mewujudkannya.

Proyeksi produksi seperti yang disajikan pada Gambar 17 dan 18 dapat dikatakan sebagai proyeksi yang bersifat kasar dan aproksimasi saja, terutama gas dengan asumsi-asumsinya yang secara keteknikan memang dapat dianggap sebagai suatu *gross simplification*, tetapi kedua proyeksi tersebut dapat memberikan gambaran mengenai apa yang bisa dicapai oleh Jawa Timur/Tengah di masa yang akan datang. Jika diasumsikan produksi minyak nasional mengalami laju penurunan 3% per tahun maka pada 2014 Jawa Timur/Tengah akan memiliki kontribusi sebesar sekitar 25% dari produksi minyak nasional yang pada saat itu diperkirakan bisa mencapai sekitar 1 juta BOPD. Demikian juga dengan tingkat produksi gas yang mencapai 950 MMSCFD pada tahun 2012, atau merupakan sekitar 12% dari produksi nasional (diperkirakan 8000 MMSCFD pada 2012), yang diharapkan dapat membantu sekali dalam memenuhi kebutuhan pasokan gas untuk Jawa Timur. Realisasi yang akan terjadi sangat boleh jadi akan berbeda dengan kedua proyeksi tersebut tetapi perbedaannya tidak akan terlalu mencolok jika memang kendala-kendala yang ada tersebut dapat diatasi.

VIII. KESIMPULAN

Dari analisis dan pembahasan yang dilakukan atas data-data dan informasi yang diperoleh bagi penulisan makalah ini, beberapa kesimpulan utama telah dapat ditarik:

1. Potensi produksi minyak dan gas bumi Jawa Timur/Tengah masih cukup tinggi. Hal ini diindikasikan dari rasio produksi-cadangan terbukti (P1) Jawa Timur/Tengah pada tahun 2009 yang masing-masing 0,051 dan 0,037 (5,1% dan 3,7%) untuk minyak dan gas, lebih rendah dibanding rasio untuk skala nasional yaitu 0,087 dan 0,099 (8,7% dan 9,9%).
2. Kontribusi lapangan-lapangan Pagerungan, KE, Mudi, dan Sukowati sangat berarti. Penemuan dan pemroduksian lapangan-lapangan tersebut menandai hadirnya era baru dalam sejarah

- eksploitasi minyak dan gas bumi Jawa Timur/Tengah yang telah mencapai lebih dari satu abad.
3. Pada saat ini kontribusi produksi Jawa Timur/Tengah terhadap produksi nasional masih rendah yaitu masing-masing 5,7% dan 4% untuk minyak dan gas. Kontribusi ini dapat ditingkatkan menjadi masing-masing sekitar 25% untuk minyak pada tahun 2014 dan 12% untuk gas pada tahun 2012, jika semua kendala yang ada dapat diatasi.
 4. Tingkat keamanan dan prospek produksi gas sebenarnya masih lebih baik dibanding minyak. Hal ini dapat dilihat dari masih banyaknya cadangan yang berasal dari lapangan yang belum berproduksi. Meskipun demikian kenyataan bahwa komposisi cukup tinggi bagi cadangan *off-shore* (89,3%) dan *gas associated* (51,1%) membuat manajemen dan keekonomian eksploitasinya menjadi tidak mudah.
 5. Penyelesaian masalah-masalah non-teknis harus cepat diselesaikan agar target produksi 2014 dapat tercapai. Hal ini agar tidak memperberat masalah-masalah keteknisan (mis.: sumur mengalami produksi air prematur, penurunan laju produksi yang cepat, minyak berat dan kental, dan kandungan CO₂ yang tinggi) yang banyak juga dialami lapangan-lapangan di Jawa Timur/Tengah.
 6. Usaha eksplorasi dan penemuan cadangan baru harus diakselerasi. Hal ini diindikasikan dari relatif sedikitnya cadangan yang berasal dari lapangan yang belum berproduksi terutama untuk minyak (10,6%). Hal ini menunjukkan angka *reserves replacement* Jawa Timur/Tengah harus ditingkatkan.
 7. Asumsi penurunan laju produksi per lapangan sekitar 10% per tahun dapat dianggap sebagai sangat pesimis dibanding laju penurunan secara nasional yang sebesar 3% (periode 2005–sekarang, tanpa produksi dari lapangan baru secara cukup berarti). Secara implisit hal ini

menunjukkan bahwa situasi produksi mulai tahun 2012 dan selanjutnya dapat lebih baik keadaannya dibanding yang diperkirakan dalam studi ini. Untuk mencapainya tentulah dibutuhkan usaha-usaha operasional teknis yang baik dan sesuai, di samping perlunya pengawasan yang cermat tetapi progresif dari pihak otoritas/pemerintah.

8. Potensi produksi cekungan-cekungan sedimen Jawa Timur (JTU dan JTUO) masih sangat tinggi. Hal ini terlihat dari cukup tingginya tingkat penemuan cadangan (di beberapa kawasan bahkan mencapai di atas 60%) dan masih luasnya daerah yang belum dieksplorasi.

IX. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak-pihak di LEMIGAS, BPMIGAS, Ditjen Migas, dan Tim Pengawas Peningkatan Produksi Migas (TP3M) KESDM, tidak dapat saya sebutkan satu persatu di sini karena banyaknya, yang telah sedikit banyak membantu dalam memberikan berbagai informasi yang sangat berharga sehingga gambaran kira-kira mengenai potensi produksi Jawa Timur/Tengah dapat terwujud melalui studi dan tulisan ini.

KEPUSTAKAAN

1. Widarsono, B. (2007). *Indonesia's Natural Gas: Reserves, Production, and Challenges*. LEMIGAS Scientific Contributions to Petroleum Science and Technology, Vol. 30, No.1, May, pp: 24 – 34.
2. KESDM, (2010). *Evaluasi Cadangan Minyak dan Gas Bumi Indonesia, status 1 Jan 2009*. Kementerian Energi dan Sumber Daya mineral, Laporan tidak dipublikasikan.
3. BPMIGAS (2010). *Laporan Produksi Bulanan*. Laporan tidak dipublikasikan.
4. BPMIGAS (2009). *Laporan Produksi Bulanan*. Laporan tidak dipublikasikan.