



# BAGAIMANA MEMBUAT INVESTASI HULU MIGAS LEBIH ATRAKTIF?

Focus Group Discussion Pre-Event IPA Convex ke-41



Direktorat Jenderal Migas Kementerian ESDM  
Jakarta, 29 Maret 2017



# Indonesia sebagai Produsen & Konsumen

2016



**CRUDE/BBM**



**LPG**



**GAS**

Produksi	820,000 BOPD
Impor	780,000 BOPD
Konsumsi	1.6 juta BOPD
Pertumbuhan Konsumsi	3%

Produksi	2.1 juta MTon
Impor	4.47 juta MTon
Konsumsi	6.64 juta MTon
Pertumbuhan Konsumsi	13%

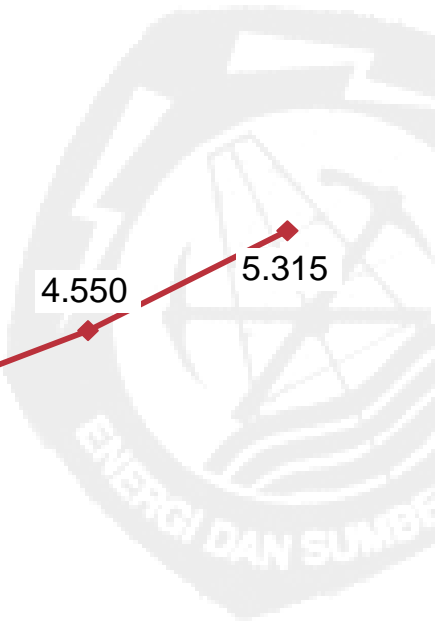
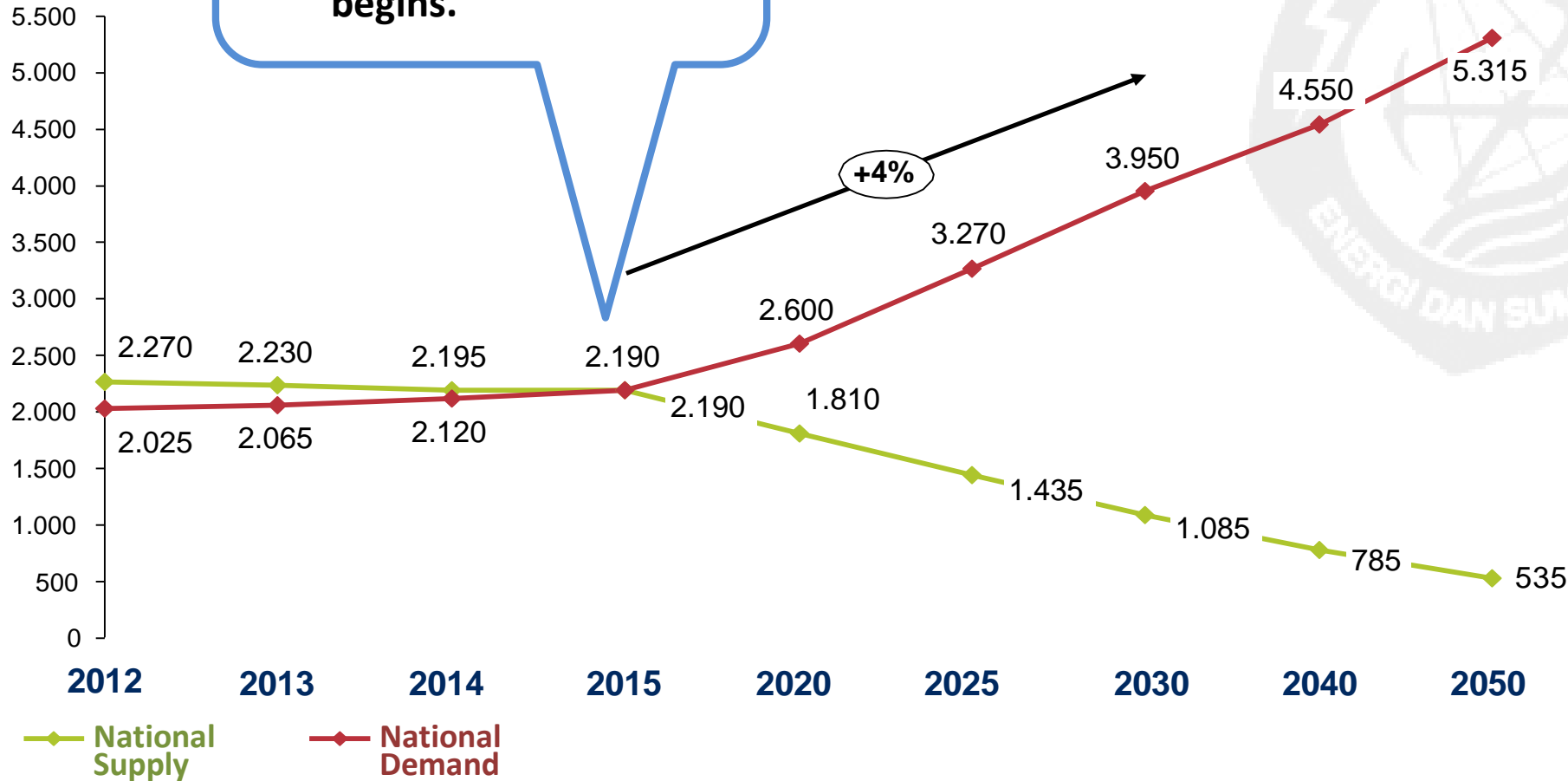
Produksi	7,301 MMSCFD
Ekspor	2,441 MMSCFD
Konsumsi	4,860 MMSCFD
Pertumbuhan Konsumsi	4%



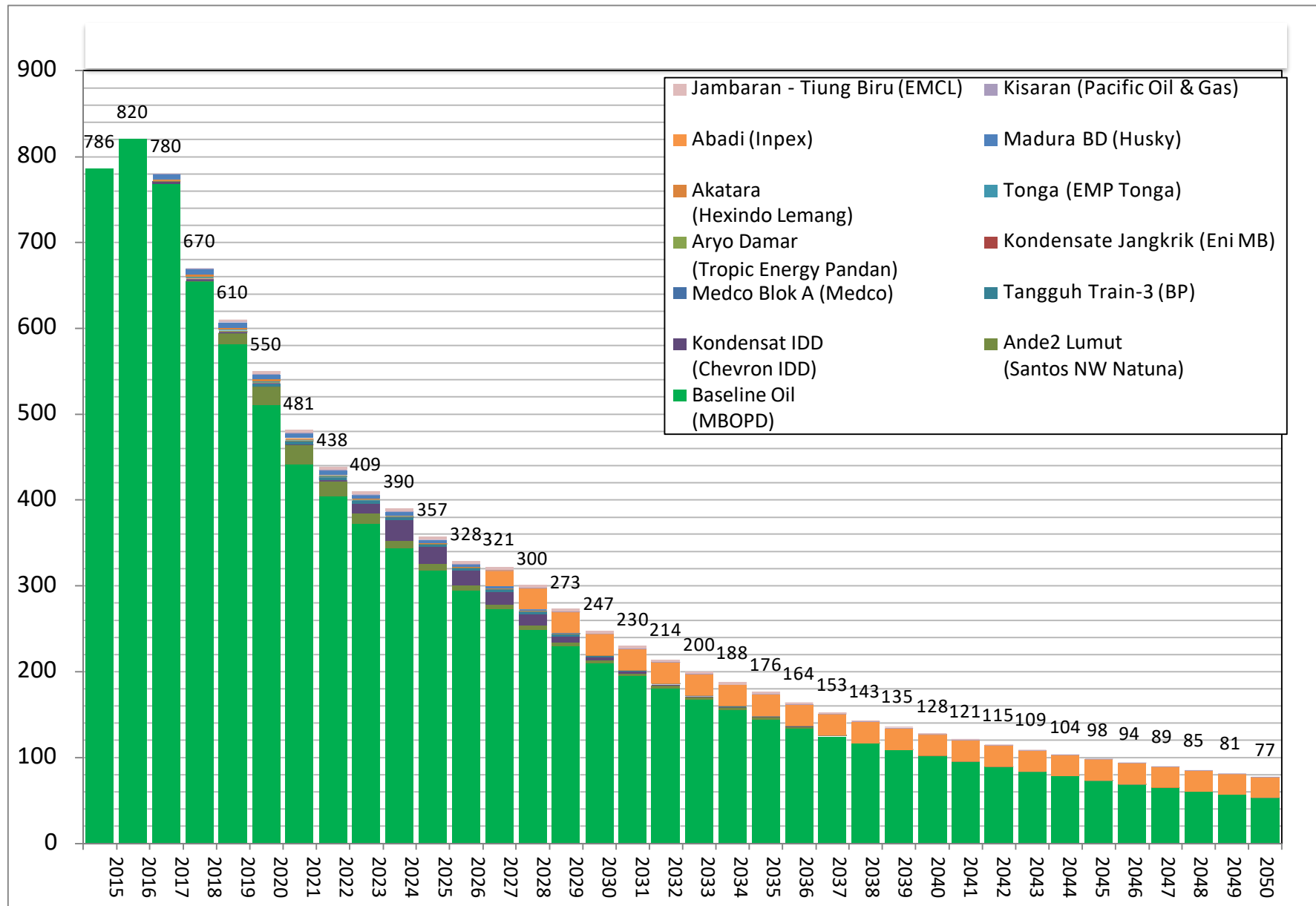
# Pasokan & Kebutuhan Minyak & Gas Bumi Nasional

“ In 2015 the gap between national supply and demand begins.”

In mboepd

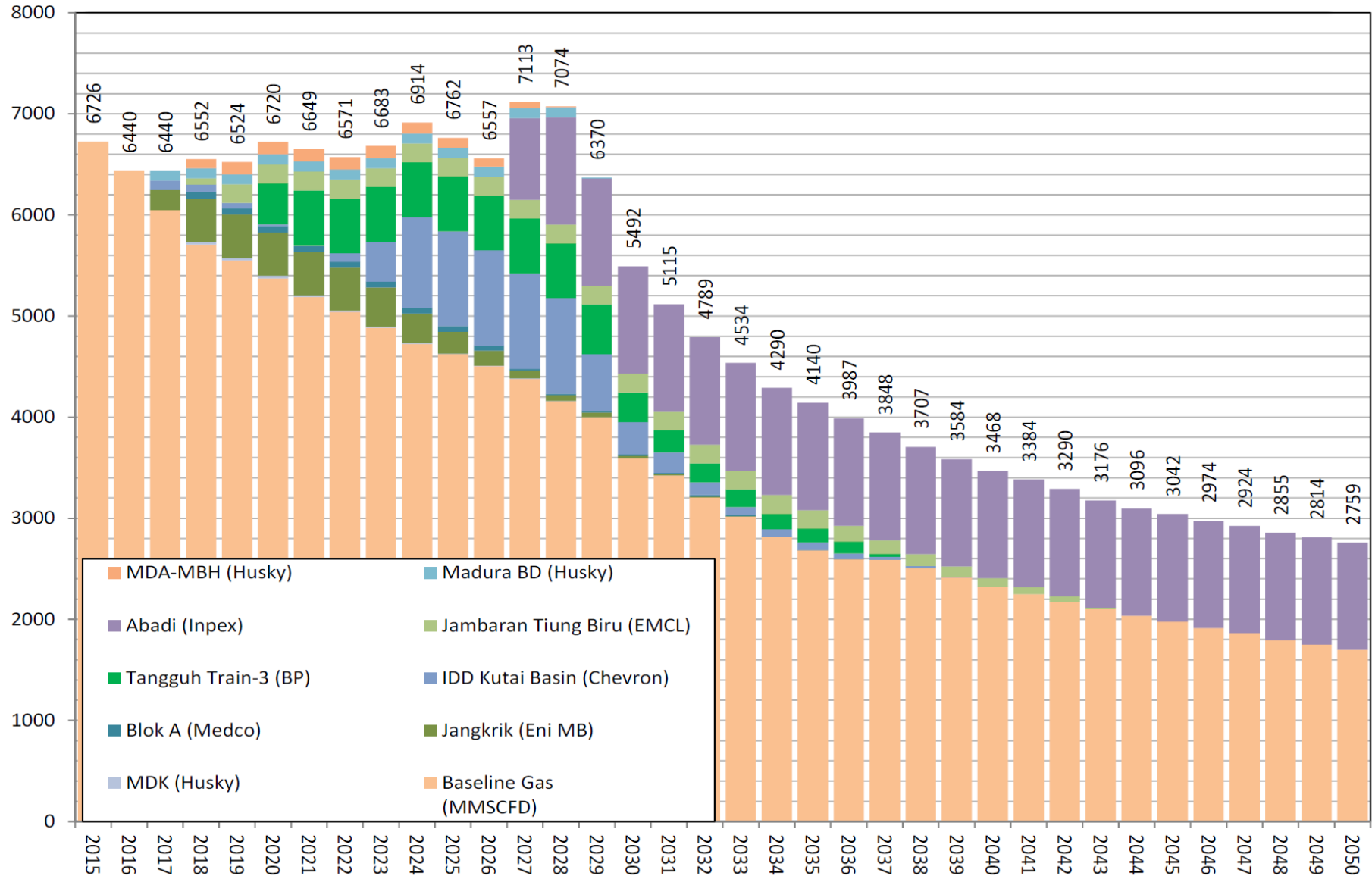


# Proyeksi Produksi Minyak Hingga 2050



# Proyeksi Produksi Gas Hingga 2050

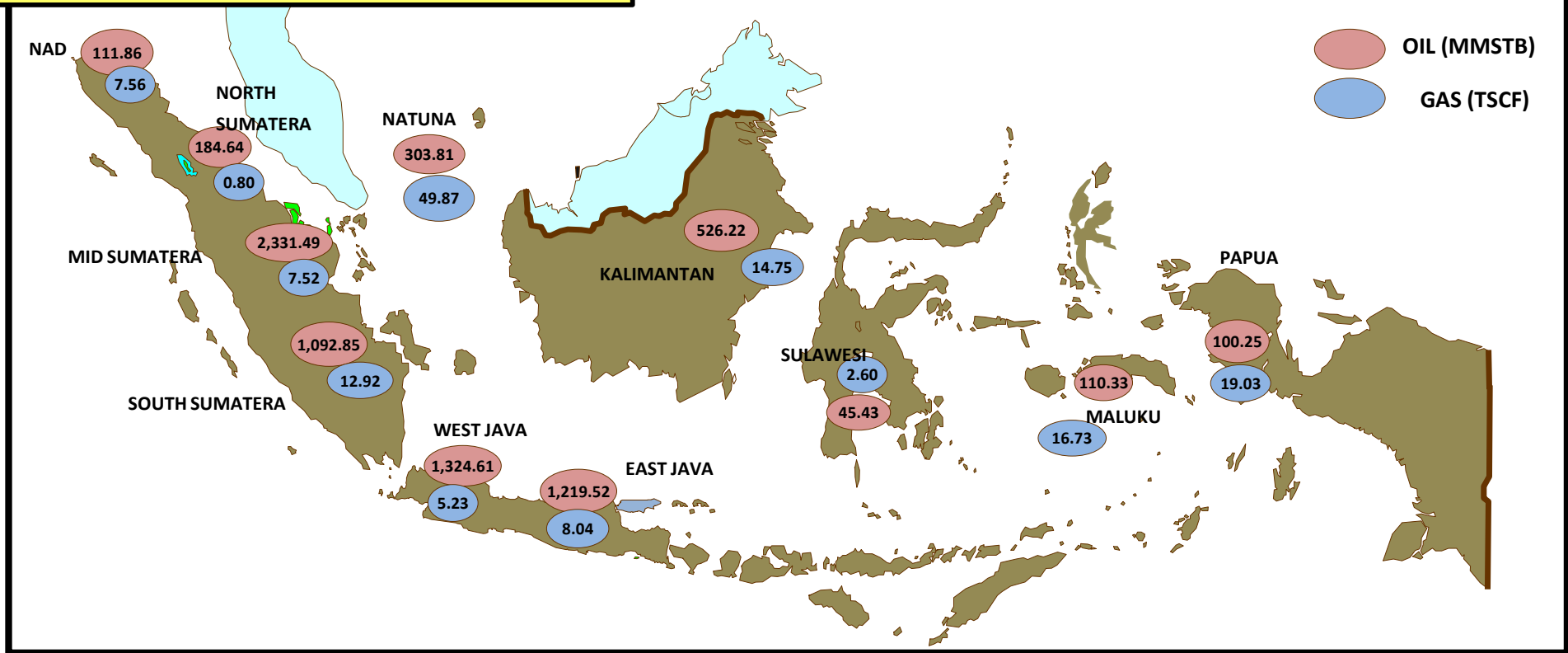
dalam MMSCFD



# Cadangan & Produksi Migas Indonesia

## Indonesia Oil & Gas Reserves

As of January 2016



OIL

### OIL RESERVES

Proven : 3,306.91 MMSTB  
 Potential: 3,944.20 MMSTB  
 Total : 7,251.11 MMSTB

Production: 816,311 BOPD  
 (oil + condensates)



GAS

### GAS RESERVES

Proven : 101.22 TSCF  
 Potential : 42.84 TSCF  
 Total : 144.06 TSCF

Production: 7.754 MMSCFD

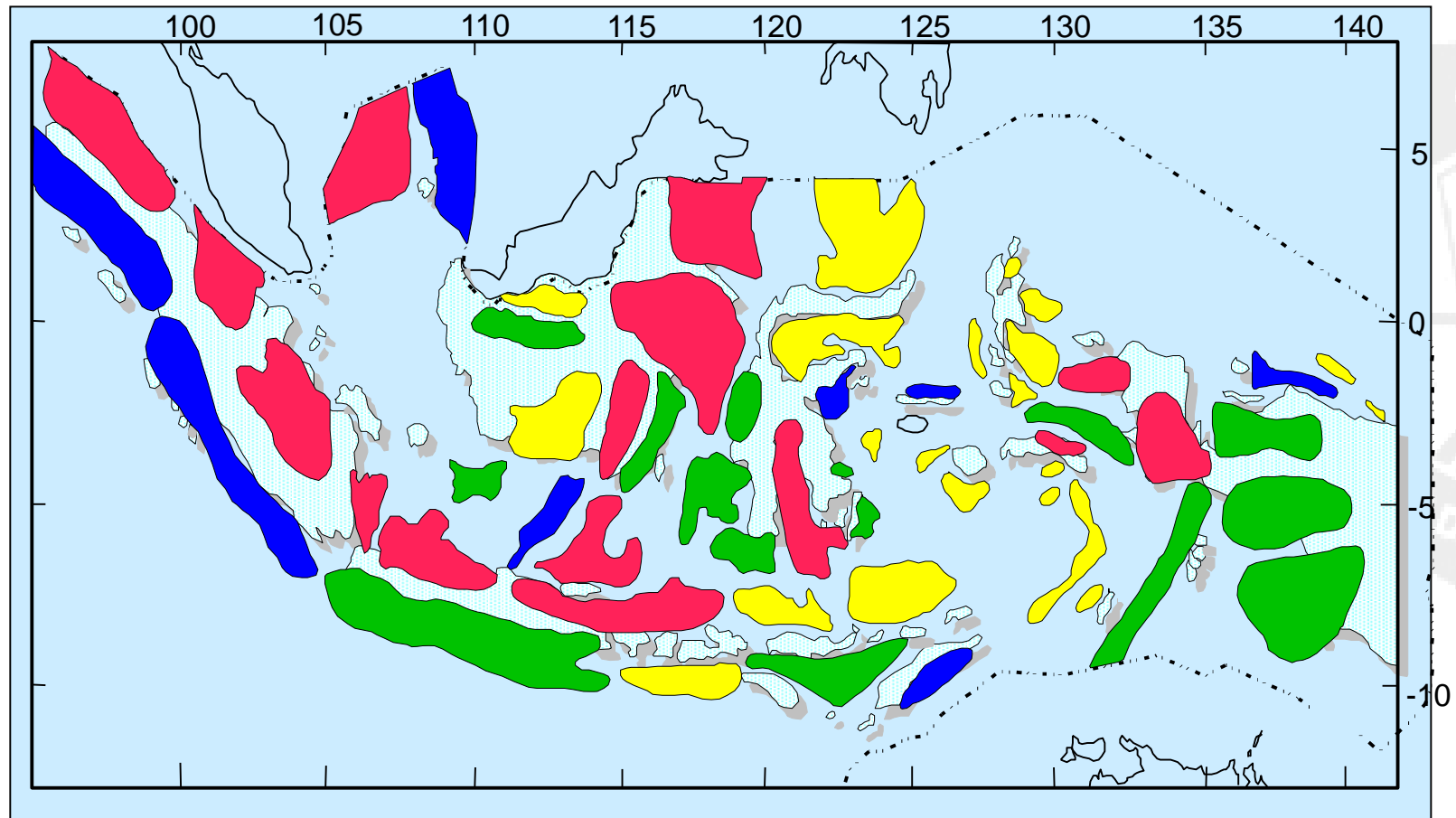
### WORKING ACREAGE : 279 PSCs

Exploration : 209 PSCs  
 Exploitation : 70 PSCs

Production as of Mar 26<sup>th</sup> 2017



# Sebaran Cekungan Hidrokarbon di Indonesia



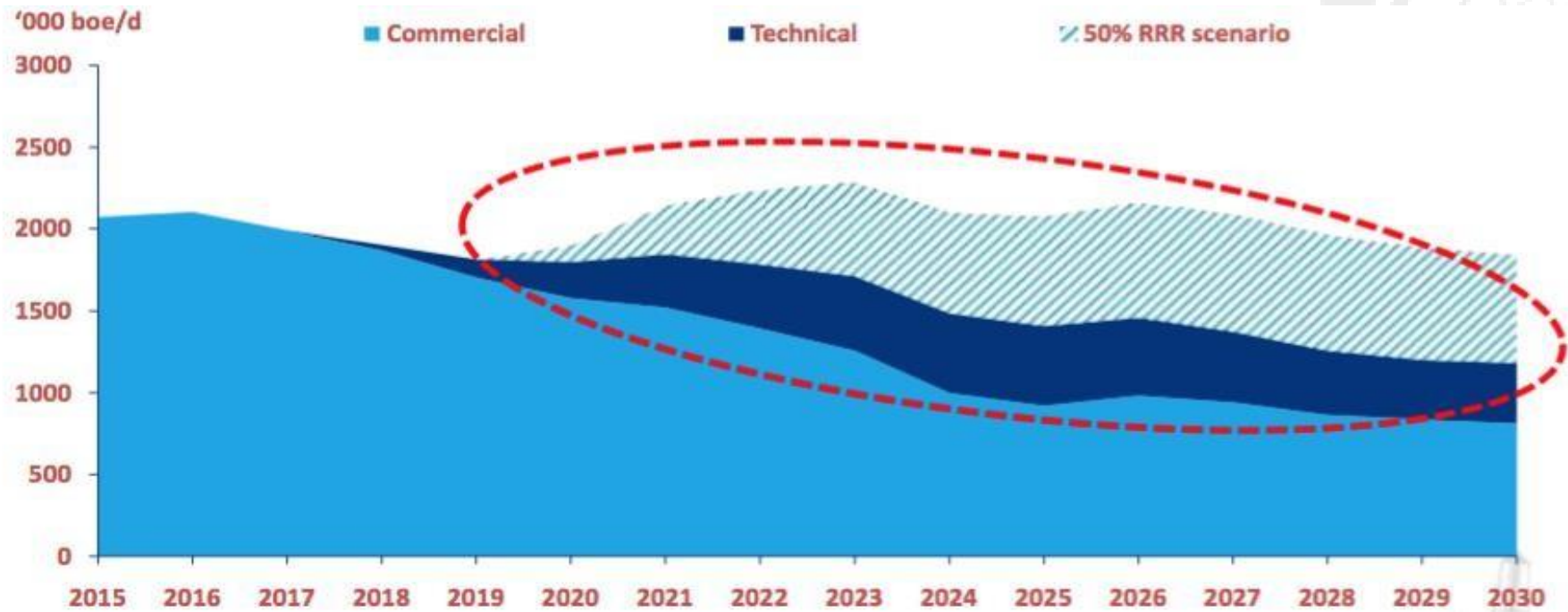
-  Producing basins (16)
-  Basins with hydrocarbons found, but not yet producing (8)
-  Basins under exploration (14)
-  Unexplored basins (22)



# Implikasi Jika Tidak Ada Progress Eksplorasi

Enhancing exploration through **fiscal stimulus** and **permit simplification** to accelerate onstream projects can boost production until 700,000 BOE/D in 2025.

## Indonesia's Oil & Gas Production 2015 - 2030



Source: Wood Mackenzie

\***Assumption:** 50% RRR from 2016, fully commercial & development lead time from discovery to production of 5 years

\*\***Technical:** discovered fields which could be developed but for which there are no current development plans



# Tantangan Usaha Hulu Migas di Indonesia

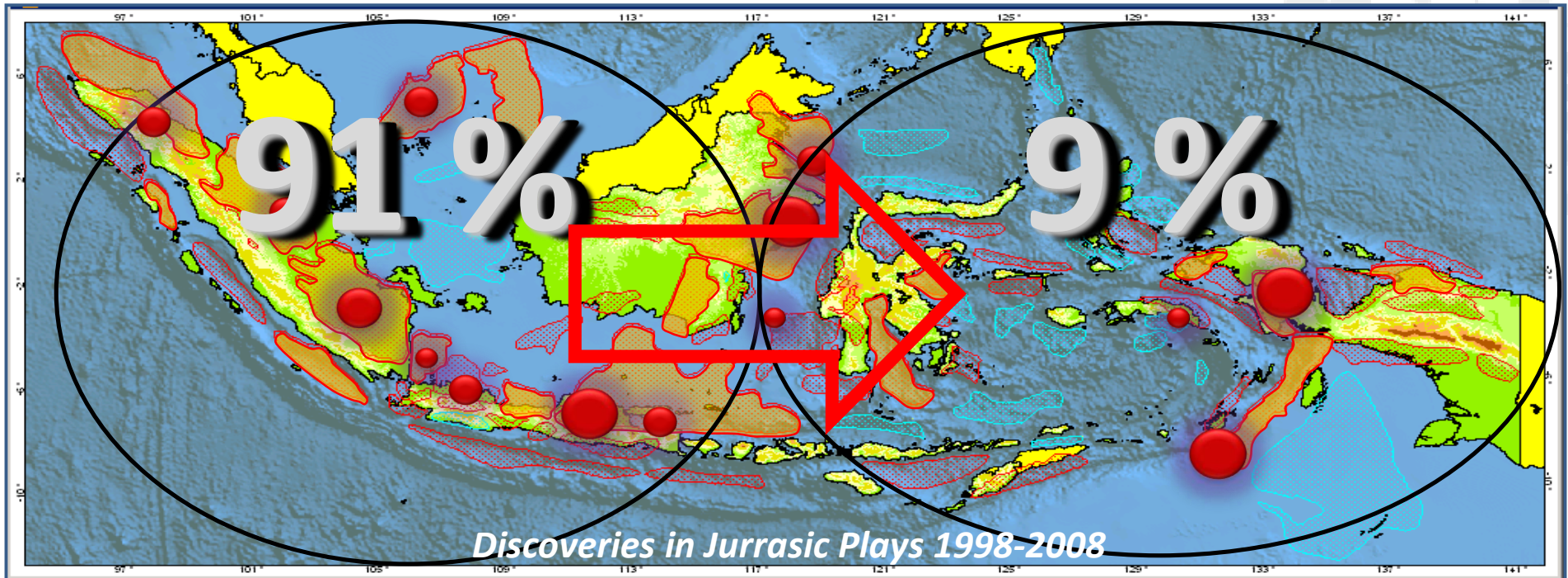
## GO DEEPER GO EAST

Aktivitas beralih dari wilayah barat ke wilayah timur Indonesia

Dominan berada di lepas pantai (*Offshore*) dan terletak di laut dalam

Peningkatan cadangan dan produksi

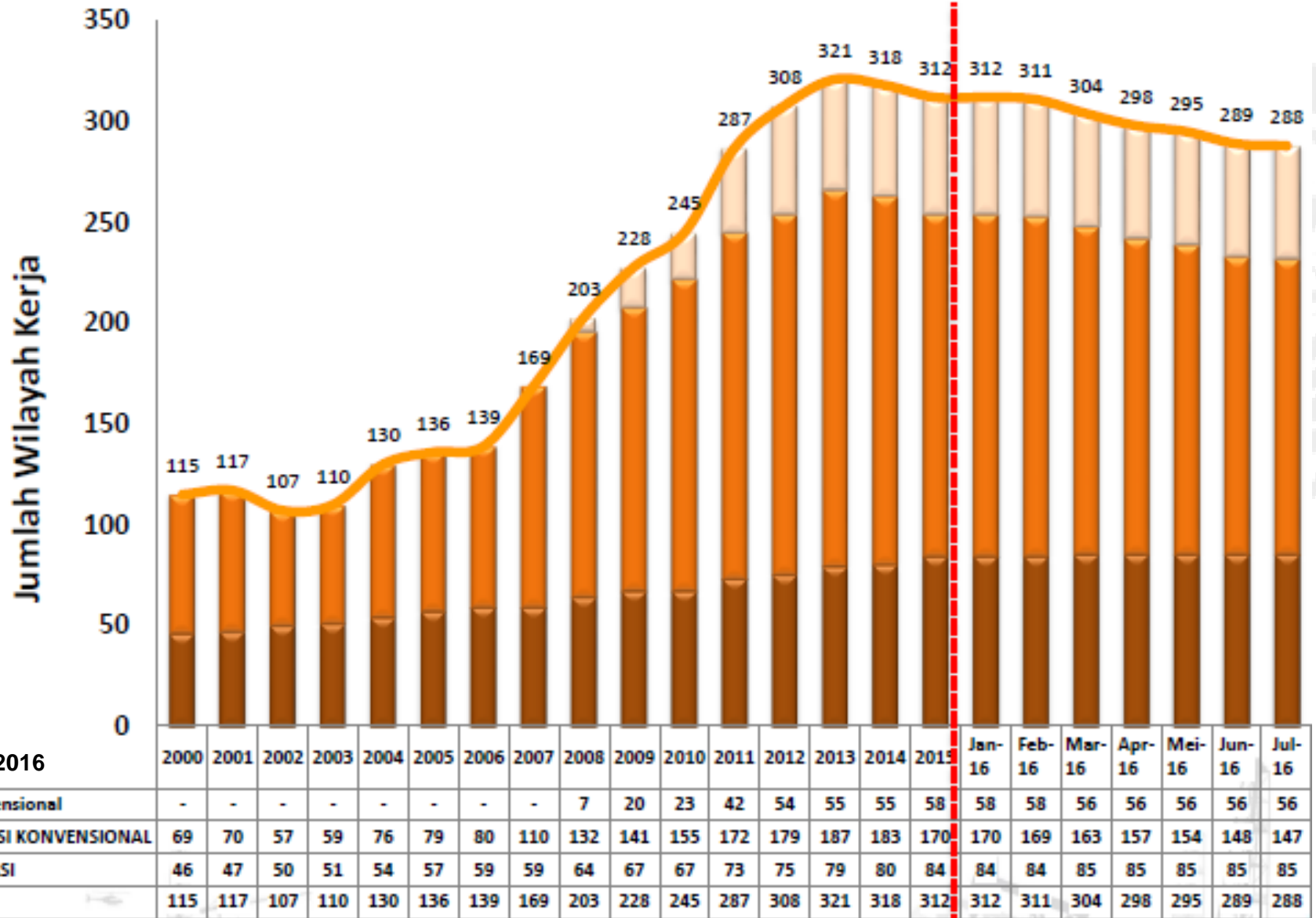
Pengembangan *Unconventional gas* (CBM & *Shale gas*).



Memerlukan investasi lebih besar, teknologi canggih, & resiko lebih besar

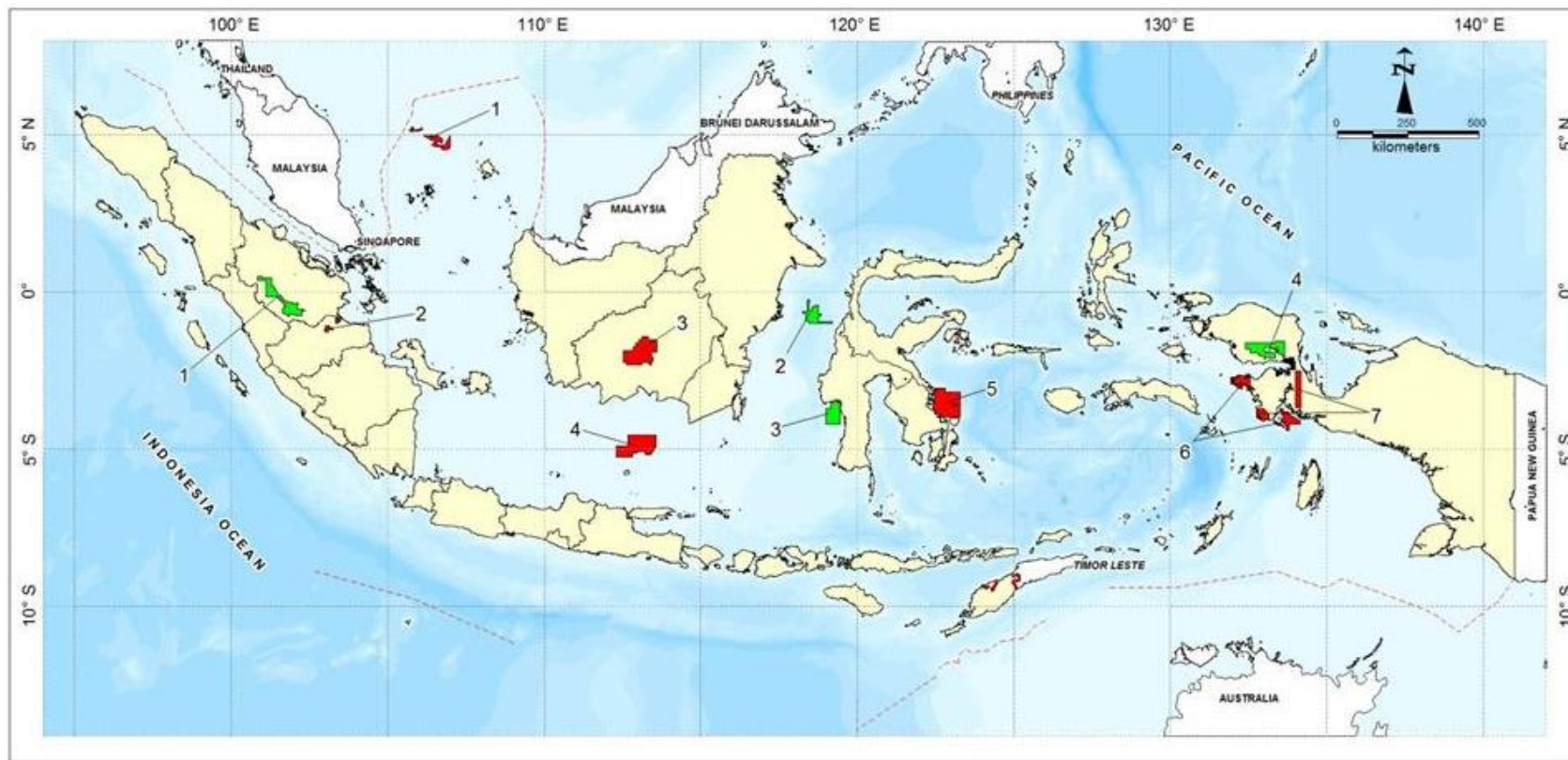


# Perkembangan Wilayah Kerja Migas Konvensional & Non-Konvensional



# PENAWARAN WK KONVENSIONAL TAHUN 2016

Penawaran WK Konvensional tahun 2016 menawarkan: 4 WK (tender reguler) dan 7 WK (penawaran langsung)



## Penawaran Reguler

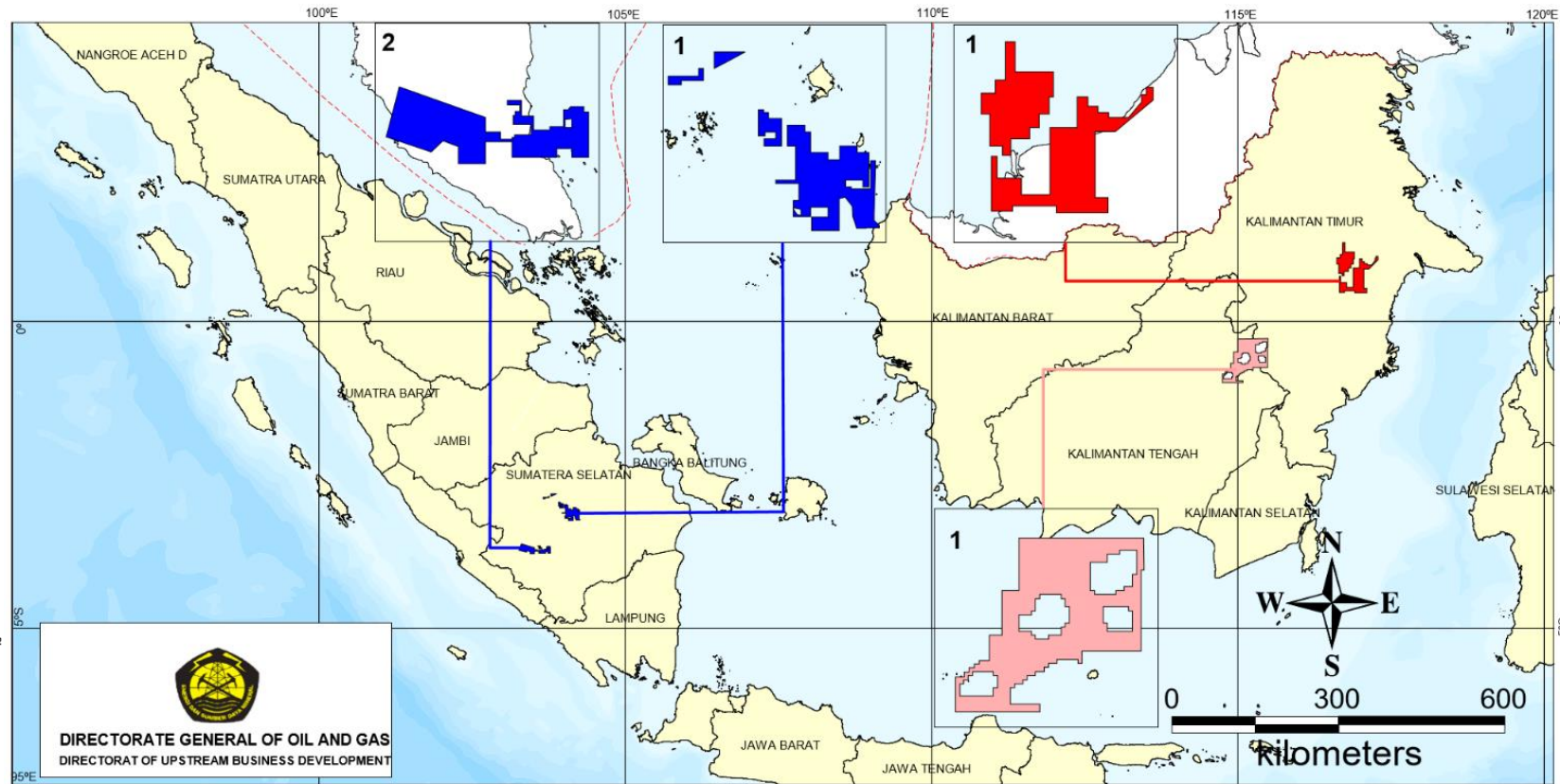
NO	TAHAPAN	TANGGAL
1	AKSES DOKUMEN PENAWARAN	1 JUNI 2016 – 5 OKTOBER 2016
2	FORUM KLARIFIKASI	8 JUNI 2016 – 5 OKTOBER 2016
3	BATAS AKHIR PENYAMPAIAN DOKUMEN PARTISIPASI	7 OKTOBER 2016

## Penawaran Langsung

NO	TAHAPAN	TANGGAL
1	AKSES DOKUMEN PENAWARAN	1 JUNI 2016 – 22 JULI 2016
2	FORUM KLARIFIKASI	8 JUNI 2016 – 22 JULI 2016
3	BATAS AKHIR PENYAMPAIAN DOKUMEN PARTISIPASI	25 JULI 2016

# PENAWARAN WK NON KONVENSIONAL TAHUN 2016

Penawaran WK Non Konvensional tahun 2016: 1 WK (tender reguler) dan 2 WK (penawaran langsung)



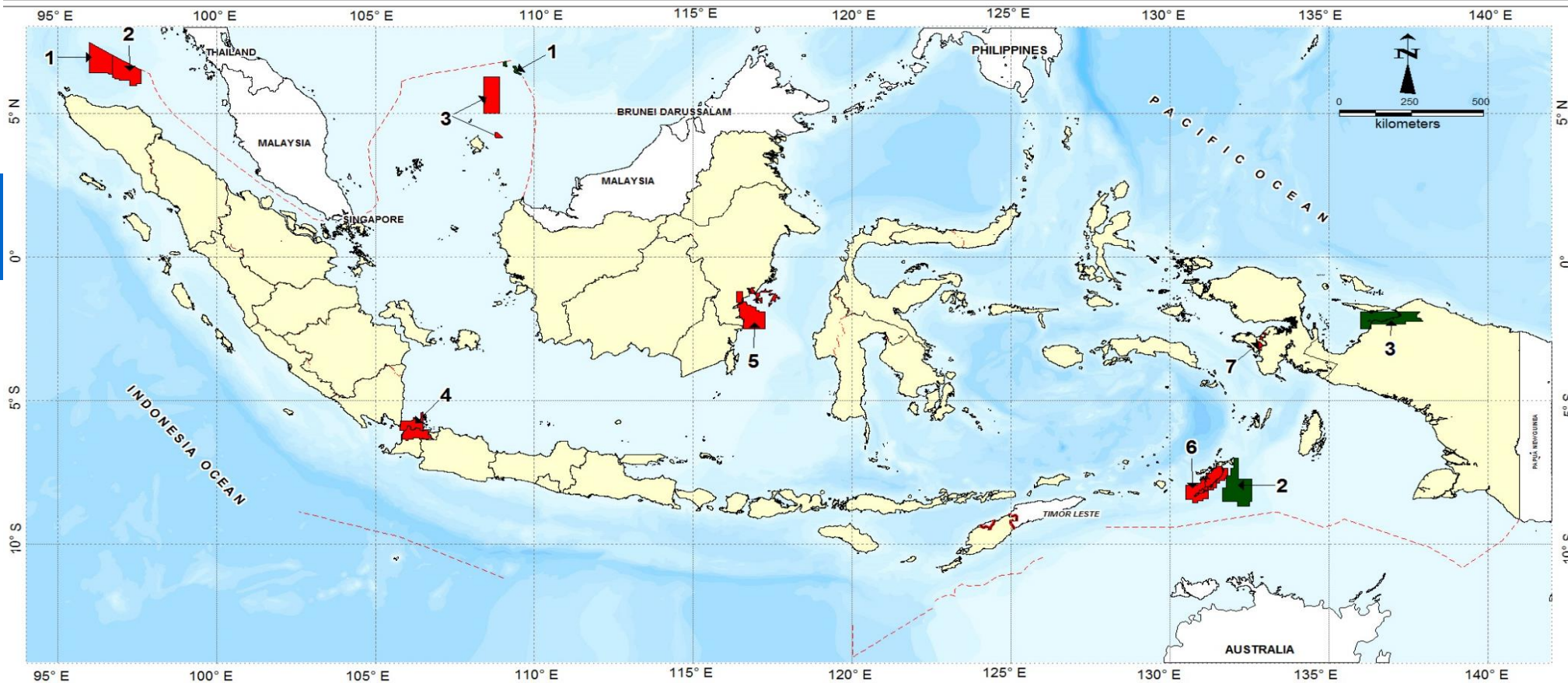
## Lelang Reguler

NO	TAHAPAN	TANGGAL
1	AKSES DOKUMEN PENAWARAN	1 JUNI 2016 – 5 OKTOBER 2016
2	FORUM KLARIFIKASI	8 JUNI 2016 – 5 OKTOBER 2016
3	BATAS AKHIR PENYAMPAIAN DOKUMEN PARTISIPASI	7 OKTOBER 2016

## Penawaran Langsung

NO	TAHAPAN	TANGGAL
1	AKSES DOKUMEN PENAWARAN	1 JUNI 2016 – 22 JULI 2016
2	FORUM KLARIFIKASI	8 JUNI 2016 – 22 JULI 2016
3	BATAS AKHIR PENYAMPAIAN DOKUMEN PARTISIPASI	25 JULI 2016

# PENAWARAN WK MIGAS KONVENSIONAL TAHUN 2017 (Tentative)



## LELANG REGULER

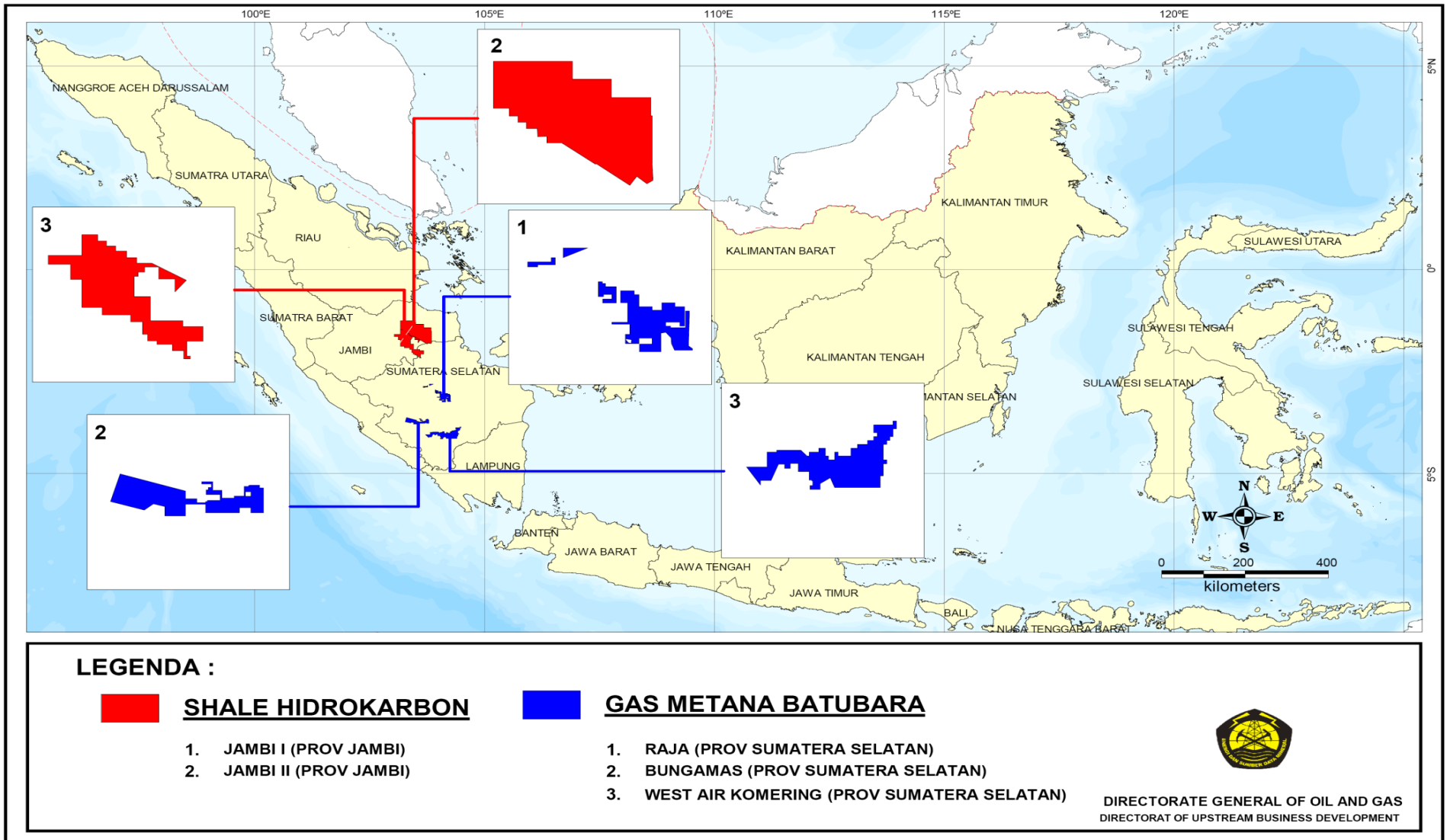
1. Durian (Kepulauan Riau)
2. East Tanimbar (Maluku)
3. Memberamo (Papua)

## PENAWARAN LANGSUNG

1. Andaman I (>12 nmil)
2. Andaman II (>12 nmil)
3. South Tuna (Kepulauan Riau)
4. Merak (Banten dan Lampung)
5. Pekawai (Kalimantan Timur)
6. West Yamdena (Maluku)
7. Kasuri III (Papua Barat)



# RENCANA PENAWARAN WILAYAH KERJA MIGAS NON KONVENSIONAL 2017 TAHAP I (TENTATIVE)

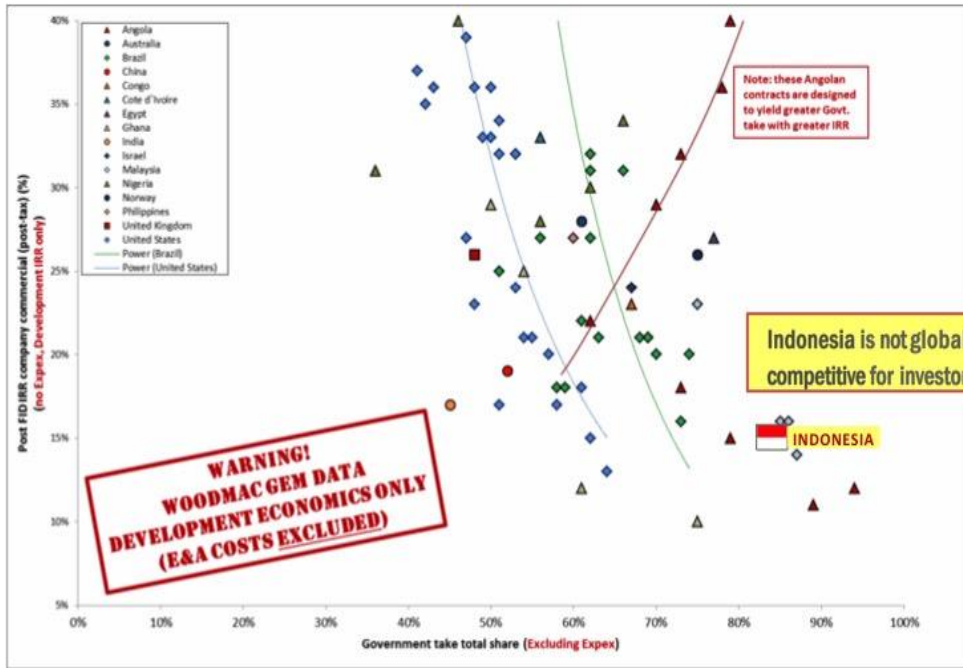


# Roadmap Penyiapan Wilayah Kerja Sampai 2020

Kegiatan	Pra-2015	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Survei & Penyiapan Data (BADAN GEOLOGI)	<ol style="list-style-type: none"> <li>Cekungan Gorontalo Toli-toli (Gorontalo Tomini)</li> <li>Cekungan Karama (SE Mandar)</li> <li>Cekungan Enrekang (SE Mandar)</li> <li>Cekungan Misool</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Cekungan Ampana (survei geologi lapangan)</li> <li>Survei geofisika (gravity dan MT) di Cekungan Pambuang</li> <li>G &amp; G (gravity dan MT) di Cekungan Tarakan.</li> <li>Assesment di Cekungan Akiemegah (integrasi data sub surface dari Pusdatin dan data lapangan)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Survei seismik 2D Atambua dan Memberamo</li> <li>Cekungan Tomori Selatan</li> <li>Cekungan Arafura</li> <li>Cekungan Tarakan</li> <li>Cekungan Savu</li> <li>Cekungan Misool</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Integrasi data bawah permukaan dan lapangan di:                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Cekungan Tarakan</li> <li>Cekungan Tomori Selatan</li> <li>Cekungan Akiemegah</li> </ol> </li> <li>Survei G &amp; G pada:                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Cekungan Jayapura Selatan</li> <li>Cekungan Waigeo</li> </ol> </li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Survei G &amp; G di cekungan:                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Waipoga</li> <li>Sahul</li> </ol> </li> <li>Integrasi data bawah permukaan dan lapangan di Cekungan:                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Arafura</li> <li>Taliabu</li> <li>Banggaisula</li> <li>Wokam</li> </ol> </li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Survei G &amp; G cekungan Iwur</li> <li>Integrasi data bawah permukaan dan lapangan di Cekungan :                             <ol style="list-style-type: none"> <li>Waipoga</li> <li>Onin Kumawa</li> <li>Sahul</li> </ol> </li> </ol>	
Analisis G&G (BALITBANG)		<ol style="list-style-type: none"> <li>Merauke</li> <li>SE Mandar</li> <li>West Misool</li> <li>Gorontalo Tomini I</li> <li>Tomini Bay</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Tomini Bay V</li> <li>Sula II</li> <li>Dolok</li> <li>Gorontalo Tomini II</li> <li>Karaeng</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Memberamo</li> <li>Atambua</li> <li>Savu</li> <li>Misool</li> <li>Tomori Selatan</li> <li>Tarakan</li> <li>Morowali</li> <li>Arafura</li> <li>Sunda Strait IV</li> <li>Halmahera</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>NE Madura</li> <li>Masalima</li> <li>Monamani (Arafura)</li> <li>North Kuantan</li> <li>Asam-asam</li> <li>Atambua</li> <li>Memberamo</li> <li>Kai-Seram</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Bird Head</li> <li>Seringapatam II</li> <li>East Seringapatam</li> <li>SE Sepanjang</li> <li>Wanapiri</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Iwur</li> <li>Waipoga</li> <li>Onin-Kumawa</li> <li>Sahul</li> </ol>
Penyiapan WK (DITJEN MIGAS)			<ol style="list-style-type: none"> <li>Merauke</li> <li>SE Mandar</li> <li>West Misool</li> <li>Gorontalo Tomini I</li> <li>Tomini Bay</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Tomini Bay V</li> <li>Sula II rev1</li> <li>Dolok</li> <li>Gorontalo Tomini II</li> <li>Karaeng</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Memberamo</li> <li>Atambua</li> <li>Savu</li> <li>Misool</li> <li>Tomori Selatan</li> <li>Tarakan</li> <li>Morowali</li> <li>Arafura</li> <li>Sunda Strait IV</li> <li>Halmahera</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>NE Madura</li> <li>Masalima</li> <li>Monamani (Arafura)</li> <li>North Kuantan</li> <li>Asam-asam</li> <li>Atambua</li> <li>Memberamo</li> <li>Kai-Seram</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Bird Head</li> <li>Seringapatam II</li> <li>East Seringapatam</li> <li>SE Sepanjang</li> <li>Wanapiri</li> </ol>



# Policy Reform To Boost Deep Water Exploration



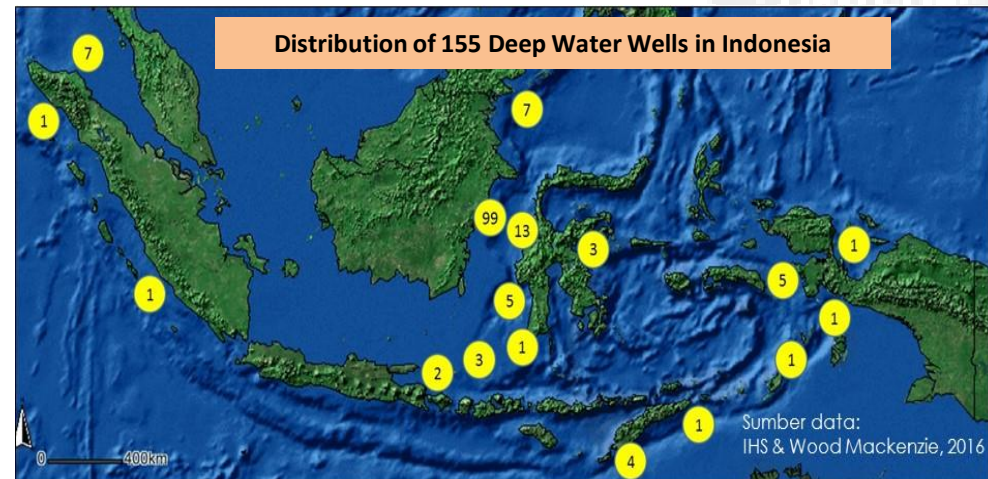
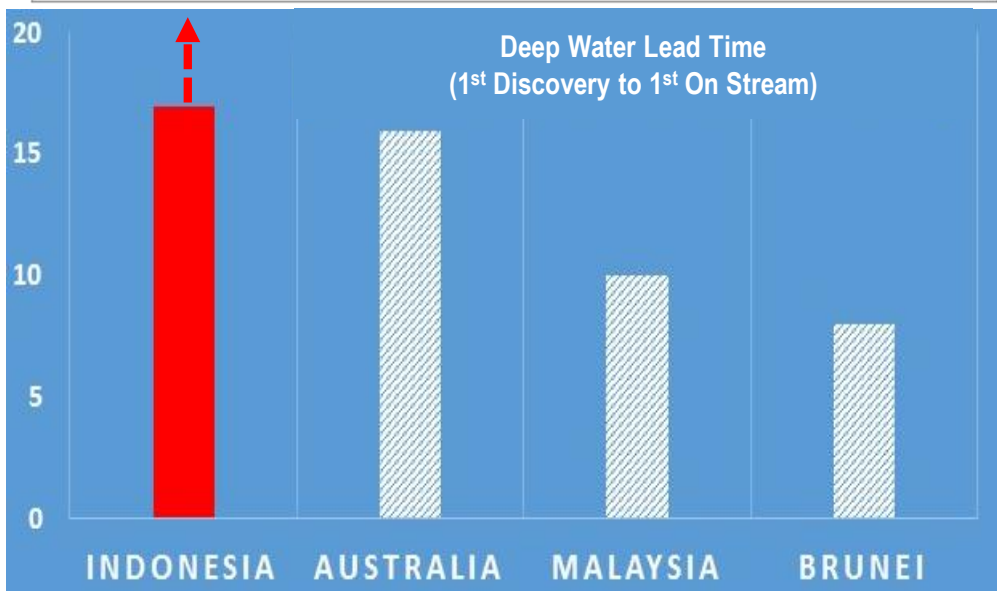
The Government of Indonesia is currently developing policies & improving data access to accelerate development & avoid delays.

## Fiscal reform alternatives under discussion:

- Profit split
- Cost Uplift
- Tax Incentives (Tax Holiday / Tax Rate Reduction / Tax Exemption)
- DMO discount
- Incentives for remote or deep water fields



“Win-Win” zone for fair and reasonable benefit to the government & investors



PSCs with depth > 500 m

Exploration	38 PSCs
Production	6 PSCs



# Regulasi & Penataan Perizinan

## Regulasi Yang Telah Ditetapkan



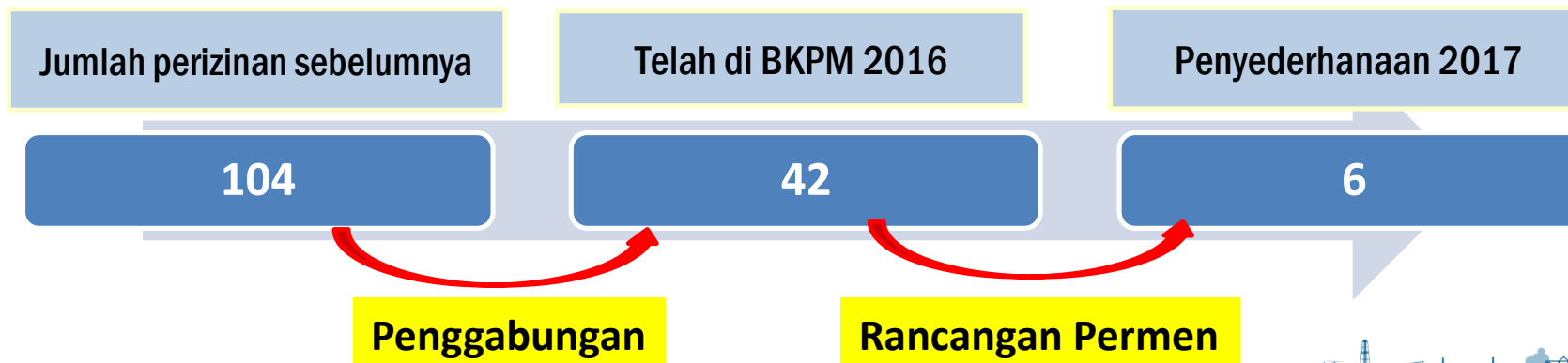
### Perpres

146/2015 tentang Pembangunan Kilang  
40/2016 tentang Penetapan Harga Gas Bumi

### Permen ESDM

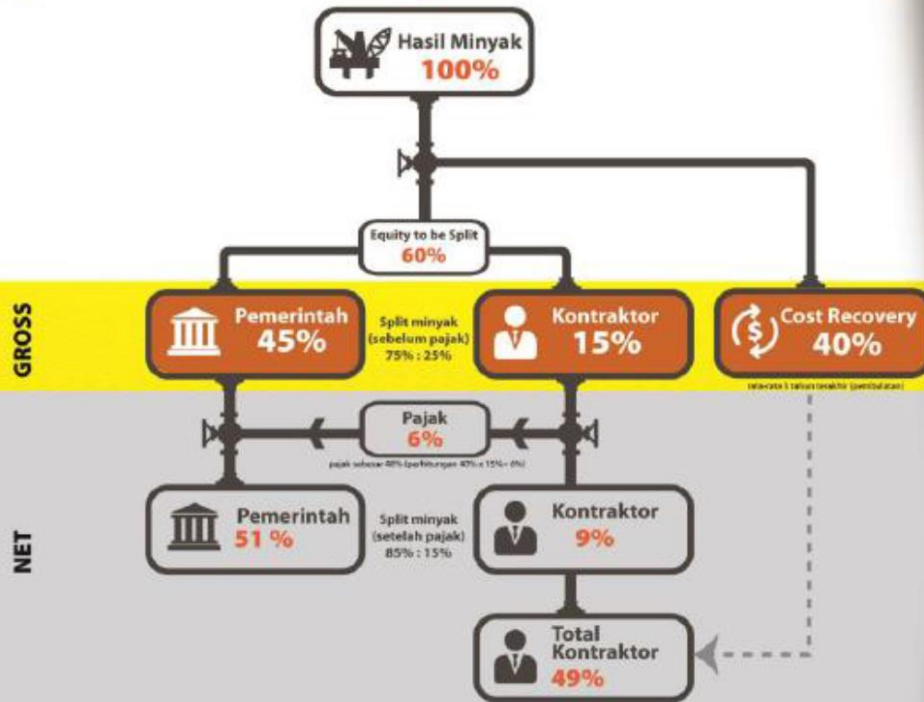
- 23/2015: Pendelegasian Wewenang Pemberian Perizinan Bidang Migas dalam Rangka PTSP kepada BKPM
- 38/2015: Percepatan Pengusahaan Migas Non Konvensional
- 06/2016: Ketentuan dan Tata Cara Penetapan Alokasi & Pemanfaatan Serta Harga Gas Bumi
- 16/2016: Tata Cara Penetapan Harga dan Pengguna Gas Bumi Tertentu
- 22/2016: Pelaksanaan Pembangunan Kilang Minyak Skala Kecil Dalam Negeri
- 30/2016: Perubahan Atas Permen ESDM 15/2015 tentang Pengelolaan WK Migas Yang Akan Berakhir KKS-nya
- 35/2016: Pelaksanaan Pembangunan Kilang Minyak di Dalam Negeri oleh Badan Usaha Swasta
- 36/2016: Percepatan Pemberlakuan Satu Harga Jenis BBM Tertentu & Jenis BBM Khusus Penugasan Secara Nasional
- 37/2016: Ketentuan Penawaran Participating Interest 10% pada Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi
- 39/2016: Sistem Monitoring Produksi Minyak Bumi Berbasis Online Real Time Pada Fasilitas Produksi Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi
- 40/2016: Harga Gas Bumi untuk Industri Tertentu

## Penataan Perizinan Migas di Ditjen Migas



# Bagian Negara Lebih Baik, Kontraktor Lebih Efisien

## Skema Cost Recovery



## Skema Gross Split



Base split dapat disesuaikan berdasarkan **12 komponen, yaitu :**

### 10 KOMPONEN VARIABLE

1. Status lapangan
2. Lokasi lapangan (onshore, offshore)
3. Kedalaman reservoir
4. Ketersediaan infrastruktur pendukung
5. Jenis reservoir
6. Kandungan CO2
7. Kandungan H2S
8. Berat Jenis minyak bumi
9. Tingkat Komponen Dalam Negeri
10. Tahapan produksi

### 2 KOMPONEN PROGRESIF

1. Harga minyak
2. Kumulatif Produksi

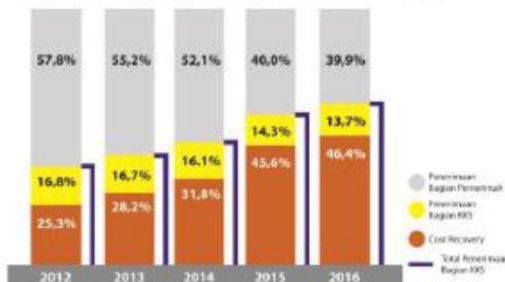
Pemerintah masih mendapatkan tambahan dari pajak



**Gross Split membuat biaya operasi lebih efisien**

- Biaya operasi menjadi tanggung jawab Kontraktor
- Kontraktor secara alami akan melakukan penghematan

Porsi Cost Recovery dalam penerimaan migas (%)



**Cost Recovery Cenderung Tidak Efisien**

- Cost recovery menjadi tanggungan Negara & Kontraktor
- Sejak tahun 2015, cost recovery lebih besar dari penerimaan negara





# Terima Kasih

[www.migas.esdm.go.id](http://www.migas.esdm.go.id)

