

PT. PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA ANNUAL REPORT 2016 (FINANCIAL AUDITED)



Office : Intiland Tower 7th Floor, Suite 703 D,
Jl. Panglima Sudirman 101 – 103 Surabaya 60271,
Phone (62-31) 5320 822, Fax (62-31) 5320 773
www.pjuc.co.id

I. DAFTAR ISI

TABLE OF CONTENTS

I. Daftar Isi Table of Contents	1
II. Daftar Gambar Table of Figures	3
III. Daftar Tabel Table of Tables	6
IV. Ringkasan Eksekutif Executive Summary	7
V. Laporan Management Management Report	9
V.1. Laporan Tugas Pengawasan Dewan Komisaris Supervisory Report From Board of Commissioners	10
V.2. Profile Dewan Komisaris Board of Commissioners Profile	18
V.3. Laporan Direksi Report from the Board of Directors	21
V.4. Profile Dewan Direksi Board of Directors Profile	24
V.5. Profile Staf Staff Profile	26
VI. Profile Perusahaan Corporate Profile	29
VI.1. Legalitas Perusahaan Corporate Legal	30
VI.2. Visi & Misi Perusahaan Corporate Vision & Mission	31
VI.3. Pemegang Saham Shareholders	32
VI.4. Organisasi Struktur Organization Structure	33
VI.5. Sejarah Singkat Brief History	34
VII. Tanggung Jawa Sosial Perusahaan Corporate Social Responsibility	51

VIII. Teknikal Technical	52
VIII.1. Monitoring Operasi Bawah Permukaan Sub Surface Operation Monitoring	53
VIII.2. Monitoring Operasi Produksi Production Operation Monitoring	65
VIII.3. Engineering, Procurement, dan Construction (EPC) Engineering, Procurement and Construction (EPC)	69
VIII.4. Kegiatan Pemboran Lapangan Banyu Urip Banyu Urip Field Development Drilling Activities	71
VIII.5. Progres Sulfur Lapangan Banyu Urip Banyu Urip Field Sulfur Progress	74
VIII.6. Pengembangan Lapangan Kedung Keris Kedung Keris Field Development	76
VIII.7. Pengembangan Proyek Gas Terpadu Lapangan Unitisasi Jambaran-Tiung Biru (JTB) Development for the Unitization of Jambaran-Tiung Biru (JTB) Integrated Gas Project	79
IX. Laporan Keuangan Financial Report	84
IX.1. Laporan Keuangan Posisi Keuangan Atas PSC Blok Cepu Financial Status Report for PSC Cepu Block	85
IX.2. Laporan Keuangan PJUC (Auditan) PJUC Financial Statement (Audited)	88
IX.3. Cash Call EMCL dan Pembayaran Kembali Modal Actual Cash Call EMCL and Actual Capital Repayment	94
IX.4. Pembagian Pendapatan, Pembayaran Kembali Modal, dan Dividen Revenue Sharing Capital Repayment and Dividend	95
IX.5. Pemeriksaan Pajak & Pengampunan Pajak Tax Audit & Tax Amnersty	97
Lampiran Laporan Audit 2016 Attachment – 2016 Financial Report Audited	99

II. DAFTAR GAMBAR

TABLE OF FIGURES

Gambar-1 Figure-1	Pemegang Saham Shareholders	32
Gambar-2 Figure-2	Organisasi Struktur Organization Structure	33
Gambar-3 Figure-3	Foto CSR CSR Photo	51
Gambar-4 Figure-4	Peta Blok Cepu Cepu Blok Map	53
Gambar-5 Figure-5	Stratigrafi Blok Cepu Cepu Blok Stratigraphy	54
Gambar-6 Figure-6	Top Carbonate Envelope (TCE) Time Structure Map Top Carbonate Envelope (TCE) Time Structure Map	55
Gambar-7 Figure-7	Seismik, Peta, dan Log Banyu Urip Banyu Urip Seismic, Map and Log	55
Gambar-8 Figure-8	Interpretasi Seismik Top Karbonat Banyu Urip (horizon biru) Banyu Urip Interpretation Seismic Top Carbonate Banyu Urip (blue horizon)	56
Gambar-9 Figure-9	Cross section untuk Productivity Index Banyu Urip Banyu Urip Cross section to Productivity Index	56
Gambar-10 Figure-10	Tekanan Reservoir vs Kumulative Produksi Banyu Urip Banyu Urip Reservoir Pressure vs Cumulative Production	57
Gambar-11 Figure-11	Tekanan Reservoir vs Waktu Banyu Urip Banyu Urip Reservoir Pressure vs Time	58
Gambar-12 Figure-12	Gradien Tekanan Pressure Gradient	59
Gambar-13 Figure-13	Perbandingan Gas Minyak Banyu Urip Banyu Urip Gas Oil Ratio	59
Gambar-14 Figure-14	Kadar Air Banyu Urip Banyu Urip Water Cut	60
Gambar-15 Figure-15	Seismik, Peta dan Log Kedung Keris Kedung Keris Seismic, Map and Log	61

Gambar-16 Figure-16	Seismik dan Map JTB JTB Seismic and Map	62
Gambar-17 Figure-17	Log dan Hasil Test DST JTB JTB Log and DST Test	63
Gambar-18 Figure-18	Diagram Alir Produksi Banyu Urip Banyu Urip Production Flow Diagram	65
Gambar-19 Figure-19	Produksi Harian Gas, Minyak, dan Air Banyu Urip Banyu Urip Daily Gas, Oil and Water Production	67
Gambar-20 Figure-20	Kumulatif Produksi Minyak Banyu Urip Banyu Urip Cumulative Oil Production	67
Gambar-21 Figure-21	Rata-rata Produksi Minyak Banyu Urip per tahun 2009 - 2017 Banyu Urip Average Oil Production per year 2009 - 2017	68
Gambar-22 Figure-22	Proyek EPC-1 sampai EPC-5 Banyu Urip Banyu Urip EPC-1 until EPC-5 Project	70
Gambar-23 Figure-23	Tapak Sumur B Banyu Urip Banyu Urip Well Pad B	71
Gambar-24 Figure-24	Tapak Sumur C Banyu Urip Banyu Urip Well Pad C	72
Gambar-25 Figure-25	Tapak Sumur A Banyu Urip Banyu Urip Well Pad	72
Gambar-26 Figure-26	Peta dan Produksi Minyak Banyu Urip Tahun 2016 per Well Pad Banyu Urip Map and Oil Production in 2016 per Well Pad	73
Gambar-27 Figure-27	Peta Blok Cepu Jarak Banyu Urip dengan Kedung Keris. Cepu Block Map, Distance Banyu Urip with Kedung Keris	76
Gambar-28 Figure-28	Skematik Well Pad dan Pipa Kedung Keris Kedung Keris Well Pad and Pipeline Schematic	77
Gambar-29 Figure-29	Profil Produksi Kedung Keris Kedung Keris Production Profile	78
Gambar-30 Figure-30	Skematik Well Pad dan Pipa JTB JTB Well Pads and Pipelines Schematic	80
Gambar-31 Figure-31	Profile Produksi Gas JTB JTB Gas Production Profile	80
Gambar-32 Figure-32	Profile Produksi Kondesat JTB JTB Condensate Production Profile	81

Gambar-33 Figure-33	Progres Civil Work JTB JTB Civil Work Progress	82
Gambar-34 Figure-34	Foto Progres JTB JTB Photo Progress	83
Gambar-35 Figure-35	Aset PJUC PJUC Assets	92
Gambar-36 Figure-36	Pendapatan PJUC PJUC Revenue	92
Gambar-37 Figure-37	Pendapatan PJUC per Jenis Oil Revenue PJUC by Type	93
Gambar-38 Figure-38	Pembayaran Kembali Capital Repayment	94
Gambar-39 Figure-39	Pembagian Dividen Divident Distribution	96
Gambar-40 Figure-40	Kontribusi pada Negara Contribution to GOI	96

III. DAFTAR TABEL

TABLE OF TABLES

Tabel-1 Table-1	Cadangan dan Produksi Puncak Kedung Keris Kedung Keris Reserve and Peak Production	61
Tabel-2 Table-2	Cadangan yang Bisa Diambil JTB JTB Estimate Ultimate Recovery (EUR)	64
Tabel-3 Table-3	Perbandingan Produksi Revisi WP&B 2016 vs Produksi Aktual Comparison of Production of 2016 Revised WP&B vs Actual Production	66
Tabel-4 Table-4	Perbandingan EPC Cost Banyu Urip POD (2016) vs Update Banyu Urip EPC Cost Compariosn of POD (2016) vs Update	69
Tabel-5 Table-5	Jadwal Proyek Kedung Keris Kedung Keris Time Schedule Project	78
Tabel-6 Table-6	Laporan Posisi Keuangan Q4-2016 Financial Status Report Q4-2016	85
Tabel-7 Table-7	Pembagian Hak Blok Cepu Cepu Block Entitlement	85
Tabel-8A Table-8A	Bagian Pendapatan Blok Cepu Revenue Portion of Cepu Block	86
Tabel-8B Table-8B	Prosentase Bagian Revenue Percentage of Revenue Portion	86
Tabel-9 Table-9	Lifting dan Harga Minyak Oil Lifting and Price	86
Tabel-10 Table-10	Biaya Proyek Blok Cepu Cepu Block Expenditure	87
Tabel-11 Table-11	Surat Opini Auditor Auditor Opinions Letter	89
Tabel-12 Table-12	Laporan Posisi Keuangan Statement of Financial Positions	90
Tabel-13 Table-13	Laporan Laba Rugi & Pendapatan Komprehensif Statement of income and Other Comprehensive	91
Tabel-14 Table-14	Cash Call & Pembayaran Kembali Cash Call and Capital Repayment	94
Tabel-15 Table-15	Pembagian Pendapatan Revenue Sharing	95
Tabel-16 Table-16	Dividen tahun buku 2016 Divident Fiscal Year 2016	95

IV. RINGKASAN EKSEKUTIF

EXECUTIVE SUMMARY

Yang kami hormati Pemegang Saham dan Dewan Komisaris.

Alhamdulillah, dengan memanjatkan Puji dan Syukur kepada Yang Maha Kuasa, bersama ini kami laporkan bahwa Kinerja PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) selama tahun 2016 telah berjalan dengan baik.

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) berperan aktif dalam mengikuti meeting-meeting (Technical Meeting, Financial Meeting, dan OpCom) yang diselenggarakan oleh ExxonMobil Cepu Limited (EMCL) dan PT Pertamina EP Cepu (PEPC) sebagai operator, mengkaji dan mencari peluang dalam upaya untuk meningkatkan dividen dan sesuai dengan yang diamanahkan oleh Pemegang Saham.

PT. PJUC sebagai pemegang hak 2.2423% Participating Interest di Blok Cepu dalam aktivitasnya ikut mengontrol hasil produksi dan penerimaan penjualan minyak mentah di Lapangan Banyu Urip (BU) lewat PT Integrated Supply Chain (ISC) ke kilang-kilang minyak Pertamina, mengevaluasi data Teknik Fasilitas Produksi, data Geologi, Geophysics dan Reservoir (GG&R) memberikan masukan dan rekomendasi ke EMCL dan PEPC.

Tujuan dalam memonitor kegiatan EMCL dan PEPC sebagai pelaksanaan Operator di Blok Cepu adalah untuk memperoleh data dan informasi yang akurat serta persyaratan program dengan biaya yang efisien dan efektif namun tetap memenuhi persyaratan "*Health, Safety and Environment International*".

Berdasarkan update data yang diperoleh dari EMCL, bahwa cadangan minyak bumi di Lapangan Banyu Urip sesuai dengan evaluasi perhitungan dinamis dari sumur-sumur produksi sebesar 550 MMBO, setelah diproduksi selama 8 tahun sejak 31 Agustus. 2009 sampai dengan 31 Desember 2016 telah menghasilkan minyak bumi sebesar 133,48 MMBO. Selama tahun 2016 rata –

To Esteemed Shareholders and Board of Commissioners.

Alhamdulillah, praise be to God the Almighty, we hereby report that the Performance of PT Petrogas East Java Cendana (PJUC) during the year 2016 has been running well.

PT. PJUC takes an active role in the meetings (Technical Meeting, Financial Meeting and OpCom) held by ExxonMobil Cepu Limited (EMCL) and PT Pertamina EP Cepu (PEPC) as operators, as well as reviews and seeks opportunities to increase dividends as authorized by the Shareholders.

PT. PJUC, as the holder of the rights of 2.2423% Participating Interest in Cepu Block, has activities which include controlling the production and the revenue of crude oil sales in Banyu Urip Field (BU) through PT Integrated Supply Chain (ISC) to Pertamina oil refineries; evaluating Production Facilities, Geological Data, Geophysics and Reservoir (GG & R) data and providing suggestions and recommendations to EMCL and PEPC.

The objectives of monitoring the activities of EMCL and PEPC as operators in Cepu Block are to obtain accurate data and information, and also to watch the requirements of the program to be with effective and efficient but still meet the requirements of "International Health, Safety and Environment".

Based on the updated data obtained from EMCL, the oil reserves in Banyu Urip Field are in line with the dynamic calculation of the production wells of 550 MMBO, after being produced for 8 years from 31 August. 2009 to December 31, 2016 with cumulative production of 133.48 MMBO. During the year 2016 the average production of Banyu Urip Field is 171,106 BOPD, while the total

rata produksi Lapangan Banyu Urip adalah sebesar 171.106 BOPD, sedangkan total produksi tahun 2016 Lapangan Banyu Urip adalah sebesar 62,62 MMBO.

Manajemen PT PJUC pada bulan Januari 2017 telah menetapkan Kantor Akuntan Publik (KAP) Junaedi, Chairul dan Subyakto sebagai akuntan publik yang akan melakukan Audit Laporan Keuangan PJUC tahun buku 2016. Proses audit telah selesai pada tanggal 8 maret 2017.

Dalam laporan Auditor Independen No 02/JCS-LAI/III/2017 dinyatakan bahwa Perseroan telah menyelenggarakan pembukuan secara wajar tanpa pengecualian sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia dan IFRS (*International Financial Reporting Standards*) serta telah melakukan PSAK No. 24 tentang Akuntan imbalan kerja yang dihitung oleh Lembaga Aktuaria Gemma

Dari hasil audit PT PJUC dalam periode tahun 2016 memperoleh Laba Komprehensif tahun berjalan sebesar USD 4.758.391. Jumlah dividen tahun 2016 yang telah dibagikan kepada pemegang saham adalah sebesar USD 2.426.202 yang dihitung sesuai ketentuan dari perolehan pendapatan bersih setiap bulan. Berikut ini adalah rincian pembagian dividen kepada masing-masing pemegang saham:

- a. PT Petrogas Jatim Utama
USD 1.227.658 (50.6%)
 - b. DSME ENR Cepu
USD 1.188.839 (49%)
 - c. Koperasi Dipertam
USD 9.705 (0.4%)
- Total USD 2.426.202 (100%)

Jumlah tersebut diatas lebih besar dibandingkan dengan tahun 2015 yaitu sebesar USD 1.700.673

Demikian Laporan Kegiatan yang bisa kami sampaikan.

production in 2016 Banyu Urip Field is 62.62 MMBO.

The management of PT PJUC in January 2017 assigned the Public Accounting Firm (KAP) Junaedi, Chairul and Subyakto as the public accountant to conduct the Financial Report Audit of PJUC for fiscal year of 2016. The audit process has been completed on 8 March 2017.

In the Independent Auditor's report Number No 02/JCS-LAI/III/2017, it is stated that the Company has conducted qualified accountancy in accordance with the Financial Accounting Standards in Indonesia and IFRS (International Financial Reporting Standards) and has performed PSAK No. 24 regarding Accounting for Employee Benefits as calculated by the Gemma as Actuary Consultant.

From the audit results of PT PJUC in the period of 2016, PJUC received Comprehensive Income for the current year amounting to USD 4,758,391. The amount of dividends in 2016 that has been distributed to shareholders is USD 2,426,202 which is calculated based on the provisions of the acquisition of net income each month. The following is a breakdown of dividend payout to each shareholder:

- a. PT Petrogas Jatim Utama
USD 1,227,658 (50.6%)
 - b. DSME ENR Cepu
USD 1,188,839 (49%)
 - c. Koperasi Dipertam
USD 9,705 (0.4%)
- Total USD 2.426.202 (100%)

The above amount is greater than the dividend in 2015 which was equal to USD 1,700,673.

Thereby we present this Activities Report.

V. LAPORAN MANAJEMEN

MANAGEMENT REPORT





V.1. LAPORAN TUGAS PENGAWASAN DEWAN KOMISARIS

SUPERVISORY REPORT FROM THE BOARD OF COMMISSIONERS

Jawa Timur adalah salah satu Provinsi di Indonesia dengan wilayah yang cukup luas dengan sumber daya alam yang sangat potensial. Secara geologis Jawa Timur dapat dibagi menjadi 3 (tiga) wilayah sumber daya alam yang strategis meliputi bagian utara dengan sumber daya alam minyak dan gas bumi yang cukup besar, dibagian tengah dengan gunung api dan tanah yang subur, dan di bagian selatan dengan potensi sumber daya mineral batuan yang cukup besar yang dapat dikelola dan dikembangkan dalam rangka meningkatkan pendapatan masyarakat dan pengembangan industri yang berbasis sumber daya mineral tersebut.

Terhadap pengembangan sumber daya alam minyak dan gas bumi di Jawa Timur berdasarkan hasil eksplorasi dan eksploitasi, Jawa Timur memiliki sumber daya alam migas yang cukup potensial dalam rangka pengembangan perekonomian Regional maupun Nasional.

Wilayah Jawa Timur merupakan daerah terbesar ke-3 yang mengandung minyak dan gas bumi (migas) di Indonesia. Jawa Timur berada di bawah urutan setelah Kalimantan Timur dan Riau yang berada di urutan pertama dan kedua. Bila Kalimantan Timur dan Riau pada fase penurunan produksi, Jawa Timur justru sebaliknya pada tingkat pertumbuhan migas dengan banyaknya penemuan-penemuan migas.

Sebagian besar blok Migas di Jawa Timur berada di wilayah utara (offshore) atau di lepas pantai laut Jawa, seperti sekitar Pulau Bawean (Gresik) dan pulau-pulau kecil di wilayah Madura. Sedangkan yang berada di darat (onshore) berada di wilayah barat Jawa Timur, seperti di Tuban, Lamongan, dan Bojonegoro. Penemuan cadangan minyak dan gas bumi terbesar di Indonesia dalam kurun waktu 10 tahun terakhir ini ada di Blok Cepu dengan cadangan sekitar 550 juta barrel minyak untuk Lapangan Banyu Urip.

Berdasarkan data Ditjen Migas pada tahun 2014 di Jawa Timur ada 39 Wilayah Kerja

East Java Province is one of the provinces in Indonesia which possesses large area and potential natural resources. Geologically East Java consists of 3 (three) natural resources regions; the northern side is rich with oil and gas resource, the middle part has several volcanoes with fertile soils and the southern part has potential mineral rocks which can be managed and developed to increase the income of its community as well as for industries which are based from those mineral resources.

The development of oil and gas in East Java based on the results of explorations and exploitations. East Java owns potential oil and gas resources which are potentially considered for the development of both Regional and National economics.

East Java province is the third greatest area which contains oil and gas resources in Indonesia. East Kalimantan and Riau have the first and the second biggest oil and gas resources respectively. If East Kalimantan and Riau province are in the production declining phase, East Java conversely is in the development of oil and gas resources supported by the discovery of oil and gas reservoirs.

Most of the oil and gas block in East Java are located in the northern area (offshore), such as around Bawean (Gresik) and several small island in Madura region. While onshore fields are located in Tuban, Lamongan and Bojonegoro. The discovery of the biggest oil and gas resources in the last 10 years is in the Cepu Block with oil reserve of approximately 550 million barrel of oil for Banyu Urip field.

Refer to Oil and Gas Directorate General data, in 2014 East Java has 39 Oil and Gas Working Areas

Pertambangan (WKP) yang sedang dikelola oleh Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dengan status 15 Blok Produksi, 3 Blok Development, dan 21 Blok Eksplorasi.

Memperhatikan potensi sumber daya migas sebagaimana tersebut diatas, Pemerintah Provinsi Jawa Timur berupaya untuk ikut serta mengelola sumber daya migas sehingga dapat bermanfaat bagi masyarakat setempat dan lebih luas lagi dalam rangka peningkatan perekonomian dan pendapatan daerah.

Pemerintah Provinsi Jawa Timur dalam pengelolaan di bidang pertambangan minyak dan gas bumi, diawali dengan mendirikan PT Petrogas Wira Jatim sebagai anak perusahaan dari Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) PT Panca Wira Usaha berdasarkan Akta Notaris Nomor 24 tahun 2013, yang selanjutnya dengan memperhatikan perkembangan / kegiatan perusahaan dan dukungan sumber daya manusia yang ada, Pemerintah Provinsi Jawa Timur mendirikan Badan Usaha Milik Daerah PT Petrogas Jatim Utama (Holding) berdasarkan Peraturan Daerah No. 1 tahun 2006 yang diubah dengan Peraturan Daerah Provinsi Jawa Timur Nomor 9 tahun 2015 tentang Perubahan Kedua atas Peraturan Daerah No. 1 tahun 2006 tentang Perseroan Terbatas (PT) Petrogas Jatim Utama.

Bahwa semangat Pemerintah Provinsi Jawa Timur untuk mendirikan PT PJU sebagai Holding tidak terlepas dari Undang – Undang Republik Indonesia Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi serta Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 35 tahun 2004 yang telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 34 tahun 2005 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas dan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 36 tahun 2004 yang telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 30 tahun 2009 tentang Usaha Hilir Migas.

Kepemilikan saham pada BUMD PT Petrogas Jatim Utama (PJU) 99% adalah milik Pemerintah Provinsi Jawa Timur dan sebesar 1% saham milik Koperasi Pegawai Negeri Provinsi Jawa Timur. Adapun maksud dan tujuan mendirikan PT Petrogas Jatim Utama adalah untuk mengendalikan dan mengelola potensi minyak

managed by Production Sharing Contract which consist of 15 production blocks, 3 development blocks and 21 exploration blocks.

Considering oil and gas resource potential above, the government of East Java province seeks to participate in managing its oil and gas resources so that it can give benefit to the local community and also to increase the economy and local revenue.

East Java Provincial Government, in managing oil and gas industries, starting with establishing PT Petrogas Wira Jatim (PWJ) as a subsidiary of a Regional Owned Enterprise, PT Panca Wira Usaha, in 2003 based on Deed Number 24 in 2013. After observing the development of company activities with human resources support, East Java Government established a new Regional Owned Enterprise named PT Petrogas Jatim Utama (Holding) under Regional Law No. 1 – 2006 which amended the latest by the East Java Provincial Regulation No. 9 of 2015 concerning Second Amendment to the Regional Regulation No. 1 of 2006 regarding Limited Liability Company (PT) Petrogas Jatim Utama.

The spirit of East Java Government to found PT PJU as a holding refers to the Law No. 22 – 2001 regarding Natural Oil and Gas; and Regulation No. 35–2004 which has been revised to Regulation No. 34–2005 about Upstream Activities in Oil and Gas Industry; and Regulation No. 36–2004 which was revised to Law No. 30 – 2009 regarding Oil and Gas Downstream activity.

The share holders of PT Petrogas Jatim Utama (PJU) consist of 99% of East Java Government and 1% of Cooperation of East Java Government Employees. The purpose and objective of establishing PT Petrogas Jatim Utama is to control and manage the oil and gas potential, both upstream and downstream, in accordance

dan gas bumi baik dalam kegiatan usaha hulu maupun usaha hilir dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Dengan berdirinya BUMD PT. Petrogas Jatim Utama, maka PT. Petrogas Wira Jatim sebagai anak usaha dari BUMD PT Panca Wira Usaha dilakukan akuisisi oleh PT. Petrogas Jatim Utama, yang selanjutnya sampai saat ini menjadi anak usaha dari PT PJU.

Sesuai dengan Undang – Undang Nomor 22 tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi serta Peraturan Pemerintah Nomor 35 tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hulu Migas, maka kepada BUMD dimungkinkan untuk mendapatkan Participating Interest (PI) sebesar 10% bagi pengembangan lapangan yang pertama kali akan diproduksi dari suatu wilayah kerja.

Mengawali kegiatan usahanya di bidang hulu migas dilakukan koordinasi untuk merealisasikan PI di Blok Cepu dan untuk mendapatkannya telah dilakukan koordinasi secara intensif dengan Pemerintah Pusat dalam hal ini Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dan SKK Migas yang dahulu adalah BP MIGAS serta bersama – sama Pemerintah Provinsi Jawa Tengah, Pemerintah Kabupaten Blora dan Pemerintah Kabupaten Bojonegoro. Dengan telah didapatkannya PI sebesar 10% yang diberikan kepada 4 (empat) Pemerintah Daerah melalui masing – masing BUMD nya, maka PT. Petrogas Jatim Utama membentuk anak usaha PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC), yang khusus ditugaskan untuk mengelola Investasi Participating Interest di Blok Cepu bersama mitra lainnya termasuk EMCL dan Pertamina EP Cepu (PEPC), dan untuk kelancaran serta pelaksanaan pengelolaan migas di Blok Cepu, maka sangat diperlukan komunikasi dan koordinasi 4 (empat) BUMD sebagai pemegang PI dengan membentuk Badan Kerjasama (BKS) PI Blok Cepu.

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) sebagai salah satu anak perusahaan dari PT Petrogas Jatim Utama (PJU / Holding) yang mengolah migas di Blok Cepu bersama mitra yang lainnya perlu memperhatikan :

1. Kewenangan Pengelolaan Migas
Sebagai tindak lanjut dari Perda Provinsi Jawa

with the law.

The founded of PT. Petrogas Jatim Utama results in the acquisition of PT. Petrogas Wira Jatim, as previously the subsidiary of PT Panca Wira Usaha, to be the subsidiary of PT PJU.

Pursuant to Law No. 22/2001 about Oil and Gas and the Regulation No. 35/2004 about Upstream Activities in Oil and Gas Industry, therefore Regional Owned Enterprises has the opportunity to get 10% of Participating Interest (PI) to develop oil and gas fields which are first to be produced in a working area.

Begin with the activities in oil and gas upstream to get the Participating Interest (PI) in Cepu Block, coordination with central government which includes Ministry of Energy and Mineral Resources and SKK Migas (previously BP Migas); Central Java Province, Blora Regency, Bojonegoro Regency. The acquisition of PI 10% given to 4 (four) Local Governments. PT Petrogas Jatim Utama formed its subsidiary named PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) which is specifically assigned to manage the investment of Participating Interest in Cepu Block with other partners, including EMCL and Pertamina E&P Cepu (PEPC). In order to have smooth management in Cepu Block, Badan Kerjasama (BKS) is formed so the communication and coordination of these 4 (four) local government enterprises can be smooth.

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) as one of PT. Petrogas Jatim Utama (PJU/Holding) subsidiary which is engaged in the Oil and Gas Upstream business with other partners need to note the following :

1. Oil and Gas Management Authority
As a follow up of the East Java Provincial

Timur Nomor 1 tahun 2006, alhamdulillah setelah melalui perjuangan panjang dan upaya yang tidak mudah, PJU/PJUC berhasil memperoleh PI sebesar 2.2423% dari 10%. Sekaligus hal tersebut merupakan sumber kewenangan yang harus dijaga dan dipertahankan secara baik.

2. Sumber Daya Manusia

Berdasarkan Undang - Undang Nomor 40 tahun 2007, tentang Perseroan Terbatas, PT PJUC dikelola bersama oleh Direksi dan Komisaris. Dalam pengelolaan usaha tersebut, PJUC telah menjalin kerja sama dengan beberapa pihak, antara lain Kementerian ESDM, Ditjen Migas, SKK Migas, EMCL, Pertamina EP Cepu, DSME ENR Cepu, dan Badan Kerja Sama (BKS) PI Blok Cepu. Kerjasama tersebut, selama ini telah berjalan dengan baik dan harmonis sejalan dengan perkembangan yang ada. Direkomendasikan agar kerja sama tersebut dipelihara dan ditingkatkan untuk keberhasilan pelaksanaan tugas yang selama ini telah dicapai. Atas nama perusahaan (Direksi dan Komisaris) menyampaikan terima kasih kepada semua pihak tersebut.

3. Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi

Sumber daya minyak dan gas bumi di Blok Cepu merupakan salah satu sumber daya minyak dan gas bumi Nasional yang cukup potensial bagi Produksi Nasional. Untuk produksi migas Nasional tahun 2017 Blok Cepu diharapkan dapat menyumbang produksi nasional sebesar 73.000.000 Barel dari Rencana produksi nasional sebesar 298.290.000 Barel atau 24,47%. Dimana target produksi rata-rata Blok Cepu pada tahun 2017 sebesar 200.000 BOPD dari Rencana produksi nasional sebesar 815.000 BOPD atau 24,54%.

Produksi pada rata – rata Desember 2016 telah mencapai sebesar 184.741 BOPD, yang pada awal diproduksi tahun 2009 hanya sebesar 3.290 BOPD, hal tersebut cukup membanggakan bagi Bangsa dan Negara.

Namun demikian tetap harus disadari bahwa pada saatnya akan terjadi penurunan produksi, oleh karenanya pengembangan lapangan seperti Jambaran Tiung Biru, Kedung Keris,

Regulation No. 1 of 2006, *Thank God*, after long and uneasy effort. PT PJU/PT PJUC succeeded to get a 2.2423% of Participating Interest (PI) 10%. This authority must be preserved and well maintained.

2. Human Resources

Pursuant Law No. 40 - 2007 regarding Limited Liability Company, PT PJUC is managed by the Board of Director and the Board of Commissioners. In order to manage its business, PT PJUC has cooperated with several parties, including the Ministry of Energy and Mineral Resources, Directorate General of Oil and Gas, SKK Migas, EMCL, Pertamina EP Cepu, DSME ENR Cepu and Badan Kerjasama (BKS) PI Cepu Block. The cooperation, has been running with a harmonious and mutually beneficial. It is recommended maintain and develop this collaboration to keep success that has been achieved. On behalf of the company (Directors and Commissioners) we convey thanks to all parties.

3. Oil and Gas Resources

Oil and gas resource in Cepu Block is one of National oil and gas resources which is potential for national production. The oil production of Cepu Block in 2017 is expected to contribute the national production of 73 million barrel from the national production plan amounted 298.29 million barrel of about 24.47% of national production. The 2017 average production target of Cepu Block is 200,000 BOPD out of 815,000 BOPD of national production target or about 24.54% of national target.

The average production in Dec 2016 has reached 184,741 BOPD while the early production in 2009 was only 3,290 BOPD. This makes encouraging of the national.

Nevertheless, we have to realize that there will be production decline, hence the development of other fields, such as Jambaran Tiung Biru, Kedung Keris, Cendana and Alas Tua West still

Cendana dan Alas Tua West tetap harus mendapatkan perhatian dalam pengembangan kedepan.

4. Sumber Daya Modal

Pengelolaan di bidang minyak dan gas bumi tidak dapat dilepaskan adanya 3 hal yang menjadikan perhatian khusus, yaitu adanya Teknologi yang tinggi, resiko yang tinggi, dan modal yang cukup besar, hal tersebut tentunya menjadi tantangan untuk bagaimana tantangan tersebut menjadikan peluang dan kesempatan untuk dapat ikut serta dalam pengelolaan migas di Jawa Timur.

PT PJUC dengan modal awal untuk pembiayaan Blok Cepu sebesar USD 53 juta, sampai dengan Desember 2016 cash call PT PJUC yang sudah dikeluarkan sebesar USD 120,59 juta. Hal tersebut tidak akan terwujud tanpa kerja keras dari semua pihak yang perlu mendapatkan perhatian dan apresiasi yang positif.

Tentang naik turunnya harga migas, hal tersebut merupakan fluktuasi pasar yang harus dihadapi dengan bijaksana dan langkah rasional. Insya Allah pada waktunya harga migas akan naik, tetapi yang jelas dampak dari penurunan harga migas bukan karena kelemahan/kesalahan pengelolaan. Dan selama ini PJUC telah dikelola secara efektif dan efisien, taat hukum dan taat asas.

Kita patut bersyukur atas pelaksanaan pengelolaan Minyak dan Gas Bumi di Blok Cepu, dimana PT PJU dengan anak perusahaannya PT PJUC telah mendapatkan partner dari Korea (PT DSME ENR CEPU) yang sampai saat ini telah mampu memenuhi kewajiban-kewajiban yang menjadi tanggung jawab PT PJUC dengan MCL, dan telah berhasil mengembangkan lapangan dengan produksi sebesar 171.106 BOPD. Di lain pihak PT PJUC sudah mampu mendapatkan pendapatan daerah secara bertahap dan dapat memenuhi kewajiban-kewajiban perpajakan sesuai ketentuan yang berlaku.

Semangat kerja dan terus maju atas dasar kebersamaan dengan para mitra kerja dalam pengelolaan migas di Blok Cepu terus ditingkatkan walaupun pada saat ini kondisi

have to get attention in the future development.

4. Capital Resources

Oil and gas management requires 3 things which need special attention, i.e. sophisticated technology, high risk and great capital. These become challenges which create opportunity and chance to be able to participate in managing oil and gas in East Java.

PT PJUC spent USD 53M initial capital for Cepu Block financing. As of December 2016 the cash call of PT PJUC has reached USD 120.59M. This would not be possible without the hard work of all parties who need to get positive attention and appreciation.

With regards to the rise and the fall of oil price, this is due to the market fluctuation which must be faced with wise and rational. *Insha Allah*, the oil price is increasing in the future. However, the oil price decrease is not caused by the management weakness/fault. And to date PJUC has managed effectively and efficiently as well as follow the law and regulation.

We should be grateful for the oil and gas management in Cepu Block, which PT PJU with its subsidiary PT PJUC have work with a partner from Korea, PT DSME ENR CEPU which until now has been able to fulfill the obligation of PT PJUC to EMCL and has successfully developed the field with 171,106 barrel/day oil production. In addition, PT PJUC has been able to contribute its local revenue gradually and fulfill the tax obligation in accordance with the prevailing regulations.

Work spirit and work in harmony with our partners in Cepu Block will continue to be improved although the world oil price is decreasing at this time. We still hope in the future

harga minyak dunia belum pulih, namun kita tetap berharap ke depan tentu akan ada peningkatan harga dengan produksi yang cukup besar menjadikan harapan bagi PT PJUC ke depan dalam rangka pendapatan daerah yang meningkat sejalan dengan peningkatan kesejahteraan masyarakat.

Di samping itu, beberapa hal yang lebih membanggakan, PJUC pada tahun 2016 ini mencapai prestasi yang wajib diberikan apresiasi. Hal ini disebabkan oleh hasil usaha PJUC terus memiliki trend kenaikan hampir semua sisi antara lain :

1. Dividen pada tahun buku 2016.
PJUC telah menghasilkan deviden sebesar USD 2,4 juta. Naik USD 700 ribu, dibanding deviden yang dicapai tahun 2015 sebesar USD 1,7 juta.
2. PAD
Pada tahun 2016, PJUC telah memberikan kontribusi PAD lewat holding sebesar USD 1,23 juta USD. Naik USD 367.12 ribu, dibandingkan tahun 2015 sebesar USD 860,54 ribu.
3. Pajak
Kewajiban pajak pada tahun 2016 PJUC telah membayar pajak sebesar USD 9,37 juta (terdiri dari Pajak C&D = USD 8,7 juta dan Pajak Pasal 23 = USD 625 ribu). Naik USD 5,67 juta, dibanding tahun 2015 sebesar USD 3,15 juta (terdiri dari Pajak C&D = USD 2,53 juta dan Pajak Pasar 23 = USD 615,2 ribu). Bahkan mendukung program pemerintah tentang "Tax Amnesty" PJUC juga telah ikut melaksanakan.
4. Produksi
Produksi migas yang dikelola PJUC, pada tahun 2016 mencapai 171.106 BOPD naik 99.105 BOPD dibanding produksi tahun 2015 sebesar 71.491 BOPD.
5. Aset, Omset dan Laba
 - a. Aset PJUC
Total Investasi pada tahun 2016 adalah sebesar 120,59 juta USD atau setara Rp 1,6 Triliun. Padahal pada tahun 2009,

there will be an increase in oil price with large production. So PT PJUC can contribute local revenue increment in line with local welfare increase.

In addition, there are several proud achievements that PJUC has reached in 2016. These results must be appreciated. There are increasing results in almost all points:

1. Dividends in fiscal year 2016.
The 2016 dividend of PJUC is USD 2,4 M. This increases USD 700,000 compare with 2015 fiscal year, which was about USD 1,7 M.
2. Regional Own Source Revenue
In 2016 PJUC has contributes USD 1.23 M for Regional Own Source Revenue of East Java province. This is USD 367,120 higher than 2015 Regional Own Source Revenue PJUC contribution, which was USD 860,540.
3. Taxes
PJUC's tax obligation in 2016 fiscal year is USD 9.37 M (consists of C&D Tax amounted USD 8.7 M and Tax art 23 amounted USD 624,370). This amount is USD 5.67 M higher than the tax obligation which PJUC was paid in 2015 amounted USD 3.15 M (consists of C&D tax amounted 2.53 M and Tax art 23 amounted 615,188).
On top of that, PJUC supports the government program to participate in 2016 Tax Amnesty program
4. Production
Average oil production of PJUC portion in 2016 has reached 171.106 BOPD. This increases about 99,105 BOPD compare with oil production in 2015 which was 71,491 BOPD.
5. Asset, Turnover, Profit
 - a. PJUC Asset
Total Asset in form of investment until 2016 is USD 120.59 M equivalent to IDR 1,6 B. While at the beginning of its

PJUC memiliki investasi USD 53 juta. Adapun aset berupa barang modal (investasi), pada tahun 2016 ini memiliki beberapa km jaringan perpipaan di Blok Cepu. Aset berupa pengembangan sumur-sumur migas, PJUC telah mengantisipasi terjadinya critical point di sumur migas Banyu Urip. Pembangunan lapangan Jambaran-Tiung Biru diteruskan Kedung Keris, Alas Tua West dan Cendana juga merupakan aset PJUC.

b. Omset

Seperti telah disampaikan di depan omset PJUC di bidang usaha migas, tahun 2016 adalah sebesar USD 37,4 juta dengan produksi minyak mencapai 171.106 BOPD naik 99.615 BOPD dibanding tahun 2015 sebesar 71.491 BOPD dan omzet USD 21,6 juta.

c. Laba

PJUC laba tahun 2016 mencapai USD 4,7 juta, sebagaimana yang deviden yang akan dibagikan sebesar USD 2,4 juta. Dimana laba perusahaan Naik sebesar USD 1,3 juta dibanding tahun 2015 yang mencapai USD 3,4 juta.

Tentang strategic partner, sungguh sesuatu yang luar biasa, dukungan PT DSME ENR Cepu, dalam pembayaran cash call PJUC ke EMCL seta tanggung jawab lainnya. Ucapan terima kasih dan apresiasi untuk DSME ENR Cepu.

Sebagai penopang pertumbuhan ekonomi Jawa Timur, PJUC tidak hanya berhasil meningkatkan kontribusi PAD, pajak dan produksi, tetapi PJUC juga telah berhasil membangun prasarana berupa jalan, jembatan, disamping perpipaan. Selain itu PJUC juga telah berhasil menyerap tenaga kerja terutama di lapangan Blok Cepu yang cukup besar bersama mitra kerja.

Keberhasilan tersebut, tidak seperti embun turun dari langit di waktu malam tetapi hal itu merupakan buah prestasi dan kerja keras serta kebersamaan yang harmonis diantara stake holder (pemangku kepentingan). Terutama Dewan Direksi termasuk para karyawan/ karyawan dan mitra usaha. Tidak terkecuali nasihat dan pengawasan oleh Dewan Komisaris.

business in 2009 PJUC started with USD 53M. Asset in form of investment in 2016 have included several kilometers of piping in Cepu Block and others. To anticipate Banyu Urip production decline, the development of Jambaran-Tiung Biru and Kedung Keris have been taken place; this will continue with Alas Tua West and Cendana Field. These also become PJUC asset.

b. Turnover

As stated previously, in 2016 sales total amounted USD 37.4 M and total production 171,106 BOPD increasing 99.615 BOPD compare with 2015 total production 71,491 BOPD and total sales amounted USD 21.6 M

c. PJUC Profit

PJUC Profit in 2016 has reached USD 4.7 M USD and dividend to share holder amounted 2.4 M USD. Company profit increase 1,3 N USD compare to 2015 which amounted 2.4 M USD.

With regards to strategic partner, the excellent support from PT DSME ENR CEPU in PJUC Cash Call payment to EMCL as well as other responsibilities are appreciated. Thank to PT DSME ENR CEPU.

As a pillar of economic growth in East Java, PJUC does not only manage in increasing the contribution of revenue, taxes and production; but also build the infrastructure, such as roads, bridges and piping. With the partners, PJUC has successfully absorbed a great number of manpower in Cepu Block.

This success story is not like dew which falls down from the sky at night, but it is the result of hard work and harmonious cooperation among stakeholders, especially the Board of Directors, employees and business partners. That includes the advice and supervision from the Board of Commissioners. The Board of Commissioners of PJUC appreciate to all the hard work. Also thank

Untuk itu semua, Dewan Komisaris PJUC mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya. Terima kasih pula di samping kepada seluruh mitra bersama PJUC, baik BKS, EMCL, SKK Migas, Pertamina EP Cepu dsb. Tidak kalah pentingnya terima kasih kepada DSME ENR Cepu yang selama ini telah membantu pembayaran cash call.

Dan satu hal yang tidak boleh dilupakan oleh PJUC sebagai anak perusahaan PJU, PJUC wajib aktif dalam mendukung program PJU menyongsong Go Public Tahun 2018.

Sebagai bentuk kepedulian sosial (*Corporate Social Responsibility*), pada tahun 2016 PT PJUC telah memberikan subsidi biaya operasional pengolahan air minum isi ulang selama 3 bulan dan pemberian bantuan pembuatan rolling door sebagai pintu pengaman dilokasi CSR di Kelurahan Sukolilo Baru, Kecamatan Bulak, Kota Surabaya

Mengakhiri laporan ini, kami menyampaikan banyak terima kasih kepada Direksi dan jajarannya, serta semua pihak yang telah mendukung keberhasilan pengelolaan Migas di Blok Cepu semoga tetap sukses dan bermanfaat bagi Bangsa dan Negara.

to all partners, include BKS, EMCL, SKK Migas, Pertamina E&P Cepu etc. Special thanks to PT DSME ENR CEPU for its help in Cash Call payment.

One thing that we should not forget, PJUC, as the subsidiary of PJU, shall be active to support PJU program to be a Go Public Company in 2018.

As a form of social care (*Corporate Social Responsibility/CSR*), in 2016 PT PJUC has subsidized the operating cost of refill drinking water treatment for 3 months and the provision of rolling door for security door in CSR location in Sukolilo Baru Village, Bulak District, Surabaya

At the end of this report, we would like to extend our gratitude to the Board of Directors and staff, and those who have supported the success of oil and gas management in Cepu Block to be successful and beneficial to the nation and the state.

Surabaya, 10 Mei 2016
Atas Nama Dewan Komisaris

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC)

Surabaya, May 10, 2016
On Behalf of the Board of Commissioner



I Made Sutarya
Komisaris Utama President Commissioner

V.2. PROFIL DEWAN KOMISARIS

BOARD OF COMMISSIONERS PROFILE



I MADE SUTARYA

KOMISARIS UTAMA

PRESIDENT COMMISSIONER

Lahir di Tabahan – Bali, 12 Juli 1952

Born in Tabanan – Bali, July 12, 1952

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Hukum dari Universitas Airlangga pada tahun 1982; menyelesaikan Pasca Sarjana Hukum di Universitas Surabaya pada tahun 2003.

Education :

He holds a law degree from Airlangga University in 1982; completing Post Graduate Law at the University of Surabaya in 2003.

Perjalanan Karir :

Sebelum menjabat sebagai Komisaris Utama di PJUC, Beliau menjabat sebagai anggota Dewan Komisaris PJU, Holding (2006-2010, 2013-2015), Dewan Komisaris PJUC (2007-2009, 2010-2013). Sebelumnya Beliau pernah menjadi Pejabat Struktural di tingkat Pemda, diantaranya sebagai Kepala Dinas Pendapatan Propinsi Jatim (2009 - 2010), Kepala Inspektorat Wilayah Propinsi Jatim (2007-2009), Kepala Dinas Energi dan Sumber Daya Mineral Propinsi Jatim (1997-2007), Inspektur Pembantu Bidang Perekonomian Inspektorat Wilayah Provinsi Jawa Timur (1996-1997), Inspektur Pembantu Bidang Kesejahteraan Sosial Inspektorat Wilayah Provinsi Jawa Timur (1994-1996).

Career History :

Prior to his appointment as Commissioner in PJUC, he served as a member of the Board of Commissioners PJU, Holding (2006-2010, 2013-2015,), Borad of Commissioners PJUC (2007-2009.2010-2013). Previously, he had been a Structural Officials at the local level, such as Head of the East Java Provincial Revenue Office (2009 - 2010), Head of the Regional Inspectorate East Java Province (2007-2009), Head of Energy and Mineral Resources of East Java Province (1997-2007), Inspector Vice Economic Affairs Inspectorate of East Java Province (1996-1997), Assistant Superintendent of Social Welfare Inspectorate of East Java Province (199-1996).

Dasar Pengangkatan

Surat Keputusan Pemegang Saham dalam RUPS Tahunan yang telah dinotariatkan pada tanggal 5 Juni 2015.

Appointment Based on :

Decree of the shareholders in the Annual General Meeting which was notarized on June 5, 2015.



ALEXANDRA SINTA WAHJUDEWANTI
KOMISARIS - COMMISSIONER

Lahir di Bandung, 25 Februari 1972

Born in di Bandung, February 25, 1972

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1995; menyelesaikan *Postgraduate* di *Geothermal Engineering, Auckland University* pada tahun 1996, New Zealand; menyelesaikan Pasca Sarjana Magister Manajemen di Universitas Atmajaya, Jakarta pada tahun 2004.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai anggota Dewan Komisaris PJUC sejak tahun 2014-sekarang. Sebelumnya Beliau bekerja di ExxonMobil/Mobil Cepu Limited (2008-2014), mengajar di St. Georges Secondary School, Brunei Darussalam (2002-2008). Sebelum yang juga pernah bekerja di PT.Schlumber Geophysics Nusantara (1997-2001).

Dasar Pengangkatan :

Surat Keputusan Pemegang Saham dalam RUPS Sirkular yang telah dinotariatkan pada tanggal 7 Juli 2014.

Education :

She was graduated from Petroleum Department, Institut Teknologi Bandung; Postgraduated Diploma in Geothermal Engineering, Auckland University, New Zealand; Magister Management in Pasca Sarjana Dept., specialization in Human Resources Development, Atmajaya University, Jakarta in 2014.

Career History :

Served as a member of the Board of Commissioners PJUC since 2014 - present. Before joining PJUC, she worked for ExxonMobil/Mobil Cepu Limited (2008-2014), working as a Math and Geography Teacher in St. Georges Secondary School, Bandar Seri Begawan, Brunei Darussalam (2002-2008) and PT. Schlumberger Geophysics Nusantara (1997-2001).

Appointment Based on :

Decree of the Circular Meeting of Shareholders which was notarized on July 7, 2014



TOMO BUDI HARSOJO
KOMISARIS - COMMISSIONER

Lahir di Madiun – 26 Desember 1944

Born in Madiun – December 26, 1944

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana jurusan Publisistik dari Universitas Gajahmada pada tahun 1970, kemudian di tahun 1985 meraih gelar Sarjana jurusan Administrasi Negara dari Universitas Merdeka, dan menyelesaikan Pasca Sarjana jurusan Kebijakan Publik di Universitas 17 Agustus 1945 pada tahun 1990.

Education :

He holds a Bachelor degree majoring Publication of Gajah Mada University in 1970, then in 1985 earned a Bachelor degree majoring in Public Administration from the Merdeka University, and completed Post-Graduate Department of Public Policy at the University 17 Agustus 1945 in 1990.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai anggota Dewan Komisaris PJUC sejak tahun 2014 – sekarang. Sebelumnya Beliau pernah menjabat sebagai Ketua DPRD Kab. Madiun periode 2004-2014, tahun 1996-1999 sebagai anggota DPRD Propinsi Jawa Timur, sebelumnya di tahun 1990-1996 menjabat sebagai Asisten I Sekwilda (Bidang Pemerintahan, Ekonomi dan Pembangunan) Pemkab Madiun. Pernah menjabat sebagai Camat Wungu (1980-1982); Camat Kebonsari (1982-1987); Camat Jiwan (1987-1990), semuanya di Kab. Madiun.

Career History :

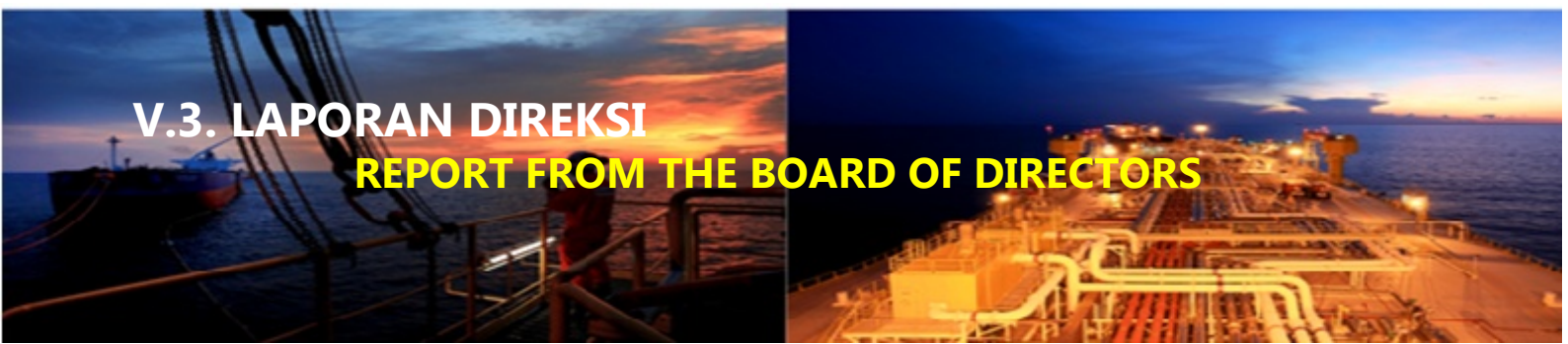
Served as a member of the Board of Commissioners PJUC since 2014 - present. Previously, he served as Chairman of the DPRD. Madiun period 2004-2014, the year 1996-1999 as a member of Parliament of East Java Province, earlier in the year 1990-1996 served as First Assistant Regional Secretary (Governance, Economy and Development) Madiun regency. He served as Head Wungu (1980-1982); Camat Kebonsari (1982-1987); Camat Jiwan (1987-1990), all in the district of Madiun.

Dasar Pengangkatan :

Surat Keputusan Pemegang Saham dalam RUPS Tahunan yang telah dinotariatkan pada tanggal 10 Juni 2014.

Appointment Based on :

Decree of the shareholders in the Annual General Meeting which was notarized on Juny 10, 2014.



V.3. LAPORAN DIREKSI REPORT FROM THE BOARD OF DIRECTORS

Assalamualaikum Warahmatullahi Wabarakatuh
Salam Sejahtera

Tahun 2016 adalah tahun dimana harga minyak mentah (ICP/barrel) Blok Cepu menyentuh titik terendah sejak pertama kali Lapangan Banyu Urip mengalirkan minyak bumi, yaitu USD 26.86/barrel di bulan Januari 2016. Hal ini merupakan cobaan sekaligus tantangan bagi PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC), mengingat di dalam perhitungan sebelumnya dengan harga minyak bumi yang mencapai USD 102.49/barrel (posisi bulan Juni tahun 2014), PJUC seharusnya bisa menghasilkan keuntungan yang sangat besar, apalagi di tahun 2016 Lapangan Banyu Urip berhasil mencapai produksi puncaknya pada Maret 2016 sebesar 165.000 BOPD, sebagaimana yang dicantumkan dalam Plan of Development (POD) Blok Cepu. Berdasarkan evaluasi 30 sumur, produksi Lapangan Banyu Urip tersebut bisa ditingkatkan hingga 185.000 BOPD (rata-rata bulan September 2016), bahkan berdasarkan evaluasi terakhir, produksi Lapangan Banyu Urip masih bisa ditingkatkan lagi hingga mencapai 205.000 BOPD di tahun 2017.

Sumur-sumur produksi juga memperlihatkan bahwa cadangan minyak yang bisa diambil (*EUR = Estimate Ultimate Recovery*) dari Lapangan Banyu Urip seharusnya lebih besar dari *EUR* yang dicantumkan di dalam POD (358 MMBO) dan update *EUR* tahun 2009 (451 MMBO), yaitu menjadi sebesar 729 MMBO (saat ini yang telah disetujui oleh SKK Migas adalah sebesar 550 MMBO).

Dalam hal penjualan minyak mentah, saat ini, PJUC beserta tiga Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) lain yang tergabung dalam Badan Kerjasama (BKS) telah membuat "Perjanjian Kerja Sama Penjualan Minyak Mentah" dengan PT Pertamina EP Cepu (PEPC) pada tanggal 14 April 2015. Perjanjian dengan PEPC tersebut bertujuan untuk mengoptimalkan penjualan minyak mentah bagian BKS dan PEPC dengan menjual secara bersama kepada pembeli yang sama. Sebagai penggantian biaya kegiatan penjualan minyak mentah bagiannya, BKS setuju untuk menanggung biaya sebesar USD 60.000/bulan (porsi PJUC sebesar USD

Assalamualaikum Warahmatullahi Wabarakatuh
Greetings

Year 2016 was the year when the price of crude oil (ICP / barrel) Cepu Block touching its lowest point since the first time Banyu Urip oil flow, ie USD 26.86 / barrel in January 2016. It was a trial and challenge for PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC), given in the previous calculation with the price of oil reached \$ 102.49 / barrel (the position in June 2014), PJUC could have generated huge profits, moreover in 2016 Banyu Urip field reached peak production in March 2016 at the level of 165,000 BOPD, as set forth in the Plan of Development (POD) Cepu. Based on the evaluation of 30 wells, the production of Banyu Urip field can be increased up to 185,000 BOPD (monthly average in September 2016), even based on the latest evaluation, the production of Banyu Urip field latter can still be improved up to 205,000 BOPD in 2017.

The production wells also shows that the oil reserves that can be taken (*EUR = Estimate Ultimate Recovery*) of Banyu Urip should be greater than *EUR* that was stated in the POD (358 MMBO) and update *EUR* in 2009 (451 MMBO), which was increased to 729 MMBO (current has been approved by SKK Migas at the level 550 MMBO).

In the case of sale of crude oil, currently, PJUC and the three Local Government Owned Company (BUMD) who are members of the Badan Kerjasama (BKS) has made a "Crude Oil Sales Cooperation Agreement" with PT Pertamina EP Cepu (PEPC) on 14 April 2015. The agreement with the PEPC aims to optimize the sale of crude oil portion of BKS and PEPC by selling it together to the same buyer. As the reimbursement cost of crude oil sales activities of its portions, BKS agreed to bear the cost of USD 60,000 / month (PJUC portion of USD 13,453.80 / month).

13,453.80/bulan).

Selanjutnya pada 1 Juli 2015, PJUC beserta anggota BKS lainnya dan PEPC membuat "Perjanjian Jual Beli Minyak Mentah Banyu Urip" dengan PT Pertamina (Persero) yang berlaku sejak lifting pertama. Dalam perjanjian penjualan ini disepakati harga minyak mentah yang digunakan adalah harga ICP Ardjuna - USD 0.5. Evaluasi yang dilakukan oleh BKS bersama dengan President Director ExxonMobil Cepu Limited (EMCL) dan Trader yang lainnya, mengindikasikan bahwa harga jual minyak mentah porsi BKS seharusnya bisa mendapatkan harga yang lebih tinggi. Evaluasi tersebut saat ini masih dalam proses lebih lanjut.

Proyek Pengembangan Lapangan Gas Jambaran Tiung Biru (JTB) sampai dengan akhir 2016 masih belum bisa dilaksanakan. Kendala utama adalah kontrak harga gas berdasarkan POD sebesar USD 8/MMBTU dengan eskalasi 2%/tahun dimulai tahun 2012, tidak disetujui oleh Pemerintah di Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG). Perkembangan proyek JTB sampai akhir Desember 2016 adalah :

- Dengan efisiensi PEPC berhasil menurunkan Harga Gas menjadi USD 7/MMBTU, dengan eskalasi 2% per tahun dimulai sejak tahun dimulainya penyerahan gas
- Volume penjualan gas sebesar 172 MMSCFD, termasuk realokasi gas bagian Pupuk Kujang Cikampek kepada PT Pertamina (Persero)

Selain proyek pengembangan Lapangan Gas JTB, di Blok Cepu masih terdapat dua lapangan gas yang akan dikembangkan di masa depan, yaitu Lapangan Cendana dan Lapangan Alas Tua West. Pengembangan dua lapangan gas ini tergantung pada keputusan hasil negosiasi antara EMCL dan PEPC.

Pada tahun 2016, PJUC bersama-sama dengan anggota BKS lainnya berhasil membantu EMCL untuk mempercepat proses pembayaran DMO Fee sebesar USD 184.673.237 (porsi PJUC sebesar USD 4.149.928) yang mengalami keterlambatan pembayaran dari Dirjen Anggaran Kementerian Keuangan.

Tahun 2016 adalah tahun pelaksanaan Undang-Undang Nomor 11 Tahun 2016 tentang Pengampunan Pajak, dimana Pemerintah Republik Indonesia mendorong seluruh wajib pajak untuk berpartisipasi dalam program Pengampunan Pajak tersebut. PJUC selaku Wajib Pajak yang terdaftar di

Furthermore, on July 1st, 2015, PJUC with the other members of BKS and PEPC make "Crude Oil Sales & Purchase Agreement of Banyu Urip" with PT Pertamina (Persero) effective from the first lifting. In this agreement it is agreed that the crude oil price used is the price ICP Ardjuna - USD 0,5. Evaluations conducted by BKS together with President Director of ExxonMobil Cepu Limited (EMCL) and other traders, indicating that crude oil prices BKS portion should be able to get a higher price. Such an evaluation is currently still in the process further.

Development Project of Gas Field Jambaran Tiung Biru (JTB) until the end of 2016, still could not be implemented. The main obstacle is the contract price of gas based on POD which is USD 8 / MMBTU with an escalation of 2% / year starting in 2012, was not approved by the Government in the Gas Sales Agreement (GSA). The development of project JTB until the end of December 2016 is :

- With efficiency PEPC successfully lowering the Gas Price to USD 7 / MMBTU, with the escalation of 2% per year starting in the commencement of delivery of gas
- Sales volume of gas is 172 MMSCFD, including reallocation of gas portion Pupuk Kujang Cikampek to Pertamina (Persero)

In addition to development projects JTB gas field, in Cepu there are two gas fields to be developed in the future, namely the Cendana field and Alas Tua West field. The development of two gas fields is dependent on the decision of the outcome of negotiations between the EMCL and PEPC.

In 2016, PJUC together with other members of BKS helped EMCL to speed up the payment process of DMO Fee of USD 184 673 237 (PJUC portion of \$ 4,149,928) of delayed payments from the Directorate General of Budget, Ministry of Finance

Year 2016 is the year of the implementation of Law No. 11 Year 2016 on Tax Amnesty, which the Government of the Republic of Indonesia encourage all taxpayers to participate in the Tax Amnesty program. PJUC as a registered taxpayer in the Tax Office of Oil and Gas has participated in the Tax

Kantor Pelayanan Pajak Minyak dan Gas Bumi telah ikut serta dalam program Pengampunan Pajak, dan telah mendapatkan Surat Keterangan Pengampunan Pajak Nomor KET-312/PP/WPJ.07/2016 tertanggal 27 September 2016. Dengan keikutsertaan dalam program Pengampunan Pajak tersebut, maka PJUC berhak atas berbagai insentif perpajakan, salah satunya tidak dilakukan Pemeriksaan, Pemeriksaan Bukti Permulaan, dan Penyidikan untuk Tahun Pajak 2011 sampai dengan 2015.

Keberhasilan dalam mengelola PJUC merupakan hasil koordinasi yang baik antara pihak-pihak dalam perusahaan meliputi Karyawan, Komisaris, dan Direksi. Selain itu, juga berasal dari dukungan dan kerjasama yang baik dengan Pemegang Saham, BKS, EMCL, PEPC, SKK Migas, Ditjen Migas, dan Kementerian ESDM.

Ritme sistem koordinasi dan kerjasama yang baik ini akan tetap dipertahankan dalam mengoptimasi keberhasilan dalam memberikan kontribusi kepada seluruh pemangku kepentingan, termasuk menambah Pendapatan Asli Daerah (PAD) kepada Pemerintah Daerah Provinsi Jawa Timur melalui PT. Petrogas Jatim Utama. PJUC di masa kini dan yang akan datang akan selalu dan tetap berkomitmen untuk memberikan distribusi dividen yang paling optimal kepada Pemegang Saham (PT Petrogas Jatim Utama, PT DSME ENR CEPU, dan Koperasi DIPERTAM).

Wa'alaikumussalam Warahmatullahi Wabarakatuh

Amnesty program, and have obtained the Certificate of Tax Amnesty Number KET-312 / PP / WPJ.07 / 2016 dated 27 September 2016. By participating Tax Amnesty program, PJUC entitled to various tax incentives, one of which is Free from Examination, Examination of Preliminary Evidence , and investigation for tax year 2011 to 2015.

The success in managing PJUC is as the result of good coordination between the parties in the company include Employees, Commissioners and Board of Directors. Moreover, it also comes from the support and good cooperation with Shareholders, BKS, EMCL, PEPC, SKK Migas, the Directorate General of Oil and Gas and the Ministry of Energy and Mineral Resources.

The rhythm of the coordination system and the good cooperation will be maintained on optimizing success in contributing to the stakeholders, including to increase Locally-Generated Revenue (PAD) to East Java Provincial Government through PT. Petrogas Jatim Utama. PJUC in the present and future will always be and remain committed to delivering the most optimal dividend distribution to the Shareholders (PT Petrogas Jatim Utama, PT DSME ENR Cepu, and Cooperative DIPERTAM).

Wa'alaikumussalam Warahmatullahi Wabarakatuh

Surabaya, 10 Mei 2016
Atas Nama Dewan Direksi

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC)

Surabaya, May 10, 2016
On Behalf of the Board of Directors



Heru Pramono
Direktur Utama President Director

V.4. PROFIL DIREKSI

BOARD OF DIRECTORS PROFILE



HERU PRAMONO
DIREKTUR UTAMA
PRESIDENT DIRECTOR

Lahir di Madiun – 25 Desember 1949

Born in Madiun – December 25, 1949

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Jurusan Teknik Geologi dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1975.

Education :

He holds a Bachelor degree majoring in Geology of Institut Teknologi Bandung in 1975.

Perjalanan Karir :

Sebelum menjabat sebagai Direktur Utama di PJUC, Beliau menjabat sebagai Direktur Utama PT. Petrogas Pantai Madura (2010-2015) dan VP Exploration/ Upstream General Manager PWJ (2004-2015). Sebelumnya Beliau pernah menjadi Instruktur Kursus Lepas di Mutiara Cita Prakarsa Training Co. dan Indonesian Professional Development Center (1999-2003). Dalam rentang tahun 1981-1999 Beliau menjabat di ARCO dengan menempati beberapa posisi penting, seperti Senior Geologist Western Region Of Arco ONWJ Block; Regional Geologist Western Region Of Arco ONWJ Block; Overseas Assignment At Arco Headquarters Office In Los Angeles, USA; Development Geology Chief Of Arco ONWJ Block; Geological Technical Operations Chief Of Arco Offshore Northwest Java Block ONWJ; Development-Exploration Chief Of Arco Bali North Inc. & Arco Madura East Inc.

Career History :

Prior to his appointment President Director in PJUC, he served as President Director of PT. Petrogas Pantai Madura (2010-2015) and VP Exploration/Upstream General Manager PWJ (2004-2015). Sebelumnya Beliau pernah menjadi Instruktur Kursus Lepas di Mutiara Cita Prakarsa Training Co. dan Indonesian Professional Development Center (1999-2003). Dalam rentang tahun 1981-1999 Beliau menjabat di ARCO dengan menempati beberapa posisi penting, seperti Senior Geologist Western Region Of Arco ONWJ Block; Regional Geologist Western Region Of Arco ONWJ Block; Overseas Assignment At Arco Headquarters Office In Los Angeles, USA; Development Geology Chief Of Arco ONWJ Block; Geological Technical Operations Chief Of Arco Offshore Northwest Java Block ONWJ; Development-Exploration Chief Of Arco Bali North Inc. & Arco Madura East Inc.

Dasar Pengangkatan :

Surat Keputusan Pemegang Saham dalam RUPS Tahunan yang telah dinotariatkan pada tanggal 5 Juni 2015.

Appointment Based on :

Decree of the shareholders in the Annual General Meeting which was notarized on Juny 5, 2014.



BAGUS PINANDITYO

DIREKTUR AKUNTANSI & KEUANGAN
ACCOUNTING & FINANCE DIRECTOR

Lahir di Yogyakarta – 9 Januari 1983

Born in Yogyakarta – January 9, 1983

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Akuntansi dari Universitas Gajah Mada.

Education :

He was graduated from Accounting Department, Gadjah Mada University.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai Direktur Keuangan di PJUC sejak tahun 2010, sebelumnya Beliau bekerja untuk Astra International Group selama 7 tahun sebagai akuntan.

Career History :

He joined the company in 2010 as Finance Director of PJUC. Before joining PJUC, he worked for Astra International Group for 7 years as an accountant.

Dasar Pengangkatan

Surat Keputusan Pemegang Saham dalam RUPS Tahunan yang telah dinotariatkan pada tanggal 31 Agustus 2010.

Appointment Based on :

Decree Shareholders notarized on August 31, 2010.

V.5. PROFIL STAF

STAFF PROFILE



MADE WIDIARINI

SEKRETARIS / ADMIN

SECRETARY / ADMIN

Lahir di Surabaya, 29 April 1980

Born in Surabaya, April 29, 1980

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana FISIP dari Universitas Airlangga.

Education :

She was graduated from Social and Politic Sciences Department, Airlangga University.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai Sekretaris. Admin di PJUC sejak tahun 2009, sebelumnya Beliau bekerja Holding (PJU) selama 1,5 tahun

Career History :

She joined the company in 2008 as an Secretary/Admin. Before joining PJUC, she worked in Holding Company (PT PJU) for 1.5 years.



ANGGRAENI

MANAGER AKUNTANSI & KEUANGAN
ACCOUNTING & FINANCE MANAGER

Lahir di Surabaya, 30 Agustus 1979

Born in Surabaya, August 30, 1979

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Akuntansi dari Universitas Pembangunan Nasional "UPN" Surabaya.

Education :

She was graduated from Accounting Department, UPN University.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai Manager Keuangan di PJUC sejak tahun 2009, sebelumnya Beliau bekerja untuk Bakrie Telecom (Esia) selama 4 tahun sebagai akuntan.

Career History :

She joined the company in Dec 2009 as an Accountant. Before joining PJUC, she worked for Bakrie Telecom (Esia) for 4 years.



BUDIYANTO

MANAGER TEKNIK
TECHNICAL MANAGER

Lahir di Sleman, 17 September 1977

Born in Sleman, September 17, 1977

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Perminyakan dari Universitas Pembangunan Nasional "UPN" Yogyakarta.

Education :

He was graduated from Petroleum Department, "UPN" University, Yogyakarta.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai Manager Teknik di PJUC sejak Mei 2010, sebelumnya Beliau bekerja untuk PJU (2 years) and Support di Divisi Reservoir PT. Pertamina EP (6 years)

Career History :

He joined the company in May 2010 as a Petroleum Engineer. Before Joining PJUC, he worked for PJU and Support in Reservoir Division at Pertamina EP for 6 years



TRI FITRIA SUSANTI
STAF AKUNTANSI & KEUANGAN
ACCOUNTING & FINANCE STAFF

Lahir di Malang, 1 Agustus 1984

Born in Malang, August 1, 1984

Pendidikan :

Meraih gelar Sarjana Teknik Industri dari ITN Malang.

Education :

She was graduated from Industrial Engineering, ITN, Malang.

Perjalanan Karir :

Menjabat sebagai Asisten Keuangan di PJUC sejak April 2014, sebelumnya Beliau bekerja untuk Bank Jatim selama 5 tahun.

Career History :

She joined the company in April 2014 as a Finance Assistant. Before Joining PJUC, he worked at Bank Jatim for 5 years

VI. PROFIL PERUSAHAAN **CORPORATE PROFILE**





VI.1. LEGALITAS PERUSAHAAN

CORPORATE LEGAL

Akta Pendirian No. 5 (14 Maret 2007 dari Notaris Rosida S.H

[Deed of Establishment No. 5 \(14 March 2007\) from Notary of Rosida S.H](#)

Keputusan Menteri Hukum dan HAM RI No. W10-00796 HT.01.01-TH.2007 (3 Juli 2007)

[Minister of Law and Human Rights of The Republic of Indonesia, Ministerial Decree No. W10-00796 HT.01.01-TH.2007 \(3 July 2007\)](#)

Akte Penyesuaian Anggaran Dasar Perusahaan ke UU PT. No. 40 Tahun 2007

Akta No. 14 (15 Januari 2009) dari Notaris Wachid Hasyim

[Amendement of Articles of Association, conforming with Law No. 40/2007 on Limited Liability Company](#)

[Akta No. 14 \(15 January 2009\) from Notary of Wachid Hasyim](#)

Keputusan Menteri Hukum dan HAM RI No. AHU-60127.AH.01.02 Tahun 2009 (5 Maret 2009)

[Minister of Law and Human Rights of The Republic of Indonesia, Ministerial Decree No, AHU-60127.AH.01.02 Tahun 2009 \(5 March 2009\)](#)



VI.2. VISI & MISI PERUSAHAAN CORPORATE LEGAL



Menjadi Perusahaan Migas Daerah yang memiliki kemampuan dan profesionalisme setara Perusahaan Migas Nasional

Becoming Regional Oil and Gas Company which has the capability and professionalism equivalent to the National Oil and Gas Company

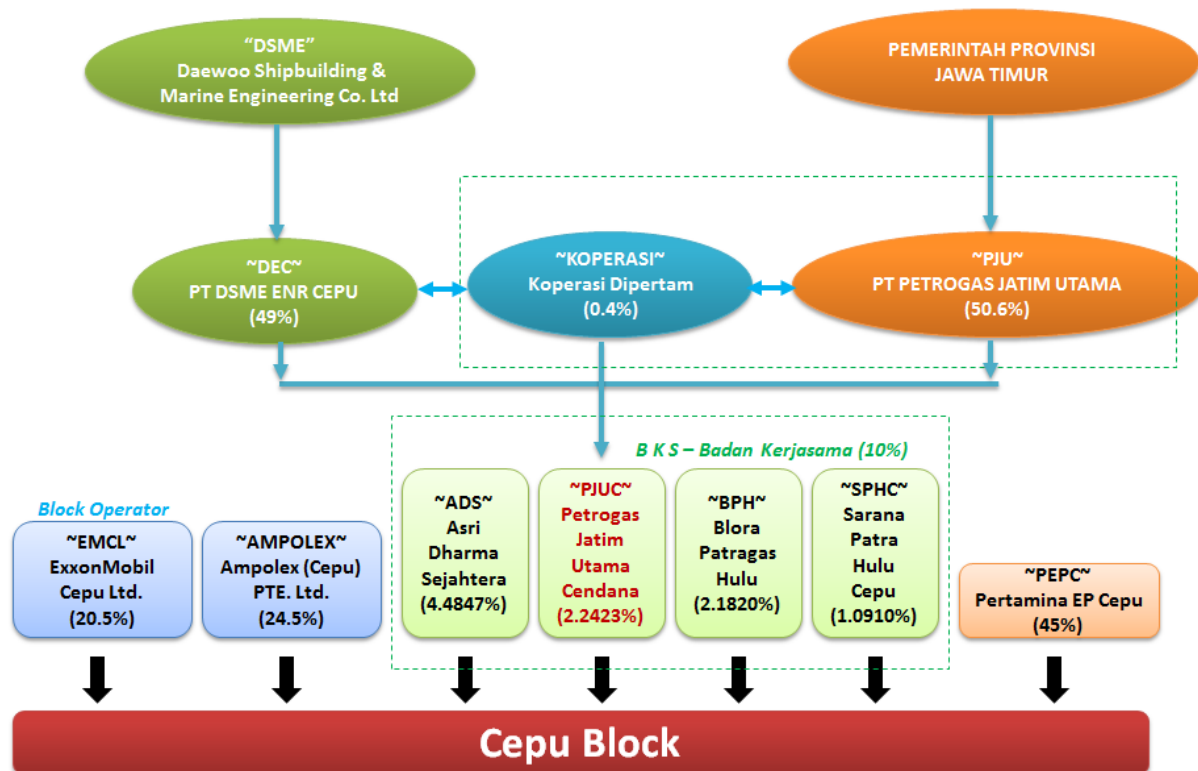


Mengembangkan Perusahaan Migas Daerah yang mampu bersaing secara nasional dengan profesional, di dukung tenaga ahli yang kompeten dibidangnya

To develop the Regional Oil and Gas Company that capable to compete nationally with professionals, supported by competent experts in their field.



VI.3. PEMEGANG SAHAM SHAREHOLDERS

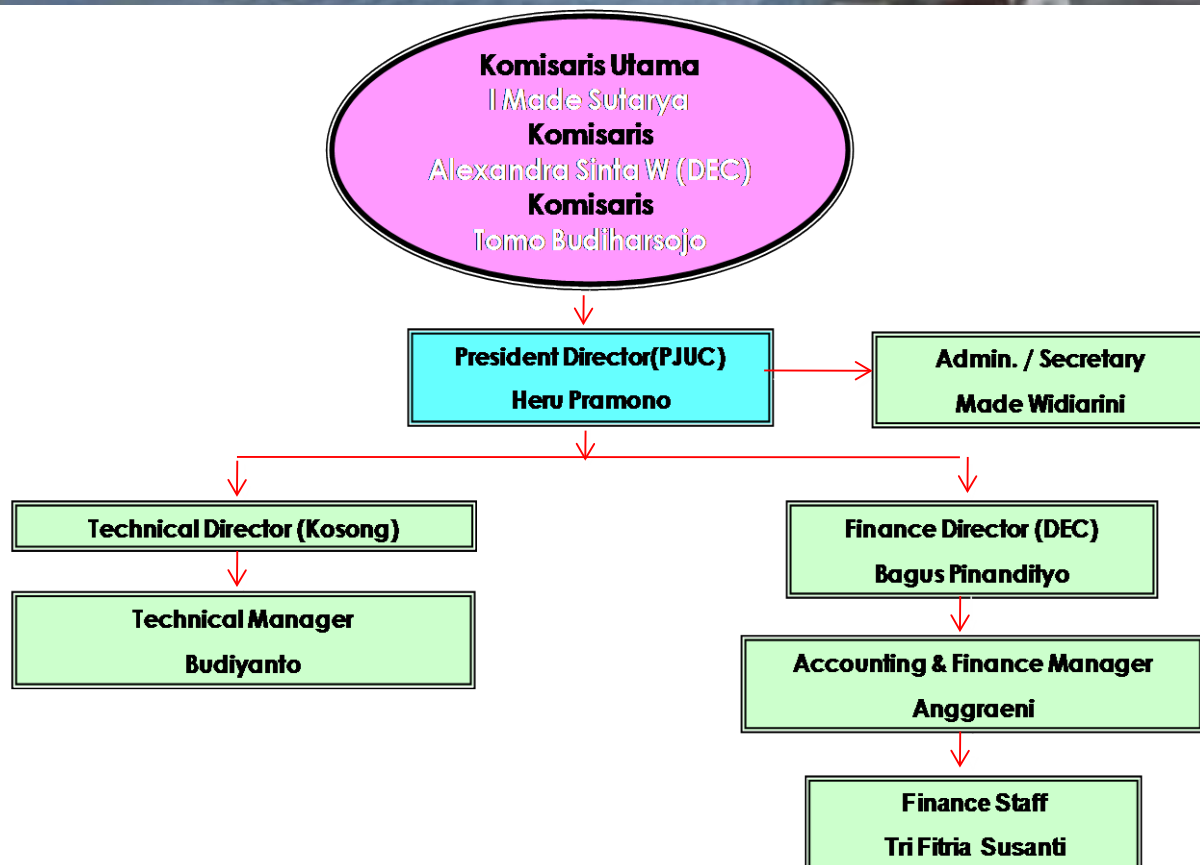


Gambar-1. Figure-1
Pemegang Saham. Shareholders



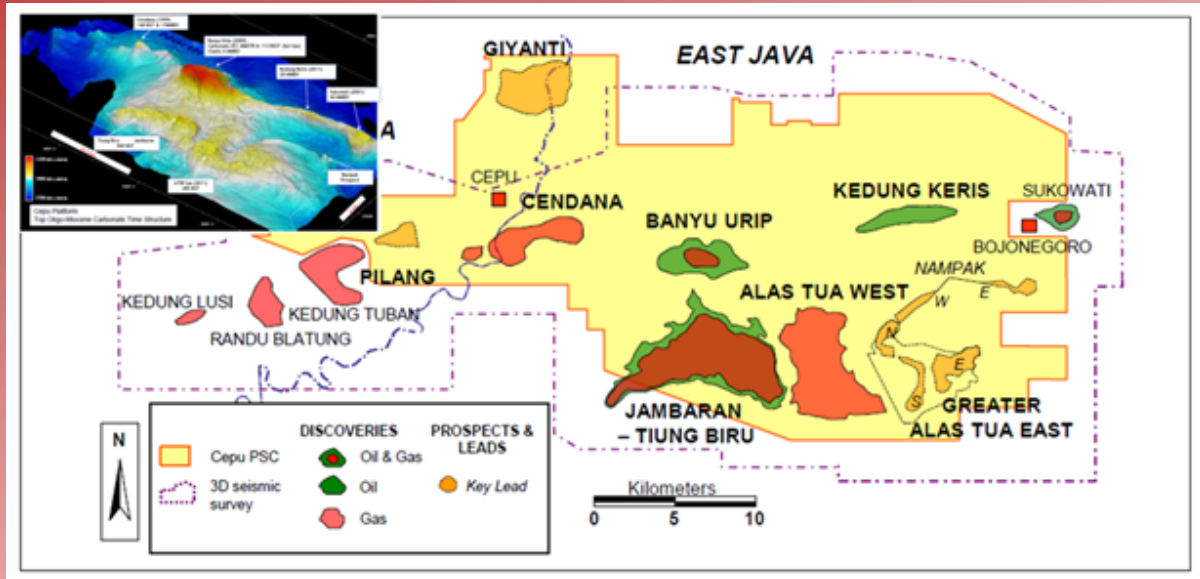
VI.4. STRUCTURE ORGANISASI

ORGANIZATION STRUCTURE



Gambar-2 Figure-2
Organisasi Struktur. Organization Structure

VI.5. SEJARAH SINGKAT BRIEF HISTORY



17 September 2005. [September 17, 2005](#)
PENGLOLAAN BLOK CEPU SELAMA 30 TAHUN (SAMPAI SEPTEMBER 2035)
 CEPU BLOCK MANAGEMENT FOR 30 YEARS (UNTIL SEPTEMBER 2035)

2 February 2006. [February 2, 2006](#)
DIBENTUKNYA BADAN KERJA SAMA (BKS) PI 10% BLOK CEPU
 THE ESTABLISHMENT OF BADAN KERJA SAMA (BKS) 10% PI CEPU BLOCK

15 Maret 2006. [March 15, 2006](#)
JOINT OPERATING AGREEMENT (JOA) BLOK CEPU
 CEPU BLOCK JOINT OPERATING AGREEMENT

14 April 2007. [April 14, 2007](#)
BERDIRINYA PT. PJUC
 THE ESTABLISHMENT OF PT. PJUC

26 Februari 2009
[February 26, 2009](#)
PENANDATANGANAN DEED OF ASSIGNMENT ANTARA MCL, PEPC, ADS, DAN PJUC
 THE SIGNING OF DEED OF ASSIGNMENT BETWEEN MCL, PEPC, ADS, AND PJUC

Berdasarkan sejarah, Cepu terkenal karena cadangan minyak bumi yang melimpah dari Formasi Ngrayong & Wonocolo dengan kedalaman ~600 m dan telah dilakukan penambangan minyak bumi sejak zaman Belanda oleh Bataafsche Petroleum Maatschappij (BPM). Sebelum penemuan terbaru cadangan minyak yang cukup besar dari Formasi Kujung dengan kedalaman ± 1.500 m di daerah Cepu dan sekitarnya, ladang minyak Cepu hanya difungsikan sebagai wahana pendidikan bidang perminyakan yaitu dengan adanya Akademi Migas di Cepu.

Undang-Undang No. 8 Tahun 1971 tentang Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi

Historically, Cepu is well-known for its abundant crude oil reserves from Ngrayong & Wonocolo Formation with a depth of ~600 m where excavation was carried out since the Dutch Colonialism era by the Bataafsche Petroleum Maatschappij (BPM). Before the discovery of new fairly large oil reserves from Kujung Formation with a depth ~1,500 m in Cepu and its surroundings, the Cepu oil field had been utilized merely as a means for petroleum education with the establishment of the Oil and Gas Academy in Cepu.

The Law No. 8 of 1971 on the State Oil and Gas Mining Company (Perusahaan Pertambangan

Negara (Pertamina), memberikan hak eksklusif kepada PT Humpuss Patragas (HPG) untuk melaksanakan kegiatan eksplorasi dan produksi di beberapa area di Blok Cepu berdasarkan *Technical Assistance Agreement (TAC)* Blok Cepu tanggal 03 Agustus 1990 antara Pertamina dengan HPG.

Pada tahun 1997, HPG mengalihkan 49% Participating Interest (PI) ke Ampolex (Cepu) Pte. Ltd. (Ampolex), kemudian di tahun 1999 ExxonMobil Oil Corporation (ExxonMobil) mengakuisisi 49% saham Ampolex sehingga ExxonMobil mempunyai interest di Blok Cepu. Pada Tahun 2000 HPG mengalihkan sisa 51% kepada Anak Perusahaan ExxonMobil yaitu Mobil Cepu Ltd (MCL).

Minyak dan Gas Bumi Negara – Pertamina) granted exclusive right to PT Humpuss Patragas (HPG) to conduct exploration and production activity at several in Cepu Block based on the Technical Assistance Agreement (TAC) of Cepu Block on August 3, 1990 between Pertamina and HPG

In 1997 HPG transferred 49% of its Participating Interest (PI) to Ampolex (Cepu) Pte. Ltd. (Ampolex), the aquisition of 49% of Ampolex shares by ExxonMobil Oil Corporation (ExxonMobil) in 1990 has resulted in the ownership of Cepu Block interest by ExxonMobil. In 2000 HPG transferred the remaining 51% of the PI Mobil Cepu Ltd (MCL), a subsidiary of ExxonMobil.

17 SEPTEMBER 2005 : PENGELOLAAN BLOK CEPU **SEPTEMBER 17, 2005 : CEPU BLOCK MANAGEMENT**

Berdasarkan PP No. 35/2005 Tentang Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi, kontrak-kontrak Pertamina *Technical Assistance Contract (TAC)* dan *Enhanced Oil Recovery (EOR)* beralih ke PT. Pertamina (Persero) dan wilayah bekas kontrak tersebut tetap merupakan bagian wilayah kerja PT. Pertamina (Persero). Dengan demikian TAC Blok Cepu seharusnya menjadi wilayah kerja PT. Pertamina (Persero). Namun untuk mempercepat produksi minyak dan gas bumi (migas), Pemerintah menerbitkan PP No.34/2005 tentang Perubahan atas PP No. 35/2004 mengenai Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi sehingga berdasarkan PP tersebut, Kontrak TAC Blok Cepu dapat diubah ke Kontrak Kerja Sama (KKS) dan tidak otomatis dikembalikan sebagai Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) Pertamina.

Dikarenakan Pemerintah sangat berkepentingan atas beroperasi Blok Cepu, mengingat kandungan minyak dan gas di wilayah tersebut sangat besar serta permasalahan energi nasional yang tengah dihadapi Pemerintah maka tanggal 17 September 2005, ditandatangani KKS Blok Cepu antara BP Migas atas nama Pemerintah dengan Kontraktor yaitu MCL dan Ampolex sebagai Anak Perusahaan

Based on Government Regulation No. 35 of 2004 on Oil and Gas Upstream Business Activities, Pertamina's Technical Assistant Contract (TAC) and Enhanced Oil Recovery (EOR) Contracts were transferred to PT Pertamina (Persero) and remained part of the PT Pertamina (Persero) area. Therefore the Cepu Block TAC should have remained part of the PT Pertamina (Persero) work area. However, to accelerate oil and gas production, the Government then issued the Government Regulation No. 34 of 2005 on the Amendment to Government Regulation No. 35 of 2004 on Oil and Gas Upstream Business Activities. Pursuant to such Government Regulation, the TAC on the Cepu Block could be changed into Cooperation Contract (KKS) and did not automatically return to Pertamina's Mining Work Area.

By talking into account Government's high interest in Cepu Block Operation, the contents of oil and gas is very large in the area and the national energy issue currently faced by the Government on September 17, 2005 a Cooperation Contract was signed on Cepu Block between BP Migas (representing the Government) and Contractors (MCL and Ampolex

ExxonMobil serta PEPC sebagai Anak Perusahaan PT Pertamina (Persero) untuk jangka waktu kontrak 30 (tiga puluh) tahun).

Pada awalnya komposisi Participating Interest (PI) masing-masing pihak adalah 50% MCL dan Ampolex dan 50% PEPC. Komposisi PI kemudian mengalami perubahan setelah pada tanggal 26 Februari 2009 ditandatangani *Deed of Assignment* atas KKS untuk menyertakan empat Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) yang diwakili oleh Badan Kerja Sama sebagai salah satu PI sebesar 10%. Dengan demikian komposisi PI menjadi 45% Pertamina EP Cepu, 45% MCL dan Ampolex serta 10% BUMD.

as ExxonMObil Subsidiaries and PEPC as PT Pertamina (Persero) subsidiary which is valid for a period of 30 years.

The initial composition of the Participating Interest of each for MCL and Ampolex and 50% for PEPC. The PI composition then was changed after the signing of a *Deed of Assignment* to the Cooperation Contract (KKS) on October 30, 2008 and February 26, 2009. The supplementary agreement requires the inclusion of four Regionally-Owned Enterprise (ROE) represented by a Cooperation Agency as a holder of PI with 10%. The composition becomes 45% for Pertamina EP Cepu, another 45% for MCL and Ampolex, and the remaining 10% for ROEs.

2 FEBRUARY 2006 : DIBENTUKNYA BADAN KERJA SAMA (BKS) PI 10% BLOK CEPU
FEBRUARY 2, 2006 : THE ESTABLISHMENT OF BADAN KERJA SAMA (BKS) 10% PI

Badan Kerja Sama (BKS) PI 10% Blok Cepu didirikan dengan tujuan sebagai lembaga koordinasi antara BUMD dalam mengelola *Participating Interest (PI) 10%* Blok Cepu. Dalam kenyataannya di lapangan bahwa lokasi Blok Cepu adalah menghampar dalam dua kabupaten (Bojonegoro dan Blora) dan dua provinsi (Jawa Timur dan Jawa Tengah) sehingga harus ada kebijaksanaan khusus baik di tingkat daerah maupun pusat.

Sejarah terbentuknya BKS dimulai dari pertemuan formal antara Presiden RI dengan Gubernur Jawa Timur, Gubernur Jawa Tengah, Bupati Bojonegoro, dan Bupati Blora pada Desember 2005 di Surabaya. Isi dari pertemuan tersebut adalah membahas kesiapan daerah dalam pengelolaan PI 10%. Berdasarkan masukan dari Tim Teknis Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI), serta pembagian *working interest* yang merupakan kombinasi perhitungan secara teknik, luas wilayah, dan aturan kewenangan pembagian migas antara Pemerintah Daerah dan Pemerintah Pusat, maka disepakati semua pihak pembagiannya sebagai berikut: Pemerintah Provinsi Jawa Timur (2,2423%), Pemerintah

Cepu Block Cooperation Agency (BKS) was established for the purpose of coordination among owned enterprise in managing 10% Participating Interest (PI) Cepu Block. Base on fact on the ground that the location of the Cepu Block extend in two districts (Bojonegoro and Blora) and two provinces (East Java and Central Java), so there must be a specific policy at the regional and central levels

BKS formation history begins from formal meetings between President of Republic Indonesia with East Java Governor, Central Java Governor, Regent of Bojonegoro and Regent of Blora on December 2005 in Surabaya. The content of the meeting was discussing the region's readiness in management of 10% PI. Based on input from Technical Team Indonesia Association of Geologists (IAGI), and the sharing working interest which is a combination of technical calculation, area and the rules of the oil and gas division of authority between the Local Government and the Central Government the agreed by all parties following : East Java Province (2.2423%), Central Java Province (1.0910%),

Provinsi Jawa Tengah (1,0910%), Pemerintah Kabupaten Bojonegoro (4,4847%), dan Pemerintah Kabupaten Blora (2,1820%).

Bojonegoro Regency (4.4847%) and Blora Regency (2.1820%).

Embrio BKS lahir pada awal tahun 2006 ketika Bupati Bojonegoro mengundang empat BUMD untuk melakukan langkah-langkah koordinasi menyangkut PI 10% di Bojonegoro. Dalam kesempatan tersebut BUMD bertekad untuk menjalin kerja sama dalam suatu badan koordinasi. Setelah masing-masing Pemerintah Daerah (Pemda) melakukan koordinasi dengan Pemerintah Pusat, maka seluruh Pemda sepakat mengukuhkan dalam Kesepakatan Bersama yang disahkan tanggal 2 Februari 2006 di Semarang, ditandatangani oleh Gubernur Jawa Timur, Gubernur Jawa Tengah, Bupati Bojonegoro, dan Bupati Blora. Tanggal 21 November 2006 di Bojonegoro semua pihak setuju untuk di bentuk BKS dengan anggota resmi adalah Petrogas Jatim Utama (PJU/BUMD Jawa Timur), Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC/BUMD Jawa Tengah), Asri Dharma Sejahtera (ADS/BUMD Bojonegoro), dan Blora Patragas Hulu (BPH/BUMD Blora).

BKS was established 2006 when the Bojonegoro Regent invited four owned enterprises to undertake measures concerning coordination 10% PI in Bojonegoro. In this occasion, the owner enterprises were committed to cooperation in a coordination agency. After each Local Government coordinate with Central Government, then all of Local Governments agreed in the MoU which was authorized on February 2, 2006 in Semarang, signed by East Java Governor, Central Java Governor, Bojonegoro Regent and Blora Regent. On November 21, 2006 in Bojonegoro all parties agreed to form BKS with official members that are : Petrogas Jatim Utama Cendana (PJU/East Java Province Owned Enterprise), Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC/Central Java Owned Enterprise), Asri Dharma Sejahtera (ADS/Bojonegoro Regency Owned Enterprise) and Blora Patragas Hulu (BPH/Blora Regency Owned Enterprise).

15 MARCH 2006 : JOINT OPERATING AGREEMENT (JOA) BLOK CEPU **MARCH 15, 2006 : CEPU BLOCK JOINT OPERATING AGREEMENT**

Untuk mengelola kegiatan migas dalam KKS Blok Cepu, dengan melalui proses yang panjang, pada tanggal 15 Maret 2006 ditandatangani *Joint Operating Agreement (JOA)* Blok Cepu antara MCL, Ampolex, dan PEPC yang berlaku efektif mundur sejak tanggal 17 September 2005. Di dalam JOA tersebut juga dinyatakan bahwa MCL ditunjuk sebagai Operator Blok Cepu. Dengan demikian, sejak tahun 2006 aktivitas operational Blok Cepu secara efektif telah dimulai dengan kegiatan utama yaitu kegiatan eksplorasi, pengembangan lapangan minyak Banyu Urip, kegiatan dan rencana pengembangan Lapangan gas Jambaran.

Following a long process, on March 15, 2006 the Joint Operating Agreement (JOA) of Cepu Block was signed by and between MCL, Ampolex and PEPC to manage oil and gas activities in the Cepu Block, retroactive to September 17, 2005. The JOA also stipulates that MCL is appointed the Cepu Block Operator. Therefore, operational activities at Cepu Block were effective since 2006, with the commencement of main activities, i.e. exploration, Banyu Urip oil field development and Jambaran-Tiung Biru (JTB) gas fields development planning.

Dengan penemuan lapangan baru Kedung Keris (KK) dan Alas Tua West (ATW) maka sudah mulai program rencana pengembangan lapangan minyak Kedung Keris dan pengembangan tiga lapangan gas (Cendana, Alas Tua West, Gas Banyu Urip).

With the discovery of new fields in Kedung Keris (KK) and Alas Tua West (ATW), then plan of development of Kedung Keris Oil Field and three gas fields (Cendana, Alas Tua West, Gas Banyu Urip) will be started.

14 APRIL 2007 : BERDIRINYA PT. PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA (PJUC)
APRIL 14, 2007 : THE ESTABLISHMENT OF PT. PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA (PJUC)

Tujuan dibentuknya PT PJUC adalah untuk menjalankan amanah PERDA No. 1 Tahun 2006 beserta Perubahannya tanggal 26 April 2007 dalam sidang Pleno DPRD Jatim 2007, untuk mendapatkan *Participating Interest (PI)* 2.2423% di Blok Cepu bersama-sama dengan BUMD daerah lainnya yang terhimpun dalam Badan Kerja Sama (BKS) PI 10%.

PT PJUC berdiri tanggal 14 April 2007 berdasarkan Akte Notaris Rosida, SH No. 5 tanggal 14 Maret 2007. PT PJUC aktif bergabung dalam BKS Cepu dalam rangka mempersiapkan *Participating Interest (PI)* dari MCL.

Pada pertengahan tahun 2007, 4 Pemda, 4 BUMD, BPMIGAS, Dirjen Migas, MCL, dan Pertamina melakukan pertemuan akbar untuk mempercepat proses transferring PI 10%. Pada akhir tahun 2007, MCL sebagai operator Blok Cepu telah melakukan PI Offer kepada 4 BUMD dan awal tahun 2008, 4 BUMD melakukan penandatanganan *Acceptance Letter PI 10%* dan *Sales Purchase Agreement (SPA)* sebagai tanda dimulainya proses negosiasi dan syarat-syarat tangguh (*Condition Precedence*).

Melalui perjuangan yang tidak mengenal lelah, pada akhir Januari 2009, PT PJUC telah membayar *Past Cost* yang menandai masuknya PT PJUC sebagai salah satu partner Blok Cepu bersama dengan BUMD lainnya. Selanjutnya pada tanggal 26 Februari 2009 telah ditandatangani *Deed of Assignment (DoA)* di Surabaya.

The purpose of the establishment of PT PJUC is to carry out the mandate Local Regulation No. 1 of 2006 and its amendment dated 26 April 2007 at Parliament plenary session in East Java of 2007, to get 2.2423% Participating Interest (PI) in Cepu Block, together with other owned enterprises that organized in Cooperation Agency (BKS) 10% PI.

PT PJUC was founded on April 14, 2007 based on the Deed of Rosida, SH No. 5 dated on March 14, 2007. PT PJUC actively joint in BKS Cepu in order to prepare the Participating Interest from MCL.

In mid 2007, 4 Local Government, 4 Regional Enterprises, BPMIGAS, Dirjen Migas, MCL and Pertamina conducted a summit to speed up the process of transferring 10% PI. At the end of 2007, MCL as Cepu Block Operator offered PI 10% to 4 Enterprises and in early 2008, 4 Regional Owned Enterprises signed PI 10% Acceptance Letter and Sales Purchase Agreement (SPA) to mark the commencement of the negotiation process and Condition Precedence.

Through the tireless struggle, at the end of January 2009, PJUC has paid the Past Cost which marks the entry of PJUC as one partner of Cepu Block along with other regional owned enterprises. Furthermore, on February 26, 2009 Deed of Assignment (DoA) was signed in Surabaya.



26 FEBRUARI 2009 : PENANDATANGANAN DEED OF ASSIGMENT ANTARA MCL, PEPC, ADS, DAN PJUC

FEBRUARY 26, 2009 : THE SIGNING OF DEED OF ASSIGMENT BETWEEN MCL, PEPC, ADS AND PJUC

Pada 26 Februari 2009 telah terjadi perubahan komposisi PI setelah ditandatangani *Deed of Assignment* atas KKS yang menyertakan empat Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) yang diwakili oleh Badan Kerja Sama sebagai salah satu PI sebesar 10%. Dengan demikian komposisi Pemegang PI Blok Cepu menjadi PEPC 45%, Mobil Cepu Ltd. 20.5%, Ampolex (Cepu) Pte. Ltd. 24,5%, sedangkan BUMD 10%, PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) 2,2423%, PT. Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC) 1,0910%, PT. Asri Dharma Sejahtera (ADS) 4,4847%, dan PT Blora Patragas Hulu (BPH) 2,1820%.

On February 26, 2009, changes were made in the PI Composition with the signing of *Deed of Assignment* to KKS with the inclusion of four Regionally-Owned Enterprises represented by a Cooperation Agency as a holder of PI by 10%. Therefore the PI composition become 45% for Pertamina EP Cepu, another 45% MCL and Ampolex, and the remaining 10% for ROEs broken down as follows : 2.2423% for PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC), 1.0910% PT. Sarana Patra Hulu Cepu (SPHC), 4.4847% PT. Asri Dharma Sejahtera (ADS) and 2.1820% PT Blora Patragas Hulu (BPH).



SEJARAH SINGKAT LAPANGAN BANYU URIP

BRIEF HISTORY OF BANYU URIP FIELD

4 Juli 2006. *July 4, 2006*

PERSETUJUAN POD PERTAMA LAPANGAN BANYU URIP
FIRST POD APPROVAL OF BANYU URIP FIELD

31 Agustus 2009. *August 31, 2009*

PRODUKSI MINYAK PERDANA LAPANGAN BANYU URIP
EARLY PRODUCTION FACILITY (EPF) IN BANYU URIP FIELD

31 Agustus 2009 – 16 Januari 2011. *August 31, 2009 – January 16, 2011*

MINYAK MENTAH DIJUAL KE MUDI, TWU, DAN PERTAMINA (PERSERO) / ISC
CRUDE OIL SALES TO MUDI, TWU AND PERTAMINA (PERSERO) / ISC

April 2015 – Sekarang . *April, 2015 - Now*

MINYAK MENTAH DIJUAL KE PERTAMINA (PERSERO)
CRUDE OIL SALES TO PERTAMINA (PERSERO)

23 Oktober 2014. *October 23, 2014*

PRODUKSI BLOK CEPU 10.000 BOPD MELALUI PROGRAM EARLY OIL EXPANSION (EOE)
CEPU BLOCK 10,000 BOPD PRODUCTION WITH EARLY OIL EXPANSION (EOE) PROGRAM

21 March 2015. *March 21, 2015*

PRODUKSI BLOK CEPU 40.000 BOPD MELALUI PROGRAM WELL PAD B FIRST OIL (WPBFO)
CEPU BLOCK 40,000 BOPD PRODUCTION WITH WELL PAD B FIRST OIL (WPBFO) PROGRAM

7 April 2015. *April 7, 2015*

PERJANJIAN LIFTING MINYAK MENTAH ANTARA PEPC, EMCL, AMPOLEX, SPHC, BPH, ADS, PJUC
CRUDE OIL LIFTING AGREEMENT BETWEEN PEPC, EMC, AMPOLEX, SPHC, BPH, ADS, PJUC

14 April 2015. *April 14, 2015*

PERJANJIAN JUAL BELI MINYAK MENTAH ANTARA BKS DENGAN PEPC
AGREEMENT FOR SALES AND PURCHASE OF CRUDE OIL BETWEEN BKS AND PEPC

1 Juli 2015. *July 1, 2015*

PERJANJIAN JUAL BELI MINYAK MENTAH BANYU URIP ANTARA PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC DENGAN PERTAMINA (PERSERO)
AGREEMENT FOR SALES AND PURCHASE OF BANYU URIP CRUDE OIL BETWEEN PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC AND PERTAMINA (PERSERO)

12 December 2015. *December 12, 2015*

CENTRAL PRODUCTION FACILITIES TRAIN A SUDAH MULAI BEROPERASI DENGAN PRODUKSI 98.390 BOPE
CENTRAL PRODUCTION FACILITIES TRAIN A HAVE STARTED TO OPERATE WITH PRODUCTION OF 98.390 BOPE

May 2016. *May 2016*

PERUBAHAN CADANGAN 451 MMBO (2009) MENJADI 729 MMBO (SKK MIGAS MENYETUJUI 550 MMBO)
CHANGE RESERVE 451 MMBO (2009) BECOME 729 MMBO (SKK MIGAS APPROVED 550 MMBO)

September 2016. *September 2016*

PUNCAK PRODUKSI 165.000 BOPD SESUAI DENGAN POD, KEMUDIAN MULAI MENCAPAI RATA-RATA PUNCAK PRODUKSI 185.000 BOPD PADA BULAN SEPTEMBER 2016.
DIRENCANAKAN PEAK PRODUKSI MENCAPAI 205.000 PADA AWAL TAHUN 2017
PEAK PRODUCTION OF 165,000 BOPD IN ACCORDANCE WITH POD, THEN AVERAGE PEAK PRODUCTION OF 185,000 BOPD ON SEPTEMBER 2016.
PLANNED TO PEAK PRODUCTION OF 205,000 IN EARLY 2017

30 September 2016. *September 30, 2016*

LIFTING MINYAK KE-100 LAPANGAN BANYU URIP
OIL LIFTING 100th BANYU URIP FIELD

4 JULI 2006 : PERSETUJUAN POD PERTAMA LAPANGAN BANYU URIP
JULY 4, 2006 : FIRST POD APPROVAL OF BANYU URIP FIELD

Pada tanggal 4 Juli 2006, BP Migas telah menyetujui POD Pertama Lapangan Banyu Urip Blok Cepu

BP Migas has First POD approval of Banyu on July 4, 2016

31 AGUTUS 2009 : PRODUKSI MINYAK PERDANA LAPANGAN BANYU URIP
AUGUST 31, 2009 : EARLY OIL PRODUCTION IN BANYU URIP FIELD

Pada tanggal 31 Agustus 2009 BPMIGAS menetapkan *First Commercial Production* atas produksi minyak dari Lapangan Banyu Urip dengan produksi rata-rata 5.000 BOPD. *Project* tersebut dinamakan *Early Production Facilities (EPF)* berproduksi rata-rata 30.000 BOPD.

On August 31, 2009 BPMIGAS established the First Commercial Production of Banyu Urip Field oil production with an average production of 5,000 BOPD. The project is estitled the Early Production Facilities with an average production of 30,000 BOPD.

31 AGUSTUS 2009 – 16 JANUARI 2016 : MINYAK MENTAH DI JUAL KE MUDI, TWU, DAN ISC
APRIL 2015 – SEKARANG : MINYAK MENTAH DI JUAL KE PERTAMINA (PERSERO)/ISC
31 AUGUST 2009 – JANUARY 16, 2016 : CRUDE OIL SALES TO MUDI, TWU AND PERTAMINA (PERSERO)/ISC
APRIL 2015 – NOW : CRUDE OIL SALES TO PERTAMINA (PERSERO)/ISC

Minyak mentah Lapangan Banyu Urip mulai di jual tanggal 31 Agustus 2009 sampai tanggal 16 Januari 2016 dijual ke Mudi, TWU, dan Pertamina (Persero)/ISC. Dimana Pertamina (Persero)/ISC dimulai pada bulan April 2015 sampai sekarang.

Crude Oil from Banyu Urip begin on sale on 31 August 2009 until 16 January 2016 to Mudi, TWU and Pertamina (Persero)/ISC. Where Pertamina (Persero)/ISC began in April 2015 until Now





AKHIR OKTOBER 2014 : PRODUKSI BLOK CEPU 10.000 BOPD MELALUI PROGRAM EARLY OIL EXPANSION

END OF OCTOBER 2014 : CEPU BLOCK 10.000 BOPD PRODUCTION WITH EARLY OIL EXPANSION

Pada pertengahan bulan Oktober 2014, Blok Cepu mampu menaikkan produksinya sebesar 10.000 BOPD, Blok Cepu yang sebelumnya 30.000 BOPD menjadi 40.000 BOPD. Produksi sebelumnya diperoleh melalui EPF (*Early Production Facilities*) *Well Pad* yang dimulai pada tahun 2009.

Berbagai upaya positif telah dilakukan untuk selalu dapat meningkatkan produksi dari lapangan Banyu Urip agar memberikan hasil yang cukup signifikan. Pada tanggal 23 Oktober 2014 Blok Cepu mampu mencapai produksi sebesar 10.000 BOPD melalui Program *Early Oil Expansion* (EOE). Program EOE dilakukan dengan melakukan produksi di 3 (tiga) sumur minyak baru dari *Wellpad* C Banyu Urip yaitu CO3, CO4 dan CO6.

In mid-October 2014, Cepu Block managed to increase its production by 10,000 BOPD, from the previous production of 30,000 BOPD to 40,000 BOPD. The production was previously obtained from Early Production Facilities (EPF) *Well Pad* which started in 2009.

Various positive efforts have been conducted to constantly ramp up Banyu Urip Field production to provide fairly significant yields. On 23 October 2014, Cepu Block has managed to increase its production by 10,000 with the Early Oil Expansion (EOE) Program. The EOE program is conducted with the production from three new wells in Banyu Urip *Well Pad* C, i.e. CO3, CO4, and CO6.

21 MARCH 2015 : PRODUKSI BLOK CEPU 40.000 BOPD MELALUI PROGRAM *WELL PAD B FIRST OIL (WPBFO)*

MARCH 21, 2015 : CEPU BLOCK 40,000 BOPD PRODUCTION WITH *WELL PAD B FIRST OIL (WPBFO)* PROGRAM

Pada tanggal 21 Maret 2015 Blok Cepu mampu mencapai produksi sebesar 40.000 BOPD melalui Program *Well Pad B First Oil (WPBFO)*. Program WPBFO dilakukan dengan melakukan produksi di 11 (sebelas) sumur minyak baru dari *Well Pad* B Banyu Urip yaitu BU-B01, BU-B02, BU-B03, BU-B03, BU-B04, BU-B05, BU-B06, BU-B07, BU-B08, BU-B09, BU-B10, dan BU-B11

On March 21, 2015, Block Cepu has managed increase its production by 40,000 BOPD with the *Well Pad B First Oil (WPBFO)* Program. The WPBFO program is conducted with the production from eleven new wells in Banyu Urip *Well Pad* C, ie. BU-B01, BU-B02, BU-B03, BU-B03, BU-B04, BU-B05, BU-B06, BU-B07, BU-B08, BU-B09, BU-B10, dan BU-B11

7 APRIL 2015 : PERJANJIAN LIFTING MINYAK MENTAH ANTARA PEPC, EMCL, AMPOLEX, SPHC, BPH, ADS, PJUC
APRIL 7, 2015 : CRUDE LIFTING AGREEMENT BETWEEN PEPC, EMCL, AMPOLEX, SPHC, BPH, ADS, PJUC

Pada tanggal 7 April 2015 dilakukan perjanjian lifting minyak mentah antara PEPC, EMCL, Ampolex, SPHC, BPH, ADS, dan PJUC. Perjanjian ini mengenai aturan dan prosedur pengambilan entitlement produksi minyak Banyu Urip dari fasilitas penampungan dan pemuatan *Floating Storage Offloading (FSO)* "Gagak Rimang" di Banyu Urip Marine Terminal, Tuban.

On April 7, 2015 Crude Lifting Agreement between PEPC, EMCL, Ampolex, SPHC, BPH, ADS and PJUC. This agreement regarding rules and procedures the entitlement of Banyu Urip oil production from Flaring Storage Offloading (FSO) "Gagak Rimang" in Banyu Urip Marine Terminal, Tuban.

14 APRIL 2015 : PERJANJIAN JUAL BELI MINYAK MENTAH ANTARA BKS DENGAN PEPC
APRIL 14, 2015 : AGREEMENT FOR SALES AND PURCHASE OF CRUDE OIL BETWEEN BKS AND PEPC

Pada tanggal 14 April 2015 dilakukan perjanjian jual beli minyak mentah antara BKS dengan PEPC. Perjanjian ini dimaksudkan agar BKS Cepu dapat menjual seluruh minyak mentah bagian BKS secara bersama-sama dengan minyak mentah bagian PEPC kepada pembeli yang sama.

On April 14, 2015 Agreement for sales and purchase of crude oil between BKS and PEPC. This agreement is intended to BKS to be able to sell all crude oil of BKS portion together with crude oil portion of PEPC to the same buyer.

BKS Cepu menunjuk PEPC sebagai perwakilan BKS Cepu dalam melakukan kegiatan penjualan terkait dengan Minyak Mentah Bagian BKS Cepu; dan PEPC menerima penunjukan tersebut dan setuju untuk melakukan kegiatan penjualan Minyak Mentah Bagian BKS Cepu sesuai dengan ketentuan Perjanjian ini.

BKS Cepu appoints PEPC as the representative of BKS Cepu to carry out activities related to the sale of crude oil part of BKS Cepu; And PEPC receive this appointment and agree to do the sales activity crude oil part of BKS in accordance with provisions of this agreement.

1 JULI 2015 : PERJANJIAN JUAL BELI MINYAK MENTAH BANYU URIP ANTARA PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC DENGAN PERTAMINA (PERSERO)
JULY 1, 2015 : AGREEMENT FOR SALES AND PURCHASE OF BANYU URIP CRUDE OIL BETWEEN PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC AND PERTAMINA (PERSERO)

Pada tanggal 1 Juli 2015 dilakukan perjanjian jual beli Minyak Mentah Banyu Urip antara PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC dengan Pertamina (Persero)

On July 1, 2015 the a greement for sales and purchase of Banyu Urip Crude Oil between PEPC, ADS, PJUC, BPH, SPHC and Pertamina (Persero) was signed.



12 DESEMBER 2015 CENTRAL PRODUCTION FACILITIES TRAIN A SUDAH MULAI BEROPERASI DENGAN PRODUKSI 98.390 BOPD
DECEMBER 12, 2015 : CENTRAL PRODUCTION FACILITIES TRAIN A HAVE STARTED TO OPERATE WITH PRODUCTION OF 98,390 BOPD

Well Pad B First Oil (WPBFO) shutdown pada tanggal 27 November 2015, kemudian tanggal 12 December 2015 *Central Production Facilities (CPF) Train A* beroperasi dengan produksi maksimum dapat mencapai 98.000 BOPD.

Well Pad B First Oil (WPBFO) shutdown on November 27, 2015, then on December 12, 2015 *Central Production Facilities (CPF) Train A* on March 21, 2015 operates with maximum production can reach 98,000 BOPD.

CPF Train A dilakukan dengan melakukan produksi dari 11 (sebelas) sumur baru di Banyu Urip yaitu BU-B01, BU-B02, BU-B03, BU-B04, BU-B05, BU-B06, BU-B07, BU-B08, BU-B09, BU-B10, dan BU-B11

CPF Train A is conducted with the production from eleven new wells in Banyu Urip Well Pad C, ie. BU-B01, BU-B02, BU-B03, BU-B04, BU-B05, BU-B06, BU-B07, BU-B08, BU-B09, BU-B10, dan BU-B11.

MAY 2016 : PERUBAHAN CADANGAN DARI 451 MMBO (TAHUN 2009) MENJADI 729 MMBO (SKK MIGAS MENYETUJUI 550 MMBO)
MAY 2016 : CHANGE RESERVE 451 MMBO (2009) BECOME 729 MMBO (SKK MIGAS APPROVED 550 MMBO)

Menurut Model Best Estimate 2009 Resource Update, cadangan 2P (proven and probable) dari lapangan Banyu Urip adalah sebesar 451 MMBO. Perhitungan ini didapat dari hasil pemboran untuk 4 (empat) sumur EPF, yaitu BU-1, BU-A3, BU-A4 dan BU-A5. Kemudian berdasarkan data-data actual produksi lapangan dan data-data hasil pengeboran hingga Januari 2016 (total 46 sumur) serta berdasarkan hasil simulasi yang telah disesuaikan dengan data-data tersebut, EMCL mengusulkan kenaikan cadangan Lapangan Banyu Urip menjadi 729 MMBO (SKK Migas menyetujui cadangan 550 MMBO). Pada saat ini sedang dilaksanakan Reprocessing 3D Seismic data untuk konfirmasi cadangan.

Based on Best Estimate 2009 Resource Update Model, 2P reserve (proven and probable) from Banyu Urip Field of 451 MMBO. This calculation from drilling results of 4 (four) well in EPF, namely BU-1, BU-A3, BU-A4 and BU-A5. Then based on field production actual data and drilling result up to January 2016 (a total 46 wells) and based on the simulation results that have been adjustment to these data, EMCL proposed an increase in Banyu Urip reserves become 729 MMBO (SKK Migas approved 550 MMBO). At the moment being implemented of 3D Seismic Reprocessing Data for confirmation of reserves.



SEPTEMBER 2016 : PUNCAK PRODUKSI 165.000 BOPD SESUAI DENGAN POD, KEMUDIAN MULAI PUNCAK PRODUKSI 185.000 BOPD PADA BULAN SEPTEMBER 2016. DIRENCANAKAN PUNCAK PRODUKSI MENCAPAI 205.000 BOPD PADA AWAL TAHUN 2017

SEPTEMBER 2016 : PRODUCTION OF 165,000 BOPD IN ACCORDANCE WITH POD, THEN AVERAGE PEAK PRODUCTION OF 185,000 BOPD ON SEPTEMBER 2016. PLANNED TO PEAK PRODUCTION OF 205,000 IN EARLY

Lapangan Banyu Urip berhasil mencapai produksi puncaknya di bulan Maret 2016 sebesar 165.000 BOPD sebagaimana yang dicantumkan di POD nya. Dari evaluasi 26 sumur, produksi Banyu Urip bisa ditingkatkan menjadi 185.000 BOPD (rata-rata bulan September 2016). bahkan dari evaluasi terakhir produksi Banyu Urip bisa ditingkatkan lebih besar lagi menjadi 205.000 BOPD.

Banyu Urip Field able to reach the peak production in March of 165,000 BOPD as listed at its POD. From the evaluation of 26 wells, Banyu Urip production can be increased to 185,000 BOPD (average in September 2016). Planned to peak production of 205,000 BOPD in early 2017.

30 SEPTEMBER 2016 : LIFTING MINYAK KE-100 LAPANGAN BANYU URIP **SEPTEMBER 30, 2016 : OIL LIFTING 100th BANYU URIP FIELD**

Pada tanggal 30 September 2016 telah dilaksanakan ceremony lifting minyak ke-100 Lapangan Banyu Urip di site office dan dilakukan kunjungan ke FSO Gagak Rimang.

On 30 September 2016 the ceremony to celebrate 100th crude lifting of Banyu Urip Field was held at EMCL site office. Some participants also visited FSO Gagak Rimang.



SEJARAH SINGKAT LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU

BRIEF HISTORY OF JAMBARAN-TIUNG BIRU FIELDS

14 September 2012. [September 14, 2012](#)

PERJANJIAN UNITISASI
UNITIZATION AGREEMENT

13 Februari 2013. [February 13, 2013](#)

PERSETUJUAN POD LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU DAN CENDANA
APPROVE OF POD JAMBARAN-TIUNG BIRU AND CENDANA

18 Maret 2013. [March 18, 2013](#)

PEPC SEBAGAI OPERATOR LAPANGAN UNITISASI GAS JAMBARAN – TIUNG BIRU
PEPC AS JAMBARAN – TIUNG BIRU GAS UNITIZATION FIELD OPERATOR

7 Agustus 2015. [August 17, 2015](#)

PERSETUJUAN REVISI POD LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU (JTB)
APPROVE OF REVISION POD JAMBARAN-TIUNG BIRU (JTB)

18 Desember 2015. [December 18, 2015](#)

POKOK-POKOK PERJANJIAN TERKAIT JUAL BELI GAS BUMI DARI LAPANGAN UNITISASI JAMBARAN – TIUNG BIRU
HEADS OF AGREEMENT IS RESPECT OF THE SALE AND PURCHASE OF NATURAL GAS FROM JAMBARAN – TIUNG BIRU UNITIZATION FIELD

7 Oktober 2016. [October 7, 2016](#)

SURAT EMCL & PEPC KE SKK MIGAS "ALOKASI SELURUH GAS JTB KEPADA PERTAMINA
LETTER EMCL & PEPC TO SKK MIGAS "JTB FULL GAS ALLOCATION TO PERTAMINA

28 Desember 2016. [December 28, 2016](#)

SURAT PEPC KE SKK MIGAS "PERKEMBANGAN TERAKHIR PEMBAHASAN KONSEP PJBG DAN STATUS ALOKASI GAS JTB KEPADA PERTAMINA
HEADS OF AGREEMENT IS RESPECT OF THE SALE AND PURCHASE OF NATURAL GAS FROM JAMBARAN – TIUNG BIRU UNITIZATION FIELD

14 SEPTEMBER 2012 : PERSETUJUAN REVISI POD LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU
AUGUST 17, 2012 : APPROVE OF REVISION POD JAMBARAN-TIUNG BIRU

Pada tanggal 14 September 2012 dilakukan penandatanganan oleh para pihak Kontraktor yang melakukan unitisasi terhadap perjanjian-perjanjian yang mendukung terjadinya Unitisasi, yaitu antara lain :

1. *Unitization Agreement*
2. *Unit Operating Agreement*
3. *Cepu Gas Marketing Agreement*

The contracts underlying the unitization were signed by the Contractor Parties on September 14, 2012, which consisted among others :

1. The Unitization Agreement
2. The Unit Operating Agreement
3. The Cepu Gas Marketing Agreement

13 FEBRUARI 2013 : PERSETUJUAN POD LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU DAN CENDANA

FEBRUARY 13, 2013 : APPROVE OF POD JAMBARAN-TIUNG BIRU AND CENDANA

POD Lapangan Jambaran – Tiung Biru dan Cendana disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 13 Februari 2013. Pemboran 14 sumur pengembangan dengan perincian sebagai berikut:

- 8 sumur di Lapangan JTB, terdiri dari 5 sumur pengembangan baru di Jambaran, 2 sumur *re-entry* di Jambaran dan 1 sumur *re-entry* di Tiung Biru
- 6 sumur pengembangan baru di Cendana

POD Jambaran – Tiung Biru dan Cendana Fields has received approval from SKK Migas on February 12, 2013 with. Drilling of 14 development wells with the following details :

- 8 wells at Tiung Biru - Jambaran field consists of 5 new development wells in Jambaran, 2 re-entry wells in Jambaran and one re-entry wells in Tiung Biru.
- 6 development wells in Cendana.

18 MARET 2013 : PEPC SEBAGAI OPERATOR LAPANGAN UNITISASI GAS JAMBARAN-TIUNG BIRU
MARCH 18, 2013 : PEPC AS JAMBARAN-TIUNG BIRU GAS UNITIZATION FIELD OPERATOR

Persetujuan Pelaksanaan Unitisasi Lapangan Jambaran – Tiung Biru dan ditunjuknya PEPC sebagai Operator Pelaksanaan Unitisasi dari Kementerian ESDM dan SKK Migas tanggal 18 Maret 2013.

PEPC sebagai operator dalam Pengembangan Gas Cepu akan melaksanakan proyek pengembangan dengan schedule percepatan yang ditargetkan on stream produksi kotor sebesar 315 MMSCFD (*Raw Gas*) pada tahun 2019.

Agreement on the implementation of Jambaran – Tiung Biru Fields Unitization and the appointment of PEPC as Unitization Operator by the Ministry of Energy and Mineral Resources and SKK Migas on March 18, 2013.

PEPC as Cepu Gas Development Operator will carry out the development project on an accelerated schedule with targeted on stream gross production at 315 MMSCFD (Raw Gas) in 2019.

17 AGUSTUS 2015 : PERSETUJUAN REVISI POD LAPANGAN JAMBARAN-TIUNG BIRU
AUGUST 17, 2015 : APPROVE OF REVISION POD JAMBARAN-TIUNG BIRU

Revisi POD Lapangan Jambaran-Tiung Biru disetujui pada tanggal 17 Agustus 2017, bertujuan untuk memproduksi gas dengan plateau rate 315 MMSCFD (raw) dengan EUR 1227 BCF (hidrokarbon) sampai tahun 2035 (end of PSC) melalui konsep gas cap blow down hanya pada Lapangan JTB dan dengan ruang lingkup sebagai berikut :

- Pemboran 6 sumur pengembangan (4 sumur pemboran baru + 2 sumur re-entry sumur existing)
- Persiapan Wellpads, penambahan kompresor, flowline dan Gas Processing Facility (GPF)

POD Revision Jambaran – Tiung Biru Unitization Fields has received approval from SKK Migas on August 17, 2015 with purpose to gas produce with plateau rate 315 MMSCFD (raw) with EUR 1227 BCF (Hydrocarbon) until 2035 (end of PSC) through gas cap blow down concept, only on JTB Field and scope of the following :

- 6 development drilling (4 new wells + 2 existing wells re-entries)
- Preparation Wellpads, addition of a compressor, flowline and Gas Processing Facility (GPF)



18 DESEMBER 2015 : POKOK-POKOK PERJANJIAN TERKAIT JUAL BELI GAS BUMI DARI LAPANGAN UNITISASI JAMBARAN – TIUNG BIRU
DECEMBER 18, 2015 : HEADS OF AGREEMENT IS RESPECT OF THE SALE AND PURCHASE OF NATURAL GAS FROM JAMBARAN – TIUNG BIRU UNITIZATION FIELD

18 Desember 2015 Pokok-pokok perjanjian terkait jual beli gas bumi dari Lapangan Unitisasi Jambaran – Tiung Biru antara PEPC, EMCL, Ampolex, SPHC, BPH, ADS, dan PJUC dengan PT Pertamina (Persero).

18 December 2015 Head of Agreement is respect of the sale and purchase of natural gas from Jambaran – Tiung Biru Unitization Field between PEPC, EMCL, Ampolex, SPHC, ADS and PJUC with PT Pertamina (Persero).

7 OKTOBER 2016 : SURAT DARI EMCL & PEPC KE SKK MIGAS, PERIHAL “ALOKASI SELURUH GAS
OCTOBER 7, 2016 : LETTER FROM EMCL & PEPC TO SKK MIGAS, SUBJECT “JTB FULL GAS ALLOCATION TO PERTAMINA

PEPC dan EMCL mengajukan permohonan alokasi gas JTB yang diproduksi, termasuk volume tambahan yang mungkin tersedia karena kenaikan kapasitas produksi selama jangka waktu Kontrak Kerja Sama (KKS) Blok Cepu.

PEPC and EMCL hereby request a full allocation to Pertamina for all the JTB gas volume produced, including any additional volume which may be available due to increased production capacity during the Cepu Block Production Sharing Contract (PSC).

28 DESEMBER 2016 : SURAT DARI PEPC KE SKK MIGAS, PERIHAL “PERKEMBANGAN TERAKHIR PEMBAHASAN KONSEP PJBG DAN STATUS ALOKASI SELURUH GAS JTB KEPADA PERTAMINA”
DECEMBER 28, 2016 : LETTER FROM PEPC TO SKK MIGAS, SUBJECT “LATEST DISCUSSION OF SALE AND PURCHASE AGREEMENT OF NATURAL GAS CONCEPT AND JTB FULL ALLOCATION STATUS TO PERTAMINA

Perkembangan proyek JTB sampai akhir Desember 2016 bahwa PT Pertamina EP Cepu (PEPC) dan Pertamina secara prinsip telah menyepakati konsep Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG). Selain itu guna mempercepat penyelesaian PJBG, mengharapkan adanya kepastian realokasi seluruh Gas JTB kepada Pertamina termasuk Gas yang semula dialokasikan kepada Pupuk.

JTB project development as per December 2016 that PT Pertamina EP Cepu (PEPC) and Pertamina in principle agreed of Sales and Purchase Agreement of Natural Gas concept. In addition to acceleration the Sale and Purchase Agreement of Natural Gas, expected the certainty reallocation all gas JTB to Pertamina including gas originally allocated to Fertilizer

SEJARAH SINGKAT LAPANGAN KEDUNG KERIS

BRIEF HISTORY OF KEDUNG KERIS FIELD

18 JUNI 2016 : PERSETUJUAN POD LAPANGAN KEDUNG KERIS
JUNE 18, 2016 : APPROVE OF POD KEDUNG KERIS

POD Lapangan Kedung Keris disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 8 Juni 2016. Tujuan POD Lapangan Kedung Keris adalah memproduksi minyak sebesar 9,08 MMSTB hingga tahun 2034. Ruang lingkup POD Lapangan Kedung Keris adalah sebagai berikut :

- Pemasangan *artificial lift*
- Pembangunan fasilitas produksi yang terdiri dari :
 - *Pipeline* dari sumur ke Banyu Urip Well Pad C
 - Sistem instrument dan kelistrikan
 - Modifikasi fasilitas *existing* Banyu Urip untuk keperluan tie-in
 - Sistem *chemical injection*, *air cooler* *heat exchange* dan *pigging system*
 - Sistem *metering*

POD of Kedung Keris Field was approved by SKK Migas on June 8, 2016. The purpose of Kedung Keris Field development is to produce crude oil of 9.08 MMSTB until 2034. The scope Kedung Keris Field POD are as follows :

- Installation of artificial lift
- Construction of production facilities which consist of :
 - Pipeline from well to Banyu Urip Well Pad C
 - Instrument and electrical system
 - Modification of Banyu Urip existing facilities for purpose of tie-in
 - Chemical injection system, air cooler heat exchange and pigging system
 - Metering system

VII. TANGGUNG JAWAB SOSIAL PERUSAHAAN CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY

Memberikan subsidi biaya operasional pengolahan air minum isi ulang selama 3 bulan dan pemberian bantuan pembuatan rolling door sebagai pintu pengaman dilokasi CSR di Kelurahan Sukolilo Baru, Kecamatan Bulak, Kota Surabaya

Providing subsidies of operational cost for refill drinking water treatment for 3 months and assistance making rolling door for CSR location in Sukolilo Baru Village, Bulak District, Surabaya City.



Gambar-3. Figure-3
Foto CSR. CSR Photo

VIII. TEKNIKAL

TECHNICAL

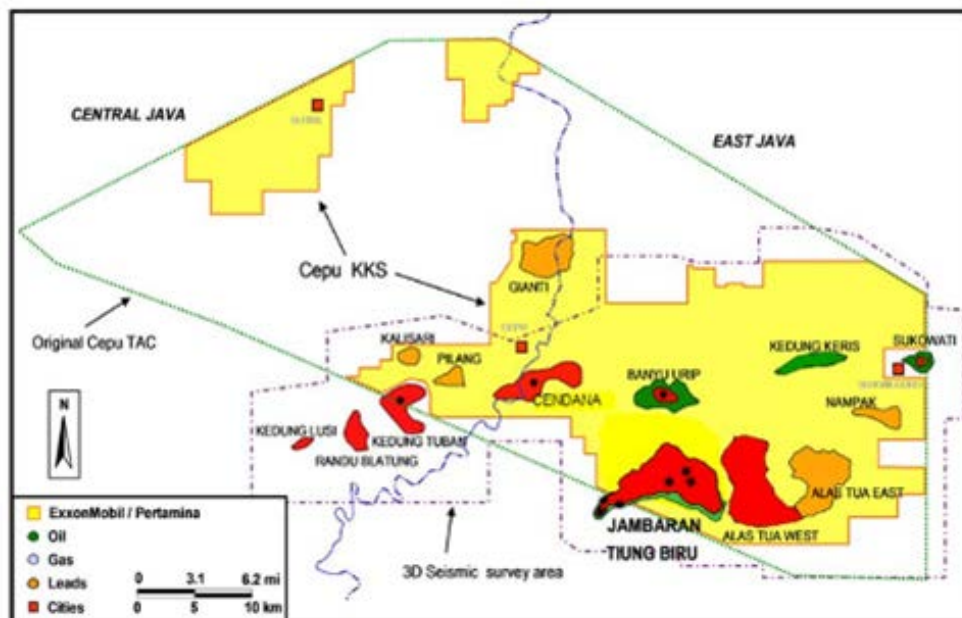


VIII.1. MONITORING OPERASI BAWAH PERMUKAAN

SUB SURFACE OPERATION MONITORING

Blok Cepu terletak di sebelah barat daya dari Cekungan Jawa Timur. Blok ini memiliki temuan lapangan-lapangan prospek. Lapangan Banyu Urip dan Jambaran - Tiung Biru ditemukan pada tahun 2001 oleh Mobil Cepu Ltd dan mengandung minyak dan gas alam. Lapangan minyak Kedung Keris ditemukan pada tahun 2011. Lapangan Gas Alas Tua West ditemukan pada tahun 2011. Kedepannya terdapat peluang lainnya seperti prospek eksplorasi lapangan Nampak, Cendana, Gianti dan Pilang.

Cepu Block is situated in southwest of the East Java Basin. The block contains some discoveries prospect fields. The Banyu Urip and Jambaran - Tiung Biru Fields were discovered in 2001 by Mobil Cepu Ltd and contain both oil and natural gas. The Oil Kedung Keris field was discovered in 2011. The Gas Alas Tua West field was discovered in 2011. As future new opportunity there are Nampak, Cendana, Gianti and Pilang Prospects Exploration.



Gambar-4. Figure-4
Peta Blok Cepu. Cepu Blok Map

ExxonMobil mengembangkan strontium berdasarkan (^{87}Sr / ^{86}Sr) dan mikropaleontologi untuk menggambarkan stratigrafi dari blok Cepu. Klasifikasi kualitatif telah lengkap untuk beberapa interval waktu seperti Rupelian, Chattian, Aquitanian dan Burdigalian. Interval waktu ini mencakup periode dimana daerah Cepu Oligo-Miosen karbonat build up tumbuh sebelum mereka tenggelam dan digantikan oleh pengendapan sedimen klastik di perairan yang lebih dalam. Empat lingkungan pengendapan

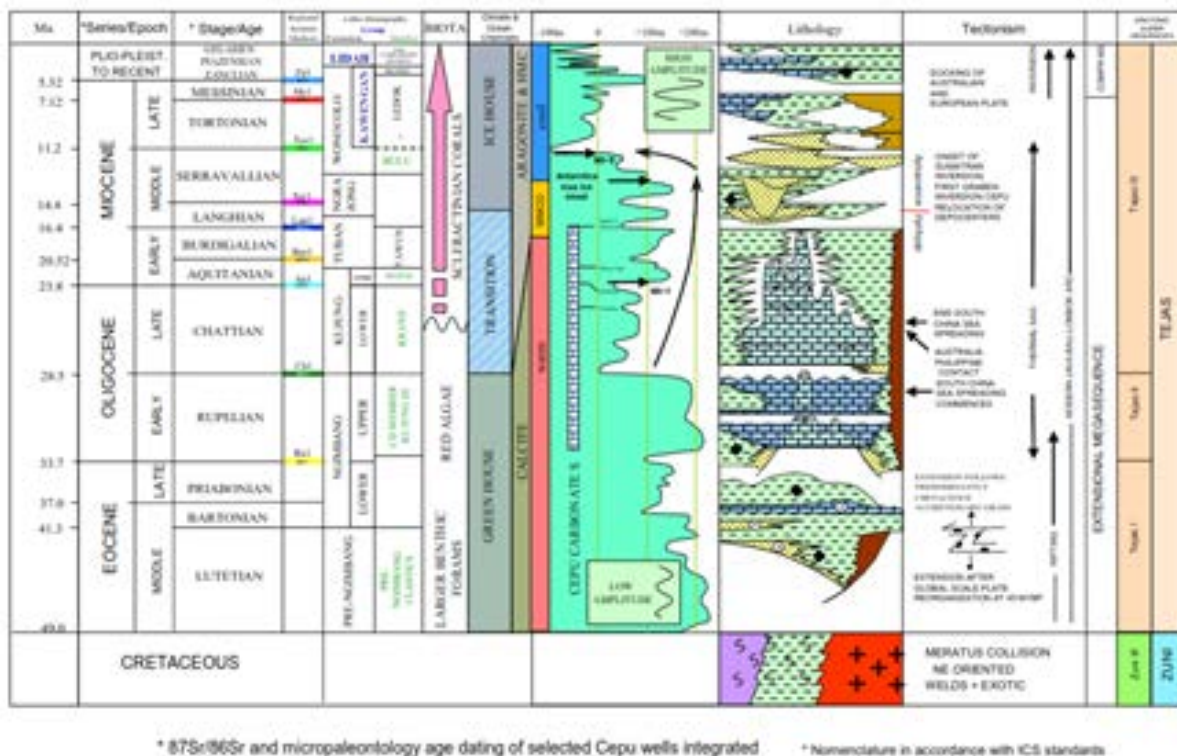
ExxonMobil developed a strontium based ($^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$) and micropaleontology to illustrate the stratigraphic of the Cepu block. This qualitative classification was completed for several time intervals of which the Rupelian, Chattian, Aquitanian and Burdigalian. This covers the period during which the Cepu area Oligo-Miocene carbonate build ups grew before they were drowned and replaced by deeper water clastic deposition. Four depositional environments for these time intervals were

untuk interval waktu tersebut ditafsirkan berdasarkan pola seismik sebagai berikut:

1. Platform/Karbonat Build up : Geometri internal yang chaotic dan mounded dengan unit eksternal yang onlap. Ini merupakan reservoir unit utama.
2. Middle Shelf: amplitudo tinggi, pelamparan menerus dan onlap
3. Slope : lapisan tipis, pelamparan menerus dan melengkung (inklinasi)
4. Basin : pelamparan menerus dengan amplitudo tinggi

interpreted based on distinguishable seismic patterns as follows:

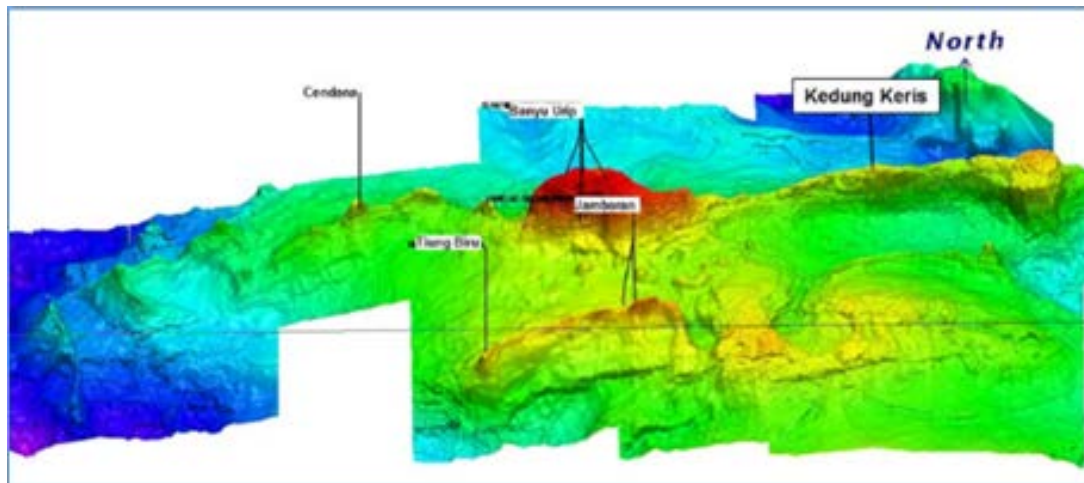
1. Carbonate platform / buildup : internally chaotic and mounded geometries with onlap of external units. These are the main reservoir units.
2. Middle shelf: high amplitude, parallel continuous and onlap
3. Slope : thinned section, inclined parallel continuous
4. Basin : high amplitude parallel continuous



Gambar-5. Figure-5
Stratigrafi Blok Cepu. Cepu Blok Stratigraphy

Peta struktur Top Carbonate Envelope (TCE) Blok Cepu menunjukkan konfigurasi regional platform karbonat Oligo-Miosen dan berasosiasi dengan karbonat build up, termasuk struktur Jambaran-Tiung Biru. Geometri karbonat build up dapat berupa beberapa ribu kaki dari relief regional platform karbonat. Sejarah pertumbuhan, bentuk struktural dan sifat batuan yang mirip

The Top Carbonate Envelope (TCE) structure map of the Cepu Block shows the regional configuration of the Oligo-Miocene carbonate platform and associated carbonate buildups, including the Jambaran-Tiung Biru structure. The buildups can exhibit several thousands of feet of relief from the regional carbonate platform. Their growth history, structural form and rock properties are similar.



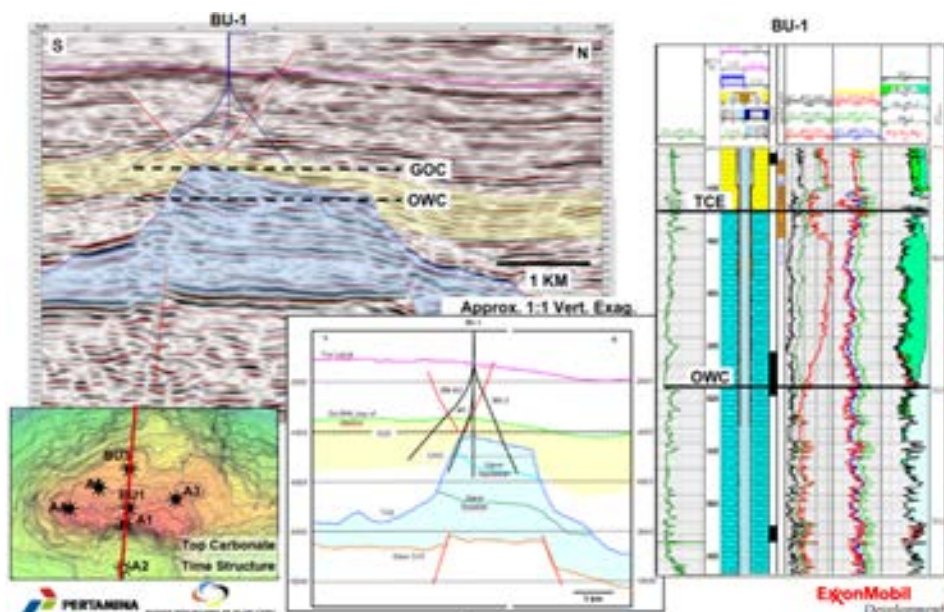
Gambar-6. Figure-6
Peta Struktur Waktu *Top Carbonate Envelope (TCE)* . *Top Carbonate Envelope (TCE) Time Structure Map*

Lapangan Banyu Urip

Lapisan pembawa minyak dan gas dari batuan klastik Serravallian hingga Oligo-Miosen Carbonate Build-up. Mekanisme jebakan berupa jebakan struktural dan reservoir memiliki pressure yang terkomunikasi dibawah batuan karbonat. Lapisan gas Tortonian dipisahkan dari lapisan berumur Serravallian oleh lapisan penutup shale. Biasanya interval Tortonian terdiri dari 3 atau 4 lapisan batupasir dalam interval yang tebal berkisar 400 ft, avg.net/gross = 25%. Dalam lapisan berumur Serravallian, sekitar 800'-1000 ft terdiri dari lapisan batupasir saling silang dengan shale. Reservoir terbaik berada dekat dengan reservoir karbonat. Dipercayai lingkungan perairan yang lebih dalam membentuk kompleks lingkungan channel

Banyu Urip Field

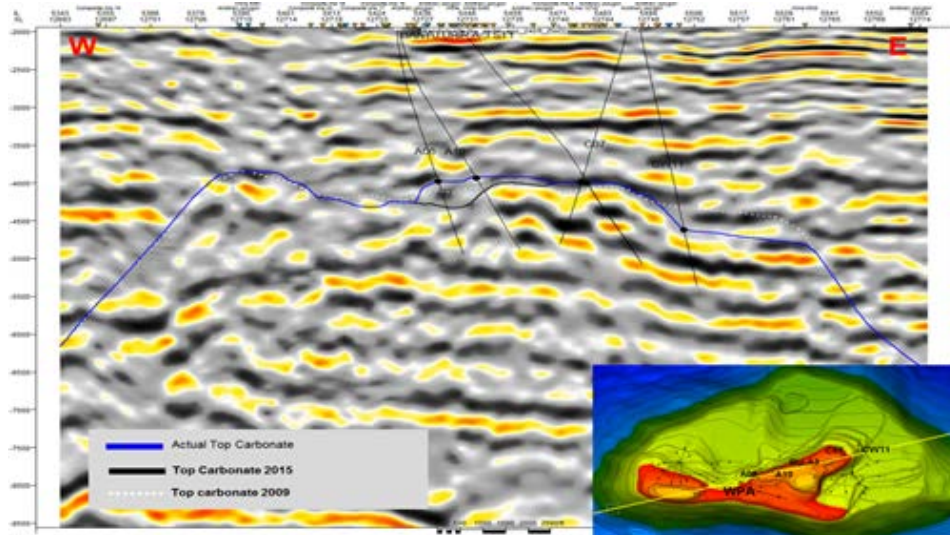
Oil and Gas bearing Serravallian clastics draped over an Oligo-Miocene Carbonate Build-up. The trapping mechanism is most likely structural and the reservoir is in pressure communication with the underlying carbonate. The Tortonian gas bearing sands are separated from underlying Serravallian age reservoirs by a shale seal. Typically the Tortonian interval contains 3 or 4 sands within a 400 ft thick interval, avg.net/gross = 25%. In the Serravallian, approximately 800'-1000 ft of interbedded sand and shale. Best reservoirs near the base over laying the carbonate reservoir. Believed to be deep water incised valley to confined channel complex environments.



Gambar-7. Figure-7
Seismik, Peta, dan Log Banyu Urip. *Banyu Urip Seismic, Map and Log*

Hasil interpretasi *Top carbonate* sebelum pembooran (horizon hitam dan kuning) dengan setelah pembooran (horizon biru). Hasil pembooran digunakan untuk memutakhirkan interpretasi seismic *Top carbonate* (horizon biru).

Interpretation result of Top Carbonate before drilling (black and yellow horizon) with after drilling (blue horizon). Drilling result are used to update the interpretation of seismic Top Carbonate (blue horizon).



Gambar-8. Figure-8

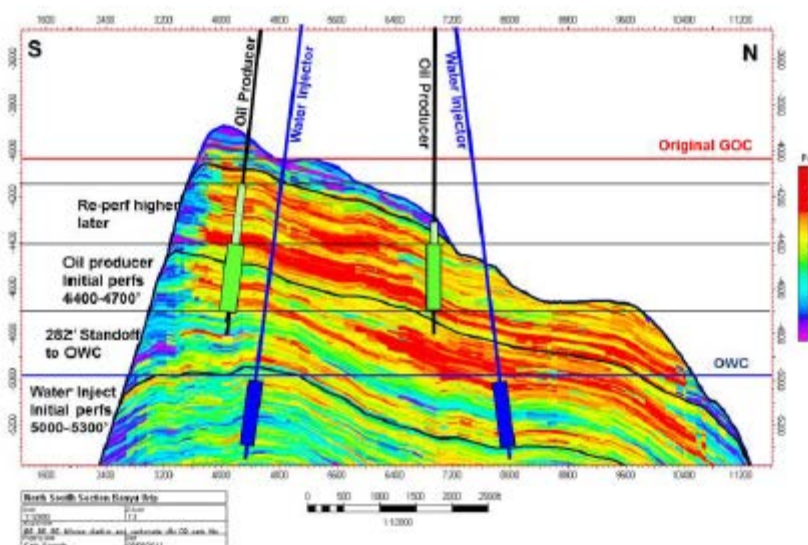
Interpretasi Seismik Top Karbonat Banyu Urip (horizon biru)
Banyu Urip Interpretation Seismic Top Carbonate Banyu Urip (blue horizon)

Kompleksi sumur Banyu Urip di design untuk mendapatkan EUR optimum dan plateau yang lama :

- Drawdown yang rendah untuk meminimalkan produksi air dan gas
- Perforasi di tengah kolom minyak untuk meminimalkan coning
- Memungkinkan isolasi di waktu yang ada datang dan *plug-back* naiknya level air

Banyu Urip well completions are properly designed for optimum EUR and longer plateau

- Low drawdown to minimize water and gas production
- Perforations in middle of oil column to minimize coning
- Allow future isolation and plug-back as water level rises



Gambar-9 Figure-9

Cross section untuk Productivity Index Banyu Urip. Banyu Urip Cross section to Productivity Index

Menurut Model Best Estimate 2009 Resource Update, cadangan 2P (proven and probable) dari lapangan Banyu Urip adalah sebesar 451 MMBO. Perhitungan ini didapat dari hasil pemboran untuk 4 (empat) sumur EPF, yaitu BU-1, BU-A3, BU-A4 dan BU-A5. Dengan adanya penambahan pemboran sumur dan data produksi awal, maka berdasarkan analisa pada tahun 2016 didapatkan hasil sebagai berikut :

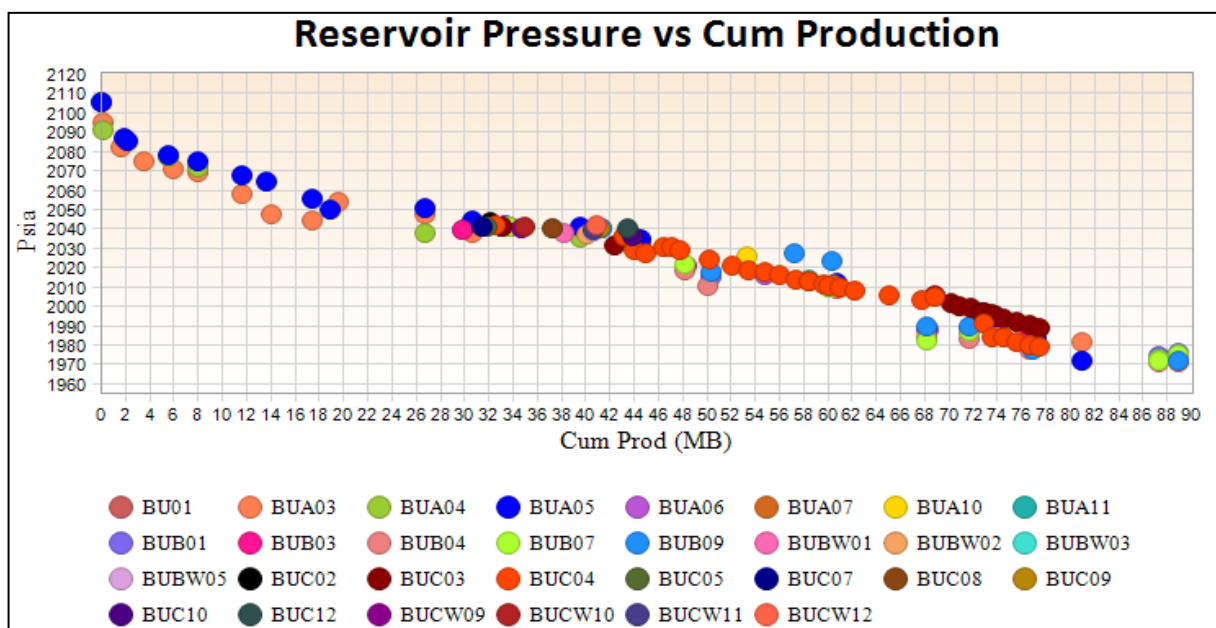
- Original Oil in Place tidak berubah dari model 2009 Resource Update.
- Data tekanan menunjukan konektivitas yang lebih baik antara reservoir klastik dan reservoir karbonat.
- Terdapat ketidakpastian dalam ukuran gas cap karena ketidakpastian di reservoir klastik.
- Keceragaman pergerakan Gas Oil Contact
- Tidak ada pergerakan Oil Water Contact yang signifikan.
- Well deliverability yang lebih tinggi dibandingkan dengan perkiraan model 2009 Resource Update.
- Tidak ada produksi air hingga saat ini.

Berdasarkan tekanan reservoir dengan kumulative produksi mencapai **90 juta barrel**, tekanan masih tinggi (~1970 psia), dimana hanya terjadi penurunan ~ 135 psia. Sejarah tekanan reservoir dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

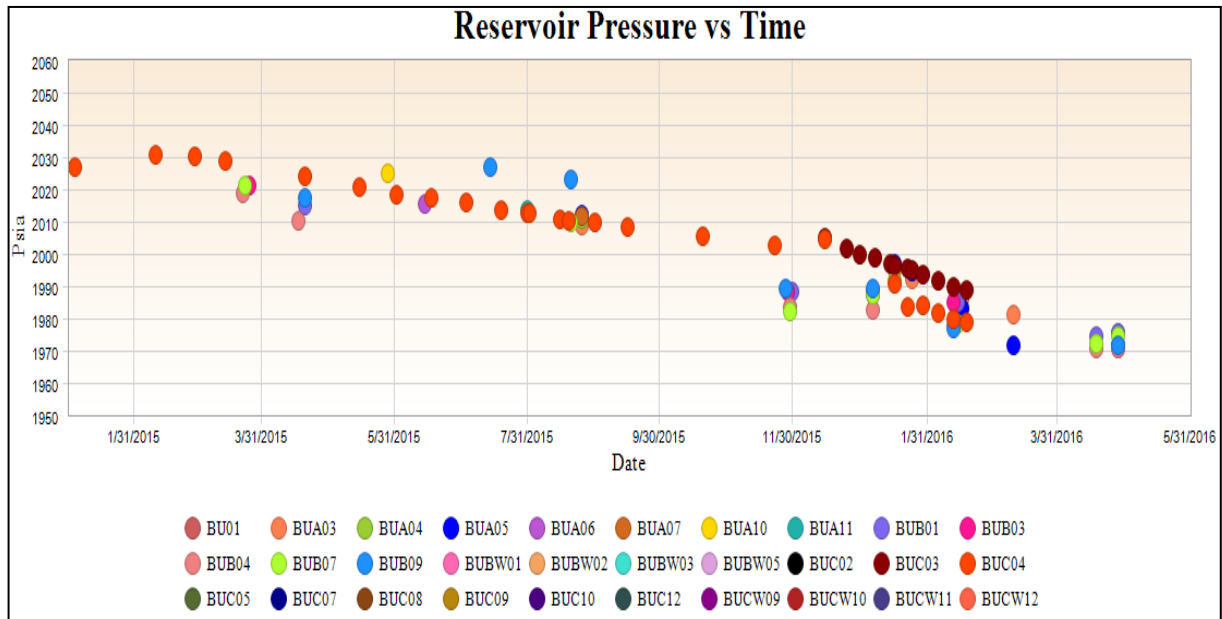
Based on Best Estimate 2009 Resource Update Model, 2P reserve (proven and probable) from Banyu Urip Field of 451 MMBO. This calculation from drilling results of 4 (four) well in EPF, namely BU-1, BU-A3, BU-A4 and BU-A5. With the additional drilling wells and early production data, then based on 2016 analysis obtained following results :

- Original Oil In Place remains largely unchanged from 2009 Resource Update model.
- Pressure data indicate significantly better connectivity between clastic and carbonate and within the carbonate.
- Uncertainty in gas cap size due to uncertainty in clastic reservoir.
- Uniform GOC movement across the field.
- No significant OWC movement.
- Higher well deliverability than 2009 Resource Update model prediction.
- No water production to date.

Based on reservoir pressure with cumulative production reached of **90 Million Barrel**, reservoir pressure still high (~1970 psi), which decreased ~135 psi. The following reservoir pressure history can be seen in figure below.



Gambar-10. Figure-10
Tekanan Reservoir vs Kumulative Produksi Banyu Urip
Banyu Urip Reservoir Pressure vs Cumulative Production



Gambar-11. Figure-11
Tekanan Reservoir vs Waktu Banyu Urip
Banyu Urip Reservoir Pressure vs Time

Data pressure menunjukkan konektivitas yang baik pada reservoir karbonat, resevoir klastik maupun antara reservoir karbonat dan reservoir klastik.

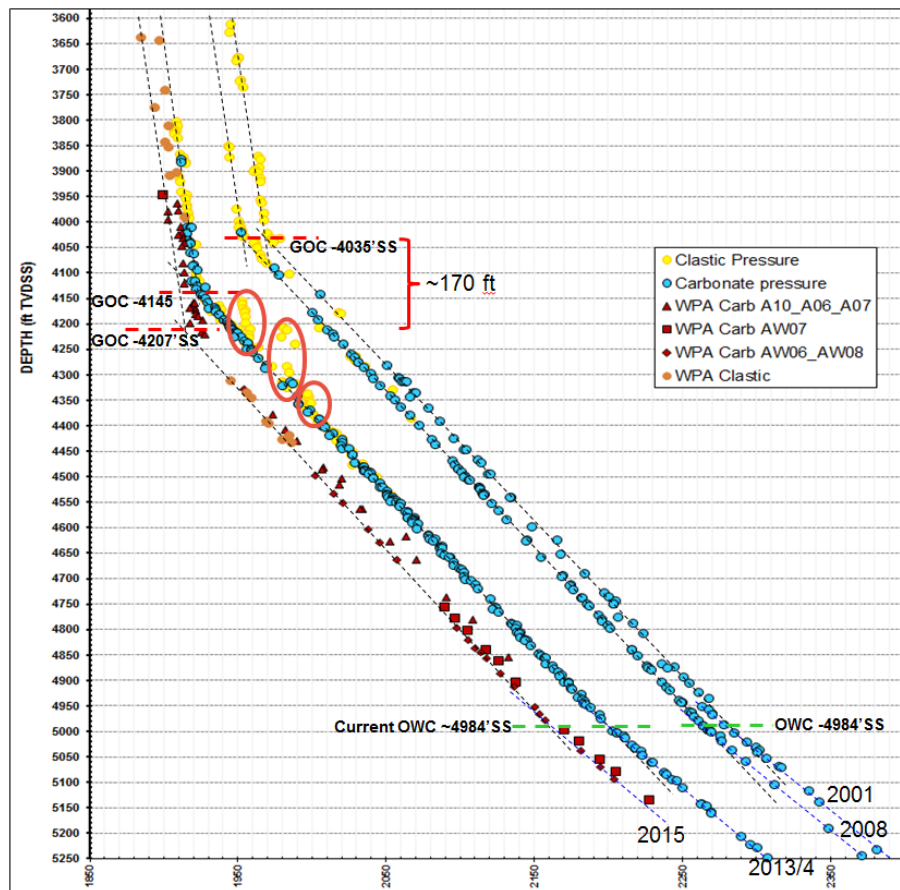
Pressure data indicates good connectivity in carbonate reservoir, clastic reservoir and between carbonate and clastic reservoir.

Terjadi pergeseran gradient pressure yang seragam antara tahun 2001, 2008, 2013 dan 2015 baik di reservoir karbonat dan klastik terkait produksi dan adanya konektivitas reservoir yang baik.

Shift uniform pressure gradien between the 2001, 2008, 2013 and 2015, both carbonate and clastic reservoir related to production and their good reservoir connectivity.

Berdasarkan hubungan pressure vs kedalaman, berdasarkan POD GOC pada kedalaman 4035 ft TVDSS dan pada tahun 2015 pada kedalaman 4207 ft TVDSS (~170 ft). Sedangkan kedalaman OWC pada tahun 2001, 2008, 2013 dan 2015 tetap yaitu 4984 ft TVDSS.

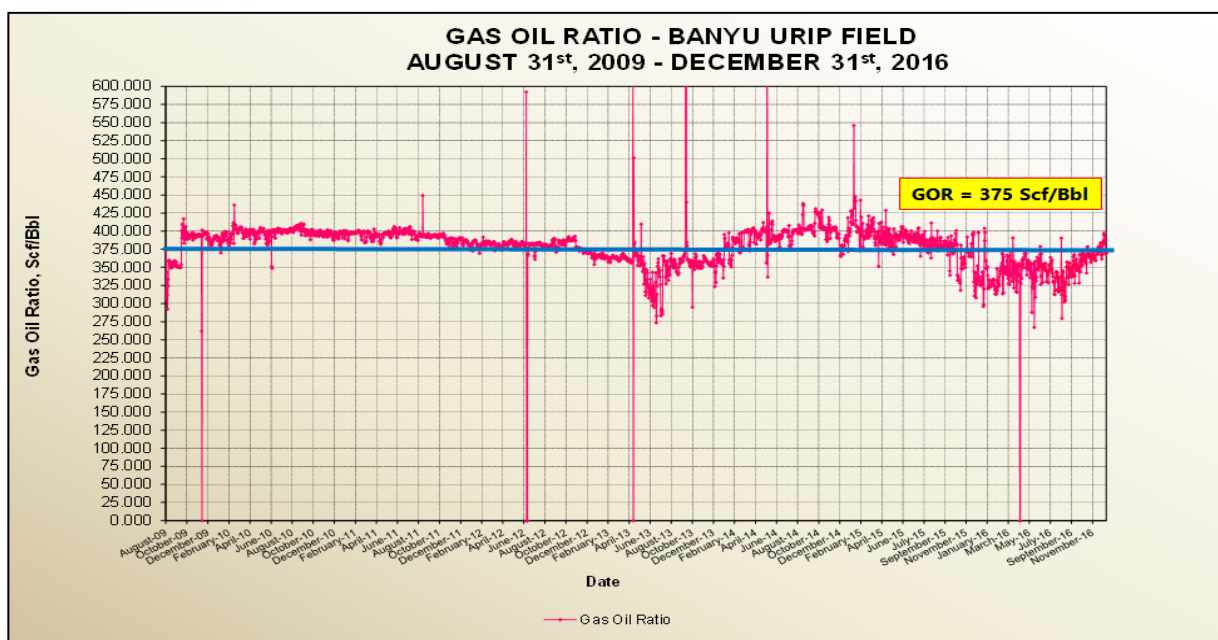
Based on pressure vs depth relationship, The pressure at the POD GOC of 4,035 ft TVDss and in 2015 GOC of 4207 ft TVDSS (~170 ft). While a depth at OWC in 2001, 2008, 2013 and 2015 fixed at 4984 ft TVDSS



Gambar-12. Figure-12
Gradien Tekanan Banyu Urip. Banyu Urip Pressure Gradient

Berdasarkan data *Gas Oil Ratio (GOR)* dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2016 memperlihatkan angka yang stabil dengan rata-rata 380 Scf/Bbl, dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

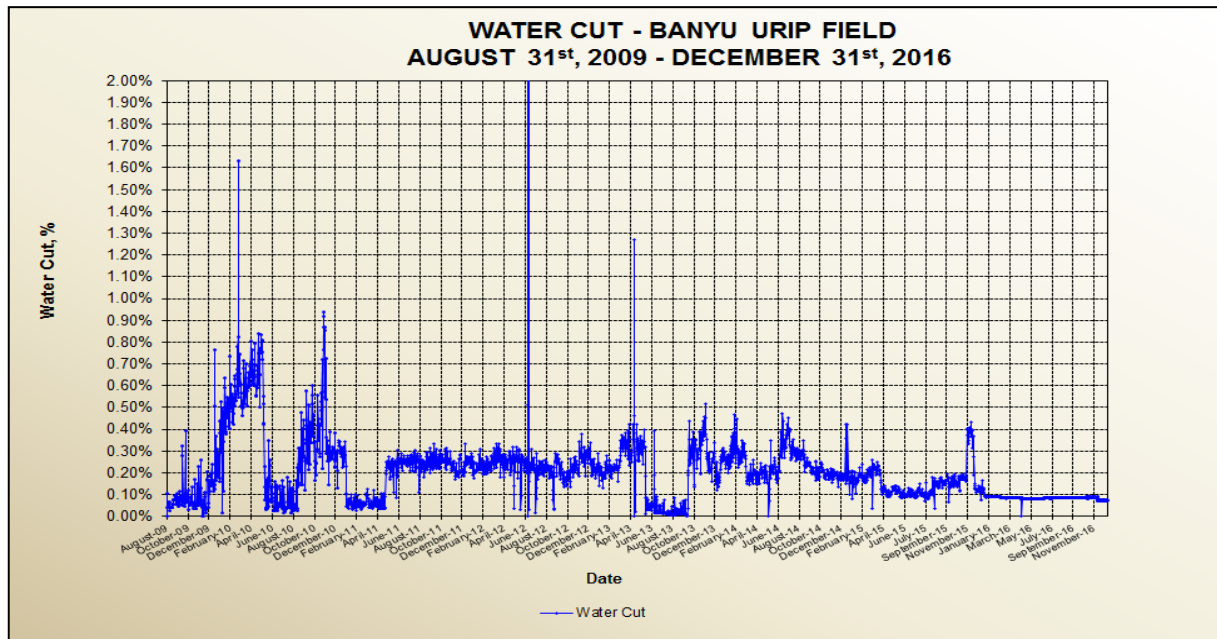
Based on Gas Oil Ratio (GOR) data from August 31, 2009 – December 31, 2016, the GOR is stable with an average GOR = 380 Scf/Bbl. There is no indication Gas Coning. This can be seen in figure below.



Gambar-13. Figure-13
Perbandingan Gas Minyak Banyu Urip. Banyu Urip Gas Oil Ratio

Berdasarkan *Water Cut* dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2016 memperlihatkan angka di bawah 0.3% , dimana tidak ada pergerakan *Oil Water Contact* yang signifikan, dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

Based on *Water Oil Ratio (WOR)* data from August 31, 2009 – December 31, 2016, shown below 0.3%, where there is no significant *Oil Water Contact* movement and no water production date. The diagram can be seen in figure below.



Gambar-14. Figure-14
Kadar Air Banyu Urip. Banyu Urip Water Cut

Berdasarkan data-data actual produksi lapangan dan data-data hasil pengeboran hingga Januari 2016 (total 46 sumur) serta berdasarkan hasil simulasi yang telah disesuaikan dengan data-data tersebut, SKK Migas menyetujui bahwa cadangan Lapangan Banyu Urip sebesar 550 MMBO.

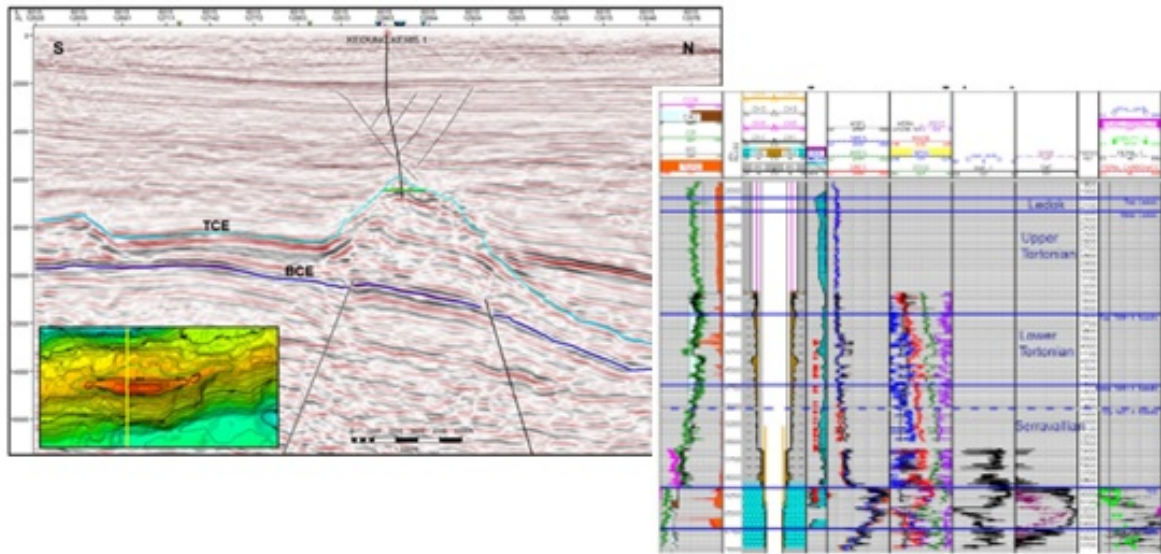
Based on field production actual data and drilling result up to January 2016 (a total 46 wells) and based on the simulation results that have been adjustment to these data, SKK Migas approved that the reserve of Banyu Urip Field is 550 MMBO

Lapangan Kedung Keris

Lapangan Kedung Keris mengandung hidrokarbon dalam sistem single karbonat reservoir berusia Oligo Miosen. Reservoir adalah a steep-flanked buil up structure dengan ketebalan sekitar 4.600 ft dari relief base carbonate. Batuan karbonat build-up yang utama memiliki panjang sekitar 4 km dan lebar 1 km. Berdasarkan sumur discovery terukur gas kolom setebal 562 ft berumur Late Oligocene- Early Miocene dengan kontak Oil-Air diperkirakan dikedalaman 6.465 ft / 1970 m TVDSS

Kedung Keris Field

Kedung Keris field contains hydrocarbon in a single carbonate reservoir system of Oligo Miocene age. The reservoir is a steep-flanked built-up structure with up to approximately 4,600 ft of relief relative to the base carbonate. The main carbonate build-up is approximately 4 km long and 1 km wide. The discovery well encountered a 562 ft thick oil column reservoir edin Late Oligocene to Early Miocene carbonates with an Oil-Water contact estimated at 6,465 ft/1,970 m TVDSS



Gambar-15. [Figure-15](#)
Seismis, Peta dan Log Kedung Keris. [Kedung Keris Seismic, Map and Log](#)

Hidrokarbon dengan API 39 derajat, minyak dengan kandungan 0.3% H₂S, 21 % CO₂ dan solusi GOR pada ~ 500 Scf/Bbl pada temperature kedalaman sampel. Reservoir tidak memiliki *gas cap* berdasarkan pada *log* dan *bubble point* yang diukur dari sampel-sampel MDT.

[Hydrocarbon with 39 degree API, 0.3% H₂S, 21% CO₂ of oil and solution GOR of ~ 500 Scf/Bbl at sample depth temperature. The field contains no gas cap based on log and bubble point measured from MDT samples.](#)

Data yang baik dari 3D PSDM didapatkan dan memberikan interpretasi yang jelas terhadap garis seismik *Top Carbonate Envelope* (TCE). Selain data sumur dan analog modern dari reservoir Banyu Urip, model geologis juga dikembangkan untuk mengevaluasi volume hidrokarbon *in-place* dari reservoir. Perkiraan cadangan Kedung Keris *Central Kulminasi* dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

[Good 3D PSDM data is available which inteprets clearly the Top Carbonate Envelope \(TCE\) seismic line. Along with the well data and modern analog of BU, a geological model is developed to evaluate hydrocarbon in-place volumes of the reservoir. Estimate resource in Kedung Keris Central Culmination can be seen table below. Estimate resource in Kedung Keris Central Culmination can be seen in table below.](#)

Tabel-1. [Table-1](#)
Cadangan dan Produksi Puncak Kedung Keris. [Kedung Keris Reserve and Peak Production](#)

Estimate Ultimate Reserves (EUR) MMBO	Peak Annual Average Production BOPD / MMSCFD
9.08	3,800 / 1.6

Lapangan Jambaran-Tiung Biru (JTB)

Hidrokarbon di lapangan Jambaran-Tiung Biru berasal dari batuan klastik berumur Tersier yang didominasi oleh terrigenous Type III organic matter yang diendapkan dibawah kondisi laut oxic. Sumur eksplorasi mayoritas menembus batuan karbonat dari Inferior Platform yang memiliki karakter fisik berupa porositas tinggi, siklus pertumbuhan dari Oligosen awal facies floatstone batupasir packstone hingga akhir Oligosen facies kaya fosil karang. Mudstones sangat langka. The Jambaran-Tiung Biru ditemukan berupa a steep-flanled crabonate structure dengan relief sekitar 1.000 m (3.281 ft) dari platform sekitarnya.

Batuan karbonat build-up dengan panjang berkisar sekitar 10 km dan lebar 1 km. Kolom hidrokarbon didominasi gas dengan oil leg yang tipis. Berdasarkan data tekanan dan 3D interpretasi seismik menunjukkan bahwa Jambaran - Tiung Biru adalah reservoir yang memiliki pressure terkomunikasi.

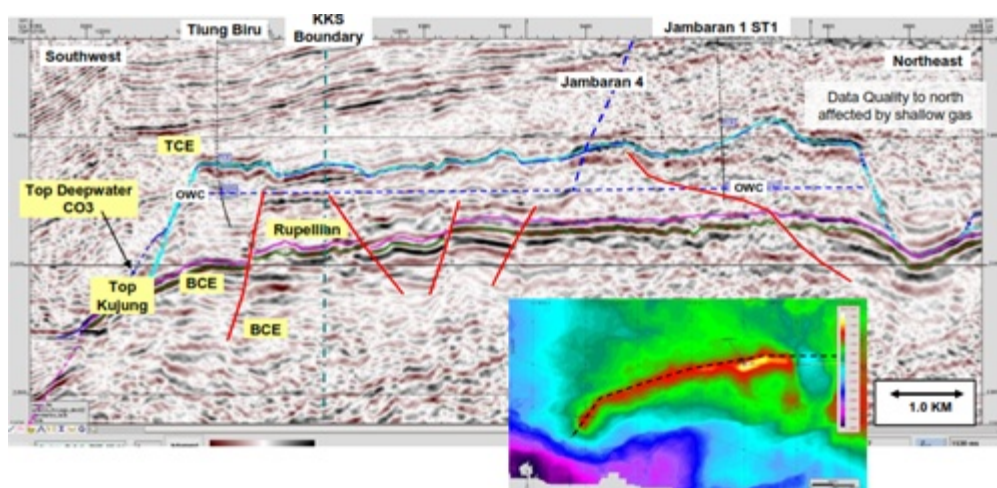
Reservoir hidrokarbon karbonat memiliki gas cap dengan estimasi GOC diperkirakan dikedalaman 1.995 m (6.546 f) TVDSS. Reservoir karbonat memiliki OWC diperkirakan dikedalaman 2.040 m (6.692 ft) TVDSS. Maksimum gas kolom setebal 442 m (1.450 ft) di Jambaran 1ST1. The Tiung Biru 1ST1 juga berbagi kontak minyak dan gas dengan Jambaran 1ST1 dan menegaskan pelampiran lateral kolom gas di reservoir.

Jambaran-Tiung Biru Fields (JTB)

Jambaran-Tiung Biru hydrocarbons originated from Tertiary clastic source rocks dominated by terrigenous Type III organic matter deposited under oxicmarine conditions. The majority exploration wells of the penetrated carbonate sections are Platform Interior facies that are characterized by high porosity, cyclic growth of early Oligocene pack stones and float stone facies tolte Oligocene coral-rich facies. Mud stones are rare. The Jambaran-Tiung Biru discoveries a steep-flanked carbonate structure with approximately 1,000 m (3,281 ft) of relief relative to the surrounding platform.

The main carbonate build-up is approximately 10 km long and 1 km wide. The hydrocarbon column is predominantly gas with a thin oil leg. Pressure and contact data and 3D seismic interpretation indicates that the Jambaran – Tiung Biru field is a common reservoir inpressure communication.

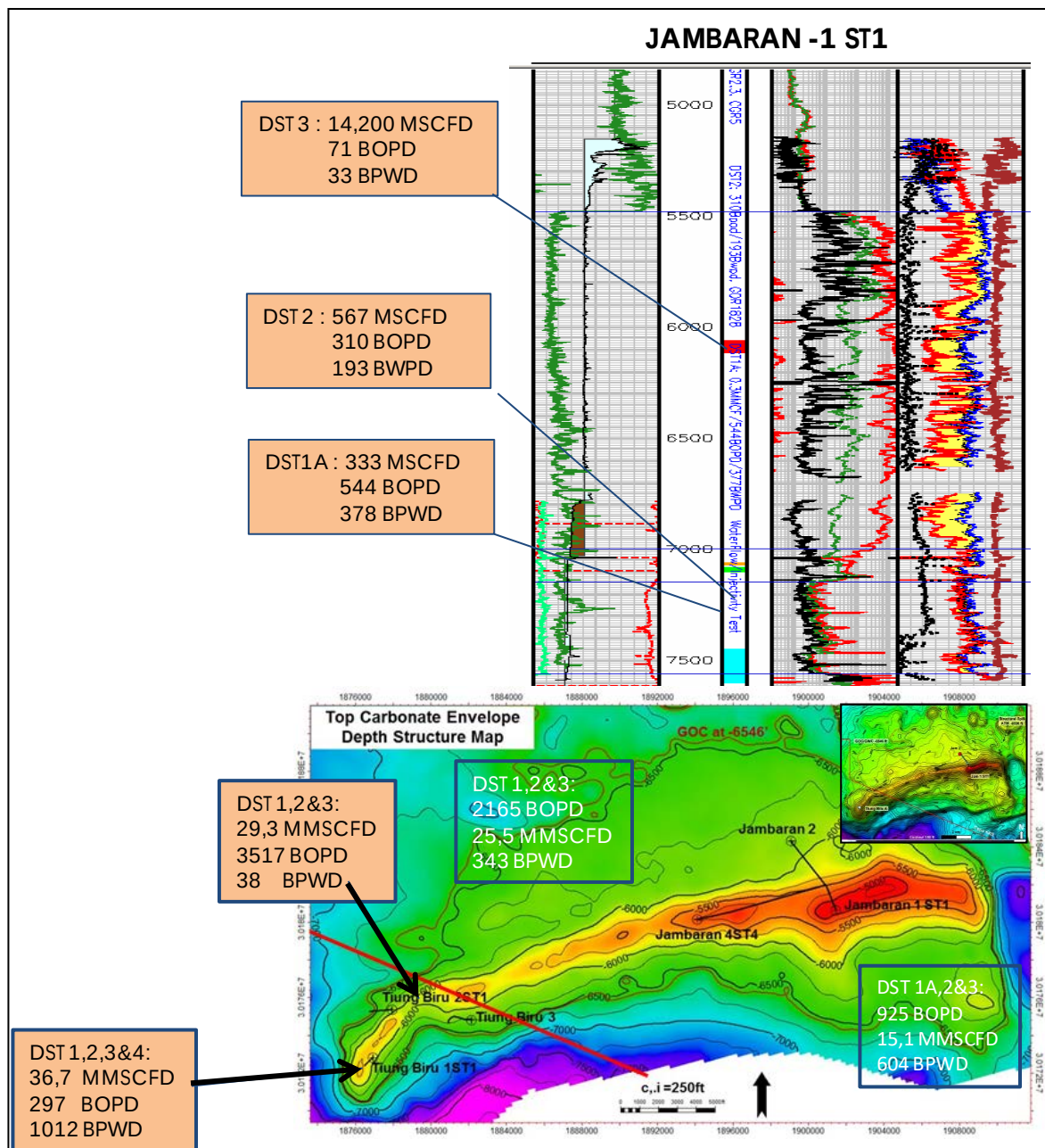
The hydrocarbon reservoir system has a gas cap withanestimated GOC at 1,995 m (6,546 ft) TVDSS. The carbonate reservoir has aninterpreted OWC at 2,040 m (6,692 ft) TVDSS. The maximum drilled gas column is 442 m (1,450 ft) at Jambaran 1ST1. The Tiung Biru 1ST1 well shares oil and gas contacts with Jambaran 1ST1 and confirms the lateral extent of the gas columninthe reservoir.



Gambar-16. Figure-16
Seismik dan Map JTB. JTB Seismic and Map

Berikut ini hasil Well Test Lapangan Jambaran dan Tiung Biru.

This following is Well Test Result from Jambaran and Tiung Biru Fields.



Gambar-17. Figure-167
Log dan Hasil Test DST JTB. JTB Log and DST Test

Reservoir akan dikembangkan dengan 6 sumur produksi. Breakwon sumur JTB terdiri dari 6 sumur pengembangan terdiri dari :

- 4 sumur baru di Jambaran (2 sumur di Central Well Pad dan 2 Sumur di East Well Pad).

The reservoir will be developed with an anticipated 6 production wells. The JTB well count breakdown consist of 6 development wells :

- 4 new wells at Jambaran (2 wells in Central Well Pad and 2 wells in East Well Pad).

- 2 sumur re-entry dan completion di Jambaran East Well Pad.

Maksimum kolom gas JTB ditembus sampai 1450 ft dan dijumpai pada Jambaran 1ST1. JTB oil wim ditembus dari Jambaran 1ST1 dan Tiung Biru 1ST1. Kedua sumur mengindikasikan single oil rim column diperkirakan 150 ft. Jambaran-2 menembus kualitas reservoir batuan yang rendah. Jambaran-4 tidak mencapai OWC dikarenakan kesulitan operasional selama pemboran.

Minyak JTB mempunyai derajat API 31 dengan *initial gas-oil-ratio* sekitar 490 SCF/STB. Fokus untuk rencana pengembangan di gas cap (*base case carbonate build-up*) dari reservoir JTB Unitisasi untuk produksi gas.

Perkiraan cadangan JTB dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

- 2 wells re-entries and completion at Jambaran East Well Pad.

The maximum gas column at JTB is penetrated to 1450 ft and is encountered by Jambaran 1ST1. The JTB oil rim was penetrated by both Jambaran 1ST1 and Tiung Biru 1ST1. Both wells indicated a single oil rim column of approximately 150 ft. Jambaran 2 penetrated low-quality reservoir rock north of the buildup region. Jambaran-4 did not reach the OWC due to operational difficulties encountered during drilling.

JTB oil is 31 degrees API with an initial gas-oil ratio of approximately 490 SCF/STB. The focus of this development plan will be full gas cap development (base case carbonate build-up) of the Unitized JTB reservoir for gas production.

Estimate resources in JTB can be seen in table below.

Tabel-2 Table-2
Cadangan yang Bisa Diambil JTB. JTB Estimate Ultimate Recovery (EUR)

Estimate Ultimate Reserves (EUR) Field Life		Estimate Ultimate Reserves (EUR) End of PSC	
BCF	MMBC	BCF	MMBC
1,551 (Cepu + PEPC Portion)	20 (Cepu + PEPC Portion)	1,227 (Cepu + PEPC Portion)	16.3 (Cepu + PEPC Portion)
1,426 (Cepu)	18.4 (Cepu)	1,128 (Cepu)	15 (Cepu)

VIII.2. MONITORING OPERASI PRODUKSI

PRODUCTION OPERATION MONITORING

Produksi Perdana atau *Early Oil Expansion (EPF)* Lapangan Banyu Urip dimulai pada tanggal 31 Agustus 2009, dimana menggunakan Fasilitas Produksi rental dari Exterran. EPF dari Well Pad A dilakukan dengan melakukan produksi di 4 (empat) sumur produksi (BU-01, BU-A3, BU-A4, dan BU-A5), 1 (satu) sumur gas injeksi (BU-A01), dan 1 (satu) sumur water injeksi (BU-A03).

Early Oil Production (EPF) of Banyu Urip Field started on August 31, 2009, which used Production Facilities rented from Exterran. EPF is conducted with the production from four production wells (BU-01, BU-A3, BU-A4 and BU-A5, one gas injection well (BU-A01) and one water injection well (BU-A03).

Pada tanggal 23 Oktober 2014 Blok Cepu mampu mencapai produksi sebesar 10.000 BOPD melalui Program *Early Oil Expansion (EOE)* produksi rental dari *Schlumberger*. Program EOE dilakukan dengan melakukan produksi di 3 (tiga) sumur minyak baru dari Well Pad C Banyu Urip yaitu C03, C04, dan C06.

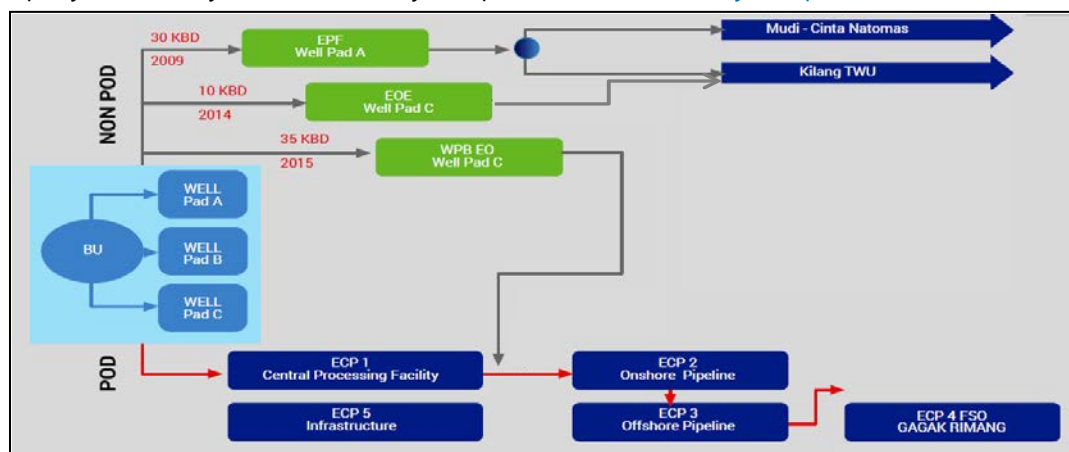
On October 23, 2014, Block Cepu has managed increased its production by 10,000 BOPD with the Early Oil Expansion (EOE) Program production rented from Schlumberger. The EOE program was conducted with the production from three new wells in Banyu Urip Well Pad C, ie. BU-C03, BU-C04 and BU-C06.

Well Pad B First Oil (WPBFO) dimulai pada tanggal 21 Maret 2015 sampai 27 November 2015, kemudian tanggal 12 Desember 2015 *Central Production Facilities (CPF) Train A* beroperasi dengan produksi maksimum dapat mencapai 98.000 BOPD.

Well Pad B First Oil (WPBFO) started on March 21, 2015 until November 27, 2015, then on December 12, 2015 Central Production Facilities (CPF) Train A on March 21, 2015 operates with maximum production can reach 98,000 BOPD.

Central Production Facilities (CPF) sudah beroperasi, pada Well Pad A (9 sumur Produksi, 4 sumur Water Injeksi, 1 sumur Gas Injeksi), Well Pad B (11 sumur Produksi, 5 sumur Water Injeksi), Well Pad C (10 sumur Produksi, 4 sumur Water Injeksi, 1 sumur Gas Injeksi). Berikut ini adalah skema penyaluran minyak mentah Banuyu Urip

Central Production Facilities (CPF) already in operation, at pada Well Pad A (9 Production wells, 4 Water Injection wells, , 1 Gas Injection well sumur), Well Pad B (11 Production wells, 5 Water Injection wells), Well Pad C (10 Production wells, , 4 Water Injection wells, 1 Gas Injection). Scheme of Banyu Urip Crude Oil Distribution



Gambar-18. Figure-18
Diagram Alir Produksi Banyu Urip. Banyu Urip Production Flow Diagram

Berikut ini perbandingan produksi berdasarkan Revisi WP&B 2016 dan actual sampai Desember 2016.

The following comparison the production based on 2016 WP&B Revised and actual until December 2016.

Tabel-3. Table-3
Perbandingan Produksi Revisi WP&B 2016 vs Produksi Aktual
Comparison of Production of 2016 Revised WP&B vs Actual Production

Months	Revised 2016 WP&B		Actual Production	
	Daily	Cum	Daily	Cum
January	127,365	3,948,309	127,365	3,948,309
February	150,048	4,351,378	150,048	4,351,378
March	166,645	5,166,010	166,645	5,166,010
April	151,926	4,557,782	151,926	4,557,782
May	176,911	5,484,230	176,911	5,484,230
June	165,000	4,950,000	173,055	5,191,640
July	165,000	5,115,000	183,182	5,678,635
August	165,000	5,115,000	184,262	5,712,136
September	165,000	4,950,000	185,192	5,555,756
October	165,000	5,115,000	184,668	5,724,712
November	165,000	4,950,000	184,239	5,527,181
December	165,000	5,115,000	184,741	5,726,966
Average	160,704	58,817,709	171,106	62,624,735

Puncak Produksi 165.000 BOPD sesuai dengan POD, kemudian mulai Puncak Produksi sebesar 185.000 BOPD pada rata rata produksi bulan September 2016. Subsurface dan Surface Facility ditest bisa mencapai 205.000 BOPD.

Peak Production of 165.000 BOPD in accordance with the POD, then began to Peak Production of 180.000 BOPD at average oil production in September 2016. Subsurface and Surface Facility test could reach 205.000 BOPD.

Berikut ini adalah Kumulatif Produksi minyak dari 1 Januari – 31 Desember 2016 dan 31 Agustus 2009 – 31 December 2016.

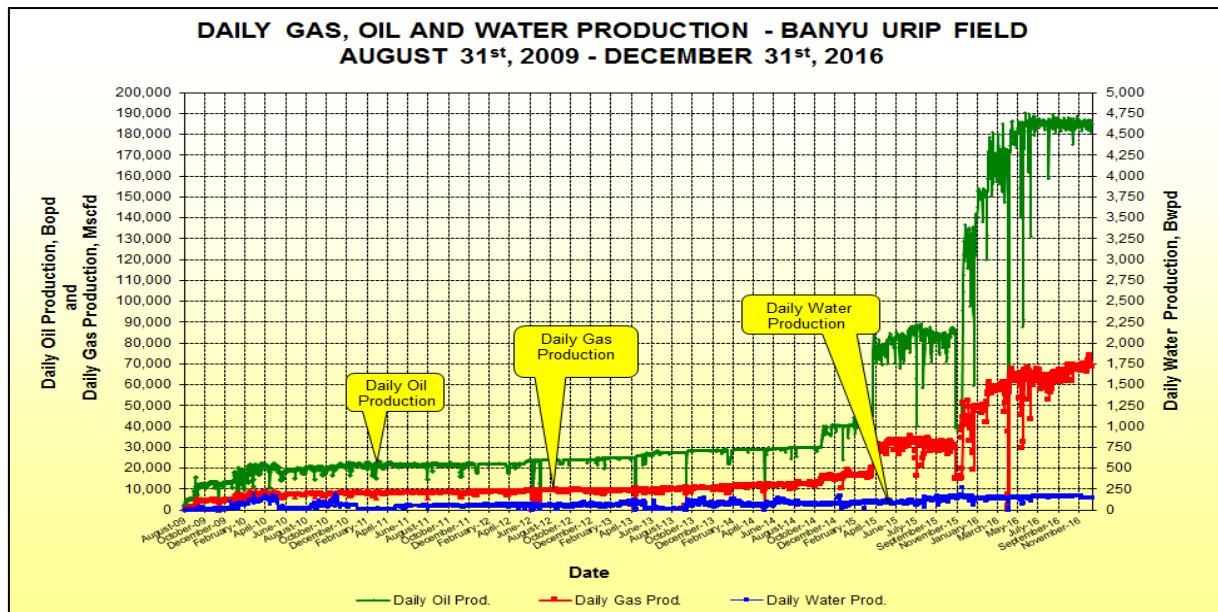
This following figure show the Cumulative Oil Production from January 1 – December 31, 2016 and August 31, 2009 – December 31, 2016.

Production on January 1 – December 31, 2016

▪ Average Daily Oil Production (Qo)	=	171,106 BOPD
▪ Average Daily Gas Production (Qw)	=	59,553 MSCFD
▪ Average Daily Water Production (Qo)	=	147 BWPD
▪ Cumulative Oil Production	=	62,624,735 BBBL
▪ Cumulative Gas Production	=	21,796,395 MSCF
▪ Cumulative Water Production	=	53,770 BBL

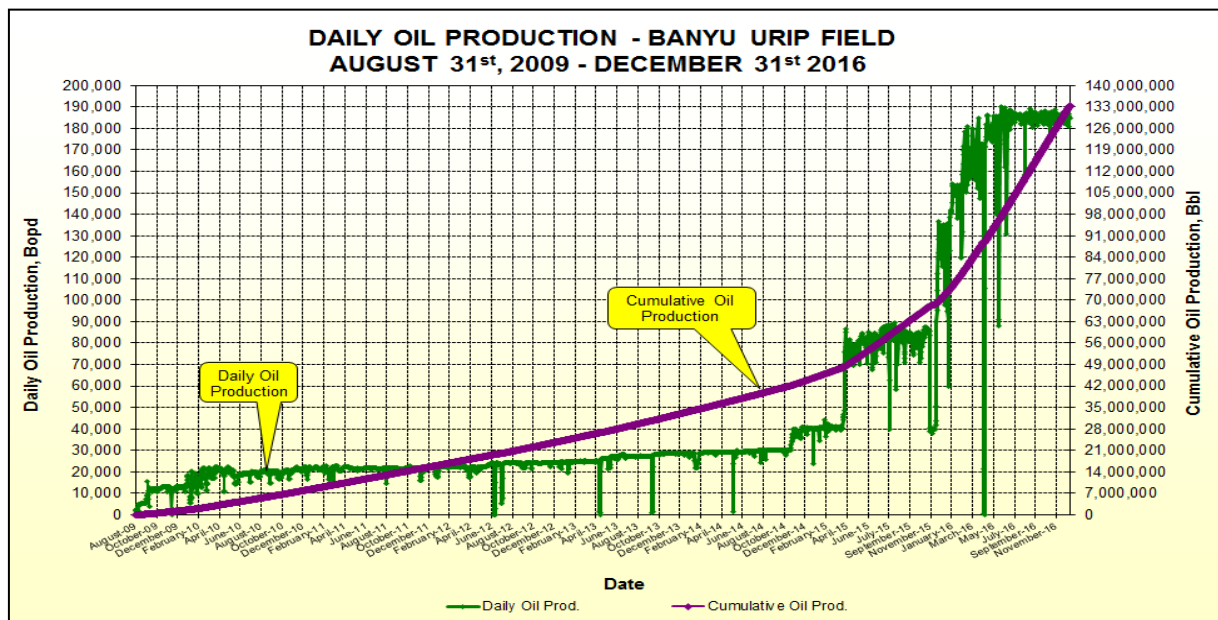
Production on August 31, 2009 – December 31, 2016

- Cumulative Oil Production = 133,475,828 BBL
- Cumulative Gas Production = 48,936,544 MSCF
- Cumulative Water Production = 195,964 BBL



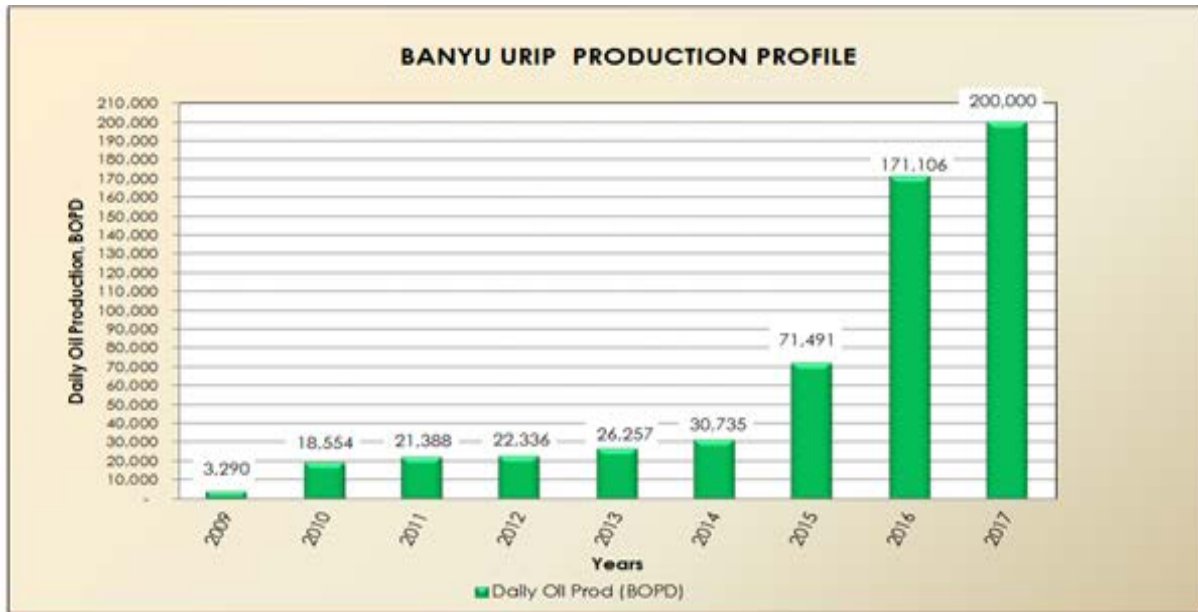
Gambar-19. Figure-19

Produksi Harian Gas, Minyak, dan Air Banyu Urip. [Banyu Urip Daily Gas, Oil and Water](#)



Gambar-20. Figure-20

Kumulatif Produksi Minyak Banyu Urip. [Banyu Urip Cumulative Oil Production](#)



Gambar-21. [Figure-21](#)
Banyu Urip Rata-rata Produksi Minyak per tahun 2009 - 2017
[Banyu Urip Average Oil Production per year 2009 - 2017](#)

VIII.3. ENGINEERING, PROCUREMENT DAN CONSTRUCTION (EPC)

ENGINEERING, PROCUREMENT AND CONSTRUCTION (EPC)

Kegiatan pada tahun 2016 penyelesaian proyek EPC, kegiatan operasi dan pemeliharaan Banyu Urip (CPF dan FSO).

Activities in 2016 completion of EPC projects, operations and maintenance of banyu urip (CPF and FSO).

Berikut ini perbandingan biaya EPC pada saat POD 2006 dan update.

This following comparison EPC Cost at POD (2006) and update.

In Thousands of Dollars

EPC	POD (2006)	Update
EPC-1 (Central Production Facilities)	\$ 559,000	\$ 1,792,300
EPC-2 (Onshore Export Pipeline)	\$ 113,000	\$ 200,400
EPC-3A (Offshore Export Pipeline)		\$ 305,300
EPC-3B (Mooring System)	\$ 164,000	\$ 478,500
EPC-4 (Floating Storage & Offloading/FSO)		\$ 361,700
EPC-5 (Infrastructure Facilities)	\$ 56,000	\$ -
Other	\$ 11,000	\$ -
Total	\$903,000	\$ 3,138,200
	248%	

Tabel-4. Table-4
Perbandingan EPC Banyu Urip Cost
POD (2016) vs Update
Banyu Urip EPC Cost Compariosn of
POD (2016) vs Update

Pengembangan Lapangan Banyu Urip meliputi Kegiatan EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) yang terbagi atas 5 (lima) aktivitas EPC yaitu :

Banyu Urip Field Development Activities include Engineering, Procurement, and Construction (EPC) activities, consisting of five activities :

Kegiatan EPC (Engineering, Procurement and Construction)		Lingkup Pekerjaan	Scope of Work
EPC (Engineering, Procurement and Construction) Activities			
EPC-1 : Central Production Facility (CPF) 		1. Pembangunan <i>Well pad</i> untuk 49 sumur 2. <i>Flow line</i> from the well pads menuju CPF 3. <i>Sour Crude Processing & stabilization</i> (185 kBD) 4. <i>Crude Storage</i> (125 kbd) & <i>export pump</i> 5. <i>Gas Handling & Injection</i> 6. <i>Produced Water Treatment</i> 7. <i>Fuel Gas Treatment</i> 8. <i>Power Generation</i>	1. Well pad construction for 49 wells 2. Flow line from the well pads to CPF 3. Sour Crude Processing & stabilization (185 KBD) 4. Crude Storage (125 KBD) & export pump 5. Gas Handling & Injection 6. Produced Water Treatment 7. Fuel Gas Treatment 8. Power Generation

EPC-2 : Onshore Export Pipeline 	1. Onshore Pipeline 72 km x 20" 2. Pipa untuk Horizontal Directionally Drilled (HDD), 20" 3. Insulation pipe
EPC-3 : Offshore Export Pipeline & Mooring Tower 	1. Offshore Pipeline 23 km x 20" dia 2. Polyurethane Foam Insulation for Flow Assurance 3. Rigid Steel Riser 4. Mooring Tower 33 meter water depth 5. Piled Tower Structure 6. 360 degree Rotating Assembly 7. Lifting and Pigging Facilities
EPC-4 : Floating Storage & Offloading (FSO) 	1. Konversi kapal tanker berjenis 90's Vintage VLCC (Very Large Crude Carrier) menjadi FSO (Floating Storage and Offloading unit) dengan kapasitas minimum 1.7 juta barrel 2. Offloading rate 30.000-50.000 bbl/jam 3. Kapasitas untuk mengakomodir kapal tanker dengan bobot mati 50.000-300.000 dwt 4. Kapasitas awak 60-70 orang
EPC-5 : Infrastructure Facilities 	1. Solo River water Intake Facility 2. Solo River water Retention Basin (5,5 Mm3) 3. Administration, Operation & Maintenance Buildings 4. Personnel Housing & Support facilities 5. Road & utility infrastructure

Gambar-22. [Figure-22](#)
 Proyek Banyu Urip EPC-1 sampai EPC-5. [Banyu Urip EPC-1 until EPC-5 Project](#)

VIII.4. KEGIATAN PEMBORAN PENGEMBANGAN LAPANGAN BANYU URIP

BANYU URIP FIELD DEVELOPMENT DRILLING ACTIVITIES

Kegiatan pada tahun 2016 melaksanakan *Formation Evaluation, Preparation & Termination, Well Equipment Subsurface, Casing & Tubing, General* pada 5 sumur produksi minyak (A06, A07, A09, A10, A11) dan 3 sumur injeksi air (AW06, AW07, AW08). Berikut ini gambar untuk Well Pad B, Well Pad C, dan Well Pad A.

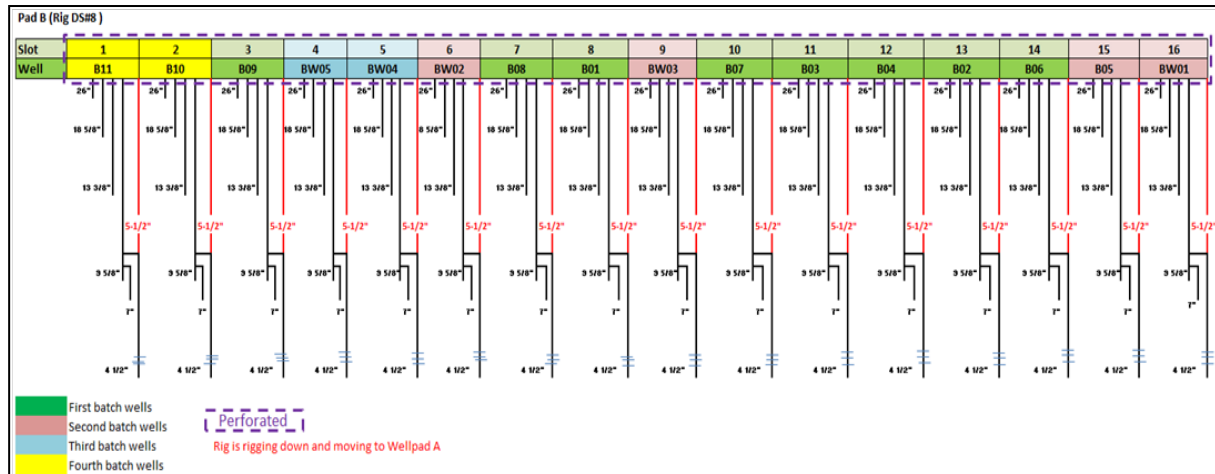
Activities on 2016 implement *Formation Evaluation, Preparation & Termination, Well Equipment Subsurface, Casing & Tubing, General* on 5 well oil production (A06, A07, A09, A10, A11) and 3 injection wells water (AW06, AW07, AW08). The following a picture Well Pad B, Well Pad C, and Well Pad A.

Well Pad B / Rig DS-8

Rig Discover (DS)-8 sejak tanggal 30 April 2013 mulai melakukan pengeboran di Well Pad B. **Batch Pertama** sebanyak 8 sumur (B01, B02, B03, B04, B06, B07, B08, dan B09). **Batch Kedua** sebanyak 4 sumur (BW01, BW02, BW03, dan B05). **Batch Ketiga** sebanyak 2 sumur (BW04 dan BW05) **Batch Keempat** sebanyak 2 sumur (B10 dan B11).

Well Pad B / DS-8 Rig

Discover (DS)-8 Rig has started drilling in Well Pad B since 30 April 2013. **First Batch 8 wells** (B01, B02, B03, B04, B06, B07, B08 and B09). **Second Batch 4 wells** (BW01, BW02, BW03 and B05). **Third Batch 2 wells** (BW04 and BW05). **Fourth Batch 2 wells** (B10 and B11).



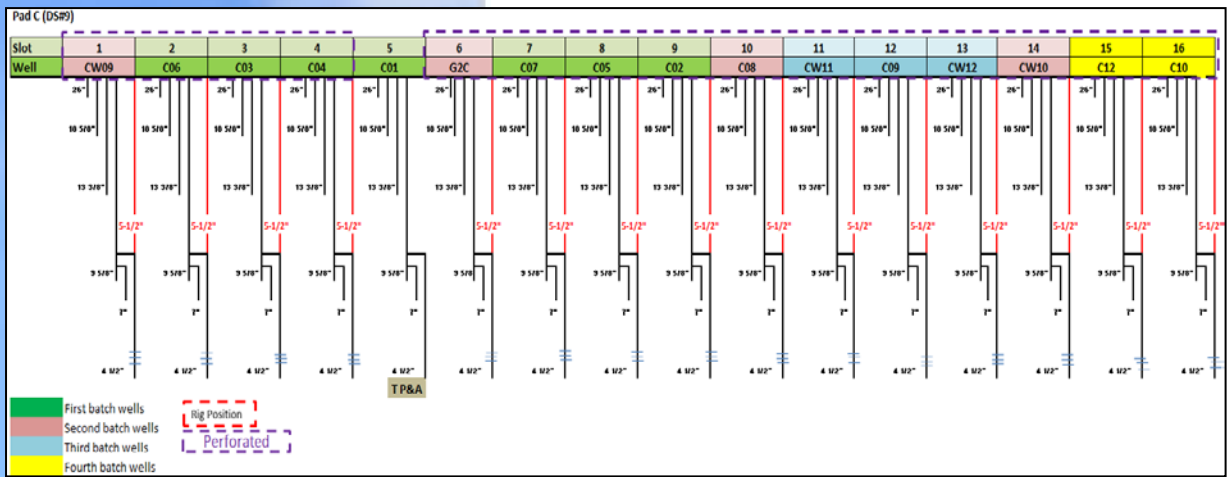
Gambar-23. Figure-23
Tapak Sumur B Banyu Urip. Banyu Urip Well Pad B

Well Pad C / Rig DS-9

Rig Discover (DS)-9 sejak tanggal 18 Juni 2013 mulai melakukan pengeboran di Well Pad C. **Batch Pertama** sebanyak 7 sumur (C01, C02, C03, C04, C05, C06, dan C07). **Batch Kedua** sebanyak 4 sumur (C08, CW09, CW10, dan G2C). **Batch Ketiga** sebanyak 3 sumur (C09, CW11, dan CW12). **Batch Keempat** sebanyak 2 sumur (C10 dan C12).

Well Pad C / DS-9 Rig

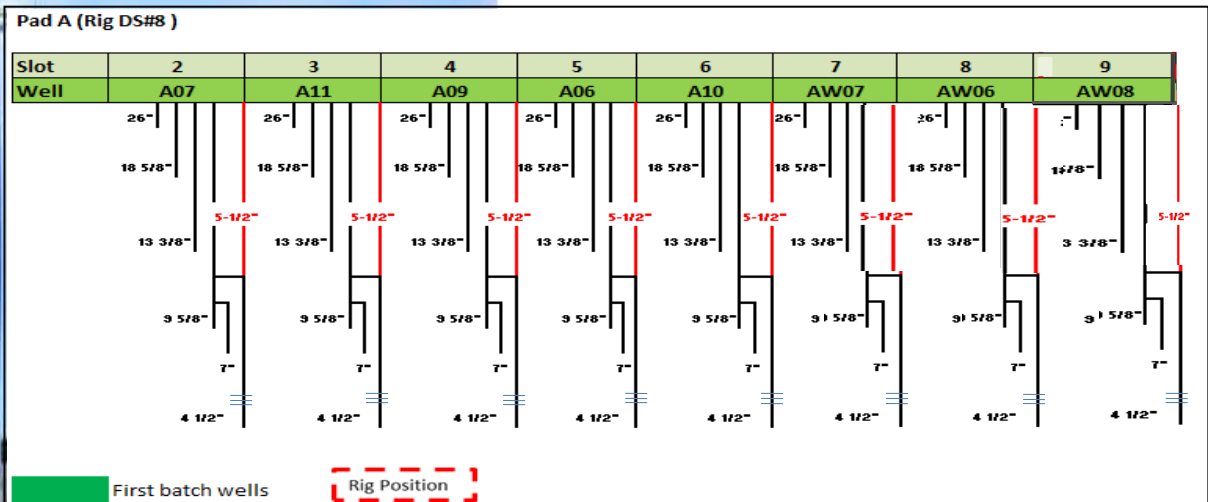
Discover (DS)-9 Rig has started drilling in Well Pad C since 18 June 2013. **First Batch 7 wells** (C01, C02, C03, C04, C05, C06, and C07). **Second Batch 4 wells** (C08, CW09, CW10 and G2C). **Third Batch 3 wells** (C09, CW11 and CW12). **Fourth Batch 2 wells** (C10 and C12).



Gambar-24. Figure-24
Tapak Sumur C Banyu Urip. Banyu Urip Well Pad C

Well Pad A / Rig DS-8
Rig Discover (DS)-8 sejak tanggal 3 Maret 2015 mulai melakukan pengeboran di Well Pad A. **Batch Pertama** sebanyak 8 sumur A07, A11, A09, A06, A10, AW07, AW06 and AW08

Well Pad A / DS-8 Rig Discover-8 (DS-8) Rig has started drilling in Well Pad A since 3 March 2015. **First 8 wells batch** A07, A11, A09, A06, A10, AW07, AW06 and AW08



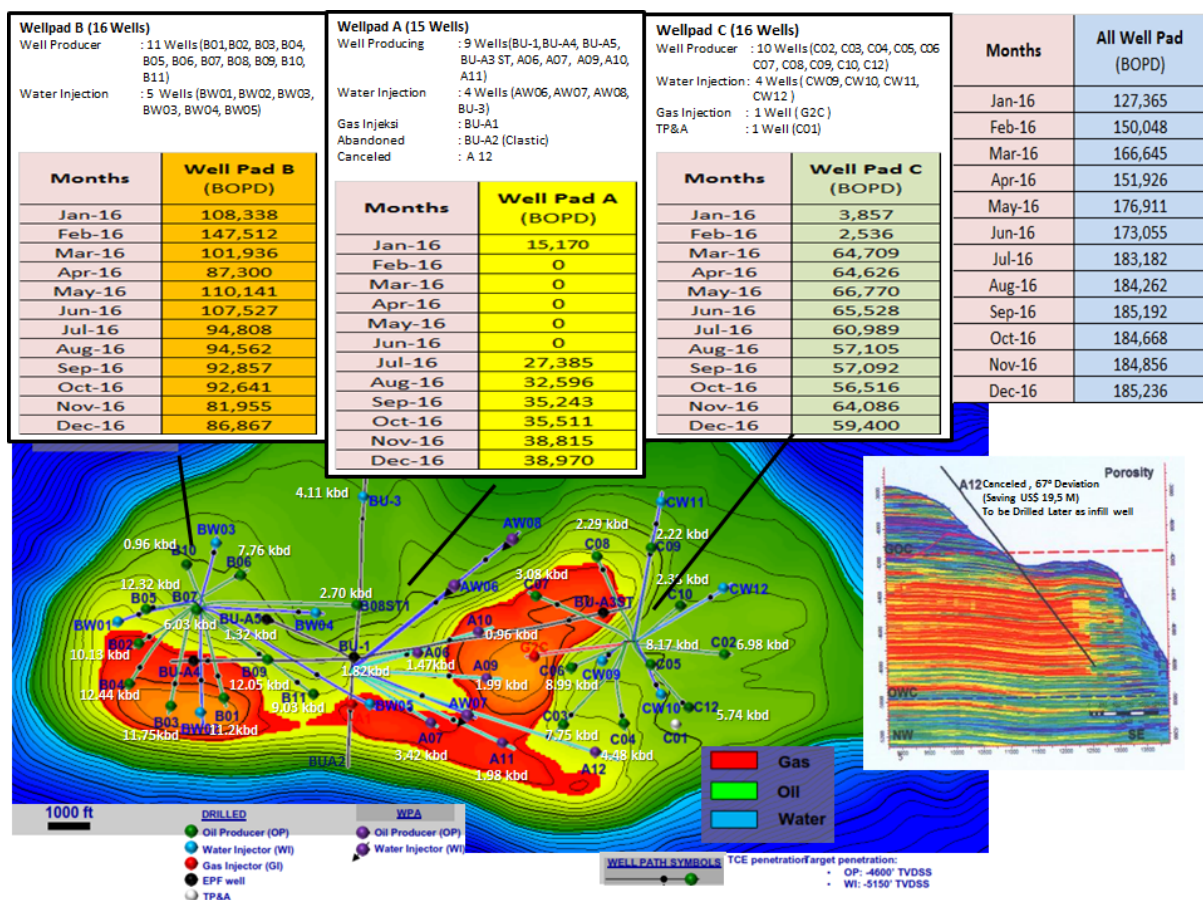
Gambar-25. Figure-25
Tapak Sumur A Banyu Urip. Banyu Urip Well Pad A

BKS dan PEPC menyetujui usulan EMCL untuk membatalkan pemboran Sumur BU A12 :

- Sebenarnya secara GG&R lokasi bagus, akan produksi di area *Reef Platform Interior*, jauh dari *margin reef* nya dan di *seismic line* memperlihatkan di area yang *high quality reservoir*.
- Sebenarnya akan di bor dari Pad C yg lebih dekat dengan *deviation angle* kecil dan biaya \$14jt, akan tetapi slot nya dipakai untuk Sumur yang lain.
- Dengan dipindah ke Pad A maka *deviation angle* nya menjadi besar (67 derajat.) sehingga *high risk drilling* untuk mencapai sumur A12 tersebut dan biaya membengkak menjadi \$19jt.
- Sumur yang di dekat A12 memperlihatkan test yg sangat bagus (C-04: 10kbopd dan C03: 8kbopd), sehingga untuk saat ini dari sumur-sumur yang sudah di bor secara keseluruhan bisa akan sesuai dengan target produksi.
- Sumur BU A12 nanti akan dibor sebagai *future infill well*, setelah dilihat *performance* produksi Banyu Urip.

BKS and PEPC approved the proposal EMCL to cancel drilling BU A12 :

- Actually based on GG&R result, BU A12 well has good location, will produce in the Reef Platform Interior, far from margin reef and it shows high quality reservoir area based on seismic line.
- Originally, BU A12 will be in drilled in the Well Pad C which is much closer with a small deviation angle and cost \$14 Million, but the slot is used for another well.
- As it is moved to Well Pad A with high deviation angle (67 degree), it results high risk drilling for A12 well and the cost increases \$19 Million.
- Wells near A12 well shown a very good test (C-04: 10 kbopd and C03: 8 kbopd), so from the currently wells, the production target can be reached.
- BU A12 well will be drilled as future infill well, after Banyu Urip production performance has been observed.



Gambar-26. Figure-26
Peta dan Produksi Minyak Banyu Urip Tahun 2016 per Well Pad
Banyu Urip Map and Oil Production in 2016 per Well Pad



VIII.5. PROGRES SULFUR LAPANGAN BANYU URIP

BANYU URIP FIELD SULFUR PROGRESS

ExxonMobil Cepu Limited ("EMCL") dengan senang hati menginformasikan tentang kemajuan upaya komersialisasi sulfur yang akan diproduksi dari Lapangan Banyu Urip ("Sulfur") di Blok Cepu dimana skema disposisi penjualan tersebut dan pembeli Sulfur akan memberikan nilai tambah bagi Pemerintah maupun para kontraktor Blok Cepu dengan mengurangi biaya operasi serta memastikan pemenuhan kewajiban Sulfur yang ketat dan dapat diandalkan untuk menjaga tidak terganggunya produksi minyak mentah Banyu Urip.

EMCL bersama-sama partner Kontraktor Blok Cepu lainnya yaitu PT Pertamina EP Cepu dan Badan Kerja Sama PI Blok Cepu telah melakukan proses seleksi atas pihak-pihak yang telah menyatakan ketertarikan untuk membeli Sulfur, yaitu sebagai berikut :

1. PT Indevco Internusa
2. PT Graha Sarana Gresik (afiliasi dari PT Petrokimia Gresik)
3. Konsorsium PT Bojonegoro Bangun Sarana ("BBS", PT Petrogas Wira Jatim ("PWJ") dan PT Nagatex
4. PT Laban Raya Samodra
5. PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading dan
6. PT Pertamina (Persero) – Direktorat GEBT)

Ada 3 perusahaan yang selanjutnya melengkapi persyaratan administratif yaitu :

1. Konsorsium BBS, PWJ dan PT Nagatek
2. PT Laban Raya Samodra dan
3. PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading

Ketiga perusahaan tersebut telah mengajukan penawaran komersial. Berdasarkan hasil evaluasi kami merekomendasikan PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading sebagai pembeli Sulfur.

Setelah melakukan penunjukan pembeli Sulfur, para pihak terkait akan mengikatkan diri dalam

ExxonMobil Cepu Limited ("EMCL") is glad to inform the progress to implement sulfur sales arrangement which is produced from Banyu Urip Field ("Sulfur") in Cepu Block. There sulfur sale arrangement and Sulfur buyer will bring value to both Government and Cepu Block contractors by reducing operating cost and ensuring reliable offtake obligation to maintain uninterrupted Banyu Urip crude oil production.

EMCL along with other Cepu Block Contractors PT Pertamina EP Cepu and Badan Kerja Sama PI Blok Cepu have conducted the selection process for several parties expressing interest on purchasing Sulfur, namely :

1. PT Indevco Internusa
2. PT Graha Sarana Gresik (afiliasi dari PT Petrokimia Gresik)
3. Konsorsium PT Bojonegoro Bangun Sarana ("BBS", PT Petrogas Wira Jatim ("PWJ") dan PT Nagatex
4. PT Laban Raya Samodra
5. PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading and
6. PT Pertamina (Persero) – Direktorat GEBT)

Three companies subsequently submitted the administrative requirement :

1. Konsorsium BBS, PWJ dan PT Nagatek
2. PT Laban Raya Samodra and
3. PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading

The three companies have submitted their commercial offer. Based on the evaluation, we recommend PT Pertamina (Persero) – Petrochemical Trading as the Sulfur buyer.

Following the appointment of the Sulfur buyer, the parties will enter into a Sulfur

suatu perjanjian komersialisasi Sulfur yang seyogyanya ditandatangani dan berlaku sebelum dimulainya produksi Sulfur dan Sulfur Recovery Unit yaitu diperkirakan sekitar awal Juli 2016 untuk memastikan tidak terganggunya produksi minyak mentah Banyu Urip.

Dikarenakan Produk Sulfur tidak sesuai dengan kualitas yang ditawarkan, maka PT Pertamina (Persero) cq. Petrochemical Trading mengundurkan diri. Kemudian EMCL memberikan kesempatan kepada PT. Laban Raya Samodra untuk menjadi pembeli alternatif.

Selanjutnya pada tanggal 29 September 2016 telah ditanda tangani perjanjian Jual Beli Sulfur Banyu Urip antara ExxonMobil Cepu Limited dengan PT. Laban Raya Samodra.

commercialization agreement which must be executed and effective prior to the Sulfur production from the Sulfur Recovery Unit estimated early July 2016 to ensure interrupted Banyu Urip crude production.

Due to Sulfur Product quality quality does not meet the criteria, then PT. Pertamina (Persero) cq. Petrochemical Trading dropped its offer. EMCL then gave the opportunity for PT. Laban Raya Samodra to be an alternative buyer.

Furthermore, on 29 September 2016 the Agreement for Sale and Purchase of Banyu Urip Sulfur was executed between ExxonMobil Cepu Limited with PT. Laban Raya Samodra.

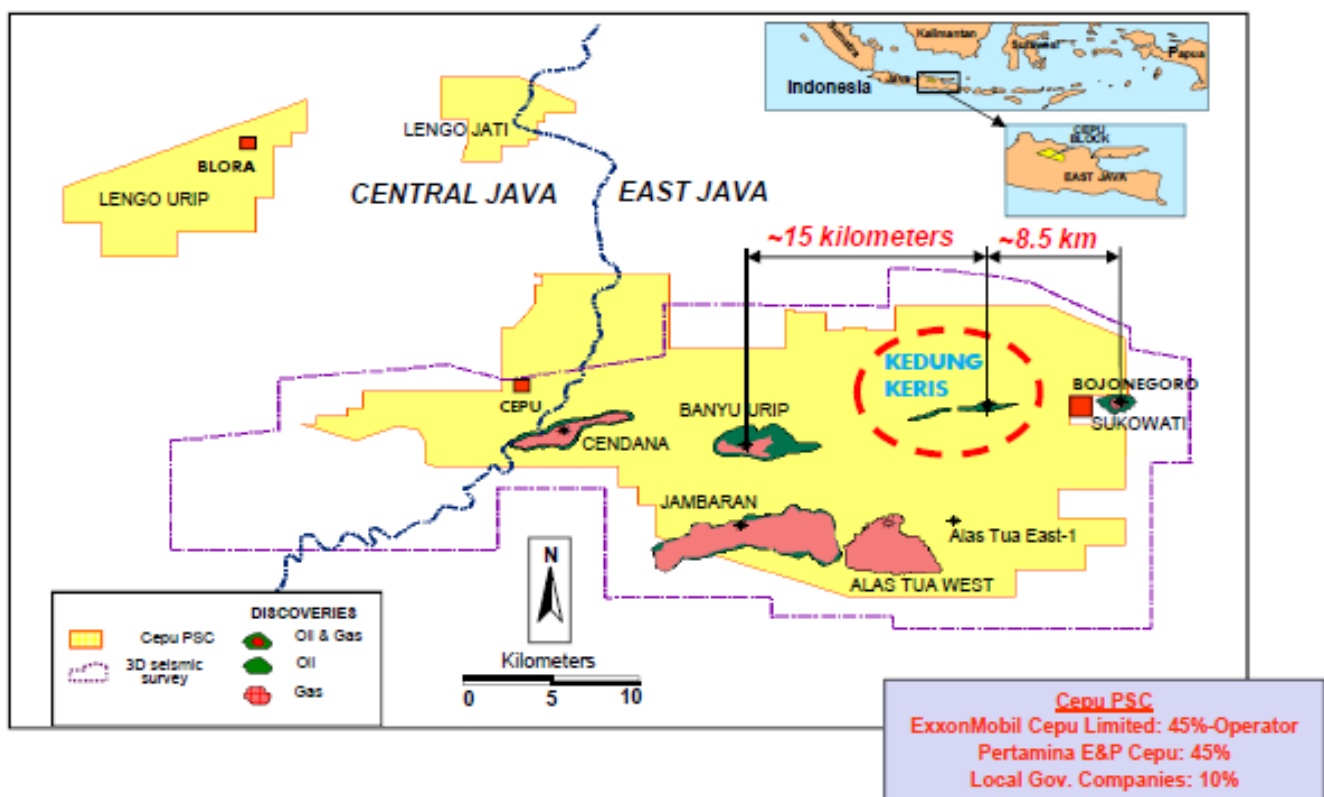


VIII.6. PENGEMBANGAN LAPANGAN KEDUNG KERIS

KEDUNG KERIS FIELD DEVELOPMENT

POD Lapangan Kedung Keris disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 8 Juni 2016. Kedung Keris (KK) adalah sistem reservoir karbonat yang terbentuk pada zaman *oligomiocene* dan terletak diantara lapangan Banyu urip dan Sukowati pada Blok Cepu. Sistem reservoir KK terdiri dari *Central* Kulminasi dan *Western* Kulminasi. Lapangan Kedung Keris terletak di tengah area agrikultural persawahan desa Sukoharjo pada Kecamatan Kalitidu, Kabupaten Bojonegoro Provinsi Jawa Timur. Tapak Sumur Kedung Keris berlokasi kurang lebih dua (2) kilometer (km) sebelah selatan jalan utama yang menghubungkan kota Cepu dan Bojonegoro. Kota terdekat dari lapangan Kedung Keris adalah Cepu dan Bojonegoro.

POD of Kedung Keris Field was approved by SKK Migas on June 8, 2016. Kedung Keris (KK) is a carbonate reservoir system was formed in the oligomiocene era and located between the Banyu Urip and Sukowati fields within the Cepu Block. The KK reservoir consists of the Central Culmination and the Western Culmination. Kedung Keris is located in a predominantly rice field and agricultural area of Sukoharjo Village, Sub-District of Kalitidu, Bojonegoro District of East Java Province. An existing KK Well Pad is located approximately 2 kilometers (km) south of the existing main road between Cepu and Bojonegoro. The closest major towns to the field are Cepu and Bojonegoro .



Gambar-27. Figure-27
Peta Blok Cepu Jarak Banyu Urip dengan Kedung Keris.
Cepu Block Map, Distance Banyu Urip with Kedung Keris



Tujuan POD Lapangan Kedung Keris adalah memproduksi minyak sebesar 9,08 MMSTB. Ruang lingkup POD Lapangan Kedung Keris adalah sebagai berikut :

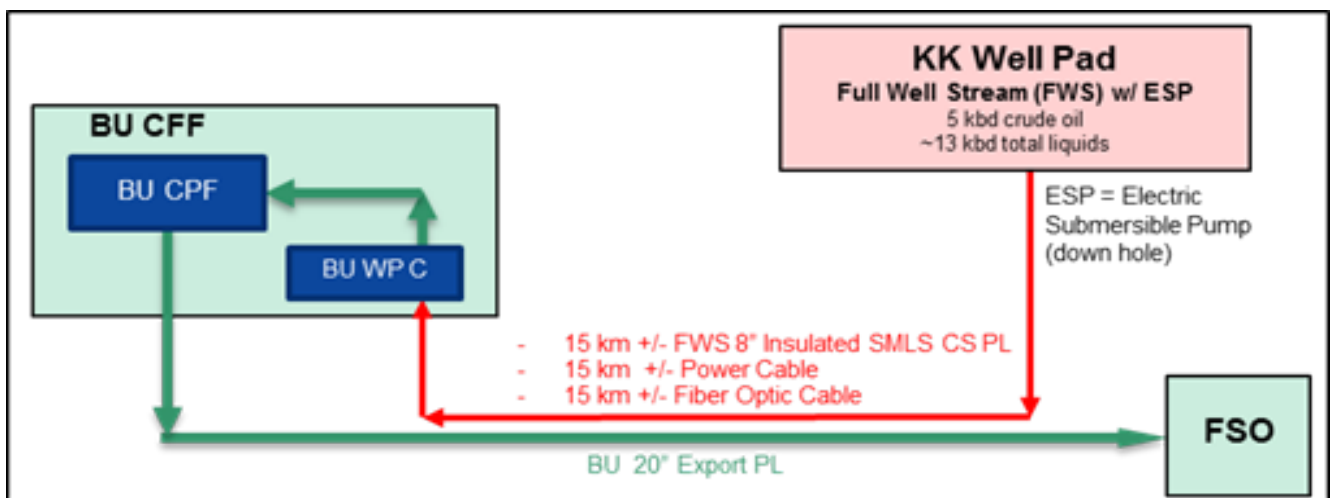
- Pemasangan *artificial lift*
- Pembangunan fasilitas produksi yang terdiri dari :
 - *Pipeline* dari sumur ke Well Pad C
 - Sistem instrument dan kelistrikan
 - Modifikasi fasilitas *existing* Banyu Urip untuk keperluan tie-in
 - Sistem *chemical injection*, *air cooler heat exchange* dan *pigging system*
 - Sistem *metering*

Skenario pengembangan Lapangan Banyu Urip adalah fluida produksi dari sumur KK-1 akan dialirkan melalui pipa *full well stream* dan *tie-in* ke *production and test pipe headers* yang sudah ada di Well Pad C Lapangan Banyu Urip untuk dialirkan dan diproses lebih lanjut di CPF Banyu Urip.

The purpose of Kedung Keris Field POD is oil produce of 9.08 MMSTB until. Scope Kedung Keris Field POD is as follows :

- Installation of artificial lift
- Construction of production facilities which consist of :
 - Pipeline from well to Well Pad C
 - Instrument and electrical system
 - Modification of Banyu Urip existing facilities for purpose of tie-in
 - Chemical injection system, air cooler heat exchange and pigging system
 - Metering system

Development scenario of Banyu Urip Field is the fluid production from KK-1 well will flow through full well stream pipeline and test pipe headers in Well Pad C Banyu Urip Field to be flowed and processed in CPF Banyu Urip.

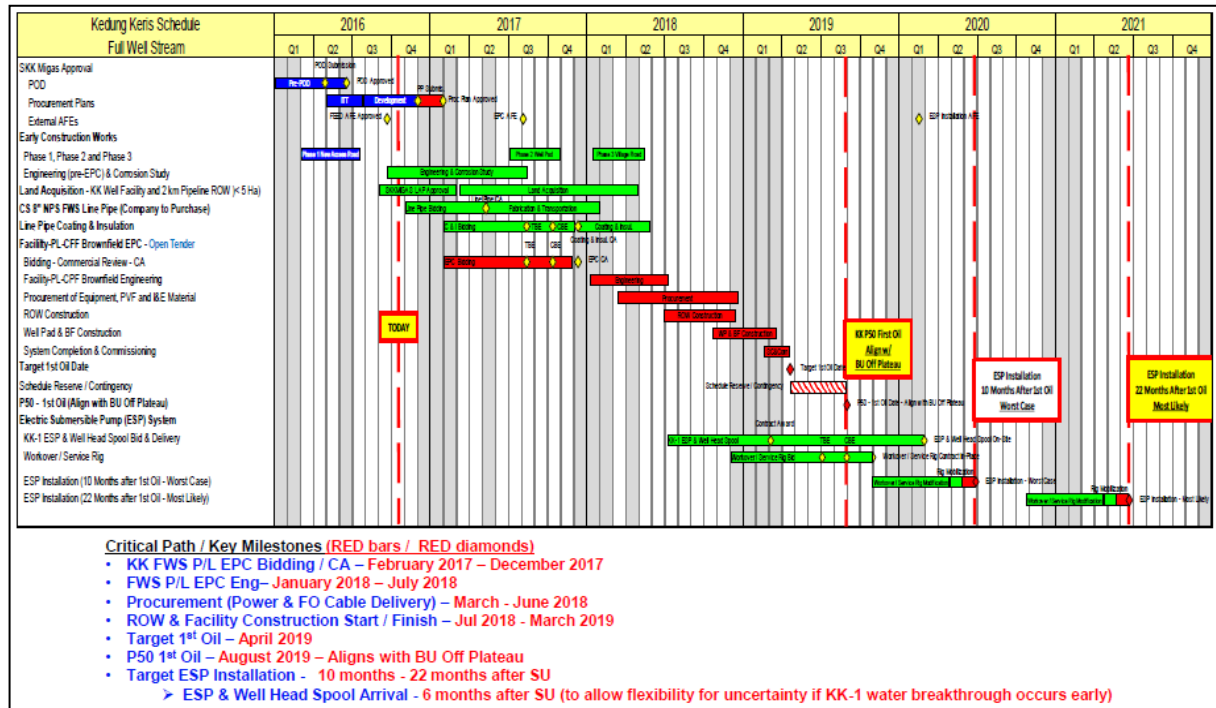


Gambar-28. Figure-28
Skematik Well Pad dan Pipa Kedung Keris Kedung Keris Well Pad and Pipeline Schematic

Target produksi Kedung Keris pada Agustus 2019, dimana Banyu Urip sudah mengalami penurunan produksi.

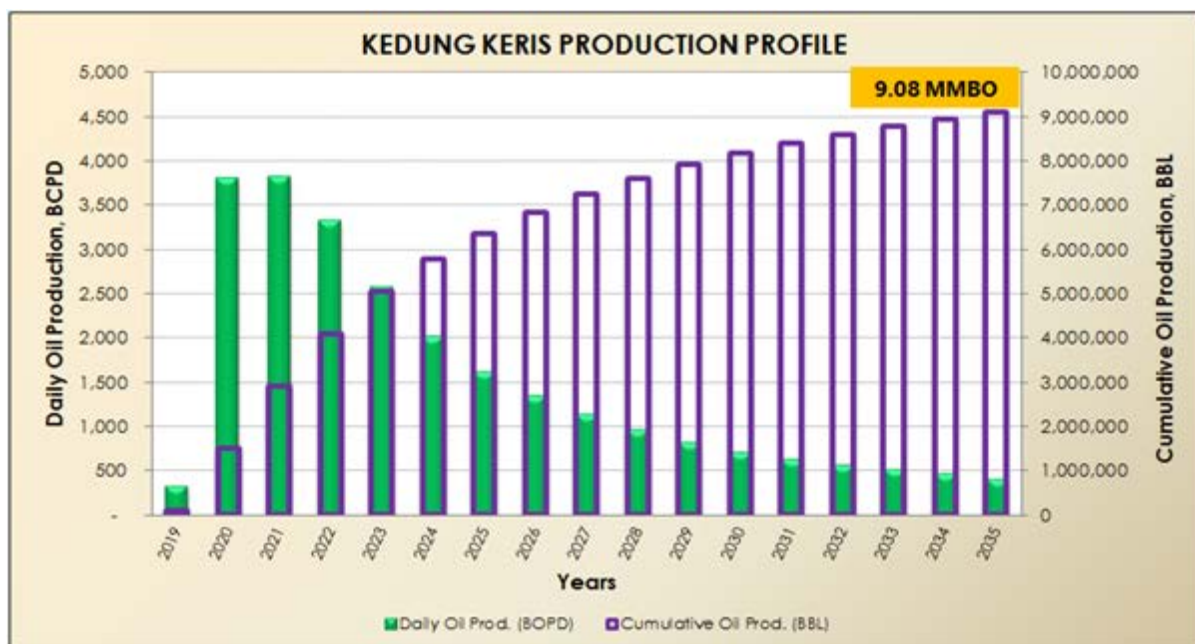
Kedung Keris First Oil target of August 2019, where Banyu Urip has decreased production.

Tabel-5. Table-5
Jadwal Proyek Kedung Keris Kedung Keris Time Schedule Project



Berikut ini profile produksi Lapangan Kedung Keris.

This Following production profile of Kedung Keris Field.



Gambar-29. Figure-29
Profil Produksi Kedung Keris. Kedung Keris Production Profile

VIII.7. PENGEMBANGAN PROYEK GAS TERPADU LAPANGAN UNITISASI JAMBARAN-TIUNG BIRU (JTB)

DEVELOPMENT FOR THE UNITIZATION OF JAMBARAN-TIUNG BIRU (JTB) INTEGRATED GAS PROJECT

Revisi POD Lapangan Unitisasi Jambaran – Tiung Biru telah mendapatkan persetujuan dari SKK Migas tanggal 17 Agustus 2015.

Dalam pengembangan Lapangan JTB awalnya menemui jalan buntu karena harga gas JTB yang disetujui sebesar POD USD 8/MMBTU (eskalasi 2% per tahun mulai tahun 2012). PT Pertamina EP Cepu (PEPC) sebagai operator telah berusaha untuk membuat perhitungan baru lagi.

Proyek Gas JTB terdiri dari beberapa lapangan, *full wellstream production flowline*, akan mengirimkan H₂S dari wellpad JTB ke Unitisasi JTB GPF. Dalam rangka untuk memenuhi spesifikasi gas jual, *full wellstream gas akan ditreatment* dengan H₂S dan CO₂ removal di GPF dan *sales gas spur pipeline* akan diminta untuk mensupply kualitas gas jual dari GPF ke pipa transmisi open access. Pipa transmisi *open access* akan mengirimkan *sales gas* ke dari Blok Cepu ke *market* di Jawa Timur dan Jawa Tengah. Design dan konstruksi pipe transmisi open access akan dilakukan oleh Pertagas dan tidak termasuk dalam ruang lingkup proyek.

Dua pipa berdiameter lebih kecil akan mengirimkan kondensat dan *sour water* dari GPF ke *Central Processing Facility Banyu Urip* untuk dicampur liquid dan tambahan diameter pipa yang lebih kecil akan mengalirkan air yang sudah di filter Fasilitas Banyu Urip untuk mendukung operasi GPF.

Dari hasil tender *Gas Processing Facility, Drilling dan Civil Work* bisa didapatkan harga yang lebih rendah dari harga *Owner Estimate* nya. Sehingga dengan harga tender ini, harga gas bisa diturunkan menjadi USD 7/MMBTU dengan eskalasi 2% per tahun dimulai pada saat onstream. PEPC masih mempercayai bahwa project ini bagus untuk dikembangkan (dalam perhitungan keekonomian dengan mengikuti PSC

POD Revision Jambaran – Tiung Biru Unitization Fields has received approval from SKK Migas on August 17, 2015.

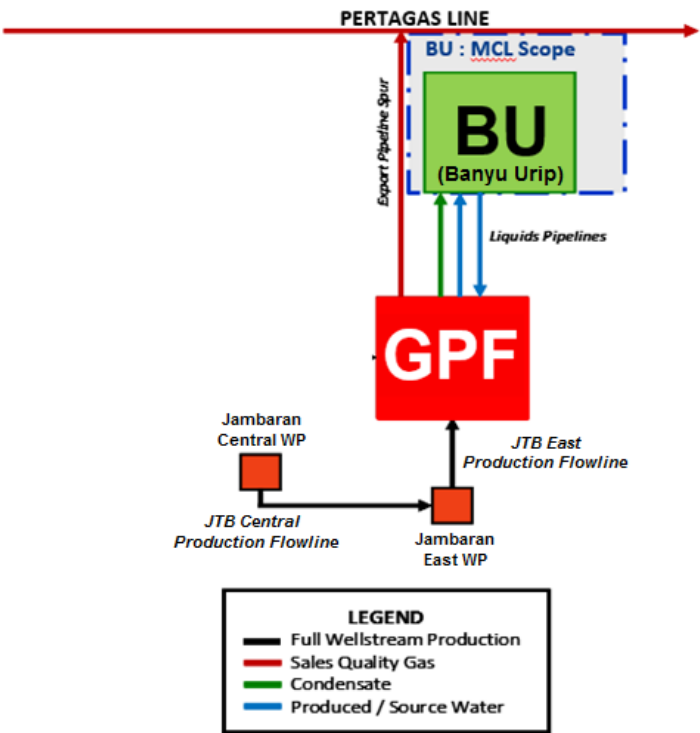
In the JTB Field Development initially deadlocked because JTB gas price of POD approved of 8 / MMBTU (escalation of 2% per year Start Year 2012). PT Pertamina EP Cepu (PEPC) as an operator who has been trying to make a new calculation again.

The JTB Gas Project will consist of multiple in-field, full wellstream production flowlines that will transport sour (H₂S) gas from the JTB wellpads to the Unitized JTB GPF. In order to meet pipeline sales gas specifications, full wellstream gas will be treated for H₂S and CO₂ removal at the GPF, and a sales gas spur pipeline will be required to supply sales quality gas from the GPF to a new build open access gas transmission pipeline. The open access gas transmission pipeline will then send pipeline sales gas from the Cepu block to the East and Central Java markets. Design and construction of the open access transmission pipeline will be performed by Pertagas and is not included in the project scope.

Two smaller diameter pipelines will transport produced condensate and produced sour water from the GPF to the Banyu Urip Central Processing Facility for liquids handling, and an additional smaller diameter pipeline will transport industrial source filtered water from the Banyu Urip facilities to the GPF to support operations.

From the results of the tender Gas Processing Facility, Drilling and Civil Work can be obtained a lower price than the price of its Estimate Owner. So with this tender price, gas prices could be lowered to USD 7 / MMBTU with the escalation of 2% per year starting at the time onstream. PEPC still believe that this great project to be developed (in the economic calculation by following the PSC's current term in get an IRR of

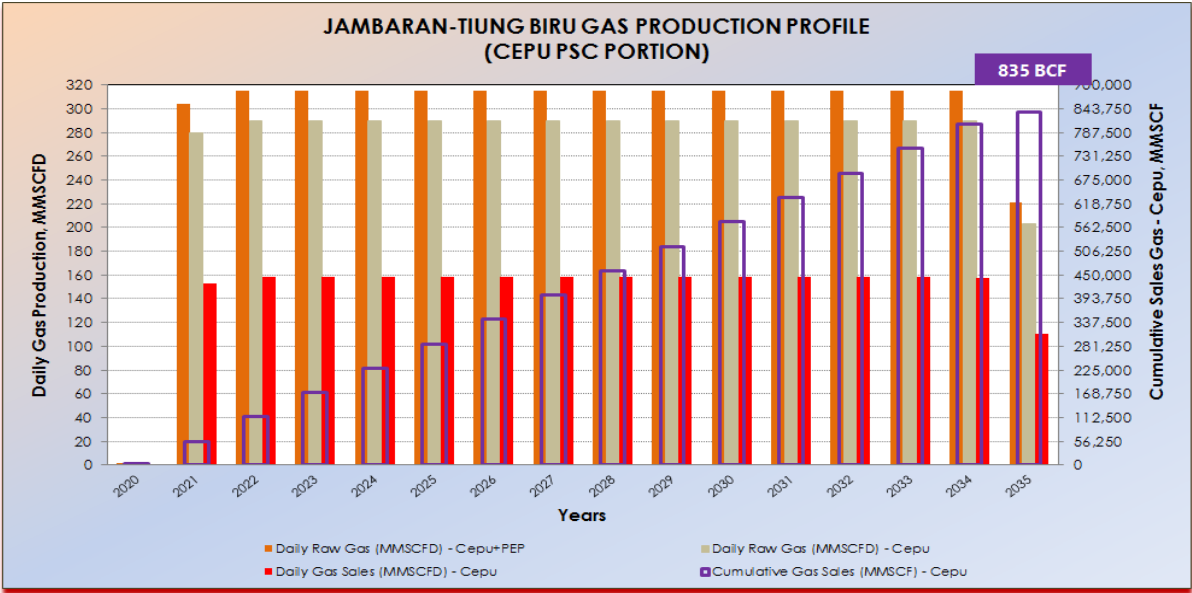
term yang ada saat ini di dapatkan IRR sebesar 12.3% (incremental basis)
12.3% (incremental basis).



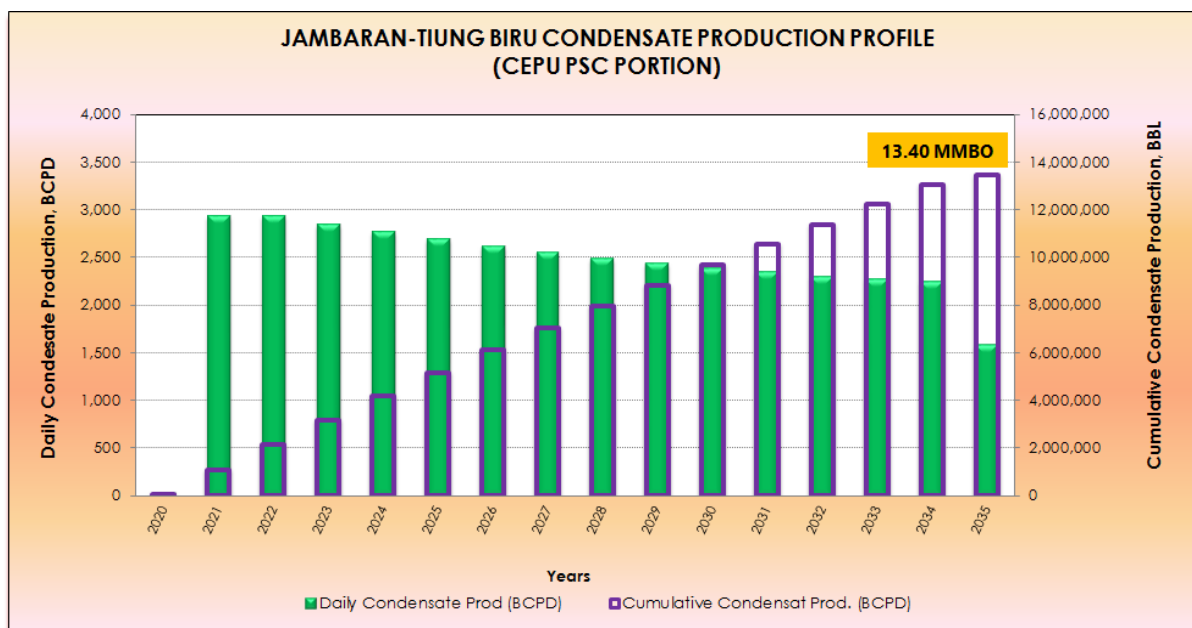
Gambar-30. Figure-30
Skematik Well Pad dan Pipa JTB
JTB Well Pads and Pipelines Schematic

Berikut ini profile produksi Lapangan Jambaran-
Tiang Biru (JTB)

This Following production profile of Lapangan
Jambaran-Tiang Biru (JTB)



Gambar-31. Figure-31
Profile Produksi Gas JTB. JTB Gas Production Profile



Gambar-32. Figure-32
Profile Produksi Kondesat JTB. JTB Condensate Production Profile

Pada tanggal 28 Desember 2016, PT PEPC telah mengirimkan surat kepada SKK Migas perihal "Perkembangan Terakhir Pembahasan Konsep PJBG dan Status Alokasi Seluruh Gas JTB Kepada Pertamina". Bahwa PT Pertamina EP Cepu (PEPC) dan Pertamina secara prinsip telah menyepakati konsep Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) dengan :

- Harga USD 7/MMBTU dimulai sejak tahun saat Tanggal Mulai Penyerahan dengan eskalasi 2% (dua persen) per tahun
- *Conditions Precedent (CP)*, EMCL tetap memerlukan CP PSC Fiscal Term sebagai transparansi diperlukannya insentif dari Pemerintah RI yang berhubungan dengan penurunan harga dari harga yang telah disetujui dalam revisi POD. Sedangkan PEPC dan Pertamina selalu Pembeli menganggap bahwa CP tidak diperlukan karena tidak relevan dalam pembahasan PJBG
- Volume 172 MMSCFD, termasuk realokasi gas bagian Pupuk

Selain itu guna mempercepat penyelesaian PJBG, mengharapkan adanya kepastian realokasi seluruh Gas JTB kepada Pertamina termasuk Gas yang semula dialokasikan kepada Pupuk.

Conditions Precedent (CP) PSC Fiscal Term yang diajukan oleh EMCL yaitu :

On December 28, 2016, PT PEPC has been sent letter to SKK Migas, subject "Latest Discussion of Sale and Purchase Agreement of Natural Gas Concept and JTB Full Allocation Status to Pertamina". That PT Pertamina EP Cepu (PEPC) and Pertamina in principle agreed of Sales and Purchase Agreement of Natural Gas concept with :

- Price USD 7/MMBTU started since years at the time date submission with escalation 2% (two percent) per year
- *Conditions Precedent (CP)*, EMCL still require CP PSC Fiscal Term as the need transparency from Indonesia Government related to the decrease in the price of the price agreed in the POD revision. While PEPC and Pertamina as buyer assume that CP is not relevant in the discussion of Sale and Purchase Agreement of Natural Gas
- Volume of 172 MMSCFD, including gas reallocation for Fertilizer

In addition to acceleration the Sale and Purchase Agreement of Natural Gas, expected the certainty reallocation all gas JTB to Pertamina including gas originally allocated to Fertilizer.

Conditions Precedent (CP) PSC Fiscal Term submitted by EMCL :

- Mendapatkan perpanjangan kontrak KKS untuk 5 – 10 tahun
- Split antara Kontraktor dan Pemerintah menjadi 55% porsi kontraktor
- Depresiasi yang dipercepat
- Mendapatkan tambahan nilai Investment Credit dari yang sudah disetujui

- Get KKS contract extension for 5-10 years
- Split between the Contractor and the Government into 55% the portion of the contractor
- Accelerated Depretiation
- Obtain additional Credit Investment value of approved

Kegiatan EPC Gas Processing Facility sampai 1 Januari 2017 yaitu pelaksanaan lelang :

- Proses lelang teknis dan komersial, selesai
- Pengumuman Calon Pemenang tanggal 22 September 2016
- Penyampaian hasil pelaksanaan lelang ke SKK Migas tanggal 12 Oktober 2016
- Proses persetujuan hasil pelaksanaan lelang dari SKK Migas
- Penyiapan dokumen kontrak EPC GPF

EPC Gas Processing Facility activities until 1 January 2017 namely the implementation of bidding :

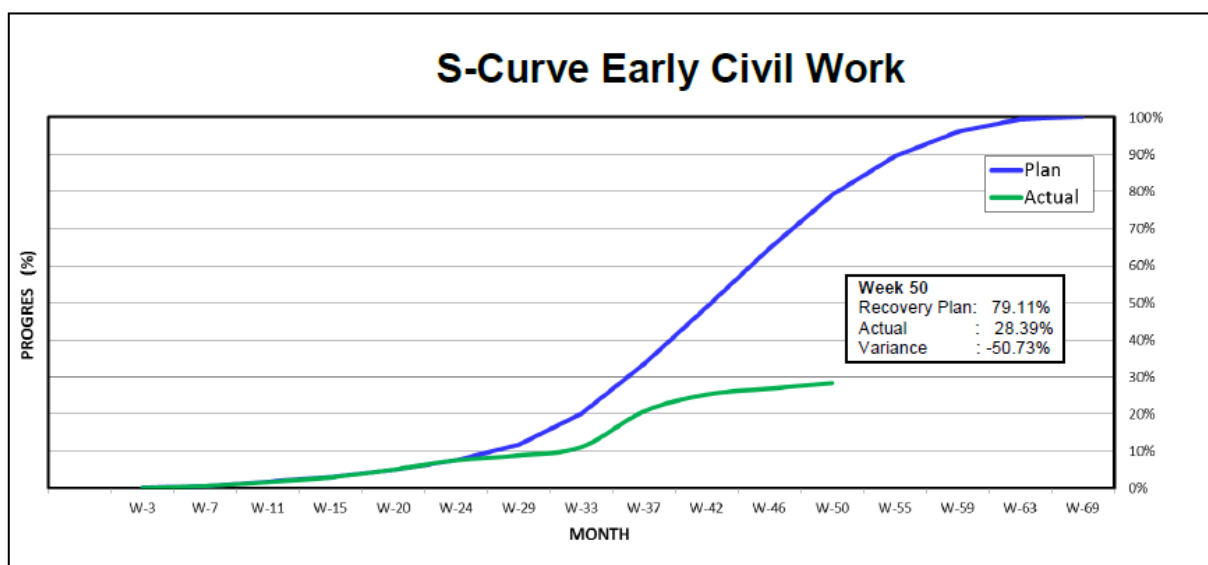
- Process of technical and commercial bidding, finished
- Winners of bidder potential announcement on 22 September 2016
- Submission of bidding result to SKK Migas on 12 October 2016
- Approval process of bidding result from SKK Migas
- Preparation of EPC GPF contract document

Sedangkan lingkup pekerjaan *Early Civil Works* meliputi : penyiapan wellpad dan jalan masuk untuk kegiatan pemboran dan ROW jalur pipa proyek pengembangan gas.

While the scope of work of Early Civil Works includes : preparation wellpad and ROW for drilling activities and ROW pipeline of gas development project .

Progres pekerjaan sampai 25 Desember 2016, kumulatif plan : 79,11% (Recovery Plan) sedangkan actual : 28,39%. Berikut ini *S-Curve Early Civil Work* dan satu salah contoh foto kegiatan.

Progress of works until 25 Desember 2016, cumulative plan : 79.11% (Recovery Plan), while actual : 28.39%. This following S-Curve Early Civil Work and an example of activity photo.



Gambar-33. Figure-33
Progres Civil Work JTB. JTB Civil Work Progress

Progress Pekerjaan Mud Pit Jambaran East



Progress Piling Well Head Area Jambaran East



Direksi Keet Besar Cubical Area



Progress Pekerjaan Box Culvert STA. 4+420



Progress Piling Jembatan Bailey Kali Gandong



Gambar-34. [Figure-34](#)
Foto Progres JTB. [JTB Photo Progress](#)

IX. LAPORAN KEUANGAN

FINANCIAL REPORT



IX.1 LAPORAN KEUANGAN POSISI KEUANGAN ATAS PSC BLOK CEPU

FINANCIAL STATUS REPORT FOR PSC CEPU BLOCK

Berdasarkan Financial Quarterly Report (FQR) Kwartal Keempat Blok Cepu (31 Desember 2016), Total Pendapatan Kotor Blok Cepu sejumlah **\$2.470.201.000** dengan total produksi minyak **62.387.000** barrels minyak dan harga rata-rata **\$39,59/BBL**.

Based on Financial Quarterly Report (FQR) Forth Quarter of Cepu Block (December 31, 2016), Total Gross Revenue for Cepu Block amounted to **\$2,470,201,000** with total oil production **62,387,000** barrels oil and average price **\$39.59/BBL**.

Rincian atas Laporan Posisi Keuangan Q4-2016 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Detail of Financial Status Report Q4-2016 can be seen in table below :

Tabel-6. Table-6
Laporan Posisi Keuangan Q4-2016. Financial Status Report Q4-2016

DESCRIPTION	Actual \$,000 Amount
LIFTINGS	
Oil/Condensate MBBLS	62,387 @price \$39.59/BBL
Gas MMBF	-
GROSS REVENUE	2,470,201
FIRST TRANCHE PETROLEUM	494,040
GROSS REVENUE AFTER FTP	1,976,161
INVESTMENT CREDIT	203,063
COST RECOVERY	913,813
EQUITY TO BE SPLIT	859,285

Bagian Pendapatan Kontraktor sebesar **\$1.345.422.000** atau 54% dari Total Pendapatan Kotor, dan Bagian Pendapatan Pemerintah sebesar **\$1.124.779.000** or 46% dari Total Pendapatan Kotor.

Contractor Revenue Share is **\$1,345,422,000** or 54% of Total Gross Revenue, and Government Revenue Share is **\$1,124,779,000** or 46% of Total Gross Revenue.

Rincian Pembagian Hak Blok Cepu sampai dengan Q4-2016 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Detail of Entitlement Cepu Block until Q4-2016 can be seen in table below :

Tabel-7. Table-7
Pembagian Hak Blok Cepu. Cepu Block Entitlement

Entitlement	Government Share \$,000 Amount	Contractor Share \$,000 Amount
FTP (55.3572%% vs 44.6428%)	273,487	220,553
ETS (55.3572%% vs 44.6428%)	475,676	383,609
Lifting Price Variance	36,494	(36,494)
DMO	275,692	(275,692)
DMO Fee	(275,692)	275,692
Tax	339,122	(339,122)
Investment Credit	-	203,063
Cost Recovery	-	913,813
TOTAL	1,124,779	1,345,422

Bagian Pendapatan Blok Cepu and Persentase Bagian Revenue dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Revenue Portion of Cepu Block and Percentage of Revenue Portion can be seen in table below :

Tabel-8A. Table-8A
Bagian Pendapatan Blok Cepu. Revenue Portion of Cepu Block

Entitlement by Revenue Type	\$,000 Amount							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
First Tranche Production	15,982 28%	98,324 28%	165,196 28%	171,638 28%	189,509 28%	197,855 28%	234,260 28%	494,040 28%
Investment Credit	-	-	-	-	-	-	226,262 8%	203,063 8%
Cost Recovery	63,929 88%	393,295 88%	635,688 77%	167,970 28%	244,998 26%	321,834 32%	710,779 68%	913,813 37%
Equity to be Split	- 0%	- 0%	25,097 3%	518,582 68%	513,037 54%	469,588 47%	- 0%	859,285 36%
TOTAL	79,911 100%	491,619 100%	825,981 100%	858,190 100%	947,544 100%	989,276 100%	1,171,302 100%	2,470,201 100%

Tabel-8B. Table-8B
Prosentase Bagian Revenue. Percentage of Revenue Portion

Entitlement by Parties	\$,000 Amount							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Government Share	11,701 8%	71,987 8%	182,998 22%	610,785 71%	622,512 66%	591,413 60%	316,900 27%	1,124,779 46%
Contractor Share	68,210 88%	419,632 88%	642,983 78%	247,405 29%	325,032 34%	397,863 40%	854,402 73%	1,345,422 54%
TOTAL	79,911 100%	491,619 100%	825,981 100%	858,190 100%	947,544 100%	989,276 100%	1,171,302 100%	2,470,201 100%

Tabel diatas menunjukkan bahwa pada 2016, produksi Lapangan Banyu Urip Blok Cepu masih berada pada Tahapan Produksi Puncak, selain itu Kontraktor berhak atas Investment Credit, dan alokasi pendapatan terbesar adalah untuk Cost Recovery dan Equity to be Split.

Table above indicated that in 2016, the production from Banyu Urip Field Cepu Block was still in the Full Field Production Stage, futhermore Contractors are entitled for Investment Credit, and biggest allocation of revenue are for Cost Recovery and Equity to be Split.

Tabel historis lifting dan harga minyak untuk Lapangan Banyu Urip, sebagai berikut :

The historical table of Banyu Urip Field's oil lifting & price, as follows :

Tabel-9. Table-9
Lifting dan Harqa Minyak Oil Lifting and Price

Year	Oil Lifting (MBBLS)	Oil Price (BU Average)	Gross Revenue (\$,000)
2009	1,199	\$66.62	\$79,911
2010	6,772	\$72.59	\$491,618
2011	7,807	\$105.80	\$825,982
2012	8,175	\$104.98	\$858,191
2013	9,584	\$98.87	\$947,544
2014	11,218	\$88.18	\$989,276
2015	25,509	\$45.92	\$1,171,302
2016	62,387	\$39.59	\$2,470,201

Sejak April 2013, Pengeluaran Blok Cepu juga termasuk pengeluaran untuk Pengembangan Lapangan Gas (Jambaran+Tiung Biru dan Cendana). Pertamina EP Cepu (PEPC) ditunjuk sebagai Sub(Operator) atas pengembangan gas. Status terkini sampai dengan Desember 2016, Perjanjian Penjualan Gas dengan Pertamina Gas masih dalam proses pembahasan.

Starting April 2013, Cepu Expenditure also consist of the expenditure for Gas Field Development (Jambaran+Tiung Biru and Cendana field). Pertamina EP Cepu (PEPC) was appointed as the Sub(Operator) for Gas Development. The current status until December 2016, the Gas Sales Agreement with Pertamina Gas is still in the process of discussion.

Financial Quarterly Report Q4-2016 menunjukkan bahwa, pengeluaran aktual untuk operasi minyak adalah sebesar **\$265.831.000**, dibandingkan dengan budget sebesar **\$357.581.000**, dan pengeluaran aktual untuk operasi gas adalah sebesar **\$53.562.000**, dibandingkan dengan budget sebesar **\$139.161.000**

Financial Quarterly Report Q4-2016 indicated that, The actual expenditure for oil operations was **\$265,831,000**, compare with the budget amounted to **\$357,581,000**, and actual expenditure for gas operations was **\$53,562,000**, compare with the budget amounted to **\$139,161,000**

Rincian terkait pengeluaran Blok Cepu dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

For detail of Cepu Block expenditure can be seen at table below :

Tabel-10. Table-10
Biaya Proyek Blok Cepu. Cepu Block Expenditure

CLASSIFICATION	YEAR TO DATE DECEMBER 31, 2016 (\$,000 Amount)						
	Non-Capital		Capital		Total		
	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	
OIL OPERATIONS							
Expenditures :							Budget Absorption
Exploration	(6,961)	7,936	10,823	6,434	3,862	14,370	27%
Production	173,685	196,860	55,231	87,361	228,916	284,222	81%
Administration	30,413	55,349	2,640	3,640	33,053	58,989	56%
Total Expenditures	197,137	260,145	68,694	97,435	265,831	357,581	

CLASSIFICATION	YEAR TO DATE DECEMBER 31, 2016 (\$,000 Amount)						
	Non-Capital		Capital		Total		
	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	
GAS OPERATIONS							
Expenditures :							Budget Absorption
Exploration	16,049	15,177	83	92	16,132	15,269	106%
Production	92	-	21,218	118,253	21,310	118,253	18%
Administration	16,093	5,639	28	-	16,120	5,639	286%
Total Expenditures	32,233	20,816	21,329	118,345	53,562	139,161	



IX.2. LAPORAN KEUANGAN PJUC (AUDITAN)

PJUC FINANCIAL STATEMENT (AUDITED)

Laporan Keuangan PJUC untuk tahun fiskal 2016 diaudit oleh Auditor Independen Junaedi, Chairul, dan Subyakto, dengan mendapatkan opini Wajar Tanpa Pengecualian.

Berikut adalah Laporan Auditor Independen, Laporan Posisi Keuangan per 31 Desember 2016 & Laporan Laba Komprehensif untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2016 :

The Financial Statement of PJUC for the Fiscal year 2016 was audited by Independent Auditor Junaedi, Chairul, dan Subyakto, which resulted Unqualified Opinion.

Followings are the Independent Auditor's Report, PJUC Statement of Financial Position as of 31 December 2016 & Statement of Comprehensive Income for the Year Ended 31 December :

Tabel-11. Table-11
Surat Opini Auditor. Auditor Opinions Letter

Junaedi, Chairul dan Subyakto Jala Tiala : Ekspresor Menteri Keuangan RI No. 197/2013/011		JCS Registered Public Accountants
Nomor : 02/JCS-LAJ/III/2017 Hal : Laporan Auditor Independen	Number : 02/JCS-LAJ/III/2017 Subject : Independent Auditor's Report	
Yang Terhormat, Pemegang Saham, Komisaris & Direksi PT Petrogas Jatim Utama Cendana	To, The Stock holders, Commissioners & Directors PT Petrogas Jatim Utama Cendana	
Kami telah mengaudit laporan keuangan PT Petrogas Jatim Utama Cendana terlampir, yang terdiri dari laporan posisi keuangan tanggal 31 Desember 2016, serta laporan laba rugi dan pendapatan komprehensif lain, laporan perubahan ekuitas, dan laporan arus kas untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut, serta ikhtisar kebijakan akuntansi signifikan dan informasi penjelasan lainnya.	We have audited the accompanying financial statement of PT Petrogas Jatim Utama Cendana, which comprise statement of financial position as of December 31, 2016, and statements of income and other comprehensive income, statement of changes in equity, and statements of cash flows for the year then ended, and a summary of significant accounting policies and other explanatory information.	An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of the accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statement.
Tanggung jawab manajemen atas laporan keuangan Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan ini sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, dan atas pengendalian internal yang dipandang perlu oleh manajemen untuk memungkinkan penyusunan laporan keuangan yang terbebas dari kesalahan penyajian material, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan.	Management's responsibility for the financial statements Management is responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.	We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a reasonable basis for our audit opinion.
Tanggung jawab auditor Tanggung jawab kami adalah untuk menyatakan suatu opini atas laporan keuangan ini berdasarkan audit kami. Kami melaksanakan audit berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia. Standar tersebut mengharuskan kami untuk mematuhi ketentuan etika serta merencanakan dan melaksanakan audit untuk memperoleh keyakinan memadai tentang apakah laporan keuangan bebas dari kesalahan penyajian material.	The auditor's responsibility Our responsibility is to express an opinion on such financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Standards on Auditing established by the Indonesian Institute of Certified Public Accountants. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.	Opini Menurut opini kami, laporan keuangan terlampir menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan PT Petrogas Jatim Utama Cendana tanggal 31 Desember 2016, serta kinerja keuangan dan arus kasnya untuk tahun yang berakhir pada tanggal tersebut sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia.
	Hal lain Laporan keuangan untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2015 telah diaudit oleh auditor independen lain.	Others Financial statement for the year ended December 31, 2015 audited by other independent auditor.
Junaedi, Chairul dan Subyakto Registered Public Accountants Edi Subyakto, AK, CPA AP. 0343 Surabaya, 10 Maret 2017		

Tabel-12. Table-12
Laporan Posisi Keuangan. Statement of Financial Positions

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA LAPORAN POSISI KEUANGAN 31 DESEMBER 2016 dan 2015 (Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)			PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION DECEMBER 31, 2016 and 2015 (Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)		
	31 Des 2016/ 31 Dec 2016/	Catatan/ Notes	31 Des 2015/ 31 Dec 2015/		
Aset lancar				Current assets	
Kas dan setara kas	5,176,338	03.e, 05	2,334,439	Cash and cash equivalents	
Piutang	5,984,121	03.h, 06	2,086,279	Accounts receivable	
Persediaan	947,176	03.g, 07	778,458	Inventories	
Uang muka & biaya dibayar dimuka	21,669		124,953	Advances and prepayments	
Jumlah aset lancar	12,129,304		5,324,129	Total current assets	
Aset tidak lancar				Non current assets	
Aset tetap (bersih)	8,935	03.i	12,931	Fixed assets, net	
Aset minyak dan gas bumi (bersih)	86,622,750	03.j, 08	88,771,365	Oil and gas properties, net	
Aset tidak berwujud	-		-	Intangible Assets	
Aset lain-lain	1,825,063	09	3,808,957	Other assets	
Jumlah aset tidak lancar	88,456,748		92,593,253	Total non current assets	
Jumlah aset	100,586,052		97,917,382	Total assets	
Liabilitas dan ekuitas (Defiensi modal)				Liabilities and equity (Capital deficiency)	
Liabilitas jangka pendek				Current liabilities	
Utang	5,358,808	03.l, 10	4,747,959	Accounts payable	
Utang pajak	2,345,943	03.q, 11	659,591	Taxes payable	
Biaya yang masih harus dibayar	133,488		37,011	Accrued expenses	
Bagian lancar utang pemegang saham	24,265,133	03.l, 12	27,492,515	Current portion of due to shareholder	
Jumlah liabilitas jangka pendek	32,103,372		32,937,076	Total current liabilities	
Liabilitas jangka panjang				Non current liabilities	
Liabilitas pajak tangguhan	3,875,580	03.q, 11	1,343,986	Deferred tax liability, net	
Utang pada pemegang saham setelah dikurangi bagian jangka pendek	50,984,045	03.l, 12	51,067,759	Due to a shareholder, net of current portion	
Imbalan kerja karyawan	102,218	03.r, 13	81,206	Employee benefits	
Jumlah liabilitas jangka panjang	54,961,843		52,492,951	Total non current liabilities	
Jumlah liabilitas	87,065,215		85,430,027	Total liabilities	
Ekuitas (Defiensi modal)				Equity (Capital deficiency)	
Modal saham				Share capital	
Modal dasar - 2.000 saham Rp1.000.000 per saham (Dalam Rupiah penuh)				Authorized - 2,000 shares at par value of	
Modal yang ditempatkan dan disetor penuh - 500 saham	53,905	14	53,905	Rp1,000,000 each (full amount) Issued and fully paid - 500 shares	
Tambahan modal disetor	1,420		-	Additional paid-in capital	
Saldo laba	13,465,512		12,433,450	Retained earnings	
Jumlah ekuitas	13,520,837		12,487,355	Total equity	
Jumlah liabilitas dan ekuitas	100,586,052		97,917,382	Total liabilities and equity	

Tabel-13. Table-13
Laporan Laba Rugi & Pendapatan Komprehensif. [Statement of income and Other Comprehensive](#)

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA		PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA		
LAPORAN LABA RUGI DAN PENDAPATAN KOMPREHENSIF		STATEMENTS OF INCOME AND OTHER COMPREHENSIVE INCOME		
UNTUK TAHUN-TAHUN YANG BERAKHIR PADA		FOR THE YEAR ENDED		
31 DESEMBER 2016 dan 2015		DECEMBER 31, 2016 and 2015		
(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)		(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)		
	2016	Catatan/ Notes	2015	
Pendapatan	37,436,061	03.u, 15	21,577,738	Revenue
Beban langsung				Direct cost
Beban eksplorasi	(47,387)	03.u, 16.a	3,408,008	Exploration expenses
Beban produksi	3,970,526	03.u, 16.b	3,368,087	Production expenses
Beban umum dan administrasi	1,106,177	03.u, 16.c	1,425,012	General and administration expenses
Beban penyusutan, deplesi, dan amortisasi	14,045,828	03.u	4,779,227	Depreciation, depletion and amortization expenses
Total beban langsung	19,075,144		12,980,334	Total direct cost
Laba bruto	18,360,917		8,597,404	Gross profit
Pendapatan keuangan	203	03.u	235	Finance income
Beban keuangan	97,654	03.u	97,399	Finance costs
Beban operasi lainnya	2,245,965	03.u, 17	1,145,502	Other operating expenses
Laba sebelum beban pajak	16,017,501		7,354,738	Income before expense tax
Pajak penghasilan	11,258,593	03.q, 11	3,898,095	Tax benefit
Laba (rugi) tahun berjalan	4,758,908		3,456,643	Profit for the year
Pendapatan komprehensif lain				Other comprehensive income
Pos-pos yang tidak akan direklasifik ke laba rugi	(524)		(2,872)	Posts will not be reclassified to profit or loss
Pos-pos yang akan direklasifikasi ke laba rugi	-		-	Posts will be reclassified to profit or loss
Jumlah penghasilan komprehensif lain tahun berjalan	(524)		(2,872)	Total other comprehensive income for the year

Aset PJUC pada akhir 2016 mengalami peningkatan 2.7% dibandingkan tahun sebelumnya. Peningkatan tersebut tidak sebesar tahun sebelumnya, karena dalam tahapan produksi puncak 2016 investasi untuk Capital Expenditures sudah jauh berkurang

PJUC's Assets at the end of 2016 was increased 2.7% from the previous year. This increment was not as significant as previous year, since in the full field production stage 2016 the investment for Capital Expenditures has been much reduced.

Aset PJUC ditunjukkan sebagai berikut :

PJUC's Assets showing as bellow :



Gambar-35. Figure-35
Aset PJUC. PJUC Assets

Total Pendapatan PJUC untuk tahun yang berakhir 31 Desember 2016 sebesar **\$37.436.061**, dengan Penghasilan Sebelum Pajak sebesar **\$16.017.501** & Pajak Penghasilan sebesar **\$11.258.593**.

Total PJUC's Revenue for the Year ended 31 December 2016 amounted to **\$37,436,061**, with Income Before Tax Expenses amounted to **\$16,017,501** & Income Tax amounted to **\$11,258,593**.

Untuk tahun yang berakhir pada 31 Desember 2016, Laba PJUC adalah sebesar **\$4.758.908**.

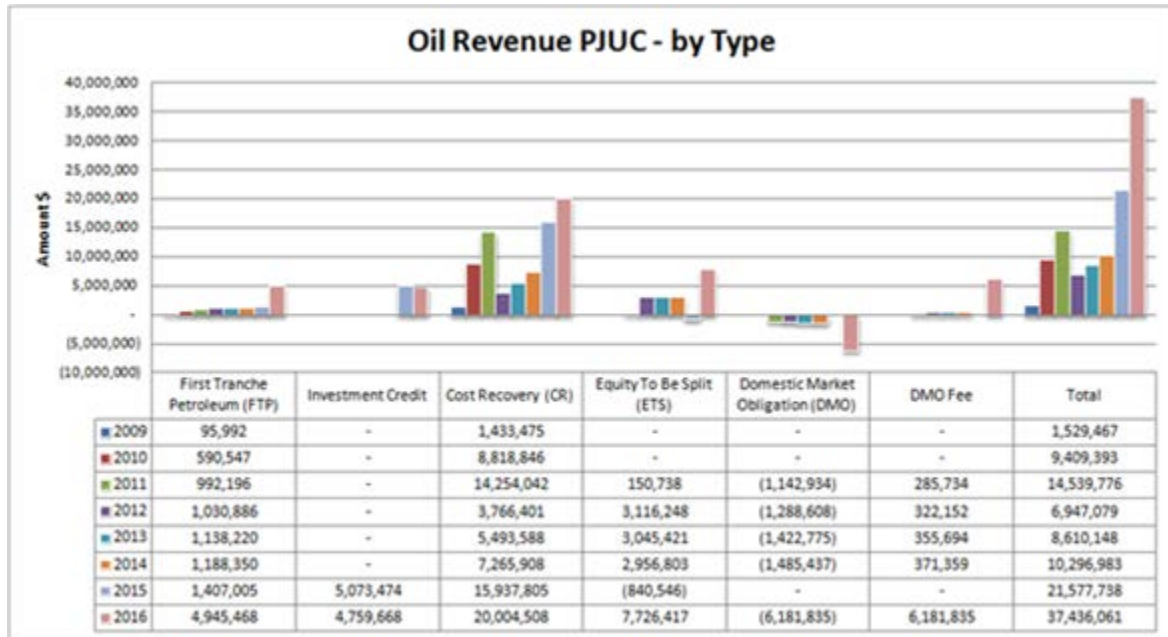
For the Year ended 31 December 2015, PJUC's Profit for The Year is amounted to **\$4,758,908**.

Pendapatan PJUC per tahun dan per jenis dapat dilihat pada tabel dibawah :

PJUC's Revenue paer year and by type can be shown in table below :



Gambar-36. Figure-36
Pendapatan PJUC. PJUC Revenue



Gambar-37. [Figure-37](#)
Pendapatan PJUC per Jenis [Oil Revenue PJUC by Type](#)

IX.3. CASH CALL EMCL DAN PEMBAYARAN KEMBALI MODAL ACTUAL CASH CALL EMCL AND ACTUAL CAPITAL REPAYMENT

Total Cash Call dari EMCL dari 1 Januari – 31 Desember 2016 adalah sebesar **\$10,628,588**. Dan total cash call sejak 2009 sampai dengan 31 Desember 2016 adalah sebesar **\$120,590,737**. Sisa fasilitas pinjaman Cash Call adalah sebesar **\$16,409,263**.

Total Cash Call from EMCL from January 1 – December 31, 2016 are amounted to **\$10,628,588**. And total cash call starting 2009 until December 31, 2015 are amounted to **\$120,590,737**. The remaining Cash Call loan facility are **\$16,409,263**.

Selama 2016, PJUC telah melakukan Pembayaran Kembali Modal atas Penjanjian Fasilitas Kredit PJUC, sebesar **\$18,107,847**

During 2016, PJUC has performed Capital Repayment of Credit Facility Agreement of PJUC, amounted to **\$18,107,847**

Historis atas Cash Call & Pembayaran Kembali Modal sejak 2009 sampai dengan 31 Desember 2016 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Historical of Cash Call & Capital Repayment starting in 2009 until December 31, 2016 can be seen in table below :

Tabel-14 Table-14
Cash Call & Pembayaran Kembali Cash Call and Capital Repayment

Year	Cash Call (Investment)	Capital Repayment Principal	Interest
2009 (past Cost & past cost interest)	\$10,811,027	\$0	\$0
2009	\$4,508,562	\$0	\$0
2010	\$6,256,409	\$3,892,098	\$608,358
2011	\$8,309,143	\$8,753,587	\$1,302,049
2012	\$13,638,458	\$2,922,793	\$511,579
2013	\$20,380,055	\$5,159,105	\$948,610
2014	\$25,005,699	\$6,006,825	\$1,158,912
2015	\$21,052,795	\$13,060,896	\$2,819,697
2016	\$10,628,588	\$15,224,286	\$2,883,561
Total	\$120,590,737	\$55,019,591	\$10,232,766

Capital Repayment (Principal) to Investment = 46%



Gambar-38. Figure-38
Pembayaran Kembali Capital Repayment

IX.4. PEMBAGIAN PENDAPATAN, PEMBAYARAN KEMBALI MODAL DAN DIVIDEN REVENUE SHARING, CAPITAL REPAYMENT AND DIVIDEND

Berdasarkan Perjanjian Fasilitas Kredit PJUC, selama periode Pengembalian Modal, PJUC akan mengalokasikan 90% atas Pendapatan Kotor (setelah dikurangi perkiraan biaya operasional PJUC) untuk pembayaran kembali modal dan sisa 10% atas Pendapatan Kotor akan didistribusikan kepada Pemegang Saham berdasarkan proporsi kepemilikan saham.

Based on Credit Facility Agreement of PJUC, during the Capital Return period, PJUC will allocate 90% of its Gross Revenue (after deducting PJUC's estimated operation cost) for capital repayment and the remaining 10% of Gross Revenue will be distributed to the shareholders of PJUC in proportion to the shareholding composition.

Rincian atas Pembagian Pendapatan dapat dilihat dibawah :

Detail of Revenue Sharing can be seen below :

Tabel-15. Table-15
Pembagian Pendapatan Revenue Sharing

Year	Cash Revenue	Deductions*)	Revenue After Deduction	Capital Repayment (90%)	Dividend (10%)
2009	\$ 573,607	\$ -	\$ 573,607	\$ 516,246	\$ 57,361
2010	\$ 4,683,607	\$ 256,707	\$ 4,426,900	\$ 3,984,210	\$ 442,690
2011	\$ 11,915,358	\$ 742,431	\$ 11,172,927	\$ 10,055,634	\$ 1,117,293
2012	\$ 6,206,767	\$ 2,390,798	\$ 3,815,969	\$ 3,434,372	\$ 381,597
2013	\$ 9,526,799	\$ 1,736,154	\$ 7,790,645	\$ 7,011,580	\$ 779,065
2014	\$ 9,926,544	\$ 2,330,539	\$ 7,596,005	\$ 6,836,404	\$ 759,600
2015	\$ 20,189,268	\$ 3,182,534	\$ 17,006,734	\$ 15,306,061	\$ 1,700,673
2016	\$ 33,542,463	\$ 9,280,444	\$ 24,262,019	\$ 21,835,817	\$ 2,426,202
TOTAL	\$ 96,564,413	\$ 19,919,607	\$ 76,644,806	\$ 68,980,325	\$ 7,664,481

* Deductions = Operating Expenses PJUC, Management Fee, C&D Tax, Tax of Interest, Special Cash Call DMO (in 2012)

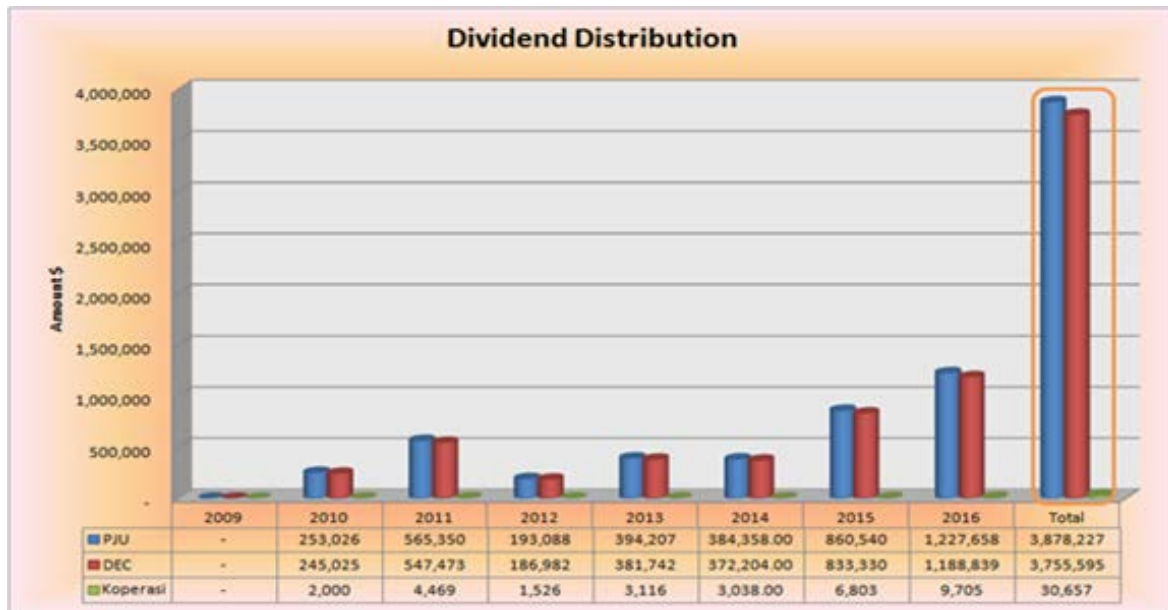
Dividen 2016 untuk Pemegang Saham dan Historis Pembagian Dividen dapat dilihat dibawah ini :

Dividend 2016 for Shareholders and Historical of Dividend Distribution as showing below :

Tabel-16. Table-16
Dividen tahun buku 2016. Divident Fiscal Year 2016

Distribution of Dividend 2016

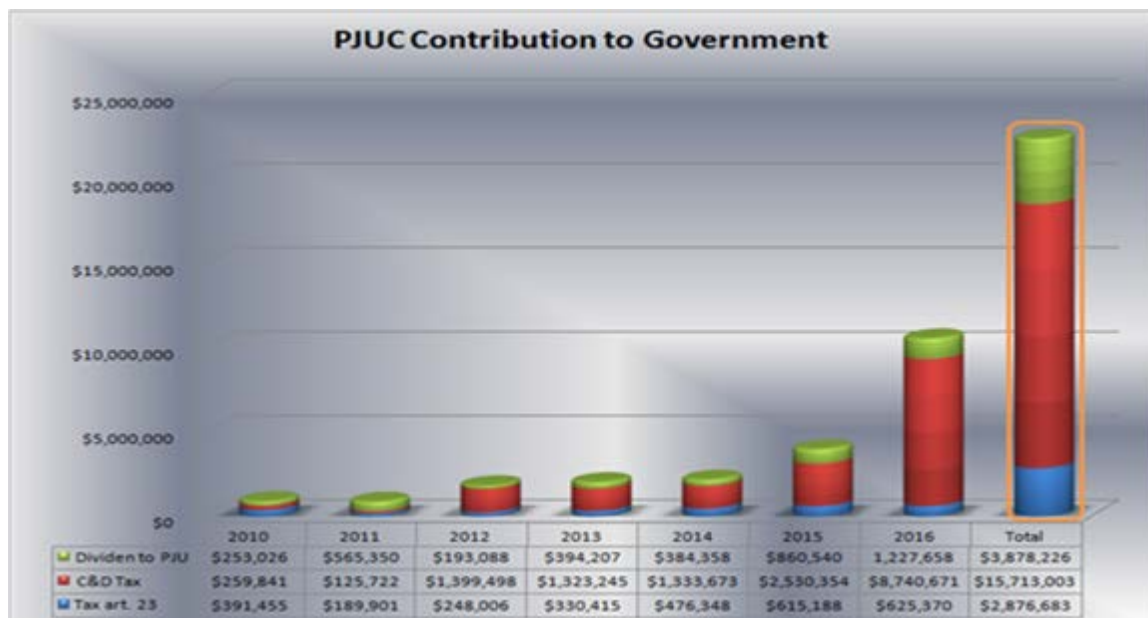
Shareholders	Shares	Total Dividend 2016	Interim Dividend (distributed in Dec'16)	Remaining Dividend 2016 (to be distributed in 2017)
PT Petrogas Jatim Utama	50.6%	\$1,227,658	\$1,018,063	\$209,595
PT DSME ENR Cepu	49.0%	\$1,188,839	\$985,872	\$202,967
Koperasi DIPERTAM	0.4%	\$9,705	\$8,048	\$1,657
Total	100.0%	\$2,426,202	\$2,011,983	\$414,219



Gambar-39. Figure-39
Pembagian Dividen. Divident Distribution

PJUC sebagai salah satu anak perusahaan Badan Usaha Milik Daerah Provinsi Jawa Timur, telah memberikan kontribusi kepada Pemerintah Republik Indonesia, sebagaimana ditunjukkan di bawah ini :

PJUC as a subsidiary of Local Government Owned Company of East Java Province, has contributed to the Government of Republic of Indonesia, as showing below :



Gambar-40. Figure-40
Kontribusi pada Negara. Contribution to GOI



IX.5 PEMERIKSAAN PAJAK & PENGAMPUNAN PAJAK

TAX AUDIT & TAX AMNESTY

Selama tahun 2016, PJUC menghadapi Pemeriksaan Pajak untuk tahun pajak 2011, 2012, dan 2014. Temuan Pemeriksaan Pajak dan tindak lanjut oleh PJUC adalah sebagai berikut :

1) Pemeriksaan Pajak Tahun 2011

- Pemeriksa Pajak melakukan koreksi fiskal positif terutama pada Biaya Usaha Lainnya
- PJUC telah menerima Surat Pemberitahuan Hasil Pemeriksaan (SPHP) dan Surat Ketetapan Pajak Kurang Bayar (SKPKB) dimana berdasarkan perhitungan Pemeriksa Pajak terdapat Pajak Penghasilan yang masih harus dibayar sebesar USD 760.262 (Corporate Tax) dan USD 354.789 (Branch Profit Tax)
- PJUC telah melakukan pembayaran dan mengajukan Keberatan Pajak atas SKPKB tersebut

2) Pemeriksaan Pajak Tahun 2012

- PJUC belum menerima SPHP

3) Pemeriksaan Pajak Tahun 2014

- Pemeriksa Pajak melakukan koreksi fiskal positif terutama pada Biaya Usaha dan Biaya Terkait Lapangan Gas
- PJUC telah menerima SPHP dimana berdasarkan perhitungan Pemeriksa Pajak terdapat Pajak Penghasilan yang masih harus dibayar sebesar USD 115.672 (Corporate Tax) dan IDR 887.906.934 (Branch Profit Tax)

Tahun 2016 adalah tahun pelaksanaan Undang-Undang Nomor 11 Tahun 2016 tentang Pengampunan Pajak. PJUC berpartisipasi dalam program Pengampunan Pajak pada 16 September 2016 dengan membayar Uang Tebusan sebesar IDR 370.000.

Sebagai konsekuensi keikutsertaan dalam program Pengampunan Pajak, PJUC harus mencabut Keberatan Pajak atas SKPKB hasil pemeriksaan pajak tahun 2011.

PJUC telah mendapatkan Surat Keterangan

During 2016, PJUC faced Tax Audit for fiscal years 2011, 2012 and 2014. The Tax Audit findings and follow-up by PJUC are as follows :

1) Tax Audit Year 2011

- Tax Auditor perform positive fiscal correction mainly on Other Business Expense
- PJUC has received a Notice of Audit Results (SPHP) and Tax Assessment Letters (SKPKB) which is based on the calculation of Tax Auditor Income Taxes are under payment amounting to USD 760,262 (Corporate Tax) and USD 354,789 (Branch Profit Tax)
- PJUC been making payments and filed Tax Objection for the SKPKB

2) Tax Audit Year 2012

- PJUC have not received SPHP

3) Tax Audit Year 2014

- Tax Auditor perform positive fiscal correction mainly on Business Expense and Expense Related to Gas Field
- PJUC has received SPHP which is based on the calculation of Tax Auditor Income Taxes are under payment amounting to USD 115,72 (Corporate Tax) and IDR 887,906,934 (Branch Profit Tax)

Year 2016 is the year of the implementation of Law No. 11 Year 2016 on Tax Amnesty. PJUC participate d in the Tax Amnesty program on 16 September 2016 and a pay redemption money amounting to IDR 370,000. As a consequence of participation in the Tax Amnesty program, PJUC should revoke Tax Objection on SKPKB year 2011.

PJUC has obtained a Certificate of Tax Amnesty

Pengampunan Pajak Nomor KET-312/PP/WPJ.07/2016 tertanggal 27 September 2016. Dengan demikian, maka PJUC berhak atas berbagai insentif perpajakan, salah satunya adalah penghentian proses pemeriksaan pajak tahun 2012 dan 2014, serta tidak akan dilakukan pemeriksaan, pemeriksaan bukti permulaan dan penyidikan untuk tahun 2013 dan 2015.

Number KET-312/PP/WPJ.07/2016 dated 27 September 2016. Therefore, PJUC entitled to various tax incentives, one of which is, the suspension of tax audits year 2012 and 2014, and Free from Examination, Examination of Preliminary Evidence , and investigation for tax year 2013 to 2015.

TERLAMPIR – LAPORAN AUDIT 2016

ATTACHMENT – 2016 FINANCIAL REPORT (AUDITED)

