

Cadangan dan Produksi Gas Bumi Nasional: Sebuah Analisis atas Potensi dan Tantangannya

National Natural Gas Reserves and Production: An Analysis on Potentials and Challenges

Bambang Widarsono

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: bambangw@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 10 Juli 2013; Diterima setelah perbaikan tanggal 16 Agustus 2013

Disetujui terbit tanggal: 30 Desember 2013

ABSTRAK

Dekade 2000-an dan 2010-an menunjukkan penurunan secara drastis produksi minyak bumi Indonesia secara nasional. Di sisi lain, pada periode yang sama pula situasi produksi dan cadangan gas bumi nasional justru menunjukkan perkembangan yang menggembirakan. Seiring dengan semakin tingginya harga minyak bumi, hal ini telah mendorong pemerintah untuk mengambil kebijakan substitusi kebutuhan energi dalam negeri dengan memanfaatkan cadangan dan produksi gas bumi. Studi ini dilakukan untuk melihat apakah keadaan cadangan gas bumi nasional saat ini memang dapat mendukung kebijakan tersebut, dan tantangan-tantangan apa yang harus dihadapi. Beberapa kesimpulan utama yang dapat ditarik adalah perlunya untuk didorong komersialisasi dan mobilisasi lapangan-lapangan gas tidak aktif, semakin besarnya kontribusi cadangan-cadangan *offshore* pada produksi nasional, baiknya tingkat laju pengurusan lapangan-lapangan aktif secara umum, dan perlunya peningkatan usaha bagi mendorong eksplorasi di Kawasan Timur Indonesia. Secara umum cadangan gas bumi nasional dinilai mampu mendukung produksi nasional untuk periode yang cukup panjang, dengan catatan perlunya mengatasi berbagai tantangan alamiah, teknis, dan non-teknis.

Kata kunci: gas bumi nasional, cadangan, kesinambungan produksi, tantangan

ABSTRACT

Years in the decades of 2000s and 2010s have witnessed drastic decline in Indonesia's national oil production. On the other hand, however, the same period is also characterized with encouraging development in natural gas production and reserves. This condition, along with high oil price, has led the government to adopt a policy of emphasizing more on natural gas for domestic energy consumption in substitution to oil. This study is an analysis over the feasibility of present gas reserves to sustain the policy, as well as to underline what challenges that lie ahead. Some main conclusions point at the need to press commercialization and mobilization of idle gas fields, the ever increasing contribution of offshore reserves to national production, fine production withdrawal rates shown by active fields in general, and the need to boost efforts that encourage exploration in eastern Indonesia. In general, the national gas reserves is in a

good position to support a sufficiently long production period in the future, with taking into consideration requirements to overcome various natural, technical, and non-technical challenges.

Key words: national natural gas, reserves, sustainable production, challenges

I. LATAR BELAKANG

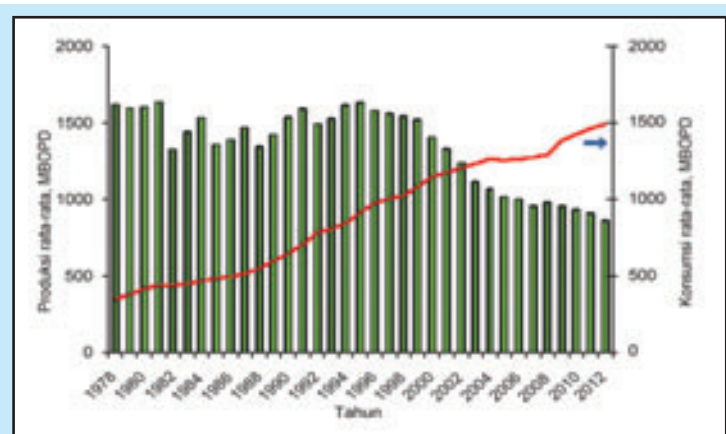
Industri minyak dan gas bumi (migas) nasional selalu memainkan peran yang sangat penting, baik sebagai sumber pendapatan pemerintah maupun sebagai sumber energi bagi perekonomian nasional. Sesuai dengan perannya tersebut industri migas tumbuh dan mencapai tingkat yang tinggi, terutama sektor minyak buminya, selama dekade 1970-an (Gambar 1) dengan berproduksinya secara maksimum lapangan Minas. Hal tersebut dibarengi dengan harga minyak yang mengalami kenaikan dengan cukup drastis akibat situasi konflik di Timur Tengah sehingga semakin merangsang peningkatan produksi.

Periode 1970-an hingga 1990-an ditandai dengan ketergantungan yang tinggi dari perekonomian nasional atas pendapatan dari minyak bumi, dan juga gas bumi dalam bentuk *liquified natural gas* (LNG). Kebutuhan yang besar akan pendapatan nasional tersebut memicu pemroduksian migas dalam tingkat kapasitas maksimum yang seringkali jauh diatas tingkat produksi optimum. Puncak kedua dari produksi minyak bumi nasional dicapai pada sekitar pertengahan 1990-an (Gambar 1, sumber: TECP, 2012) dengan berproduksinya secara penuh proyek injeksi uap lapangan Duri.

Tingkat produksi minyak bumi yang hampir selalu berada pada tingkat kapasitas maksimum itu tidak dapat dihindari akan menyebabkan penurunan produksi yang prematur dan pada laju yang lebih tinggi dari yang seharusnya. Pada level praktis, hal ini umumnya ditandai dengan meningkatnya kadar air (*water cut*) atau kadar gas (*gas-oil ratio*) pada sumur-sumur produksi minyak. Akibatnya secara nasional terlihat dari penurunan produksi yang menerus sejak paruh akhir dekade 1990-an hingga sekarang, sehingga untuk pertama kalinya tingkat konsumsi dalam negeri melewati produksi nasional pada tahun 2003 (PWC, 2012). Pada tingkat produksi saat ini, yaitu sekitar 830.000 *barrel oil per day* (BOPD) @ April 2013, Indonesia telah berada di luar top 20 produsen minyak

terbesar dunia. Sebagai gambaran, dengan produksi sekitar 854.000 BOPD pada 2012 (TECP, 2012), maka Indonesia berada pada urutan 23 (EIA, 2012) produsen minyak dunia. Ketiadaan penemuan cadangan baru secara berarti untuk mengangkat kembali tingkat produksi juga membuat Indonesia sekarang berada di urutan tersebut yang jauh menurun dibandingkan pada urutan 18 (ASPOUSA, 2013) dengan produksi rata-rata 1.237.000 BOPD pada tahun 2002 (TECP, 2012). Peringkat Indonesia dalam kepemilikan cadangan terbukti minyak yang sebesar 3,99 milyar barel (@ 1 Jan 2012) adalah hanya pada urutan ke 27 di dunia. Hal ini terjadi di saat produksi total dunia meningkat dari sekitar 65 juta BOPD menjadi 73 juta BOPD pada periode yang sama (Indexmundi, 2013), dan dengan total cadangan terbukti minyak dunia sebesar 1.482 milyar barel @ 1 Jan 2012 (OPEC, 2012).

Penurunan tekanan reservoir secara prematur akibat produksi pada tingkat maksimum tersebut juga umumnya tidak dibarengi dengan strategi strategi injeksi air dan pemeliharaan tekanan secara tepat dan sedini mungkin. Hal ini mengakibatkan rendahnya tingkat perolehan minyak terutama pada reservoir-reservoir dengan tingkat kompleksitas geologi tinggi (Baker, 1998), seperti pada umumnya kondisi geologi Indonesia. Seperti yang telah dikemukakan beberapa dekade yang lalu oleh Cockcroft dkk (1988),



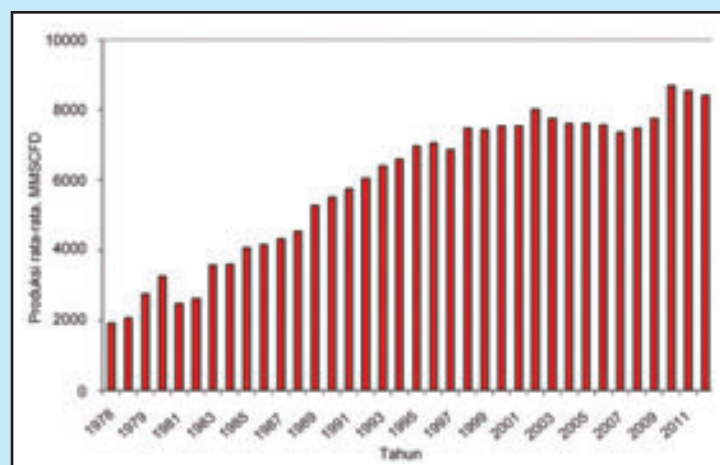
Gambar 1
Laju produksi dan konsumsi rata-rata minyak bumi dan kondensat nasional, periode 1978-2012. Satuan dalam MBOPD (ribu barrel oil per day). Penurunan produksi dibarengi dengan pertumbuhan konsumsi yang pesat

lapangan-lapangan minyak di Indonesia umumnya sudah berumur lanjut dan tidak memiliki strategi *enhanced oil recovery* (EOR) dan/atau pemeliharaan tekanan. Saat ini pihak pemerintah dengan segala daya upaya sedang menargetkan agar pada tahun 2013 tidak terjadi penurunan lebih lanjut, atau paling sedikit dapat ditekan mendekati nol persen (Rubiandini, 2013).

Di sisi lain dari industri migas hulu, yaitu sektor gas bumi, situasi yang lebih baik sedang terjadi. Meskipun pada beberapa kasus terjadi *production shortfall* (produksi yang turun lebih cepat dibanding ekspektasi awal), tetapi secara umum terlihat adanya ketahanan pada produksi gas bumi secara nasional (Gambar 2). Kondisi yang menggembirakan ini masih ditambah dengan telah ditemukannya cadangan-cadangan gas baru dalam jumlah besar, terutama di Kawasan Timur Indonesia (TECP, 2012). Gambaran yang cerah mengenai prospek produksi gas bumi nasional di masa datang ini juga tergambar dari jumlah proyek pengembangan lapangan hingga tahun 2018 yaitu 18 proyek untuk lapangan gas dibanding dengan jumlah proyek pengembangan lapangan minyak hanya dua saja (Priyono, 2012).

Secara umum kondisi produksi dan cadangan sub-sektor gas bumi Indonesia menunjukkan data statistik yang lebih baik daripada data serupa pada sub-sektor minyak bumi. Produksi rata-rata pada tahun 2012, meskipun sedikit mengalami penurunan dibanding dua tahun sebelumnya, adalah 8.412 juta *standard cubic feet per day* (MMSCFD) (TECP, 2012) menduduki peringkat 11 di dunia selama tahun 2012 (OPEC, 2012). Produksi pada tingkat tersebut disangga oleh cadangan terbukti (seluruh lapangan, aktif dan non-aktif) sebesar 100.340 milyar *standard cubic feet* (BSCF) berada pada peringkat ke 13 di dunia. Meskipun angka cadangan tersebut hanya meliputi sekitar 1,6% saja dari total cadangan terbukti dunia (6.793.000 BSCF @ 1 Jan 2012) tetapi angka tersebut diperkirakan akan meningkat seiring dengan pengembangan lapangan yang telah ditemukan.

Dengan didasarkan pada situasi dan gambaran diatas, impor minyak dan bahan bakar minyak (BBM) yang mahal, ditambah dengan kebutuhan energi dalam negeri yang semakin meningkat terus, maka pemerintah mengambil kebijakan untuk meningkatkan penggunaan pemakaian gas bumi untuk menggantikan



Gambar 2
Laju produksi rata-rata gas bumi nasional, periode 1978-2012. Satuan dalam MMSCFD (juta *standard cubic feet per day*)

keperluan BBM di dalam negeri. Sejalan dengan adanya kebijakan tersebut maka dirasa perlu untuk menelaah kelayakannya dari sisi dukungan potensi dan kemudahan dalam pemroduksiannya. Tulisan ini akan menyajikan suatu kajian atas cadangan dan potensi produksi secara regional, tingkat kesulitan produksi, problem-problem teknis yang umumnya dihadapi, serta kendala-kendala yang harus diatasi demi terlaksananya kebijakan pemerintah tersebut.

II. METODE ANALISIS

Dalam studi ini analisis yang dilakukan atas data cadangan dan produksi gas adalah kombinasi antara analisis laju penurunan produksi eksponensial (Bahadori, 2012) dan pendekatan kuantitatif-grafis yang merepresentasikan berbagai kondisi faktual. Analisis laju penurunan produksi dimaksudkan untuk mendapatkan gambaran tentang persentase penurunan produksi per tahun, jika memang ada, baik secara nasional maupun regional. Pendekatan kuantitatif-grafis yang dimaksudkan adalah analisis atas data yang ditampilkan baik secara numerik maupun grafis.

Pendekatan kuantitatif-grafis yang dilakukan adalah untuk mendapatkan indikasi-indikasi atas potensi produksi regional, distribusi cadangan secara regional, komposisi cadangan sesuai tipe gas, kontribusi lapangan-lapangan darat dan *offshore* dalam hal cadangan dan produksi, dan kinerja produksi berbanding dengan cadangan terbukti. Setiap indikasi yang dihasilkan dikombinasikan

dengan fakta-fakta aktual berkaitan dengan segala aspek teknis/operasional dan non-teknis yang relevan. Dari kombinasi tersebut dapat ditarik kesimpulan berkaitan dengan potensi perkembangan cadangan dan produksi gas nasional beberapa tahun ke depan, beserta tantangan-tantangan yang harus diatasi.

Data untuk keperluan analisis berasal dari 902 lapangan dan struktur (513 aktif berproduksi dan 389 tidak aktif), dan terdiri atas 506 lapangan/struktur gas (*non-associated*) dan 396 lapangan/struktur minyak (*gas associated*) (TECP, 2012). Untuk identitas lapangan, pengelompokan didasarkan tidak pada nama perusahaan operator atau nama lapangan-karena akan menjadikan penyajian menjadi sangat rumit tetapi pada hal-hal yang bersifat generik seperti sifat gasnya (*associated* dan *non-associated*), sifat operasinya (*onshore* dan *offshore*), dan lokasi regionalnya. Lokasi regional dibagi menjadi tujuh (7), yaitu *N Sumatra* (Sumatera Utara), *C-S Sumatra* (Sumatera Tengah-Selatan), *W Natuna* (Natuna Barat), *W Java-Sunda* (Jawa Barat - Sunda), *C-E Java* (Jawa Tengah-Timur), Kalimantan, dan *E Indonesia* (Indonesia Timur). Pengelompokan regional tidak didasarkan pada cekungan sedimen - ada yang terdiri dari satu cekungan seperti *N Sumatra* dan ada yang terdiri dari banyak cekungan seperti *E Indonesia*-tetapi lebih pada pengelompokan berdasarkan lokasi geografis operasional. Gambar 3 menunjukkan ketujuh kelompok regional.

III. HASIL ANALISIS - CADANGAN GAS BUMI

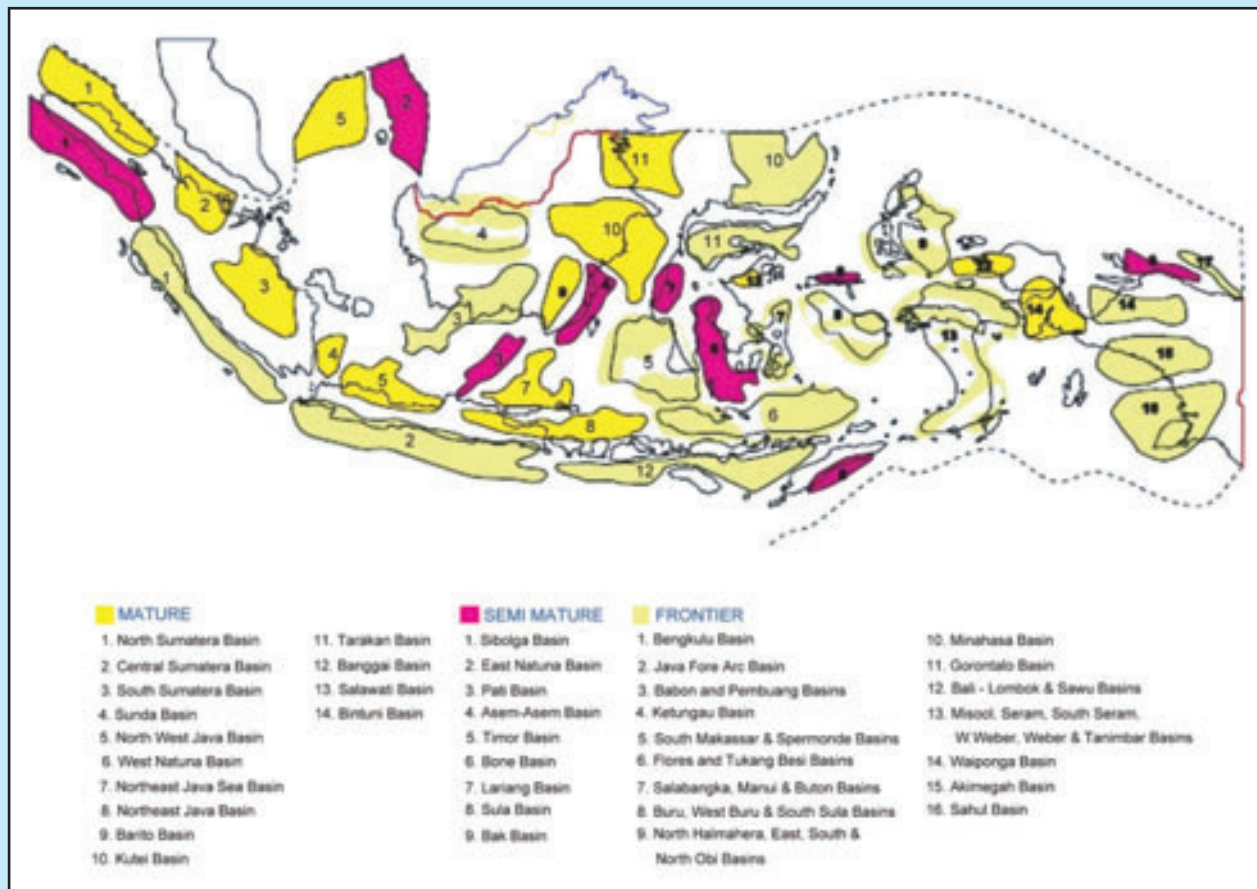
Selama lebih dari 100 tahun sejarah industri migas di Indonesia secara umum produksi didukung oleh lapangan-lapangan yang berlokasi di 15 cekungan sedimen produktif dari cekungan-cekungan yang telah didefinisikan sebagai terletak di wilayah Indonesia (KESDM, 2011) (Gambar 4). Sebagian besar dari cekungan-cekungan produktif tersebut berada di Kawasan Barat Indonesia. Lapangan-lapangan gas besar seperti Arun (Cekungan Sumatera Utara) yang pernah menjadi produsen penting dan lapangan Tunu (cekungan Kutei) yang sampai sekarang masih menjadi tulang punggung dari produksi gas di kawasan delta Mahakam berlokasi di Kawasan Barat Indonesia (KBI).

Laporan yang dikeluarkan oleh Direktorat Jendral Minyak dan Gas Bumi-Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) mengungkapkan cadangan terbukti (*proved reserves*, volume cadangan yang dapat diproduksi dengan tingkat kepastian yang lebih tinggi dari 90%) per 1 Januari 2012 masing-masing sebesar 32.447,5 BSCF (*billion standard cubic feet*) dari lapangan-lapangan yang sudah berproduksi dan 67.890,2 BSCF dari lapangan-lapangan yang belum berproduksi. Angka-angka cadangan tersebut merupakan gabungan dari gas *non-associated* (gas yang berasal dari suatu reservoir



Gambar 3

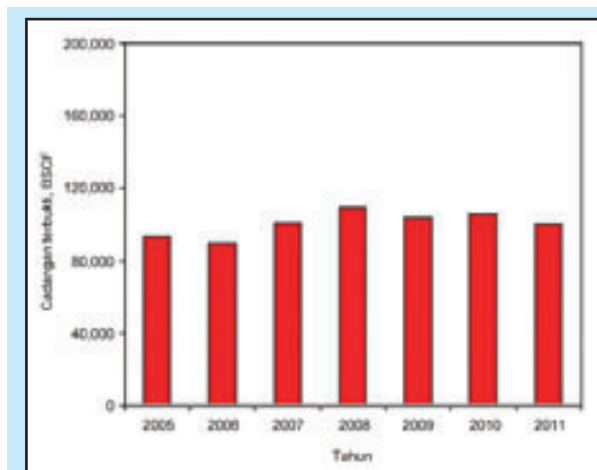
Tujuh kelompok regional yang mencakup (1) Sumatera Utara (*N Sumatra*), (2) Riau-Sumatera Selatan (*C-S Sumatra*), (3) Natuna Barat (*W Natuna*), (4) Jawa Barat - Selat Sunda (*W Java-Sunda*), (5) Jawa Tengah - Timur (*C-E Java*), (6) Kalimantan, dan (7) Kawasan Timur Indonesia (*E Indonesia*)



Gambar 4
Cekungan-cekungan sedimen di Indonesia (sumber: KESDM, 2011)

gas) dan gas *associated* (gas yang terkandung dalam minyak dan terbebaskan saat minyak diproduksi).

Situasi pertumbuhan cadangan terbukti (P1) gas nasional selama beberapa tahun terakhir dapat dilihat pada Gambar 5, dengan indikasi yang menunjukkan angka yang relatif stabil dari pada tingkat sekitar 93.200 BSCF pada 1 Jan 2005 hingga pada tingkat sekitar 100.337 BSCF pada 1 Jan 2012. Cadangan terbukti pada tingkat tersebut dapat dikatakan cukup baik untuk tingkat produksi gas nasional saat ini yang berada pada sekitar 8 BSCFD. Meskipun demikian, seperti yang telah sebelumnya diungkapkan, sekitar 68% dari cadangan tersebut tersimpan dalam lapangan-lapangan yang berstatus belum berproduksi (Gambar 6). Lapangan D-Alpha (46.000 BSCF) di *W Natuna* dan lapangan Abadi (7.740 BSCF) di *E Indonesia* adalah dua lapangan utama yang masih dalam proses komersialisasi agar dapat



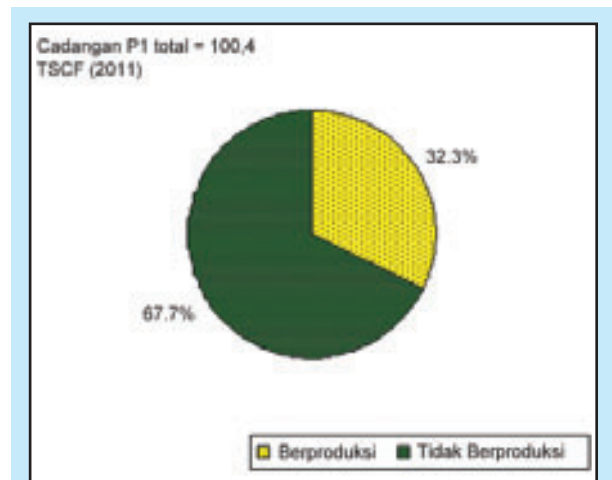
Gambar 5
Produksi rata-rata gas bumi nasional
(@ 1 Jan), 2005-2011

memasuki tahap pengembangan dan produksi. Hal ini menunjukkan bahwa dengan hanya mengandalkan lapangan-lapangan yang berproduksi maka tidak

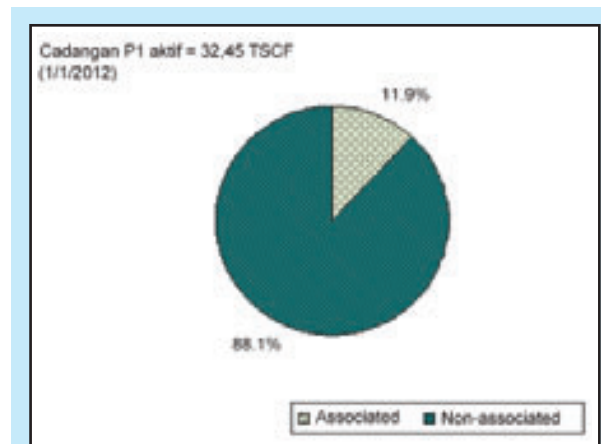
akan diperoleh keamanan (*security*) produksi bagi jangka menengah/panjang.

Dari komposisi cadangan berdasarkan jenis gas, Gambar 7 memperlihatkan komposisi cadangan gas *non-associated* dan *associated* bagi lapangan-lapangan aktif. Komposisi memperlihatkan bagian yang besar bagi gas *non-associated* (88,1%) dan dengan bagian yang kecil saja untuk gas *associated* (11,9%). Secara makro komposisi tersebut mengindikasikan kemudahan relatif bagi komersialisasi gas karena kompleksitas yang relatif rendah sebagai akibat dari relatif kecilnya cadangan gas *associated*. Seperti yang diketahui, ketidakpastian dalam operasi produksi minyak akan berimbas langsung terhadap produksi gas *associated* sehingga akan mengakibatkan sulitnya memprediksi dan menjaga tingkat produksi. Kompleksitas ini akan diperkecil lagi jika lapangan-lapangan gas *non-associated* yang pada saat ini tidak aktif bisa diaktifkan sehingga menurunkan komposisi cadangan gas *associated* menjadi hanya 5,1% (Gambar 8).

Sampai akhir dekade 1990-an kontribusi atas produksi gas nasional masih banyak diberikan oleh lapangan-lapangan *onshore*, atau paling sedikit *onshore* secara operasional, seperti lapangan-lapangan Arun di Cekungan Sumatera Utara dan Badak serta Nilam di Cekungan Kutei. Akhir dari dekade tersebut juga menyaksikan berproduksinya lapangan-lapangan *offshore* raksasa Tunu dan Peciko (Lambert dkk, 2003) di delta Mahakam, dan pada akhir dekade 2000-an berproduksinya proyek Tangguh di Cekungan Bintuni-Papua Barat (Davie dkk, 2002) yang akan memayungi produksi dari enam lapangan yaitu Vorwata, Wiriagar, Ubadari, Roabiba, Ofaweri, dan Vos. Saat ini dari segi komposisi cadangan gas nasional, sebagian besar cadangan terbukti gas (80,1%) terdapat pada lokasi-lokasi *offshore* (Gambar 9), atau sekitar 80.372 BSCF dari cadangan terbukti total 100.378 BSCF. Gambaran ini termasuk cadangan-cadangan terbukti besar dari lapangan tidak aktif seperti D-Alpha (46.000 BSCF), Abadi (7.740 BSCF), dan lapangan-lapangan laut dalam di selat Makassar (2.340 TSCF). Dengan kebijakan energi pemerintah yang akan menitikberatkan kebutuhan dalam negeri pada gas bumi maka dapat disimpulkan bahwa pengembangan bagi produksi gas bumi di masa depan harus diarahkan menuju pengembangan lapangan-lapangan *offshore*.



Gambar 6
Komposisi antara cadangan terbukti (@ 1 Jan 2012) lapangan berproduksi dan tidak berproduksi



Gambar 7
Komposisi antara cadangan terbukti gas (@ 1 Jan 2012) *associated* dan *non-associated* untuk cadangan total lapangan-lapangan aktif

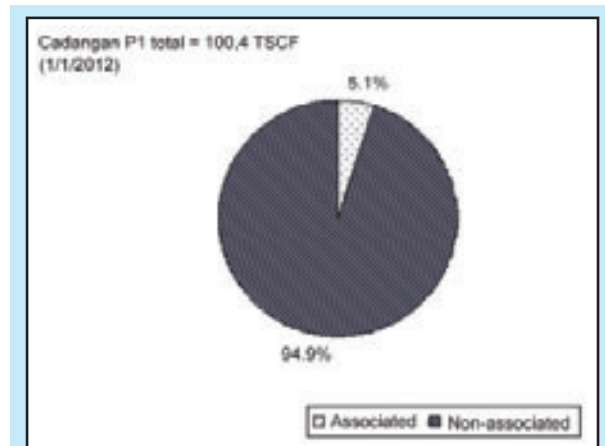
Dari pengelompokan lokasi yang menjadi tujuh *region*, data menunjukkan bahwa cadangan terbukti gas (*associated* dan *non-associated*) sebagian besar berada di *region W Natuna* (Gambar 10). Namun demikian, data sejak tahun 2005 tersebut menunjukkan tingkat yang relatif konstan. Hal ini benar karena angka tersebut diwakili secara mencolok oleh cadangan di lapangan D-Alpha yang sampai saat ini masih menunggu proses komersialisasi. Sementara data cadangan pada *region-region* lain menunjukkan tingkat yang konstan dan bahkan menurun - seperti ditunjukkan oleh *region Kalimantan - region E Indonesia* menunjukkan peningkatan cadangan yang cukup berarti. Data pada Gambar 10 menunjukkan

bahwa disamping keharusan untuk mengembangkan lapangan-lapangan yang tidak aktif di ketujuh *region*, perhatian khusus harus diberikan bagi *region E Indonesia*. Hal ini dapat disimpulkan mengingat masih sedikitnya eksplorasi di kawasan tersebut dan potensi untuk ditemukannya cadangan-cadangan yang berskala besar.

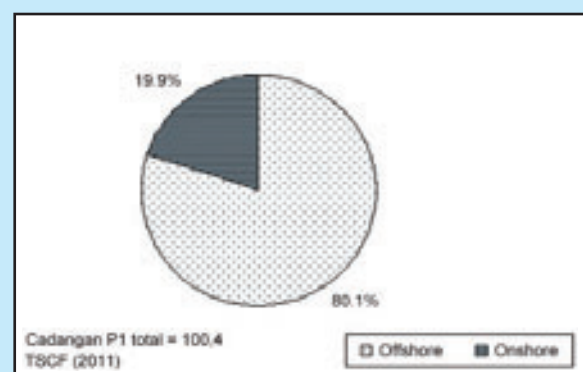
IV. HASIL ANALISIS - PRODUKSI GAS BUMI

Dari segi produksi, data menunjukkan bahwa sejalan dengan komposisi cadangan gas yang ditunjukkan oleh Gambar 7 kontribusi produksi gas *non-associated* pada produksi gas nasional (tahun 2012) mencapai 85% dari produksi total rata-rata per tahun 8.685 MMSCFD (Gambar 11). Hal ini juga menunjukkan dominasi produksi gas *non-associated*, dan sekaligus menunjukkan potensi besar dari lapangan-lapangan gas secara nasional. Potensi ini juga ditunjukkan dengan menurunnya kontribusi produksi gas *associated* lapangan minyak dari 28% pada tahun 2005 hingga 20% pada tahun 2011 (Gambar 12), dan terus menurun hingga 15% pada tahun 2011 (Gambar 11). Penurunan ini antara lain disebabkan juga oleh makin menurunnya produksi minyak bumi nasional.

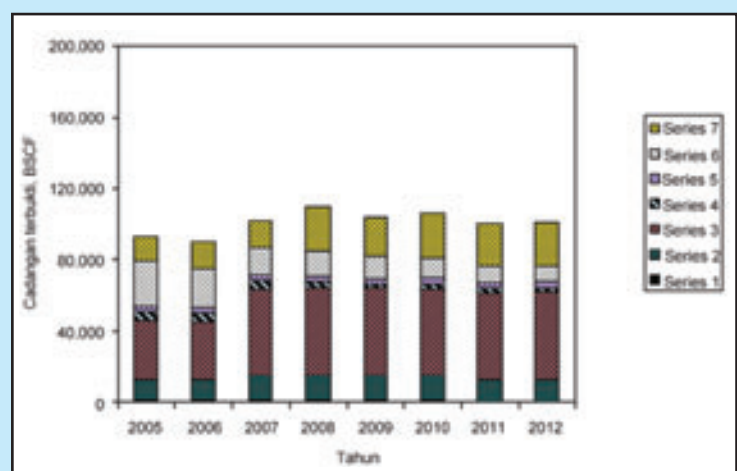
Dari aspek lokasi lapangan-lapangan aktif berproduksi gas bumi data sejarah produksi (Gambar 13) menunjukkan semakin berperannya lapangan-lapangan *offshore*, dari 52% pada tahun 2005 menjadi 64% pada tahun 2011. Dengan tambahan informasi komposisi produksi berdasar *region* (Gambar 14) dapat disimpulkan bahwa pergeseran ke arah *offshore* ditandai dengan mulai berproduksinya proyek Tangguh dan makin berperannya lapangan-lapangan *offshore* di *region C-E Java* (Cekungan Jawa Timur-Utara) seperti KE, Ujung Pangkah, dan Maleo. Hal ini juga dibarengi dengan semakin dominannya lapangan *offshore* seperti Tunu dan Peciko dalam berkontribusi pada produksi *region Kalimantan*. Di sisi *onshore* penurunan menerus dari produksi lapangan Arun (*region N Sumatra*) disubstitusi oleh meningkatnya produksi dari *region C-S Sumatra* - seperti lapangan Suban - sehingga secara efektif produksi dari *onshore* tetap, tetapi menurun secara proporsi terhadap



Gambar 8
Komposisi antara cadangan terbukti gas (@ 1 Jan 2012) *associated* dan *non-associated* untuk cadangan total seluruh lapangan minyak dan gas bumi



Gambar 9
Komposisi antara cadangan terbukti gas (@ 1 Jan 2012) lapangan-lapangan *offshore* dan *onshore*

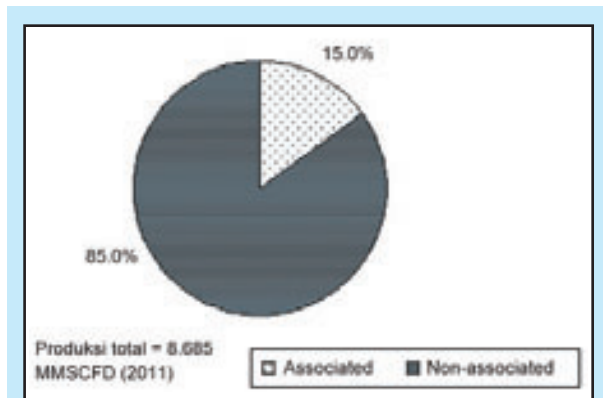


Gambar 10
Perkembangan komposisi cadangan terbukti dari ketujuh *region* (@ 1 Jan), periode 2005-2012. Sebagian besar cadangan berada di *region W Natuna*

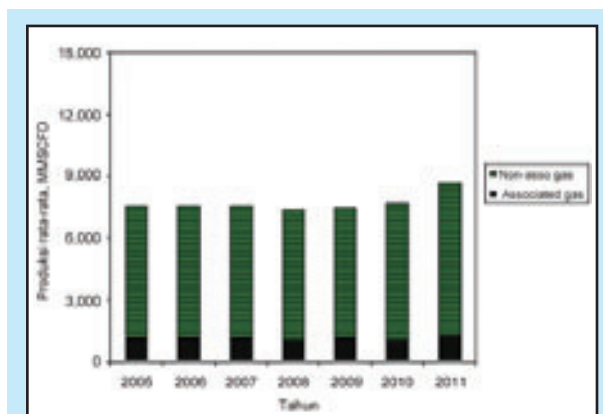
produksi nasional. Dengan melihat kecenderungan di atas, ditambah dengan prospek komersialisasi lapangan-lapangan besar *offshore* seperti Abadi dan D-Alpha serta peningkatan produksi proyek Tangguh melalui pembangunan *train* #3, maka produksi gas nasional di masa yang akan datang akan ditandai dengan operasi *offshore* yang sarat dengan teknologi dan investasi. Antisipasi harus diambil untuk meningkatkan kapasitas dan kemampuan nasional bagi penanganan operasi-operasi *offshore*.

Satu indikator yang sering dipakai dalam menilai efisiensi produksi suatu lapangan atau wilayah adalah dengan membandingkan antara produksi pada suatu kurun waktu tertentu dengan cadangan terbukti pada awal dari kurun waktu tersebut, sering disebut sebagai *withdrawal rate* atau laju pengurasan. Gambar 15 menyajikan laju pengurasan untuk lapangan-lapangan di ketujuh *region*, baik untuk lapangan yang aktif saja maupun jika cadangan terbukti lapangan-lapangan yang non-aktif ikut diperhitungkan. Perbandingan antara keduanya adalah merupakan indikasi ada tidaknya dan tingkat jumlah lapangan yang tidak aktif (*idle*).

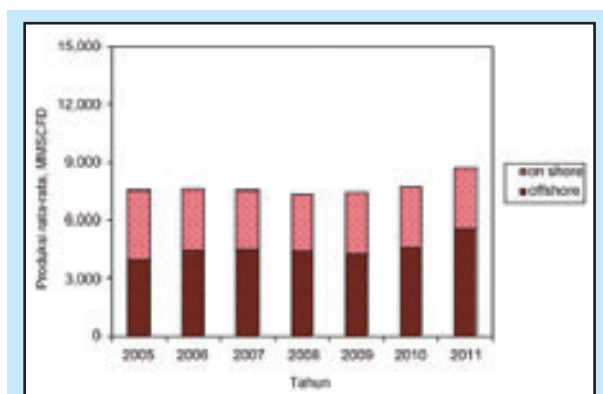
Indikator laju pengurasan bagi ketujuh *region* (Gambar 15) menunjukkan paling sedikit dua hal. Hal pertama, dari segi laju pengurasan lapangan-lapangan aktif lima *region* (*N Sumatra*, *W Natuna*, *W-Java Sunda*, *C-E Java*, dan Kalimantan) menunjukkan tingkat yang tinggi yaitu antara 17,3% hingga 23%. Pengecualian adalah *region E Indonesia* dan *C-S Sumatra* yang masing-masing menunjukkan 3,2% dan 7,1%. Untuk *E Indonesia* angka yang rendah tersebut dapat dimengerti mengingat bahwa proyek Tangguh masih pada tahap awal produksi dan belum mencapai periode *plateau*. Untuk *region C-S Sumatra* evaluasi yang lebih mendetail menunjukkan bahwa beberapa lapangan menunjukkan laju pengurasan tinggi dengan lapangan Libo SE yang tertinggi dengan 30,4%. Meskipun demikian, evaluasi atas lapangan-lapangan gas aktif lainnya pada *region* ini menunjukkan laju pengurasan yang rendah untuk lapangan-lapangan utama yaitu Suban (7%), Sumpal (3,6%), Benuang (6%), dan Gemah (3,9%), dan yang relatif baik untuk lapangan-lapangan Musi (14,4%) dan Lembak (14,9%). Untuk laju pengurasan regional yang serendah 7,1%, diperkirakan hal ini terjadi karena produksi dari lapangan-lapangan utama di *region C-S Sumatra* tersebut masih dalam posisi *ramping up*, meskipun penyebab-penyebab lain yang



Gambar 11
Komposisi produksi gas bumi nasional (2011) antara gas *associated* dan *non-associated*



Gambar 12
Perkembangan komposisi produksi gas bumi nasional antara gas *associated* dan *non-associated*, periode 2005-2011



Gambar 13
Perkembangan komposisi produksi gas bumi antara lapangan-lapangan *offshore* dan *onshore*, periode 2005-2011. Produksi dari lapangan *offshore* semakin dominan

berpotensi menghambat produksi harus mendapat perhatian yang memadai.

Hal kedua yang dapat dilihat dari data pada Gambar 15 adalah adanya perbedaan yang cukup mencolok antara laju pengurasan untuk lapangan aktif saja dan laju pengurasan dengan memasukkan cadangan terbukti bagi lapangan-lapangan yang tidak aktif. *Region-region W Natuna, W-Java Sunda, C-E Java*, dan Kalimantan harus mendapat perhatian karena banyaknya lapangan-lapangan yang berada dalam keadaan tidak aktif. Diluar lapangan-lapangan yang memang sudah *depleted*, lapangan-lapangan yang tidak aktif karena memang belum berproduksi harus mendapat perhatian penuh - baik secara teknis maupun non-teknis - untuk dapat mencapai tahap siap produksi. Khusus untuk *region C-S Sumatra* kedekatan antara kedua harga laju pengurasan menunjukkan bahwa meskipun masih ada lapangan-lapangan tidak aktif yang masih dalam proses menuju produksi - seperti lapangan-lapangan P. Gading (P1=298 BSCF), S. Kenawang (P1=126 BSCF), Bungin (P1=368 BSCF), dan Bungkal (P1=325 BSCF) contohnya - secara umum tingkat laju pengurasan yang rendah secara regional (7,1% untuk lapangan aktif dan 5,1% untuk seluruh lapangan) perlum endapatkan perhatian yang lebih.

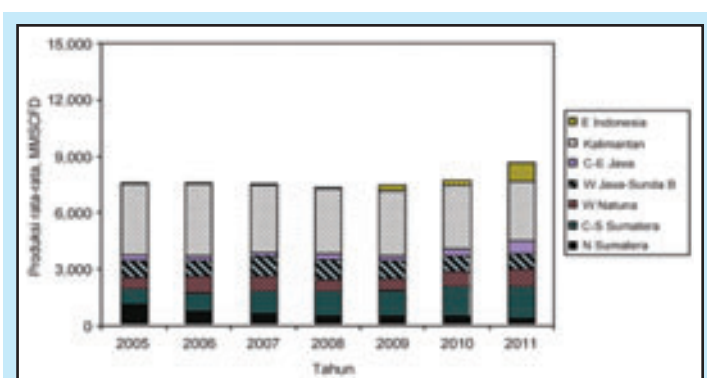
V. PEMBAHASAN LANJUT - PROSPEK KEDEPAN

Seperti yang disampaikan sebelumnya, cadangan dan produksi gas bumi nasional berada dalam situasi yang lebih baik dibanding dengan cadangan dan produksi minyak bumi nasional. Hal ini akan menjadi lebih baik lagi mengingat masih adanya cadangan-cadangan besar yang belum memasuki tahap produksi, disamping adanya usaha untuk mengaktifkan juga cadangan-cadangan yang berukuran kecil/sedang - karena harga jual yang cenderung membaik - yang selama ini cenderung untuk tidak dianggap layak komersial. Dalam situasi seperti ini usaha-usaha untuk memperbesar cadangan yang sudah ada dan mencari cadangan baru akan terstimulasi. Adalah tugas pemerintah untuk mendorong dan memfasilitasi kecenderungan tersebut.

Sebagai ilustrasi, melalui suatu perhitungan sederhana, dengan tingkat produksi nasional 8.685 MMSCFD maka cadangan dari lapangan-lapangan aktif yang sebesar 32.447 BSCF hanya akan dapat menopang produksi sepanjang 10,3 tahun. Sementara jika seluruh cadangan non-

aktif dapat dikomersialisasikan sehingga membentuk cadangan nasional sebesar 100.337 BSCF maka periode produksi tersebut dapat diperpanjang hingga 31,7 tahun. Perhitungan realistis yang sebenarnya tentu tidak sesederhana itu karena adanya faktor-faktor teknis seperti menurunnya tekanan reservoir, penurunan produksi alamiah, dan meningkatnya jumlah permasalahan teknis pada periode lanjut dari suatu lapangan, tapi angka-angka tersebut dapat memberikan gambaran akan pentingnya usaha yang serius bagi komersialisasi dan mobilisasi dari lapangan-lapangan non-aktif.

Kebutuhan akan dorongan atau insentif dari pemerintah ini juga tercermin dari aspek geografi dimana temuan-temuan cadangan gas berskala besar pada dua dekade terakhir ini terjadi di Kawasan Timur Indonesia, pada cekungan-cekungan yang pada saat sebelumnya dikategorikan sebagai cekungan *frontier*. Lapangan Abadi (Cekungan Aru Through) dan Voorwata/Wiriagar (Cekungan Bintuni) adalah contohnya. Kondisi geografi yang sulit dengan disertai ketiadaan infrastruktur dan kecukupan data yang memadai umumnya menandai cekungan-cekungan *frontier*. Untuk mengurangi resiko dalam eksplorasi dan pengembangan cekungan-cekungan tersebut, tidak ada alternatif lain selain meningkatkan kecukupan data bagi kegiatan eksplorasi dan penyediaan infrastruktur bagi pengembangannya. Hal tersebut harus dilakukan pemerintah untuk bisa mempertahankan tingkat cadangan dan produksi gas nasional di tengah berbagai tantangan baik alamiah, teknis, maupun non-teknis.

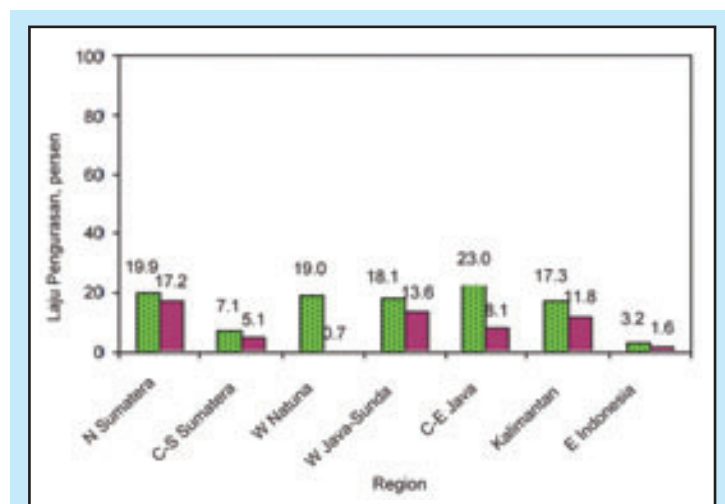


Gambar 14
Perkembangan komposisi produksi gas bumi dari ketujuh *region*, periode 2005-2011. Produksi dari lapangan-lapangan di *region-region E Indonesia* dan *C-E Java* mulai berkontribusi secara berarti pada dua tahun terakhir

Kondisi geologi Indonesia yang kompleks, disamping kondisi geografi yang sulit dan langkanya infrastruktur seperti halnya di Kawasan Timur Indonesia, merupakan suatu tantangan tersendiri bagi kegiatan eksplorasi. Kondisi ini menimbulkan biaya tinggi dan cenderung menjadikan keekonomian dari penemuan-penemuan eksplorasi bersifat marginal. Hal ini dapat terlihat dari adanya temuan-temuan eksplorasi yang di suspensi karena bersifat marginal. Di sisi lain, tidak ada temuan-temuan dalam jumlah yang cukup besar di kawasan-kawasan yang lebih *mature* seperti *C-S Sumatra* dan *W-Java Sunda*. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa dari sisi eksplorasi, harapan untuk penemuan besar berada di cekungan-cekungan *frontier region E Indonesia*, dengan segala upaya yang diperlukan untuk mengatasi tantangan-tantangan alamiah yang ada.

Untuk lapangan-lapangan yang berproduksi, tantangan alamiah yang utama adalah penurunan produksi secara alamiah sehubungan dengan semakin besarnya porsi dari akumulasi gas yang telah terproduksi. Sebagian besar dari lapangan-lapangan yang menjadi atau pernah menjadi tulang punggung produksi gas nasional sudah melewati masa *plateau* dan saat ini pada periode *decline*. Sebagai contoh, lapangan Arun di *region N Sumatra* dan lapangan Badak di *region Kalimantan* (Mahakam) yang sangat berperan pada dekade 1980-an dan 1990-an telah berada pada periode *tail production* yang sudah lanjut. Bahkan demikian juga dengan lapangan Tunu dan lapangan-lapangan *offshore* lainnya di *region Kalimantan* (Mahakam) yang juga sudah mulai mengalami penurunan produksi, sehingga diperlukan pengembangan lanjut dalam bentuk berbagai fase pengembangan (misal: Tunu Fase 13C, Peciko Fase 7C, dan *South Mahakam* Fase 2) untuk mempertahankan produksi dan mengurangi penurunannya. Secara nasional, tantangan alamiah dalam bentuk penurunan produksi ini tertutupi oleh produksi dari proyek Tangguh di *E Indonesia* yang saat ini masih di bawah kapasitas produksi optimumnya. Dengan juga melihat masih rendahnya laju pengurangan di beberapa *region* seperti yang tersaji pada Gambar 15, maka secara umum dapat dianggap bahwa tantangan alamiah berupa penurunan produksi tidak menjadi ancaman bagi produksi gas bumi nasional paling tidak untuk satu atau dua dekade ke depan.

Operasi eksplorasi dan produksi yang efektif dan efisien membutuhkan penggunaan teknologi dan prosedur yang tepat. Berbagai contoh menunjukkan bahwa aspek teknis menentukan komersialitas dan keefisienan eksploitasi suatu akumulasi gas bumi. Sebagai contoh adalah lapangan D-Alpha di *W Natuna* yang membutuhkan penanganan kandungan 70% CO₂-nya untuk dapat mengubah cadangan gas hidrokarbonnya yang 46.000 BSCF menjadi komersial. Konversi CO₂ menjadi *syngas* bagi keperluan produksi bahan bakar cair dan produk-produk petrokimia adalah salah satu solusi teknis yang diusulkan (Hanif dkk, 2002). Contoh lain adalah lapangan Abadi yang berlokasi di laut Arafura yang dalam dan jauh dari daratan. Disebabkan ukurannya yang besar maka dimungkinkan untuk memproses gas menjadi gas alam cair (*liquified natural gas*, LNG) dengan fasilitas terapung yang padat teknologi (Manabe dkk, 2009). Pengembangan secara relatif simultan dari beberapa lapangan sekaligus (Bangka, Gehem, Gandang, Maha, dan Gendalo) di perairan dalam (kedalaman antara 975 m dan 1700 m) selat Makassar dapat menjadi contoh lain. Pengembangan lapangan laut dalam seperti demikian membutuhkan infrastruktur dan kelengkapan berteknologi tinggi seperti *floating production unit*, *tension leg platform*, *manifold* dan *tree* bawah laut, disamping mekanisme monitor bagi operasi produksi laut dalam (Razi dan Bilinski, 2012). Pada saat ini teknologi untuk operasi



Gambar 15
Perbandingan laju pengurangan secara umum antara lapangan-lapangan di ketujuh *region*. Kolom kiri (bertitik-titik) adalah untuk lapangan aktif saja dan kolom kanan (gelap) adalah jika juga mencakup lapangan-lapangan non-aktif

laut dalam sudah tersedia, sehingga tinggal aspek keekonomian yang akan paling menentukan bagi komersialitasnya.

Seperti yang telah dikemukakan pada contoh-contoh di atas operasi produksi *offshore* membutuhkan aplikasi teknologi yang intensif dan dapat dipastikan membutuhkan pembiayaan yang tinggi. Sehubungan dengan hal tersebut, mengingat sebagian besar (80,1%) dari cadangan gas bumi nasional saat ini berada pada lokasi-lokasi *offshore* (Gambar 9) maka kegiatan produksi gas nasional di masa yang akan datang akan dititikberatkan pada operasi di *offshore*, bahkan pada lokasi-lokasi laut dalam. Dengan demikian, jika perusahaan-perusahaan nasional - baik swasta maupun milik negara - bermaksud untuk mengambil bagian yang penting dalam produksi gas nasional di masa yang akan datang maka penguasaan atas operasi eksplorasi dan produksi di *offshore* sangat diperlukan, baik dari segi teknis maupun manajemen. Langkah Pertamina untuk menjalankan *operatorship* di kawasan-kawasan *Offshore Northwest Java* (ONWJ) dan *West Madura Offshore* (WMO) merupakan langkah awal yang baik.

Dari segi sisi non-teknis, potensi tantangan yang dihadapi operasi *offshore* umumnya tidak sebesar yang dihadapi operasi *onshore* yang kerap kali bersinggungan dengan masalah-masalah sosial - hukum seperti friksi dengan masyarakat, tumpang tindih lahan, pembebasan tanah, pencurian, dan sebagainya. Masalah-masalah serupa ada yang juga dapat terjadi pada operasi *offshore* tetapi hal-hal yang bersifat strategis seperti persetujuan komersialitas dari pemerintah, perpanjangan kontrak pengoperasian wilayah kerja, dan penanganan periode transisi menuju akhir masa kontrak lebih menjadi potensi penghambat pengembangan. Ketidakpastian dalam *operatorship* menjelang akhir masa kontrak pada blok-blok WMO dan Mahakam telah terbukti dapat berpengaruh terhadap produksi. Hal-hal serupa seharusnya tidak dibiarkan untuk terjadi kembali demi jaminan produksi bagi kebutuhan energi domestik di masa yang akan datang.

VI. KESIMPULAN

Dari hasil studi atas data cadangan dan produksi gas bumi nasional yang telah dilakukan, beberapa pokok kesimpulan utama telah dapat diperoleh:

- Produksi gas bumi nasional menunjukkan kecenderungan meningkat terutama karena adanya kontribusi dari kawasan-kawasan Jawa Timur Utara, Sumatera Tengah/Selatan, dan Timur Indonesia.
- Semakin meningkatnya kontribusi produksi gas bumi dari lapangan-lapangan *offshore* dan cadangan yang sebagian besar (> 80%) berada di lokasi-lokasi *offshore* menunjukkan bahwa produksi gas bumi nasional di masa depan akan didominasi oleh operasi di *offshore*.
- Kecenderungan semakin besarnya peran cadangan lapangan-lapangan *offshore* menunjukkan perlunya peningkatan kapasitas dan kemampuan perusahaan-perusahaan nasional dalam hal-hal teknis dan manajemen operasi eksplorasi dan produksi *offshore*.
- Semakin besarnya cadangan gas bumi yang ditemukan di Kawasan Timur Indonesia menunjukkan akan semakin pentingnya kontribusi kawasan tersebut di masa yang akan datang. Hal ini semakin perlu ditegaskan mengingat masih banyaknya cekungan-cekungan yang masih belum dieksplorasi. Pemerintah harus meningkatkan pembangunan infrastruktur disamping merancang suatu skema pemberian insentif untuk mendorong kegiatan eksplorasi di kawasan tersebut.
- Pengoperasian lapangan-lapangan non-aktif akan menurunkan proporsi cadangan gas *associated* menjadi hanya sekitar 5% saja dari total cadangan gas bumi nasional. Hal ini menurunkan tingkat kompleksitas dalam pemenuhan komitmen produksi.
- Laju pengurusan secara umum lapangan-lapangan aktif di *region-region* Sumatera Utara (*N Sumatra*), Natuna (*W Natuna*), Kalimantan, Jawa Barat (*W-Java Sunda*), dan Jawa Timur (*C-E Java*) umumnya cukup tinggi (17% - 23%). Hal ini mengindikasikan operasi produksi yang efektif dan lancar.
- Laju pengurusan secara umum lapangan-lapangan aktif di *region-region* Sumatera Tengah - Selatan (*C-S Sumatra*) dan Kawasan Timur Indonesia (*E Indonesia*) menunjukkan tingkat yang rendah, masing-masing 7,1% dan 3,2%. Hal ini diperkirakan karena lapangan-lapangan utama yang aktif di kedua kawasan tersebut masih dalam periode penaikan (*ramp up*) produksi.

- Secara umum cadangan gas bumi nasional cukup baik untuk menunjang produksi untuk jangka yang cukup panjang, sehingga baik untuk menunjang kebijakan pemenuhan kebutuhan energi domestik. Untuk itu perlu dipastikan komersialisasi dari cadangan-cadangan belum aktif dan mempertahankan efisiensi pengurusan dari lapangan-lapangan yang sudah berproduksi.

UCAPAN TERMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Tim Evaluasi Cadangan dan Potensial (TECP) LEMIGAS khususnya Sdr. Wasis Juandari atas segala bantuannya dalam memenuhi data yang diperlukan.

KEPUSTAKAAN

1. **ASPOUSA** (2013). *Oil Production by Country. Association for the Study of Oil and Gas USA* (ASPOUSA). www.aspousa.org
2. **Bahadori, A.** (2012). *Analysing Gas Well Production Data Using A Simplified Decline Curve Analysis*. In *Chemical Engineering Research and Design*, volume 90, Issue 4, April, pp: 541-547.
3. **Baker, P.** (1998). *Reservoir Management for Waterfloods-Part 2*. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, January, Volume 37 No. 1, p: 12-17.
4. **Cockcroft, P., Anli, J., & Duignan, J.** (1988). *EOR Potential of Indonesian Reservoirs*. 17th Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, Proceeding, Volume 2, p: 73-188.
5. **Davie, J., Maryoto, E., Flassy, D., Burbridge, P., dan Prawirowijoto, P.** (2002). *New Approach to Partnership in the Implementation of the Tangguh LNG Project, Berau Bay, Papua*. SPE paper #74098, dipresentasikan pada the Society of Petroleum Engineers International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 20-22 March, Kualalumpur-Malaysia.
6. **Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM)** (2007). Unpublished Report of Coordination Meeting for Improvement in National Oil and Gas Production. Held at Jakarta Sheraton, February 1st - 2nd.
7. **EIA** (2012). *World Top 25 Crude Oil Producers* (November 2011). United States - Energy Information Agency (US-EIA). www.eia.gov
8. **Hanif, A., Suhartanto, T., dan Green, M.L.H.** (2002). *Possible Utilization of CO₂ on Natuna's Gas Field Using Dry Reforming of Methane to Syngas (CO & H₂)*. SPE Paper #77926, dipresentasikan pada the Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8 - 10 Oktober, Melbourne - Australia.
9. **Indexmundi** (2013). *World Crude Oil Production by Year*. www.indexmundi.com
10. **KESDM** (2011). *Peluang Investasi Sektor ESDM. Buku panduan*, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM).
11. **Lambert, B., Duval, B.C., Grosjean, Y., Umar, M., dan Zaugg, P.** (2003). *The Peciko Case History: Impact of an Evolving Geologic Model*. In "Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990-1999" (ed by M.T. Halbouty), The American Association of Petroleum Geologist, Memoir 78, pp: 297-320.
12. **Manabe, R., Ogawa, A., dan Niicho, Y.** (2009). *Floating LNG Technology for Abadi Field Development*. Prosiding, Indonesian Petroleum Association, 33rd Annual Convention & Exhibition, May, Jakarta.
13. **OPEC** (2012). *Annual Statistical Bulletin-2012*. Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), www.opec.org
14. **Priyono, R.** (2012). *Peluang Bisnis Hulu Migas di Indonesia*. Presentasi pada Diskusi Panel Badan Kejuruan Teknologi Perminyakan-Persatuan Insinyur Indonesia, Hotel Grand Sahid Jaya-Jakarta, 10 Juli.
15. **PWC** (2012). *Oil and Gas in Indonesia-Investment and Taxation Guide*. PricewaterhouseCoopers Indonesia Advisory, May, 5th edition. www.pwc.com/id
16. **Razi, M. Dan Bilinski, P.** (2012). *Mensa Field, Deepwater Gulf of Mexico (GOM)-Case Study*. SPE Paper #159741, dipresentasikan pada SPE Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio-Texas, USA, 8-10 Oktober.
17. **Rubiandini, R.R.** (2013). *Summary of 2012 E&P Activities in Indonesia and Outlook for 2013*. Presentasi pada luncheon talk Indonesian Petroleum Association, Hotel Ritz Carlton-Jakarta, 13 Februari.
18. **TECP** (2012). *Evaluasi Cadangan Minyak dan Gas Bumi Indonesia, Status 01-01-012*. Laporan Tim Evaluasi Cadangan dan Potensial PPPTMGB "LEMIGAS", Research and Development Agency, Ministry of Energy and Mineral Resources.