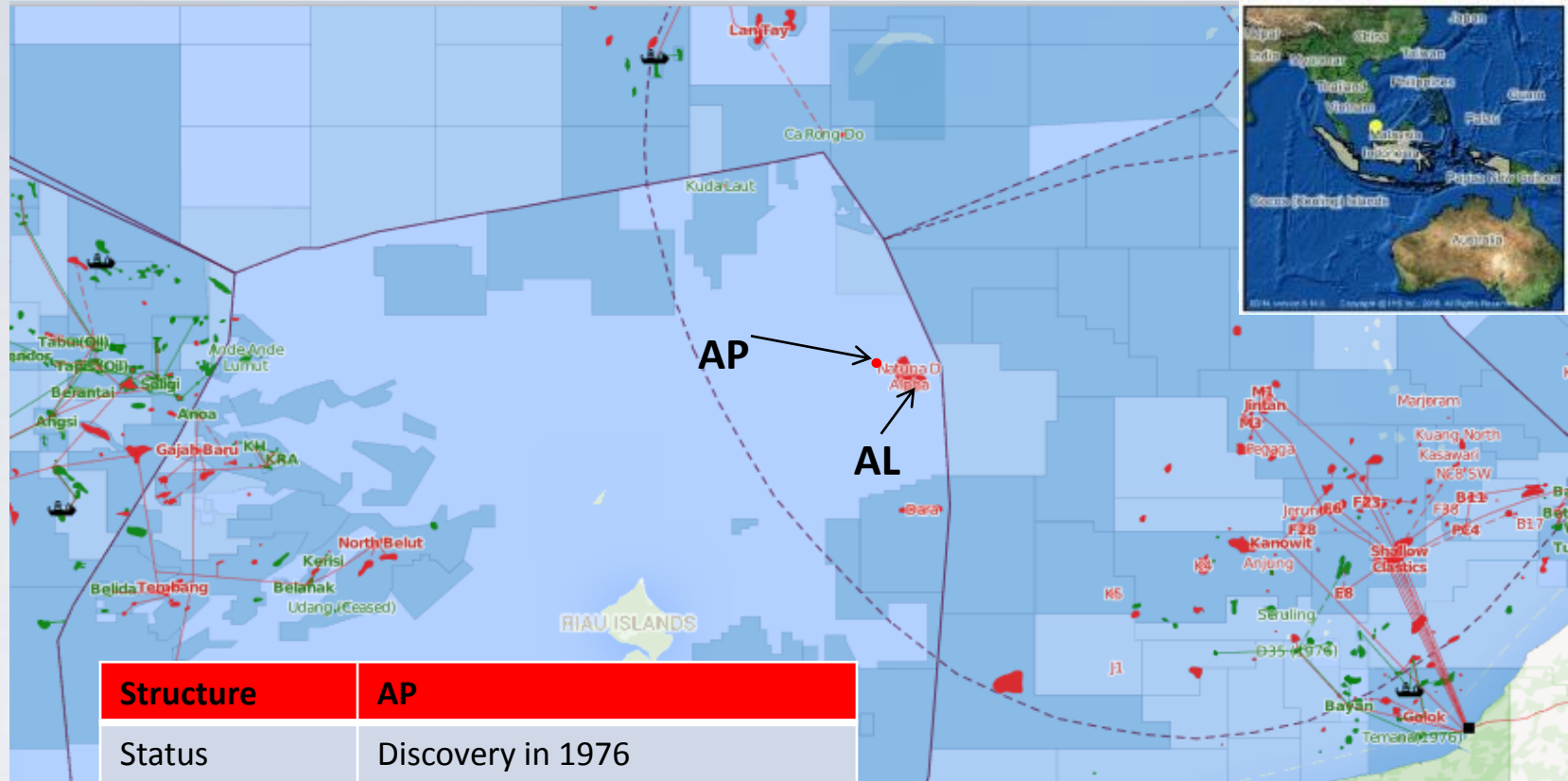




# Penyiapan Pengelolaan Area East Natuna

Jakarta, 6 Desember 2016

# Area East Natuna



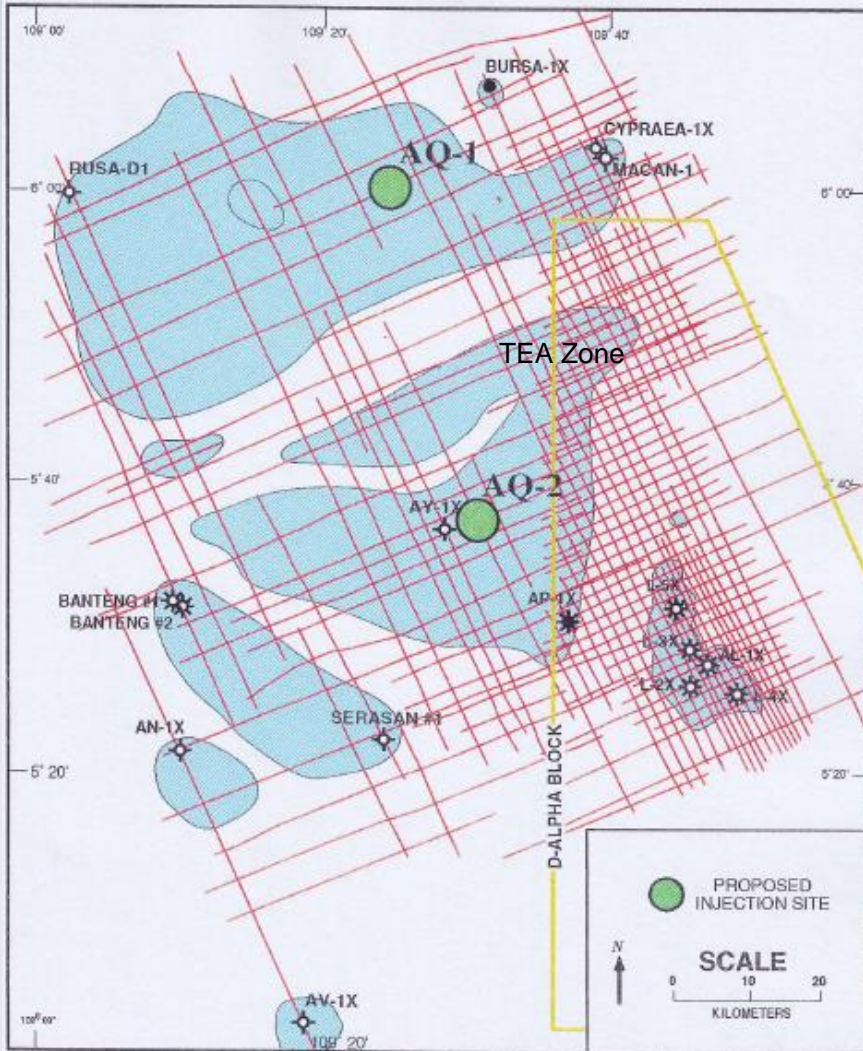
Structure	AP
Status	Discovery in 1976
Resources	OGIP 3.8 TCF, 45% CO2 OOIP: 360 MMBO

Structure	AL
Status	Discovery in 1973
Resources	OGIP (P50) 222 TCF Gas (71% CO2; 28% Hydrocarbon; 0,55% H2S; 0,4% Nitrogen; 0,05% others)
	Recoverable: 46 TCF Gas

Surat Menteri ESDM No. 3588/11/MEM/2008 tanggal 2 Juni 2008 agar Pertamina menyiapkan rencana pengelolaan Area East Natuna.

## Tindak lanjut :

1. Feasibility Study (FS) → **selesai, Desember 2008**
2. Pemilihan mitra yang memiliki kemampuan teknologi
  - a) Pemilihan mitra dilakukan sesuai arahan pemerintah, dalam proses nya telah beberapa kali mengalami perubahan.
  - b) Anggota Konsorsium saat ini terdiri dari : **Pertamina, Exxon Mobil, PTTEP**
3. Membicarakan *terms & condition* dengan Ditjen Migas
  - a) Principles of Agreement (POA) antara Konsorsium (Pertamina, ExxonMobil dan PTTEP) berlaku hingga Juni 2018
  - b) Konsorsium melaksanakan kajian “Technology and Market Review” (TMR) untuk jangka waktu 2 tahun (2016-2017)
4. Status Penyiapan KKS East Natuna:
  - a) Konsorsium East Natuna bersama-sama dengan pemerintah sedang menyiapkan KKS East Natuna
  - b) KKS East Natuna mencakup struktur AP, AL, dan aquifer area

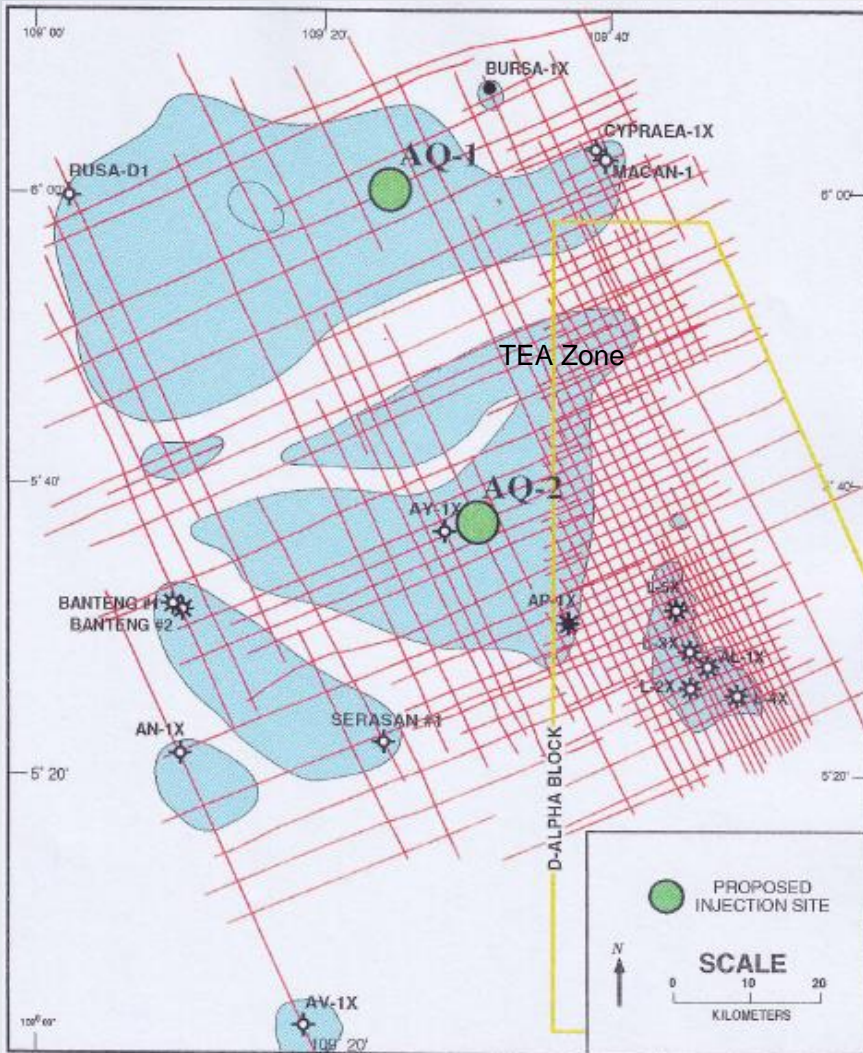


1. AL Structure has huge resources (222 TCF) with high CO<sub>2</sub> Content (71% CO<sub>2</sub>), so it will require special processing technology for CO<sub>2</sub> removal.

	Gas In-Place (Including CO <sub>2</sub> )	Resources (methane)
Low case <i>ready to certify</i>	138 TCF	29 TCF <sup>*)</sup>
<b>Most-likely case</b>	<b>222 TCF</b>	<b>46 TCF</b>
High case	272 TCF	57 TCF

2. At 4 BSCFD gas production, only 1 BSCFD marketable.
3. Include production wells and CO<sub>2</sub> reinjection wells.
4. Need 'special area' for CO<sub>2</sub> storage.
5. Largest offshore processing facilities.
6. Field is located far from the market.
7. Very big investment (2008 est - US\$ 24 Billion)
8. Woud need special fiscal terms and incentives to support commercial development.
9. Current oil price situation.

# Key Challenges in AP Development



1. Limited knowledge on AP structure, only 1 exploratory well drilled in 1976
2. Limited available data
3. Limited understanding on the geology of aquifer overlying the AP field (same Terumbu formation), including seal mechanism between aquifer and AP (o/g)
4. Wide range of information on test results

- ❑ **Konsorsium East Natuna melanjutkan kajian pengembangan menyeluruh (Technology & Market Review) atas 5 (lima) elemen:**
  - ❑ ***Gas Processing Technology Optimization***
  - ❑ ***Subsurface Evaluation (for CO<sub>2</sub> Injection)***
  - ❑ ***Gas Transportation Infrastructure / Options***
  - ❑ ***Gas Market***
  - ❑ ***Development Concept***
  
- ❑ **Kajian “Technology & Market Review” akan diselesaikan pada pertengahan 2017.**
  
- ❑ **Hasil dari “Technology & Market Review” sebagai masukan untuk mengusulkan *fiscal terms* untuk KKS East Natuna.**

1. Perlu upaya yang terintegrasi dan melibatkan banyak pihak agar pengembangan East Natuna dapat terealisasi
2. Diperlukan *fresh review* terhadap semua aspek pengembangan lapangan East Natuna (TMR) mengingat banyak parameter pengembangan serta kondisi makro ekonomi Migas yang telah berubah dan sangat mempengaruhi keekonomian pengembangan East Natuna.
3. Secara paralel, diskusi dengan pemerintah terkait PSC East Natuna saat ini sedang berlangsung, diharapkan dapat di tanda tangani segera agar aktifitas MIGAS di kawasan East Natuna dapat segera berjalan.

terima kasih