



ANNUAL REPORT

2025





Petrogas
Jatim Utama Cendana

TENTANG LAPORAN TAHUNAN 2025

Pada tahun 2025, ekonomi global menghadapi perlambatan dan ketidakpastian akibat ketegangan perdagangan, sementara **ekonomi Indonesia menunjukkan ketahanan dengan pertumbuhan stabil sekitar 5% (yoy)**, didukung konsumsi domestik kuat, investasi membaik, surplus neraca perdagangan, serta inflasi terkendali, meski ada tantangan dari fluktuasi harga komoditas dan pelemahan ekspor akibat faktor eksternal. Stabilitas makroekonomi terjaga dengan cadangan devisa tinggi dan kebijakan fiskal-moneter yang adaptif, namun ketimpangan ekonomi dan tekanan pada kelas menengah tetap menjadi isu.

Indonesia menunjukkan ketahanan ekonomi yang baik di tengah gejolak global tahun 2025, mengandalkan kekuatan domestik dan kebijakan antisipatif untuk menjaga stabilitas dan mendorong pertumbuhan yang inklusif, meskipun isu ketimpangan dan tekanan eksternal masih menjadi perhatian. Oleh karena itu, Laporan Tahunan 2025 PJUC mengusung tema **"Tangguh dan Mandiri"**. Tema ini dipilih karena PJUC bersama-sama dengan BKS membangun ketangguhan dan kemandirian demi mencapai tujuan. Melalui laporan ini, kami berusaha memberikan gambaran menyeluruh tentang pencapaian, inovasi, upaya berkelanjutan, ketangguhan dan kemandirian yang telah dilakukan oleh PJUC sepanjang tahun 2025.

Pada sektor industri minyak dan gas bumi Indonesia tahun 2025 menunjukkan kinerja positif dengan berhasil **mencapai atau bahkan melampaui target lifting minyak bumi (sekitar 605 ribu barel per hari) untuk pertama kalinya dalam delapan tahun**, didukung investasi besar, meski targetnya lebih rendah dari tahun-tahun sebelumnya. Dengan tantangan utama diatasi melalui teknologi baru dan kolaborasi industri, sambil tetap ada fluktuasi harga minyak global yang memengaruhi investasi jangka panjang. Tahun 2025 adalah tahun pencapaian target lifting migas yang historis bagi Indonesia, menunjukkan optimisme di sektor hulu, namun tantangan jangka panjang seperti penurunan cadangan dan kebutuhan investasi tinggi masih menjadi fokus utama, di tengah dinamika harga energi global. Industri migas dunia tahun 2025 ditandai dengan **harga yang cenderung turun akibat oversupply**, tekanan transisi energi, dan perlambatan permintaan; sementara Indonesia berupaya keras menjaga produksi dan memanfaatkan peluang melalui investasi domestik di tengah tantangan global yang signifikan.

Selama tahun 2025, PJUC terus berkomitmen untuk beradaptasi dengan dinamika industri migas yang berkembang pesat. Melalui strategi yang berfokus pada inovasi, efisiensi, kemandirian dan keberlanjutan, kami berhasil memanfaatkan peluang yang muncul di tengah tantangan global. Peningkatan efisiensi operasional, investasi dalam teknologi hijau, dan kolaborasi dengan berbagai pihak merupakan langkah yang kami ambil untuk mengoptimalkan kinerja dan memberikan kontribusi positif bagi pemulihan ekonomi serta transisi energi. Dengan izin Allah SWT, PJUC berhasil melewati tantangan di tahun-tahun sebelumnya dengan baik. Semua ini tak lepas dari kerja sama, koordinasi, dan harmoni dengan EMCL, PEPC, serta 4 BUMD anggota BKS PI Blok Cepu.

Disclaimer:

Semua informasi keuangan disajikan dalam mata uang "Dolar AS" atau USD karena perusahaan menggunakan mata uang ini dalam transaksinya dan apabila transaksi menggunakan mata uang Rupiah akan ditranslasikan menjadi USD dengan menggunakan kurs yang tersedia atau menggunakan JISDOR Bank Indonesia.

SANGKALAN & BATASAN TANGGUNG JAWAB

Laporan Tahunan ini berisi pernyataan yang dianggap sebagai pandangan masa depan atau pernyataan prospektif (forwardlooking statements), berupa target, pencapaian, strategi, konsekuensi, serta semua pernyataan lain yang hasilnya dapat berbeda dari hasil yang diperoleh di masa depan; yang merupakan hasil dari perubahan-perubahan ekonomi dan politik, baik nasional maupun regional, perubahan nilai tukar valuta asing, perubahan harga, perubahan undang-undang atau peraturan dan prinsip-prinsip akuntansi, kebijakan-kebijakan dan pedoman-pedoman, serta perubahan asumsi-asumsi yang digunakan dalam membuat pandangan masa depan (forwardlooking statements).

STATISTIK PERUSAHAAN

Pada tahun 2025, Alhamdulillah PJUC masih memberikan laba bersih melebihi budget 2025. Volume produksi sudah mulai menurun karena sudah masuk fase 'decline', namun masih di atas budget 2025. Sedangkan operasional yang lain tetap berjalan sebagaimana mestinya.

Financial Position	2021 \$	2022 \$	2023 \$	2024 \$	2025 \$
Total Assets	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	20.203.488
Current Assets	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774	14.987.191
Non-Current Assets	7.510.638	3.530.896	4.392.952	4.852.390	5.216.297
Total Liabilities	4.158.580	4.134.741	4.491.665	4.756.120	4.281.549
Current Liabilities	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351	1.245.600
Non-Current Liabilities	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769	3.575.949
Equity	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044	15.381.939
Net Working Capital	19.854.002	23.360.652	18.576.994	15.823.423	13.741.591

Comprehensive Income	2021	2022	2023	2024	2025
	\$	\$	\$	\$	\$
Revenue	28.195.213	34.596.969	28.927.075	26.710.258	23.245.795
Direct Cost	10.339.013	8.431.448	4.280.764	6.015.368	5.382.095
Gain (Loss) From Operation	17.856.200	26.165.520	24.646.312	20.694.890	17.863.700
Operational Expenses	454.913	796.997	637.354	543.046	586.000
Other Income (Expenses)	(31.863)	(77.554)	(52.631)	50.807	59.543
Income Before Tax	17.369.424	25.290.969	23.956.327	20.202.651	17.337.243
Tax Income (Expenses)	11.126.572	11.086.584	8.692.916	7.642.067	6.444.323
Income For The Year	6.242.852	14.204.385	15.263.411	12.560.585	10.892.920
Other Comprehensive Income (Expenses)	(40.454)	108.308	(4.559)	(4.084)	4.799
Total Comprehensive Income For The Year	6.202.398	14.312.693	15.258.852	12.556.501	10.897.719
Profit per Share	12.405	28.625	30.518	25.113	21.795

Operational Highlights	2021	2022	2023	2024	2025
Produksi (Barrels)	74.056.266	60.550.219	56.737.201	53.719.240	55.175.690
Produksi (BOPD)	202.894	165.891	155.444	146.774	151.166
Lifting (Barrels)	74.299.018	59.811.112	57.398.584	53.713.784	55.148.727
Lifting (BOPD)	203.559	163.866	157.256	146.759	151.092
Harga Minyak Rata2 (\$/Barrels)	71,81	107,70	88,64	84,36	71,68
Laporan Keuangan Bulanan (Hari)	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari
Laporan Keuangan Audited (Bulan)	≤April	≤April	≤April	≤Maret	≤Maret
Rancangan RKAP(Bulan)	≤September	≤September	≤September	≤September	≤September

Financial Ratio	2021	2022	2023	2024	2025
	\$	\$	\$	\$	\$
Cash Ratio	1431,02%	1058,34%	1127,57%	1053,18%	1169,66%
Quick Ratio	1602,94%	1194,53%	1271,16%	1180,99%	1328,33%
Current Ratio	1607,66%	1213,28%	1251,39%	1121,29%	1203,21%
Debt to Equity Ratio	16,99%	23,34%	22,36%	27,23%	31,35%
Debt to Asset Ratio	14,52%	18,93%	18,27%	21,40%	23,86%
Equity to Asset Ratio	85,48%	81,07%	81,73%	78,60%	76,14%
Return On Equity (ROE)	59,24%	75,77%	75,95%	71,88%	70,85%
Return On Assets (ROA)	50,64%	61,43%	62,07%	56,50%	53,94%
Gros Profit Margin	75,63%	85,10%	85,20%	77,48%	76,85%
Operating Income Ratio	73,38%	82,68%	82,82%	75,64%	74,58%
Net Profit Margin Ratio	41,65%	52,25%	57,75%	47,01%	46,88%
Total Assets Turn Over (TATO)	121,58%	117,58%	117,67%	120,18%	115,06%

LEMBAR PERSETUJUAN

Dengan ini, Direksi dan Dewan Komisaris PT. Petrogas Jatim Utama Cendana menyetujui Laporan Tahunan 2025 Audited untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2025 sebagai cerminan kinerja dan keuangan perseroan Tahun Buku 2025.

DEWAN DIREKSI :

Hadi Ismoyo

.....

Alexandra Sinta Wahjudewanti

.....

Adrian Hartadi

.....

DEWAN KOMISARIS :

Abdul Halim Soebahar

.....

Sumantri

.....

Fathur Rozi Zubair

.....



DAFTAR ISI

TENTANG LAPORAN TAHUNAN 2025	i
SANGKALAN DAN BATASAN TANGGUNG JAWAB	ii
STATISTIK PERUSAHAAN	ii
LEMBAR PERSETUJUAN	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xv
LAPORAN MANAJEMEN	xvii
EXECUTIVE SUMMARY	2
PROFIL PERUSAHAAN	12
LEGALITAS PERUSAHAAN	13
VISI DAN MISI PERUSAHAAN	15
SASARAN PERUSAHAAN	15
KEBIJAKAN MANAJEMEN	16
BIDANG KEUANGAN	16
BIDANG ORGANISASI DAN MANAJEMEN	16
BIDANG PENGEMBANGAN	16

PEMEGANG SAHAM	16
LAPORAN TEKNIKAL	24
BLOK CEPU	25
LAPANGAN BANYU URIP	27
CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR	27
PRODUKSI	34
UPDATE CADANGAN BANYU URIP	39
OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN (OPL) BANYU URIP INFILL & CLASTIC	41
KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2024	42
LAPANGAN KEDUNG KERIS	47
CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR	47
PRODUKSI	50
UPDATE CADANGAN KEDUNG KERIS	50
KEGIATAN OPERASIONAL	52
LAPANGAN DISCOVERY UNDEVELOP	52
PROSPEK LAPANGAN CENDANA	54
PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA WEST	55

PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA EAST	56
RINGKASAN CADANGAN GAS BLOK CEPU	56
PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS BLOK CEPU	56
TANTANGAN DAN LANGKAH KEDEPAN	57
LIFTING MANDIRI BKS PI BLOK CEPU	58
LATAR BELAKANG	58
PERMASALAHAN	58
REALISASI	59
KEGIATAN WITNESS LIFTING BKS	59
LAPORAN KEUANGAN	68
LAPORAN POSISI KEUANGAN ATAS PCS BLOK CEPU	69
LAPORAN KEUANGAN PJUC AUDITED	72
RASIO KEUANGAN	78
PENDAPATAN	79
BEBAN LANGSUNG	79

BEBAN OPERASIONAL DAN PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN	80
ARUS KAS	82
LIKUIDITAS DAN SUMBER MODAL	82
STRUKTUR MODAL	82
LAPORAN KEGIATAN & KINERJA KEUANGAN TRIWULAN	83
CASH CALL, PINJAMAN, & PEMBAYARAN KEMBALI MODAL AKTUAL	84
PEMBAGIAN PENDAPATAN DAN DIVIDEN	88
TATA KELOLA PERUSAHAAN	92
STRUKTUR DAN MEKANISME TATA KELOLA PERUSAHAAN	93
RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM	93
DASAR PENYELENGGARAAN RUPS	94
RUPS & RUPSLB	94
REALISASI HASIL KEPUTUSAN RUPS	95
DEWAN KOMISARIS	96
KOMPOSISI DEWAN KOMISARIS	96
TUGAS DAN TANGGUNG JAWAB	96
DIREKSI	97

KOMPOSISI ANGGOTA DIREKSI	97
TUGAS & WEWENANG MASING-MASING ANGGOTA DIREKSI	97
AKUNTAN PUBLIK	98
KEGIATAN ORGANISASI & PERSONALIA	100
KEGIATAN ORGANISASI & CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY	101
KEGIATAN GENERAL AFFAIR	101
KEGIATAN ADMINISTRASI LEGAL	101
KEGIATAN OPERASIONAL	101
KEGIATAN CSR	109
KEGIATAN PERSONALIA	112
KESEJAHTERAAN KARYAWAN	112
PENGEMBANGAN DAN PENINGKATAN KUALITAS SUMBER DAYA MANUSIA	112
DAFTAR PUSTAKA	116
BACK COVER	119

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1 Peta Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) Blok Cepu	25
Gambar 2 Depth Map Banyu Urip	26
Gambar 3 Depth vs Pressure BU	27
Gambar 4 Structure Map BU	28
Gambar 5 TCE Banyu Urip	29
Gambar 6 Karts Modelling Banyu Urip	29
Gambar 7 GOR Banyu Urip Field	31
Gambar 10 Water Cut Banyu Urip	32
Gambar 11 Tekanan Reservoir Banyu Urip	32
Gambar 12 Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip	33
Gambar 13 Wellpad Banyu Urip Field	34
Gambar 14 Flow Process Banyu Urip	34
Gambar 15 Produksi Minyak Tahun 2025 Blok Cepu	35
Gambar 16 Target dan Realisasi Produksi Minyak 2025	35
Gambar 17 Profil Produksi Banyu Urip & Kedung Keris	36

Gambar 19 Data Produksi Banyu Urip & Kedung Keris	37
Gambar 20 Data Injeksi Banyu Urip & Kedung Keris	37
Gambar 21 Banyu Urip Production Profile	37
Gambar 31 Kedung Keris	47
Gambar 32 Top Carbonate Depth Map Kedung Keris Field	48
Gambar 33 Depth vs Pressure	49
Gambar 34 Water Cut Kedung Keris Field	49
Gambar 35 Block Diagram Kedung Keris Field	50
Gambar 37 Peta Struktur Kedalaman Cendana	54
Gambar 38 Peta Struktur Kedalaman Alas Tua West	55
Gambar 40 Peta Struktur Kedalaman Alas Tua East	56

Gambar 44 Gas Demand Jawa Timur & Jawa Tengah	57
Gambar 49 Tanda Tangan Seluruh Direksi BUMD Pengakhiran Kesepakatan Kerja Sama Lifting BKS-PEPC	59
Gambar 50 Kegiatan Control Room FSO Gagak Rimang	60
Gambar 51 Kegiatan Ullaging Room FSO Gagak Rimang	61
Gambar 52 Kegiatan Bottoming Test FSO Gagak Rimang	61
Gambar 53 Kegiatan Laboratorium Room FSO Gagak Rimang	62
Gambar 54 Penandatanganan Dokumen Bill of Landing	62
Gambar 55 Opini Auditor Audit 31 Desember 2025	72
Gambar 56 Total Asset, Liability dan Ekuitas	77
Gambar 57 Revenue, Gain (Loss) from Operations, dan Total Comprehensif Income	78

DAFTAR TABEL

Tabel 1 Produksi Aktual dari 2009 - 2025 Blok Cepu	36
Tabel 9 Availability dan Reliability	46
Tabel 12 Perhitungan OGIP Lapangan Cendana	54
Tabel 13 Perhitungan OGIP Lapangan Alas Tua West	55
Tabel 18 Laporan Posisi Keuangan	73
Tabel 19 Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif	74
Tabel 20 Laporan Arus kas	75
Tabel 21 Laporan Perubahan Ekuitas	76
Tabel 22 Perbandingan Laporan Posisi Keuangan dalam 5 Tahun Terakhir	76
Tabel 23 Perbandingan Laporan Laba Rugi Komprehensif 5 Tahun Terakhir	77



LAPORAN MANAJEMEN

LAPORAN DEWAN KOMISARIS

Para Pemegang Saham dan Pemangku Kepentingan yang Terhormat,

Puji Syukur kepada Allah, Tuhan Yang Maha Esa, bahwasanya dengan rahmat dan karunia-Nya kita bersama-sama bisa melewati tahun 2025 dengan kinerja PJUC yang optimal.

Pada kesempatan ini, perkenankanlah kami menyampaikan Laporan Pengawasan dan Pemberian Nasihat Dewan Komisaris untuk tahun 2025.

Industri minyak dan gas bumi memiliki peranan penting bagi Indonesia, sebagai sumber pendapatan untuk APBN dan memberikan sumbangan ekonomi lokal di daerah di mana kegiatan eksplorasi, produksi, pengilangan maupun distribusi minyak dan gas bumi berlangsung. Di samping itu, peran terbesar industri minyak dan gas bumi adalah menyediakan energi (khususnya BBM) yang dipergunakan untuk menggerakkan berbagai sektor kehidupan di seluruh Indonesia.

Pada tahun 2025, ekonomi global menghadapi perlambatan dan ketidakpastian akibat ketegangan perdagangan, sementara **ekonomi Indonesia menunjukkan ketahanan dengan pertumbuhan stabil sekitar 5% (yoy)**, didukung konsumsi domestik kuat, investasi membaik, surplus neraca perdagangan, serta inflasi terkendali, meski ada tantangan dari fluktuasi harga komoditas dan pelemahan ekspor akibat faktor eksternal. Stabilitas makroekonomi terjaga dengan cadangan devisa tinggi dan kebijakan fiskal-moneter yang adaptif, namun ketimpangan ekonomi dan tekanan pada kelas menengah tetap menjadi isu

Kondisi Ekonomi Dunia (2025)

- **Perlambatan Pertumbuhan:** Pertumbuhan ekonomi global diperkirakan melambat (sekitar 2,3%) karena ketegangan perdagangan dan proteksionisme, seperti tarif tinggi AS terhadap Tiongkok, yang mengganggu rantai pasok global.
- **Tekanan Harga Komoditas:** Harga komoditas global diperkirakan turun, mengurangi pendapatan negara pengekspor, meskipun bisa membantu menurunkan inflasi global.
- **Ketidakpastian Geopolitik:** Fragmentasi perdagangan dan tensi geopolitik menambah ketidakpastian.

Kondisi Ekonomi Indonesia (2025)

- **Pertumbuhan Stabil:** Pertumbuhan PDB Indonesia solid, mencapai 5,04% (yoy) pada Triwulan III-2025, didorong oleh konsumsi masyarakat yang kuat, investasi, dan ekspor yang terus membaik.
- **Indikator Makro:**
 - **Inflasi Terkendali:** Tingkat inflasi tetap dalam target pemerintah (sekitar 2,5±1,0%), didukung kebijakan fiskal dan moneter yang prudent.
 - **Neraca Perdagangan Surplus:** Mencatat surplus selama 66 bulan berturut-turut hingga Oktober 2025.
 - **Cadangan Devisa Tinggi:** Cadangan devisa tetap kuat, sekitar USD150,1 miliar pada November 2025.
 - **Sektor Riil Kuat:** PMI Manufaktur ekspansif dan Indeks Keyakinan Konsumen optimistik.

Sektor migas Indonesia 2025 menunjukkan kinerja positif dengan **berhasil mencapai atau bahkan melampaui target *lifting* minyak bumi (sekitar 605 ribu barel per hari) untuk pertama kalinya dalam delapan tahun**, didukung investasi besar, meski targetnya lebih rendah dari tahun-tahun sebelumnya, dengan Tantangan utama diatasi melalui teknologi baru dan kolaborasi industri, sambil tetap ada fluktuasi harga minyak global yang memengaruhi investasi jangka panjang.

Pencapaian Utama:

- **Produksi:** Lifting minyak bumi rata-rata mencapai 605,3 ribu BOPD, melampaui target APBN 2025 sebesar 605 ribu BOPD, meskipun ada perbedaan metodologi perhitungan (penambahan NGL) antara ESDM dan SKK Migas.
- **Investasi:** Sektor migas menerima realisasi investasi terbesar di sektor ESDM, mencapai sekitar USD 18 miliar, menunjukkan prioritas pemerintah dalam menjaga ketahanan energi.
- **Kinerja Hulu:** Sektor hulu berhasil meningkatkan produksi dan mencapai target APBN, mendapat apresiasi dari DPR, dengan peningkatan kinerja yang menunjukkan perbaikan pengelolaan.

Tantangan & Strategi:

- **Lapangan Tua:** Banyak lapangan migas sudah tua, mendorong penggunaan teknologi canggih seperti EOR (Enhanced Oil Recovery) dan IOR (Improved Oil Recovery) untuk memaksimalkan produksi.
- **Investasi & Regulasi:** Penurunan harga komoditas dan regulasi yang kurang fleksibel mempengaruhi minat investor, sehingga perlu dukungan regulasi yang lebih baik.
- **Transisi Energi:** Sektor migas tetap menjadi pilar ketahanan energi sambil menghadapi tantangan transisi energi, membutuhkan eksplorasi masif dan sinergi.

Indikator Lain:

- Harga Minyak (ICP) Desember 2025 terkoreksi ke level \$61,10/barel (**ICP Banyu Urip \$65,69**), mencerminkan tren penurunan harga komoditas global.

Kesimpulan:

Tahun 2025 adalah tahun pencapaian target *lifting* migas yang historis bagi Indonesia, menunjukkan optimisme di sektor hulu, namun tantangan jangka panjang seperti penurunan cadangan dan kebutuhan investasi tinggi masih menjadi fokus utama, di tengah dinamika harga energi global.

Pada tahun 2025, capaian PJUC antara lain:

1. Bersama dengan 3 BUMD lain yang tergabung dalam BKS PI Blok Cepu, melakukan Lifting Mandiri dengan menjual minyak mentah bagian BKS kepada PT KPI dengan harga Premium.
2. Untuk tahun 2025 sepenuhnya melakukan lifting mandiri (dengan lifting cost maximal \$30.000/bulan) sehingga mampu mengurangi lifting cost sebesar kurang lebih \$15.000/bulan untuk seluruh BKS dari sebelumnya \$45.000/bulan (saat joint lifting dengan PEPC). Turun sebesar 33,33%.

3. Dampak positif terbesar selain pengurangan biaya lifting adalah peningkatan *knowledge* dan pengalaman dari seluruh staff.
4. Menjual minyak mentah bagian BKS ke luar negeri (ekspor) setelah penawaran ke PT KPI tidak membuahkan hasil. Dimana telah diputuskan melalui proses Lelang Terbatas pembeli MMBU bagian BKS adalah Quantum Global Ltd (Singapore) dimana minyak mentah Banyu Urip BKS akan dihargai ICP + \$4,85 per barrel (sebelumnya harga = ICP+\$0,6), berlaku mulai Januari 2026.
Adanya premium ini memberikan tambahan pendapatan sebesar kurang lebih \$1,3 juta sebelum pajak (net setelah pajak sebesar \$1,07 juta atau sekitar Rp18 Miliar dengan kurs akhir tahun 2025).
5. Izin ekspor telah terbit pada tanggal 22 Desember 2025.
6. Pembaharuan Perjanjian CCFA untuk tahun 2026 tetap dalam mata uang USD.
7. Tahun 2025, Direksi tetap berusaha melakukan efisiensi dalam berbagai hal. Terlihat dalam Laporan Laba Rugi, Beban Umum & Administrasi PJUC (OPEX) tercapai sebesar \$586.000 atau sekitar 92,55% jika dibandingkan RKAP 2025 dan hanya naik sekitar 7,91% dibandingkan realisasi OPEX tahun 2024.
8. Melakukan kegiatan CSR di beberapa wilayah di Jawa Timur yang lebih baik dan lebih menjangkau berbagai bidang dibandingkan tahun-tahun sebelumnya.

Kami mengapresiasi usaha Direksi dalam melakukan dan menyelesaikan program LIFTING MANDIRI bersama dengan tim BKS. Dimana dengan lifting mandiri tersebut, PJUC dan BKS memperoleh banyak *benefit*.

Apresiasi juga kami sampaikan kepada Direksi yang berupaya penuh untuk senantiasa menjaga perjanjian CCFA dan juga melakukan *renewal* nya dengan baik.

Atas Keputusan melakukan ekspor minyak mentah sehingga memperoleh harga jual yang lebih tinggi dari tahun-tahun sebelumnya demi kepentingan para pemegang saham dan stakeholder, kami haturkan apresiasi yang setinggi-tingginya.

Upaya efisiensi dalam biaya OPEX dan peningkatan kegiatan CSR, kami juga haturkan terima kasih dan apresiasi untuk para Direksi dan staff. Untuk selanjutnya agar kegiatan CSR tetap dilanjutkan agar kebermanfaatan PJUC dapat dirasakan masyarakat secara langsung.

Dewan Komisaris telah melaksanakan tugas dan tanggung jawab pengawasan dengan melakukan monitoring jalannya Perseroan, memberikan keputusan sesuai dengan kewenangan sebagaimana diatur dalam Anggaran Dasar Perseroan dan memberikan arahan/nasihat kepada Direksi untuk memastikan bahwa PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) dikelola sesuai dengan Rencana Bisnis yang telah ditetapkan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku. Secara umum Dewan Komisaris menilai bahwa Direksi telah mengurus perseroan dengan baik sehingga bersama dengan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) lain di Blok Cepu, dapat mengoptimalkan produksi minyak di Banyu Urip dan melakukan strategi penjualan *alternative* dengan melakukan ekspor untuk bertahan dan tetap memperoleh penghasilan di masa sekarang.

Perseroan bersama dengan KKKS pemegang hak partisipasi (*participating interest* atau PI) Lapangan Banyu Urip dan Kedung Keris di Blok Cepu, sampai kini masih memiliki kontribusi besar bagi produksi minyak nasional, dengan rata-rata volume produksi tahun 2025 sebesar 151.166 BOPD dan rata-rata volume lifting sebesar 151.092 BOPD.

Pencapaian Kinerja Perseroan Tahun 2025

1. Produksi minyak tahun 2025 mencapai **55.175.691 Barrel** atau 119,03% dari RKAP (46.355.068 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2025 sebesar **151.166 BOPD** atau 119,03% di atas RKAP (127.000 BOPD).
2. Lifting minyak tahun 2025 mencapai **55.148.727 Barrel** atau 118,97% dari RKAP (46.355.068 BBL).
3. Harga minyak rata-rata tahun 2025 sebesar \$71,68/barel atau 95,58% dari RKAP 2025 (\$75) atau turun 4,42% dari target.
4. Cost Recovery tahun 2025 tercapai sebesar \$217.926.159 atau naik sebesar 0,42% di atas RKAP (\$217.008.922).
5. Revenue PJUC tahun 2025 tercapai sebesar \$23.245.795 atau naik 12,93% dari RKAP (\$20.584.435).
6. Laba Komprehensif PJUC tahun 2025 tercapai sebesar \$10.897.718 atau naik sebesar 43,15% dari RKAP (\$7.612.720).
7. Karena seluruh pinjaman CCFA telah lunas pada bulan Februari 2021, mulai Maret 2021 hingga sekarang, drawdown dana dari PT Raharja Energi Cepu Tbk langsung dikembalikan pada hari yang sama untuk menghindari adanya bunga pinjaman.
8. Dengan terlunasnya seluruh pinjaman, dividen yang dibagikan kepada pemegang saham naik cukup signifikan mulai tahun 2021. Untuk tahun buku 2025 akan dibagikan dividen sebesar \$10.845.860 (138,37% dari budget 2025).

Frekuensi dan Cara Pemberian Nasihat Kepada Direksi

Selama periode pelaporan, Dewan Komisaris secara berkala melakukan rapat koordinasi dengan Direksi. Rapat menjadi media efektif untuk melakukan tinjauan (*review*) dalam rangka pengawasan Direksi, serta memberikan saran, masukan maupun nasihat kepada Direksi. Selain itu, Direksi secara rutin setiap bulan mengirimkan Laporan Bulanan terkait kegiatan di Blok Cepu maupun Kinerja Keuangan perusahaan.

Penutup

Dari apa yang telah dilaksanakan Direksi selama tahun 2025, Dewan Komisaris berpendapat, **Direksi telah melaksanakan tugas dan tanggung jawabnya dengan sangat baik dalam mengurus PJUC.**

Para Pemegang Saham Yang Terhormat, demikian Laporan yang kami sampaikan Dewan Komisaris terkait dengan pelaksanaan tugas dan tanggung jawab pengawasan dan pemberian nasihat. Akhir kata izinkan Dewan Komisaris mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah membantu pelaksanaan tugas dan tanggung jawab Dewan Komisaris selama tahun 2025.

Surabaya, 25 Februari 2026

LAPORAN DIREKSI

Para Pemegang Saham dan Pemangku Kepentingan yang Terhormat,

Alhamdulillah dengan memanjatkan puji syukur kepada Allah, Tuhan Yang Maha Esa, bahwasanya dengan rahmat dan karunia-Nya kita bersama-sama bisa melewati tahun 2025 dengan kinerja PJUC yang optimal dan menyelesaikan penyusunan Laporan Tahunan 2025 dengan baik.

Pada tahun 2025 telah dilakukan beberapa keputusan penting:

1. Pembiayaan Cash Call dengan Loan CCFA 2026 menggunakan mata uang USD, perjanjian telah ditandatangani dan telah disahkan notaris melalui akta No 57 tanggal 24 Oktober 2025.
2. Melanjutkan Lifting Mandiri dengan 4 BUMD yang tergabung dalam BKS.
3. Menjual minyak mentah bagian BKS ke luar negeri (ekspor) setelah penawaran ke PT KPI tidak membuahkan hasil. Dimana telah diputuskan melalui proses Lelang Terbatas pembeli MMBU bagian BKS adalah Quantum Global Ltd (Singapore) dimana minyak mentah Banyu Urip BKS akan dihargai ICP + \$4,85 per barrel (sebelumnya harga = ICP+\$0,6), berlaku mulai Januari 2026.
4. Izin ekspor telah terbit pada tanggal 22 Desember 2025.

Pencapaian Kinerja Perseroan Tahun 2025

1. Produksi minyak tahun 2025 mencapai **55.175.691 Barrel** atau 119,03% dari RKAP (46.355.068 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar **151.166 BOPD** atau 119,03% di atas RKAP (127.000 BOPD).
2. Lifting minyak tahun 2025 mencapai 55.148.727 Barrel atau 118,97% dari RKAP (46.355.068 BBL).
3. Harga minyak rata-rata tahun 2025 sebesar \$71,68/barel atau 95,58% dari RKAP 2025 (\$75) atau turun 4,42% dari target.
4. Cost Recovery tahun 2025 tercapai sebesar \$217.926.159 atau naik sebesar 0,42% di atas RKAP (\$217.008.922).
5. Revenue PJUC tahun 2025 tercapai sebesar \$23.245.795 atau naik 12,93% dari RKAP (\$20.584.435).
6. Laba Komprehensif PJUC tahun 2025 tercapai sebesar \$10.897.718 atau naik sebesar 43,15% dari RKAP (\$7.612.720).
7. Karena seluruh pinjaman CCFA telah lunas pada bulan Februari 2021, mulai Maret 2021 hingga sekarang, drawdown dana dari PT Raharja Energi Cepu Tbk langsung dikembalikan pada hari yang sama untuk menghindari adanya bunga pinjaman.

8. Dengan terlunasinya seluruh pinjaman, dividen yang dibagikan kepada pemegang saham naik cukup signifikan mulai tahun 2021. Untuk tahun buku 2025 akan dibagikan dividen sebesar \$10.845.860 (138,37% dari budget 2025).
9. Sampai dengan tahun buku 2025, PJUC telah dan memberikan dividen kepada pemegang saham dengan total sebesar \$94.448.215 atau kalau dirupiahkan dengan kurs Jisdor akhir tahun 2025 Rp 16.720 total dividen yang dibayarkan sebesar kurang lebih Rp1,5 Trilyun. Nilai tersebut kurang lebih 1.752 kali nya modal disetor PJUC.

Berikut Value Creation (Tambahan Penghasilan di luar entitlement minyak) PJUC:

VALUE CREATION PJUC						
No	Milestone	Value	Value added	Value PJUC USD	IDR	Time
Tahun 2021						
1	Lifting Mandiri	Entitlement Baya dari \$45.000 (awal joint lifting dengan PEPC) menjadi \$11.000 per bulan BKS	\$6.727 per bulan	\$ 33.631	Rp 111.321.000	Agus-Dec 2021
Tahun 2022						
2	Lifting Mandiri	Entitlement Baya dari \$45.000 (awal joint lifting dengan PEPC) menjadi \$11.000 per bulan BKS	\$6.727 per bulan	\$ 88.734	Rp 1.233.220.548	Jan-Dec 2022
Tahun 2023						
3	Lifting Mandiri	Entitlement Baya dari \$45.000 (awal joint lifting dengan PEPC) menjadi \$26.000 per bulan BKS	\$1.605 per bulan	\$ 87.261	Rp 1.076.180.000	Jan-Dec 2023
4	Pemasaran 10,4/barel	Pengalasan MMBU dengan premium Penempatan Dana Mlt pada instrumen keuangan yang aman dan memberikan return cukup tinggi	\$114.300 per ton	\$ 88.549	Rp 1.446.843.593	Jan-Dec 2023
5	Deposweb	skif memilih instrumen keuangan yang memberikan return lebih tinggi	return 4% pre tax	\$ 129.350	Rp5.013.388.132	Jan-Dec 2023
Tahun 2024						
6	Lifting Mandiri	Entitlement Baya dari \$45.000 (awal joint lifting dengan PEPC) menjadi \$26.000 per bulan BKS	\$1.364 per bulan	\$ 43.359	Rp 566.972.000	Jan-Dec 2024
7	Pemasaran 10,5/barel	Pengalasan MMBU dengan premium Penempatan Dana Mlt pada instrumen keuangan yang aman dan memberikan return cukup tinggi	\$101.317 per ton	\$ 141.428	Rp 2.364.976.000	Jan-Dec 2024
8	Deposweb	skif memilih instrumen keuangan yang memberikan return lebih tinggi	return sd 4,31% post tax	\$ 123.351	Rp 2.328.232.628	Jan-Dec 2024
9	ENTIK	Mengajukan MMBU bagian negara	skif & experience value	\$ -	Rp -	Jan-Dec 2024
Tahun 2025						
10	Lifting Mandiri	Entitlement Baya dari \$45.000 (awal joint lifting dengan PEPC) menjadi \$26.000 per bulan BKS	\$1.364 per bulan	\$ 43.359	Rp 566.972.000	Jan-Dec 2025
11	Pemasaran 14,85/barel	Pengalasan Ekspor MMBU dengan premium	\$1,3 Juta per ton	\$1.073.000	Rp16.082.900.000	Jan-Dec 2025
12	Ekspor Mandiri	selain tambahan eksportis \$4,85/barel menambah ilmu regional, network dan pengalaman manca negara	skif & experience value	\$ -	Rp -	Jan-Dec 2025
TOTAL VALUE CREATION				\$1.855.719	Rp30.589.586.702	

Sumber: analisis nilai creation dari Depoweb di tahun 2020 tahun 2025 dengan asumsi optimasi

Lifting Mandiri

Dalam rangka meningkatkan kualitas sumber daya manusia pada perseroan dan meningkatkan efisiensi biaya operasional Perusahaan, PJUC bersama dengan BUMD lain yang tergabung dalam BKS, melakukan lifting mandiri dimulai 1 Agustus 2022. Dimulai dari awal tahun 2022, PJUC dan BUMD lain mempersiapkan diri dalam melakukan lifting mandiri. Semua kebutuhan yang diperlukan dalam keberhasilan kegiatan lifting mandiri perlu dipersiapkan sedari awal sehingga dalam keberjalanan lifting minyak tidak ada hambatan yang fatal. PJUC dan BKS bersama-sama merancang Standar Operasional Prosedur dalam mempersiapkan dokumen dan pelaksanaan kegiatan lifting minyak mentah. Mulai Januari 2025, BKS sepakat dengan SKK Migas untuk menjualkan minyak mentah bagian pemerintah (ENTIK = *Election Not To Take In Kind*). Keberjalanan lifting mandiri secara ENTIK sepanjang tahun 2025 telah terlaksana dengan baik tanpa ada kendala. Di tahun 2025 telah diputuskan bersama para BOD BKS bahwa demi kepentingan para pemegang saham, mengingat produksi semakin turun dan harga minyak yang tidak menentu, diputuskan untuk ekspor sehingga diperoleh premium penjualan yang bisa membantu meningkatkan revenue masing-masing Perusahaan.

Kendala yang dihadapi perusahaan

Kendala utama yang dihadapi perusahaan adalah produksi yang sudah memasuki masa *decline*. Di sisi lain perusahaan bukan operator Blok Cepu hanya sebagai partner aktif dengan hak partisipasi 2,2423% yang terikat Joint Operation Agreement (JOA) sehingga tidak semua kebijakan bisa diakomodir dalam pengelolaan Blok Cepu.

Tanggung Jawab Sosial Perusahaan

Sepanjang tahun 2025 Perusahaan telah melakukan kegiatan CSR di beberapa daerah di Jawa Timur sebagai bentuk tanggung jawab social sesuai dengan Undang-undang No 40 tahun 2007 pasal 74. Untuk kegiatan CSR, secara khusus Perusahaan membuat laporan tersendiri, terpisah dari laporan ini.

Penutup

Para Pemegang Saham Yang Terhormat, demikian Laporan yang disampaikan Direksi sebagai gambaran atas informasi yang diungkapkan dalam Laporan Tahunan 2025. Semoga apa yang disampaikan dalam Laporan Direksi dan Laporan Tahunan ini, bisa memberikan gambaran atas kinerja perusahaan sepanjang tahun 2025.

Akhirnya, jajaran Direksi menyampaikan apresiasi dan terima kasih kepada seluruh karyawan sehingga perusahaan meraih prestasi dan kinerja pada tahun 2025. Berbagai pencapaian itu, tidak terlepas dari kerja keras, komitmen dan dedikasi yang tinggi dari seluruh karyawan.

Kami juga menyampaikan terima kasih kepada Dewan Komisaris, Pemegang Saham, partner KKKS dan seluruh stakeholders atas dukungan dan kerjasama yang baik selama ini. Semoga pencapaian 2025 ini menjadi penambah semangat untuk terus berprestasi di masa mendatang.

Surabaya, 25 Februari 2026

Hadi Ismoyo
Direktur Utama



EXECUTIVE SUMMARY

ANNUAL REPORT
2025



EXECUTIVE SUMMARY

Blok Cepu merupakan Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) minyak dan gas bumi yang mencakup wilayah Kabupaten Bojonegoro, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Timur dan Provinsi Jawa Tengah dengan luas total 919,19 km² (91,920 HA).

Pada tanggal 17 September 2005, ditandatangani KKS Blok Cepu antara BP Migas atas nama Pemerintah dengan Kontraktor yaitu MCL dan Ampolex sebagai Anak Perusahaan ExxonMobil serta PEPC sebagai Anak Perusahaan PT Pertamina (Persero) untuk jangka waktu kontrak 30 (tiga puluh tahun) sampai tahun 2035.

PT PJUC berperan aktif mengikuti TechCom, FinCom dan OpCom yang diselenggarakan oleh EMCL sebagai Operator Blok. PT PJUC sebagai pemegang Hak Share 2,2423% di Blok Cepu ikut mengawasi kegiatan Operator untuk mengevaluasi data teknik maupun data financial serta penggunaan biaya yang efisien dan efektif dengan memenuhi standar HSE Internasional.

Lapangan Banyu Urip ditemukan pada tahun 2001 oleh Mobil Cepu Ltd., dan persetujuan Plan of Development (POD) oleh BP MIGAS pada tanggal 4 Juli 2006. Sepanjang produksi mulai dari 31 Agustus 2009 sampai dengan saat ini, pihak operator selalu melakukan Pengamatan Kinerja Reservoir. Berdasarkan data Gas Oil Ratio (GOR) lapangan Banyu Urip dari 31 Desember 2009 – 31 Desember 2025 memperlihatkan kenaikan GOR yang cenderung stabil hingga mencapai angka 1233 scf/stb pada bulan Desember 2025. Telah dilakukan program gas shut off sebanyak 5 sumur pada tahun 2025 untuk menurunkan GOR sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.

Sedangkan untuk Water Cut (WC) dari 31 Desember 2009 – 31 Desember 2025 memperlihatkan peningkatan yang cukup signifikan hingga 51% pada bulan Desember 2025. Peningkatan Water Cut menunjukkan bahwa pergerakan Oil Water Contact sudah menjadi *concern* yang signifikan dan water *breakthrough* mulai terjadi pada beberapa sumur. Telah dilakukan program water shut off sebanyak 3 sumur pada tahun 2025 untuk menurunkan water cut sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.

Tekanan Reservoir Banyu Urip masih tinggi ($\pm$ 1975 psia) sedangkan penurunan tekanan reservoir hanya sebesar 135 psia dari tekanan inisial (dengan kumulatif produksi sampai 31 Desember 2025 sebesar 717 MMBO).

Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip saat ini masih menyentuh angka ~1.00, nilai rate injeksi dan produksi sudah dijaga sehingga reservoir pressure tetap stabil (Tekanan reservoir saat ini sebesar 1975 psig).

Pada Tahun 2019, dilaksanakan karst characterization (distribution, porosity & permability) serta Karst Geomodelling & Volume. Analisa yang dilakukan berdasarkan perkembangan data baru Geology Geophysic Reservoir dan Reservoir Modelling (Dinamis Data) menunjukkan perkiraan cadangan minyak terambil selama periode PSC meningkat 117 MMBO menjadi 940 MMBO dari sebelumnya 823 MMBO.

Pada akhir tahun 2025, EMCL melakukan study berdasarkan hasil pengeboran dari sumur-sumur BUIC yang berhasil memproduksi minyak sesuai harapan. Study ini menghasilkan perubahan nilai OOIP menjadi 1327 MMBO dan EUR di akhir PSC 2035 sebesar 935 MMBO dengan 70% RF. PSC Extension hingga tahun 2055 akan menambah EUR hingga 1027 MMBO dengan 77% RF.

Produksi minyak tahun 2025 mencapai **55,175,691 Barrel** atau 119.03% dari RKAP (46,355,068 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2025 sebesar **151,166 BOPD** atau 119.03% di atas RKAP (127,000 BOPD).

Target Produksi RKAP 2025 telah tercapai 100% hal ini diperoleh dikarenakan adanya kegiatan well maintenance pada beberapa sumur produksi secara efektif serta perawatan sumuran rutin yang bertujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur. Nilai produksi Banyu Urip juga ditambah oleh keberhasilan tambahan 5 Sumur BUIC di wellpad C.

TARGET PRODUKSI MINYAK TAHUN 2024				
BULAN	RKAP PRODUKSI 2025		REALISASI PRODUKSI 2025	
	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)
JAN 25	140938	4.369.078	151.992	4.711.745
FEB 25	138.775	3.885.700	152.940	4.282.323
MAR 25	136.723	4.238.413	153.916	4.771.400
APR 25	135.302	4.059.060	156.674	4.697.223
MAY 25	133.554	4.140.174	153.401	4.755.439
JUN 25	131.216	3.936.480	150.376	4.511.265
JUL 25	126.765	3.929.715	164.333	5.094.313
AUG 25	116.399	3.608.369	169.490	5.254.181
SEPT 25	93.470	2.804.100	133.534	4.006.011
OCT 25	126.145	3.910.495	153.376	4.574.663
NOV 25	123.531	3.705.930	146.509	4.395.255
DEC 25	121.534	3.767.554	127.157	3.941.873
TW III	128.099	34.971.089	154.153	42.083.900
RATA-RATA	127.000	46.355.068	151.166	55.175.691

Pada tahun 2025 Terdapat major shutdown CPF yang dilakukan 5 tahun sekali pada bulan September 2025. Major Shutdown dilakukan di bulan September selama 6 hari.

Pada bulan Desember 2025 terdapat kejadian tidak terduga Dimana terjadi kebocoran di pipa export KM 72 yang menyebabkan penurunan produksi selama 5 hari sebagai bentuk mitigasi dari kebocoran yang terjadi.

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Banyu Urip pada tahun 2025:

KEGIATAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Evaluasi cadangan & produksi minyak Banyu Urip (pemantauan kinerja reservoir atau kondisi sumur)	12 bulan (12 kalimontoring)	12 bulan (12 kalimontoring)	Pemantauan GOR, Water Cut, Tekanan Reservoir, Produksi Minyak, Gas, Water, Monitoring (Januari – Desember)
Pemeliharaan Fasilitas Operasi	12 bulan (12 kalimontoring)	12 bulan (12 kalimontoring)	Monitoring pemeliharaan Fasilitas Operasi (Januari – Desember).
Floating Storage Offloading (FSO) melaksanakan Risk Base Inspection (RBI)	31 hari	31 hari	Program pemeliharaan Terencana 2025
Chemical Gas Shut Off		3 sumur	Bertujuan untuk mengurangi produksi gas dari zona gas cap.
Acid Scale Squeeze	12 sumur	5 sumur	Bertujuan untuk meningkatkan PI Sumur
Perforation	2 sumur	3 sumur	Bertujuan untuk meningkatkan produksi dengan mengubah/menambah perforasi.
Low Dose Acid		18 sumur	Bertujuan untuk meningkatkan PI Sumur

Selain itu dilakukan pemeliharaan rutin operasi Central Production Facility (CPF) Major Equipment Availability dan Reliability (Gas Turbin Power Generator, Fuel Gas Compressor, Gas Injection Compressor, Gas Lift Compressor, Crude Oil Shipping Pump). Bahwa rata-rata pada tahun 2025 untuk Availability yaitu 97.72% dan Reliability yaitu 99.34%.

Lapangan Kedung Keris ditemukan pada tahun 2011 dan Plan of Development (POD) disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 8 Juni 2016. Cadangan minyak terambil Lapangan Kedung Keris sebesar **22 MMBO** dengan produksi awal 3,893 BOPD pada tanggal 23 November 2019 dan mencapai peak production sebesar 22,657 BOPD pada tahun 2023. Rata-rata produksi pada tahun 2025 (1 Januari - 31 Desember 2025) sebesar 9,904 BOPD.

Skenario pengembangan Lapangan Kedung Keris 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.

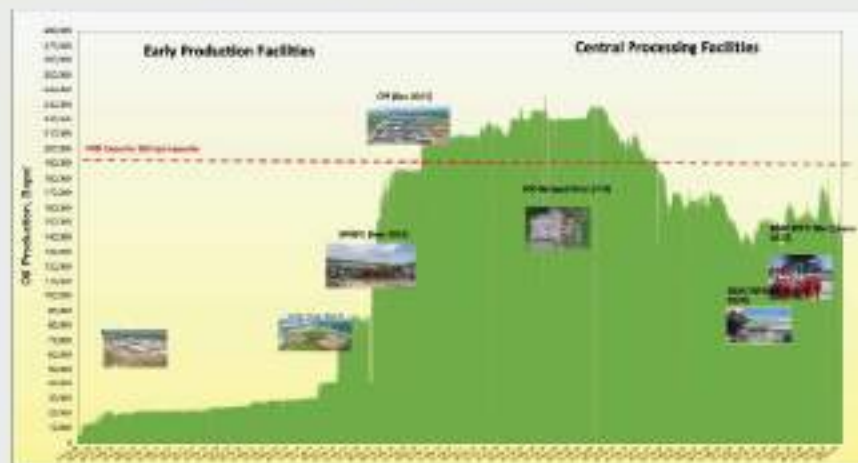
Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Kedung Keris pada tahun 2025:

KEGIATAN	SATUAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Melanjutkan evaluasi cadangan minyak Kedung Keris (pemantauan kinerja reservoir atau kondisi sumur)	Bulan	12	12	Pemantauan GOR, Water Cut, Tekanan Reservoir, Produksi Minyak, Gas, Water, Monitoring.
Pemeliharaan Fasilitas Operasi	Bulan	12	12	Monitoring pemeliharaan Fasilitas Operasi.
Water Shut Off	Sumur	1	1	Telah dilakukan pekerjaan water shut off dan reperforation untuk sumur KK-1

Berikut blok diagram produksi pada lapangan Banyu Urip dan Kedung Keris:



Berikut milestone produksi blok cepu hingga tahun 2025:



Dimulai dari bulan Agustus tahun 2022, PJUC dan 3 BUMD lain melakukan lifting secara mandiri tanpa berkerjasama dengan PEPC. Berikut table lifting tahun 2025:

BULAN	TARGET LIFTING MINYAK TAHUN 2025			
	RKAP LIFTING 2025		REALISASI LIFTING 2025	
	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)	LIFTING (BOPD)	KUMULATIF (BBL)
JAN 25	140,938	4,369,078	128,972	3,998,132
FEB 25	138,775	3,885,700	173,350	4,853,811
MAR 25	136,723	4,238,413	156,773	4,859,955
APR 25	135,302	4,059,060	153,018	4,590,553
MAY 25	133,554	4,140,174	154,132	4,778,098
JUN 25	131,216	3,936,480	139,173	4,175,176
JUL 25	126,765	3,929,715	175,909	5,453,165
AUG 25	116,399	3,608,369	160,040	4,961,230
SEPT 25	93,470	2,804,100	128,756	3,862,668
OCT 25	126,145	3,910,495	168,255	5,215,918
NOV 25	123,531	3,705,930	146,735	4,402,062
DEC 25	121,534	3,767,554	128,966	3,997,959
TW III	128,099	34,971,089	152,135	41,532,788
RATA-RATA	127,000	46,355,068	151,092	55,148,727

Operasional Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2025

Lifting #	ALD (Accepted Loading Date)	Vessel	Total (ENTIK + In Kind) (Barrel)	Tujuan	Surveyor	Status	Dated Brent (USD/bbl)	ICP BU (USD/bbl)
#1047	27/28 Jan-25	MT. Nectar	577,000.00	STS Tuban	Citrabuana	Completed	79.23	83.19
#1053	22/23 Feb-25	MT. Phoenix Alpha	500,000.00	STS Teluk Semangka	Sucofindo	Completed	75.16	78.28
#1061	25/26 Mar-25	MT. Phoenix Alpha	630,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	72.60	75.23
#1068	23/24 Apr-25	MT. Gamalama	658,000.00	STS Tuban	Citrabuana	Completed	67.79	69.50
#1077	24/25 May-25	MT. Seaborne Petro	520,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	64.22	66.93
#1086	24/25 Jun-25	MT. Gamalama	480,000.00	Dumai-Balikpapan	Geoservices	Completed	71.46	73.90
#1095	25/26 Jul-25	MT. Seaborne Petro	620,000.00	Dumai-Paju-STS-Tuban	Geoservices	Completed	70.99	73.15
#1104	25/27 Aug-25	MT. Defiance	520,000.00	Dumai	Geoservices	Completed	68.21	70.10
#1111	25/26 Sep-25	MT. Phoenix Alpha	530,000.00	STS-Cilacap	Sucofindo	Completed	68.02	71.10
#1119	25/26 Okt-25	MT. Nectar	560,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	64.75	68.11
#1127	24/25 Nov-25	MT. Gunung Geulis	470,000.00	Balikpapan	Tomo & Son	Completed	63.65	67.35
#1135	26/27 Dec-25	MT. Gunung Geulis	550,000.00	Dumai-Paju	Sucofindo	Completed	62.63	65.69
Total Tahunan			6,615,000	Dated Brent: Desember merupakan forecast Wall Street Journal				
Rata-rata Bulanan			551,250	Status over/under BKS hingga akhir Okt 2025 : Underlift 10,272 barrel				

Invoicing Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2025

Tanggal Bill of Lading	Tanggal Submit Invoice	Tanggal Jatuh Tempo	Tanggal Dana diterima	ENTIK (BKS + GOI) (Barrel)	Bagian BKS (Barrel)	Bagian GOI (Barrel)	Keterangan
28-Jan-25	18-Feb-25	28-Feb-25	27-Feb-25	495,000.00	121,225.20	373,744.80	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
23-Feb-25	13-Mar-25	23-Mar-25	21-Mar-25	425,000.00	107,693.24	317,306.76	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26-Mar-25	17-Apr-25	26-Apr-25	24-Apr-25	430,000.00	108,172.21	321,827.79	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Apr-25	19-May-25	25-May-25	23-May-25	460,000.00	115,723.25	344,276.75	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-May-25	13-Jun-25	25-Jun-25	24-Jun-25	470,000.00	119,399.62	350,600.38	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Jun-25	08-Jul-25	25-Jul-25	24-Jul-25	420,000.00	93,525.18	326,474.82	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26-Jul-25	12-Aug-25	26-Aug-25	25-Aug-25	510,000.00	129,595.47	380,404.53	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
29-Aug-25	12-Sept-25	29-Sep-25	28-Sep-25	510,000.00	127,795.82	382,204.18	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
27-Sept-25	10-Oct-25	27-Oct-25	24-Oct-25	390,000.00	96,358.32	293,641.68	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26-Okt-25	12-Nov-25	26-Oct-25	25-Nov-25	520,000.00	128,988.32	391,011.68	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Nov-25	12-Dec-25	25-Dec-25	23-Dec-25	410,000.00	93,621.76	316,378.24	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
18-Dec-25		18-Jan-26		430,000.00	106,104.15	323,895.85	Dibagi berdasarkan provisional entitlement
Total Tahunan				5,470,000.00	1,347,832.54	4,122,167.46	Tanggal jatuh tempo pembayaran Invoice adalah satu bulan dari Tanggal Bill of Lading
Total Tahunan				455,833.33	112,302.71	343,530.62	

KINERJA KEUANGAN PJUC

FINANCIAL POSITION	BUDGET	ACTUAL 31/12/2025	ACTUAL 31/12/2024	2025 vs Budget	2025 vs 2024
	\$	\$	\$	%	%
Current Assets	11,503,394	14,987,191	17,372,774	129,88%	86,27%
Non-Current Assets	4,864,449	5,216,297	4,852,390	107,23%	107,50%
Total Assets	16,394,843	20,203,488	22,225,164	123,23%	90,90%
Current Liabilities	1,103,146	1,245,600	1,549,351	112,91%	80,39%
Non-Current Liabilities	3,511,448	3,575,949	3,206,760	101,84%	111,51%
Total Liabilities	4,614,594	4,821,549	4,756,120	104,48%	101,38%
Share Capital Issued & Paid	53,905	53,905	53,905	100,00%	100,00%
Additional Paid in Capital	1,420	1,420	1,420	100,00%	100,00%
Reserves	6,892	6,892	6,892	100,00%	100,00%
Retained Earnings	11,525,363	15,126,328	17,219,232	131,24%	87,85%
Re-measurement PEB	192,679	193,394	188,595	100,37%	102,54%
Equity	11,780,249	15,381,939	17,469,044	130,57%	88,05%
Total Liabilities & Equity	16,394,843	20,203,488	22,225,164	123,23%	90,90%

COMPREHENSIVE INCOME	BUDGET	ACTUAL 31/12/2025	ACTUAL 31/12/2024	2025 vs Budget	2025 vs 2024
	\$	\$	\$	%	%
Revenue	20,584,435	23,245,795	26,710,258	112,93%	87,03%
Direct Cost	(6,612,726)	(5,382,095)	(6,015,368)	81,39%	89,47%
Gain (Loss) From Operations	13,971,709	17,863,700	20,694,890	127,86%	86,47%
Operational Expenses	(633,158)	(586,000)	(543,046)	92,55%	107,91%
Other Income (Expenses)	(87,304)	59,543	50,807	-68,20%	117,19%
Income Before Tax	13,251,247	17,337,243	20,202,651	130,83%	85,82%
Tax Income (Expenses)	(5,638,527)	(6,444,323)	(7,642,067)	114,29%	84,33%
Income For The Year	7,612,720	10,892,920	12,560,585	143,09%	86,72%
Other Comprehensive Income (Expenses)	-	4,799	(4,084)	-	-117,51%
Total Comprehensive Income For The Year	7,612,720	10,897,719	12,556,501	143,15%	86,79%

KINERJA KEUANGAN PJUC PADA TAHUN 2025 (AUDITED)

- Total Aset tahun 2025 sebesar US\$ 20.203.488 atau sebesar 123,23% dari target tahun 2025 yang sebesar US\$ 16.394.843. Current assets naik cukup besar 29,98% dibandingkan budget. Kenaikan current assets ini karena adanya kenaikan kas yang cukup besar yang terjadi karena peningkatan revenue.
- Total Revenue tahun 2025 adalah sebesar US\$ 23.245.795 atau sebesar 112,93% dari target tahun 2025 yang sebesar US\$ 20.584.435. Faktor terbesar kenaikan revenue PJUC adalah karena kenaikan lifting dan kenaikan premium penjualan.
- Pajak Migas (CnD Tax) tahun 2025 sebesar US\$ 6.444.323 atau sebesar 114,29% dari anggaran yang sebesar US\$ 5.638.527. Pajak migas 2025 melebihi budget mengikuti peningkatan revenue.
- Laba bersih tahun 2025 sebesar US\$ 10.897.719 atau 143,15% dari target 2025 yang sebesar US\$ 7.612.720. Laba bersih melebihi target terutama disebabkan karena kenaikan lifting minyak mentah, kenaikan premium penjualan serta efisiensi pada direct cost dan OPEX PJUC.

ANALISIS RASIO KEUANGAN PJUC 2024

		2025	2024	
1.	Quick Ratio	1028,33%	1180,99%	Ratio Likuiditas
2.	Current Ratio	1203,21%	1021,29%	
3.	Cash Ratio	1169,66%	1053,39%	
4.	Debt to Equity Ratio	31,35%	27,23%	Ratio Solvabilitas
5.	Debt to Asset Ratio	23,86%	21,40%	
6.	Equity to Asset Ratio	76,14%	78,60%	
7.	ROE	70,65%	71,88%	Ratio Profitabilitas
8.	ROA	53,94%	56,50%	
9.	ROI	87,39%	92,44%	
10.	Gross Profit Margin	76,85%	77,48%	
11.	Operating Income Ratio	74,38%	75,64%	
12.	Net Profit Margin Ratio	46,88%	47,07%	
13.	TATO	115,06%	1180,99%	
14.	EBITDA	£ 17.696.582	£ 20.545.015	

Yang perlu diperhatikan dalam analisis rasio keuangan di atas adalah ratio likuiditas yang cukup bagus dan ratio solvabilitas yang rendah. Hal ini disebabkan seluruh utang CCFA telah lunas pada bulan Februari 2021. Karena seluruh pinjaman telah lunas, hasil usaha bersih perusahaan keseluruhan dibagi dalam bentuk dividen, sehingga dividen yang diberikan kepada pemegang nilainya cukup signifikan.

PEMBAGIAN DIVIDEN TAHUN BUKU 2024 BERDASARKAN FORMULA CCFA

Pada tahun 2025 ini, PJUC membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan untuk tahun 2024 sesuai dengan perjanjian CCFA sebesar **\$12.984.824**, dengan rincian:

- PT Petrogas Jatim Utama \$6.570.321
- PT Raharja Energi Cepu Tbk \$6.362.564
- Koperasi Dipertam \$51.939

Dividen ini telah seluruhnya dibayarkan pada tanggal 18 Maret 2025.

Dari hasil usaha tahun 2025, PJUC akan membagikan dividen kepada para pemegang saham sebesar **US\$ 10.845.860**, dengan rincian sebagai berikut:

- PT Petrogas Jatim Utama \$ 5.488.005
- PT Raharja Energi Cepu Tbk \$ 5.314.471
- Koperasi Dipertam \$ 43.383

Dividen ini akan dibayarkan pada tahun 2025 setelah disetujui para pemegang saham dan akta Notaris atas RUPST tahun buku 2025 diterbitkan.

Year	Dividend	PJU 50,60%	REC 49%	Kop DIPERTAM 0,40%
2009	\$ 57.361	\$ 29.025	\$ 28.107	\$ 229
2010	\$ 442.690	\$ 224.001	\$ 216.918	\$ 1.771
2011	\$ 1.117.293	\$ 565.350	\$ 547.473	\$ 4.469
2012	\$ 381.597	\$ 193.088	\$ 186.982	\$ 1.526
2013	\$ 779.065	\$ 394.207	\$ 381.742	\$ 3.116
2014	\$ 759.600	\$ 384.358	\$ 372.204	\$ 3.038
2015	\$ 1.700.673	\$ 860.541	\$ 833.330	\$ 6.803
2016	\$ 2.426.202	\$ 1.227.658	\$ 1.188.839	\$ 9.705
2017	\$ 2.657.093	\$ 1.344.489	\$ 1.301.976	\$ 10.628
2018	\$ 2.799.266	\$ 1.416.429	\$ 1.371.640	\$ 11.197
2019	\$ 3.015.119	\$ 1.525.650	\$ 1.477.408	\$ 12.060
2020	\$ 4.919.411	\$ 2.489.222	\$ 2.410.511	\$ 19.678
2021	\$ 14.892.893	\$ 7.535.804	\$ 7.297.517	\$ 59.572
2022	\$ 19.490.088	\$ 9.861.985	\$ 9.550.143	\$ 77.960
2023	\$ 15.179.179	\$ 7.680.665	\$ 7.437.798	\$ 60.717
2024	\$ 12.984.824	\$ 6.570.321	\$ 6.362.564	\$ 51.939
2025	\$ 10.845.860	\$ 5.488.005	\$ 5.314.471	\$ 43.383
TOTAL	\$ 94.448.215	\$ 47.790.797	\$ 46.279.625	\$ 377.793

Sampai dengan tahun buku 2025, PJUC telah dan akan membagikan dividen dengan total \$94.448.215. Nilai ini adalah sama dengan 1.752 kali dari modal disetor.

PROFIL PERUSAHAAN

ANNUAL REPORT
2025



PROFIL PERUSAHAAN

LEGALITAS PERUSAHAAN

PT. Petrogas Jatim Utama Cendana ("Perusahaan") didirikan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku di Republik Indonesia berdasarkan Akta No. 5 tanggal 14 Maret 2007 dari Rosida, SH, notaris di Surabaya. Akta pendirian ini telah disahkan oleh Menteri Hukum dan Hak Asasi dalam Surat Keputusan No. W10-00796 HT.01.01-TH2007 tanggal 3 Juli 2007.

Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami beberapa kali perubahan, terakhir dengan Akta No. 38 tanggal 23 Desember 2020 dari Evie Mardiana Hidayah, SH, mengenai perubahan pengurus PJUC. Perubahan tersebut telah mendapat persetujuan dari Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dalam Surat Keputusan No. AHU-AH.01.03-0006291 diterbitkan tanggal 7 Januari 2023.

Sesuai Akta Perubahan Anggaran Dasar No. 19 tanggal 11 November 2020 maksud didirikan Perseroan adalah untuk mengelola Hak PI dalam bidang usaha Pertambangan Minyak Bumi dan Gas Alam pada Wilayah Kerja Cepu. Pendirian Perusahaan merupakan tindak lanjut dari diterbitkannya Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tanggal 23 November 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Daerah Provinsi Jawa Timur No. 1 tahun 2006 tanggal 9 Maret 2006 tentang penunjukan Perusahaan sebagai wakil keikutsertaan Pemerintah Provinsi Jawa Timur dalam bentuk saham pengelolaan minyak dan gas bumi pada Kontrak Kerja Sama (KKS) Blok Cepu.

Modal dasar PJUC, sebagaimana ditetapkan dalam Akta Pendirian No. 5 tanggal 14 Maret 2007 adalah Rp 2.000.000.000 (dua milyar rupiah) terbagi atas 2.000 (dua ribu) lembar saham dengan masing – masing saham bernilai Rp 1.000.000 (satu juta rupiah). Dari modal dasar tersebut, telah ditempatkan sebesar Rp 500.000.000





(lima ratus juta rupiah), dengan masing – masing pemegang saham yaitu: PT Petrogas Jatim Utama (PJU) sebanyak Rp 498.000.000 (498 lembar saham) dan Primer Koperasi Pegawai Republik Indonesia Dinas Pertambangan Daerah Tingkat I Jawa Timur “DIPERTAM” sebanyak Rp 2.000.000 (2 lembar saham).

Kemudian berdasarkan Akta No. 14 tanggal 15 Januari 2009, guna menindaklanjuti dan mengesahkan Perjanjian Jual Beli 245 lembar saham milik PJU kepada PT Syabas Usaha Migas (SUM), sehingga komposisi pemegang saham yang baru adalah PJU sebesar 50,6% (setara 253 lembar saham; DIPERTAM sebesar 0,4% (setara 2 lembar saham); SUM sebesar 49% (setara 245 lembar saham). Di kemudian hari SUM menjual sahamnya kepada sebuah perusahaan Korea DEC (DSME Energy Cepu) dan pada tahun 2018 DEC berganti nama menjadi REC (Raharja Energi Cepu) setelah dibeli oleh PT Rukun Raharja (RAJA) Tbk.

VISI DAN MISI PERUSAHAAN

VISI

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

MISI

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

SASARAN PERUSAHAAN

Memberikan kontribusi terhadap pendapatan migas nasional

Mengelola sumber daya alam minyak dan gas bumi melalui Participating Interest (PI) 2,2423% di Blok Cepu

Memberikan pendapat asli daerah (PAD) Provinsi Jawa Timur

Meningkatkan Perekonomian Provinsi Jawa Timur

KEBIJAKAN MANAJEMEN

Bidang Keuangan

- Mengikuti semua perjanjian-perjanjian dalam pengelolaan Blok Cepu seperti Production Sharing Contract/PSC, Joint Operating Agreement/JOA dan perjanjian-perjanjian dengan mitra, seperti Cash Call, Akta Pendirian, Facility Agreement,
- Efisiensi Biaya Operasional dimana setiap pengeluaran biaya harus selalu dimonitor dan mengacu pada anggaran yang telah ditetapkan,
- Pengeluaran biaya berdasarkan skala prioritas dengan mempertimbangkan aspek efisiensi, efektifitas dan produktifitas.

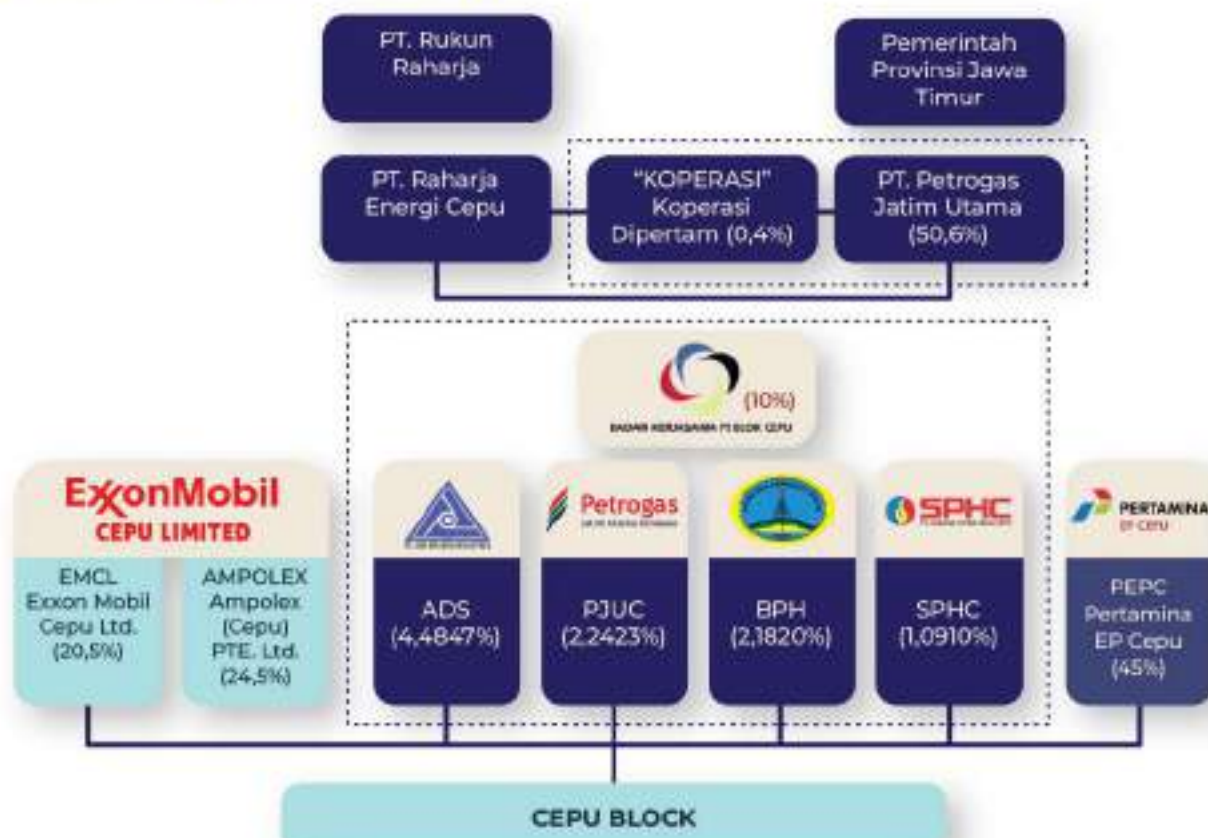
Bidang Organisasi dan Manajemen

- Sebagai konsekuensi pertumbuhan perusahaan yang dikehendaki, pengembangan SDM harus dipandang sebagai investasi (Human Capital),
- Melaksanakan RUPS untuk menghasilkan keputusan yang sesuai dengan arahan holding secara efektif,
- Implementasi manajemen risiko (Risk Management).

Bidang Pengembangan

Melakukan koordinasi dengan dengan Badan Kerjasama (BKS), ExxonMobil Cepu Ltd (EMCL), dan Pertamina E&P Cepu (PEPC) dalam pengembangan dan produksi lapangan minyak dan gas bumi di Blok Cepu.

PEMEGANG SAHAM



STRUKTUR ORGANISASI TAHUN 2025



SUSUNAN KOMISARIS

Abdul Halim Soebahar	Komisaris Utama (PJU)
Sumantri	Komisaris (RATU)
Fathur Rozi Zubair	Komisaris (PJU)

SUSUNAN DIREKSI

Hadi Ismoyo	Direktur Utama (PJU)
Alexandra Sinta Wahjudewanti	Direktur Teknik (RATU)
Adrian Hartadi	Direktur Keuangan (RATU)

KARYAWAN

R. Sunni Nugraha Priadi	Manajer Teknik
Rista Hestiningsih	Manajer Akunting & Keuangan
Ni Made Kade Widiarini	Admin & Sekretaris
Tri Fitria Susanti	Staf Keuangan
Gery Lusiano Firmansah	Staf Akuntansi
Richard Rinaldi Kurniawan	Staf Teknik

SUSUNAN KOMISARIS



Abdul Halim Soebahar - Komisaris Utama

Beliau meraih gelar Sarjana di Universitas Negeri Islam Sunan Ampel pada tahun 1987, mendapatkan gelar Master di Universitas Islam Negeri Sunan Kalijaga pada tahun 1990 serta mendapatkan gelar doktor Pendidikan Islam di Universitas Negeri Islam Sunan Kalijaga di tahun 2008.

Beliau diangkat menjadi komisaris PT. P3UC berdasarkan Akta Keputusan Pemegang Saham pada tanggal 16 Maret 2022.

Beliau sudah lebih dari 30+ tahun berkarir di berbagai organisasi yang dimuli dari pengalaman berkarir ditahun 1991-1996 sebagai Sekretaris Umum Majelis Ulama Indonesia Kab. Jember. Beliau melanjutkan karirnya sebagai Wakil Ketua Umum Majelis Ulama Indonesia Jawa Timur pada periode 2020-2025. Selain berkarir di MUT, beliau menjabat di NU sebagai Dewan Ahli PP ISNU semenjak tahun 2013.



Fathur Rozi Zubair - Komisaris

Menjabat sebagai Pengasuh Pesantren Nurul Cholli, melanjutkan estafet kepemimpinan keluarga untuk pendidikan berbasis Salaf Salih. Aktif sebagai anggota Dewan Pengasuh dan Dewan Pemimpin HISA (Himpunan Santri Alumni Nurul Cholli), termasuk menghadiri reuni akbar alumni di Malaysia tahun 2023.



Sumantri - Komisaris

Warga Negara Indonesia, berdomisili di Jakarta.

Memperoleh gelar Sarjana Ekonomi dari Universitas Indonesia pada tahun 2002.

Beliau memiliki pengalaman kerja di berbagai industri lebih dari 20 tahun. Sebelum diangkat sebagai Direktur Utama di PT. Raharja Energi Cepu Tbk, beliau pernah menjabat sebagai Komisaris Utama PT. Raharja Energi Cepu Tbk (2024 - 2025), Direktur PT. Rukun Raharja Tbk (2021 - 2025), Komisaris dan Ketua Komite Audit dan GCG PT. IPC Terminal Petikemas (2019-2020), Advisor di PT. Usahatama Mandiri Nusantara (2015-2020), Direktur Keuangan PT. Sarana Patra Hulu Cepu / BUMD Provinsi Jawa Timur (2015-2016), Chief Corporate Affairs Officer di PT. Karya Bumi Baratama (2012-2014) dan General Affair Manager di PT. Kalrez Petroleum Ltd. (2010-2012).

SUSUNAN DIREKSI



Hadi Ismoyo - Direktur Utama

Meraih gelar Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 1992.

Saat ini menjabat sebagai Direktur Utama PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) sejak tahun 2019.

Memiliki pengalaman kerja di industri minyak dan gas lebih dari 25 tahun. Pernah menjadi Senior VP Strategic Planning & Business Development PT Petrogas Jatim Utama (PJU) dan President Direktur dari PT. Petrogas Pantai Madura (PPM) dari tahun 2015 hingga 2019. Sebelumnya Beliau bekerja di ARCO (Saat ini BP) dari tahun 1992 hingga 2005. Kemudian melanjutkan ke PT Petrogas Jatim Utama Group.



Alexandra Sinta Wahjudewanti - Direktur Teknik

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 dan telah selesai menempuh program Doctoral in Science Management di Sekolah Bisnis dan Manajemen (SBM), Institut Teknologi Bandung.

Saat ini menjabat sebagai Direktur Teknik PJUC sejak tahun 2018. Pernah menjadi anggota Dewan Komisaris PJUC sejak tahun 2014-2018. Sebelumnya beliau bekerja di ExxonMobil Cepu Limited/EMCL (2008-2014). Sebelumnya bekerja di PT. Schlumberger Geophysics Nusantara (1997-2001) sebagai Reservoir Support Engineer. Kemudian mengikuti suami ke Negara Brunel Darussalam dan bekerja sebagai guru matematika dan geografi di St. George's Secondary School, Bandar Seri Begawan, Brunel Darussalam (2002-2008).



Adrian Hartadi - Direktur Akuntansi & Keuangan

Memperoleh gelar Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 2012 dan gelar Master of Geoscience and Engineering dari IFP School, Rueil Malmaison, France.

Beliau memiliki pengalaman profesional yang luas di sektor energi dan keuangan. Sebelum diangkat sebagai Direktur di PT Raharja Energi Cepu Tbk, beliau pernah menjabat sebagai Deputy Finance Director di PT Raharja Energi Cepu Tbk (2025), GM - Business Development di PT Chandra Daya Investasi (2024 - sekarang), Associate Director, Investment Banking - Advisory Division di PT Mandiri Sekuritas (2022 - 2025), Relationship Manager, Corporate Banking (Oil & Gas and Mining Sector) di PT Bank Mandiri (Persero) Tbk (2017 - 2022), Sales Engineer di Control Systems Arena Para Nusa (2016 - 2017) dan Reservoir Engineer di Total E&P Indonesia (2014 - 2015) dan Reservoir - Production Engineer di Schlumberger 2012-2014.

KARYAWAN



Rista Hestningsih - Manajer Keuangan

Meraih gelar Sarjana Akuntansi dari Universitas Airlangga pada tahun 1999;

Saat ini menjabat sebagai Manajer Keuangan PJUC sejak tahun 2019. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah bekerja di Petrogas Jatim Utama sebagai Manajer Accounting & Tax (2016-2018). Sebelumnya pernah menjadi auditor di Kantor Akuntan Publik Soegeng Soetedjo & Partners (2000-2004) kemudian melanjutkan karir sebagai Manajer Keuangan di Jatim Investment Management (2004-2016).

+ rista@pjuc.co.id



Sunni Nugraha Priadi - Manajer Teknik

Meraih gelar Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 2015; Magister Manajemen Proyek di MMT, Institut Teknologi Sepuluh November pada tahun 2021.

Saat ini menjabat sebagai Manajer Teknik PJUC sejak tahun 2019. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah bekerja di Pertamina EP EOR sebagai Production Engineer (2015-2019). Pernah menjadi Asisten Project pekerjaan plug & Abandonment di Adaro Energy (2015-2016).

+ sunni.nugraha@pjuc.co.id



Ni Made Kade Widiarini - Admin dan Sekretaris

Meraih gelar Sarjana program studi Hubungan Internasional dari Universitas Airlangga pada tahun 2003;

Saat ini menjabat sebagai Sekretaris perusahaan PJUC sejak tahun 2009. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah bekerja di Petrogas Jatim Utama selama 1,5 tahun (2007-2009). Sebelumnya pernah bekerja di Asuransi Raksa (2003-2007).

+ kade.widia@pjuc.co.id

STAFF AKUNTANSI



Tri Fitria Susanti - Staff Akutansi dan Keuangan

Meraih gelar Sarjana Teknik Industri dari Institut Teknologi Nasional Malang pada tahun 2006;

Saat ini bertugas di divisi Tax & Accounting Finance PJUC sejak tahun 2014. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah bekerja di Bank Jatim selama 5 tahun (2008-2013) kemudian melanjutkan di Perusahaan Perkapalan Multi Jaya Samudera Surabaya (2013-2014).

+ tlya@pjuc.co.id



Gery Lusiano Firmansah - Staff Akuntansi

Meraih gelar Sarjana Akuntansi dari Universitas Airlangga pada tahun 2021.

Saat ini bertugas di Divisi Tax and Accounting Finance PT. PJUC sebagai staff akuntansi sejak tahun 2022. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah internship di PT. Berkah Multi Cargo Logistic (Pelindo Group) kemudian melanjutkan bekerja di PT. Petrogas Jatim Utama Cendana

lusianogery@gmail.com



Richard Rinaldi Kurniawan - Staff Teknik

Meraih gelar Sarjana Teknik Perminyakan dari Institut Teknologi Bandung pada tahun 2023.

Saat ini bertugas di Divisi Teknik PJUC sejak tahun 2024. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah bekerja sebagai engineer project di LAPITB pada tahun 2023.

richard.rinaldi@pjuc.co.id



LAPORAN TEKNIKAL

ANNUAL REPORT
2025



LAPORAN TEKNIKAL

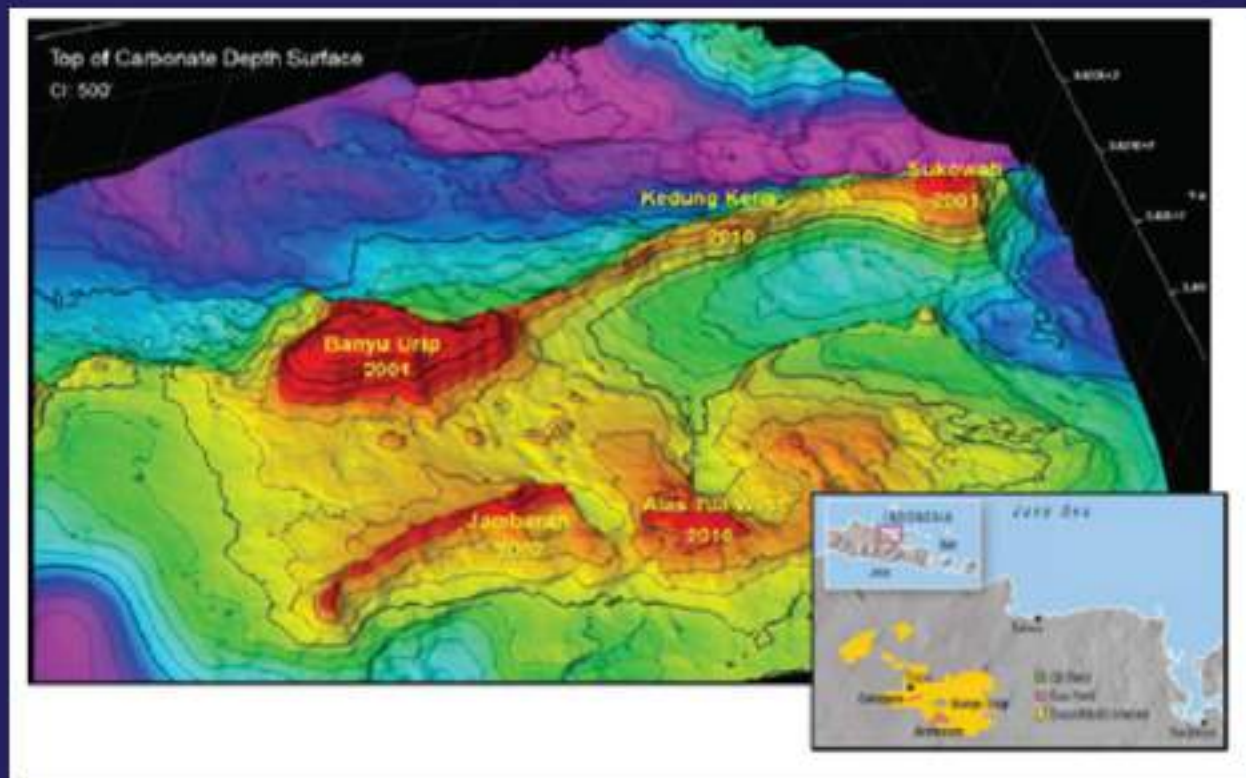
BLOK CEPU

Blok Cepu merupakan Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) minyak dan gas bumi yang mencakup wilayah Kabupaten Bojonegoro dan Tuban, Provinsi Jawa Timur serta Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah dengan luas total 919.19 km² (91,920 HA),



Gambar 1 Peta Wilayah Kerja Pertambangan (WKP) Blok Cepu

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.



Gambar 2 Depth Map Banyu Urip

Pada tanggal 17 September 2005, ditandatangani KKS Blok Cepu antara BP Migas atas nama Pemerintah dengan Kontraktor yaitu MCL dan Ampolex sebagai Anak Perusahaan ExxonMobil serta PEPC sebagai Anak Perusahaan PT Pertamina (Persero) untuk jangka waktu kontrak 30 (tiga puluh tahun) sampai tahun 2035.

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 operasional Blok Cepu secara efektif telah dimulai dengan kegiatan utama yaitu kegiatan eksplorasi, pengembangan lapangan minyak Banyu Urip, lapangan minyak Kedung Keris, kegiatan dan pengembangan lapangan gas Jambaran-Tiung Biru (JTB).

Di Blok Cepu telah dilakukan pemboran 6 (enam) sumur eksplorasi dan ditemukan 5 (lima) lapangan yang komersial untuk diproduksi yaitu Lapangan Cendana (tahun 1999), Lapangan Banyu Urip (tahun 2001), Lapangan Jambaran (tahun 2001), Lapangan Kedung Keris (tahun 2011), dan Lapangan Alas Tua West (tahun 2011).

Lapangan Banyu Urip sudah mulai produksi komersial pada tanggal 31 Agustus 2009 sedangkan Lapangan Kedung Keris mulai produksi komersial pada tanggal 23 November 2019.

LAPANGAN BANYU URIP

Lapangan Banyu Urip ditemukan pada tahun 2001 oleh Mobil Cepu Ltd., dan persetujuan Plan of Development (POD) oleh BP MIGAS pada tanggal 4 Juli 2006.

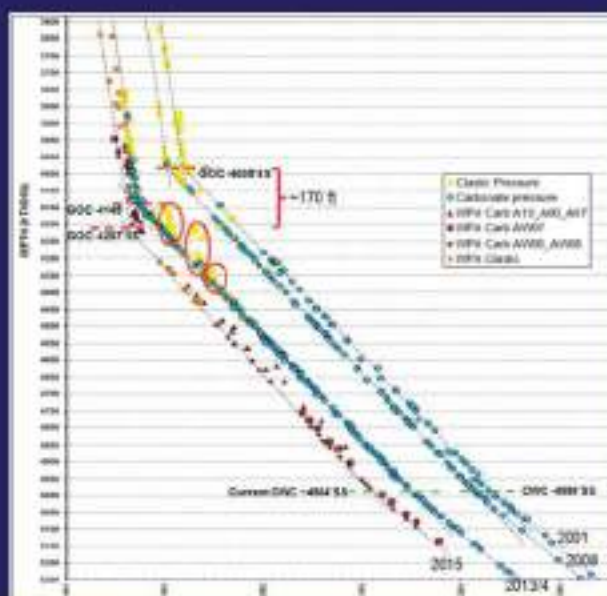
CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR

Menurut Model Best Estimate 2009 Resource Update, cadangan 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.
- Keseragaman 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 data-data actual produksi lapangan dan data-data hasil pengeboran serta berdasarkan hasil simulasi (Data Dinamis) cadangan terambil Lapangan Banyu Urip meningkat sekitar 60% menjadi **729 MMBO**.

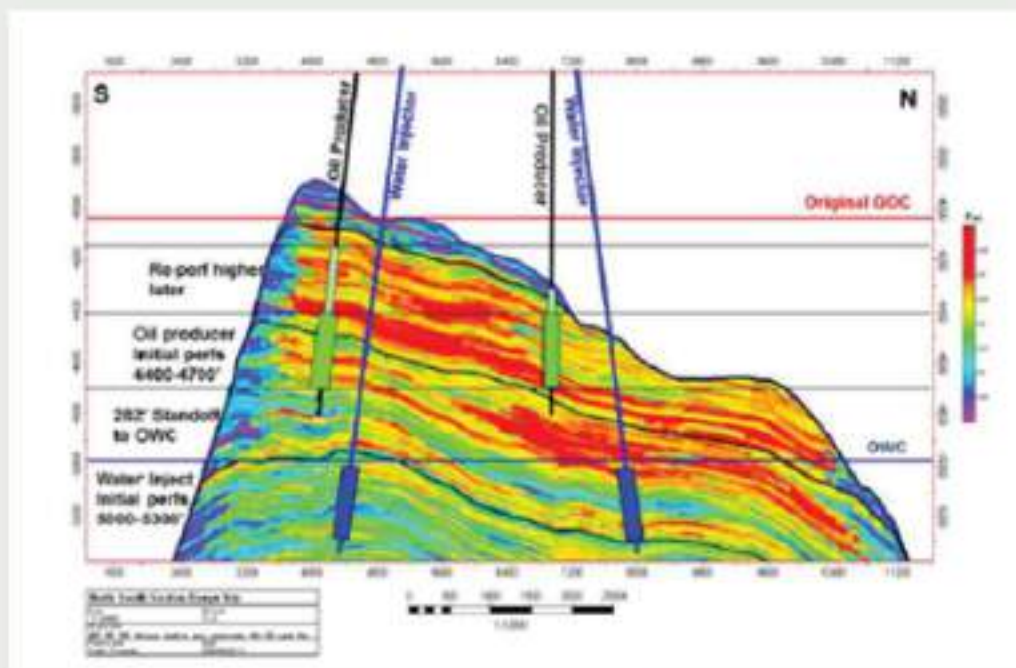
Data pressure menunjukan konektivitas yang baik pada reservoir karbonat, reservoir klastik maupun antara reservoir karbonat dan reservoir klastik. Terjadi pergeseran gradient pressure yang seragam antara tahun 2001, 2008, 2013 dan 2015 baik di reservoir karbonat dan klastik terkait produksi dan adanya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



Gambar 3 Depth vs Pressure BU

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

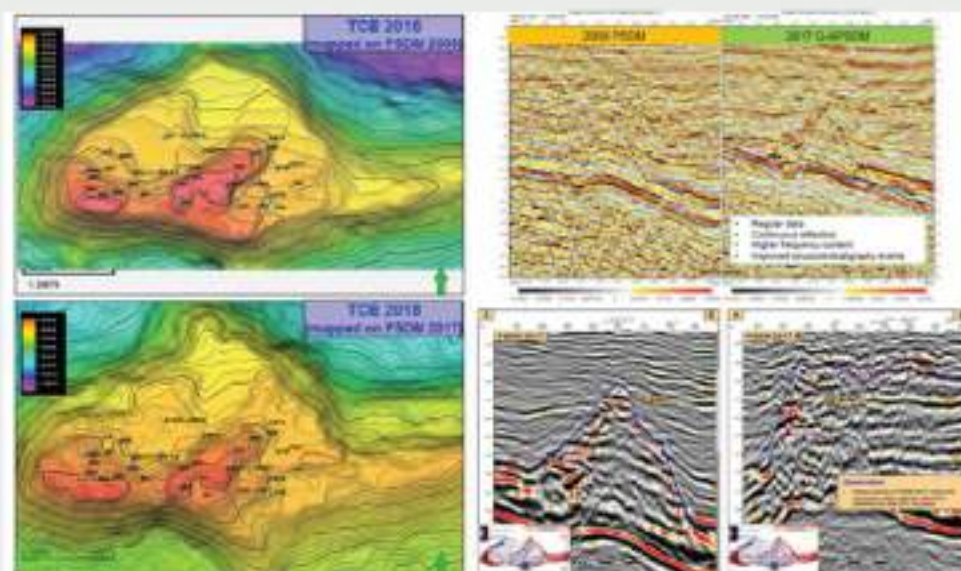


Gambar 4 Structure map BU

Pada tahun 2018 pada Lapangan Banyu Urip telah selesai dilaksanakan Re-processing Seismik Lapangan Banyu Urip dengan tujuan untuk:

- Meningkatkan resolusi seismik untuk mendukung advance interpretation di Banyu Urip Carbonate.
- Memperbaiki area seismik yang terpengaruh oleh atenuasi (pembiasan) dari shallow gas.
- Meningkatkan kualitas seismik pada Banyu Urip Clastic agar dapat menentukan kemenerusan horizon lebih baik.
- Berupaya untuk meningkatkan Cadangan Minyak & Gas di Lapangan Banyu Urip dengan seismik yang lebih akurat.

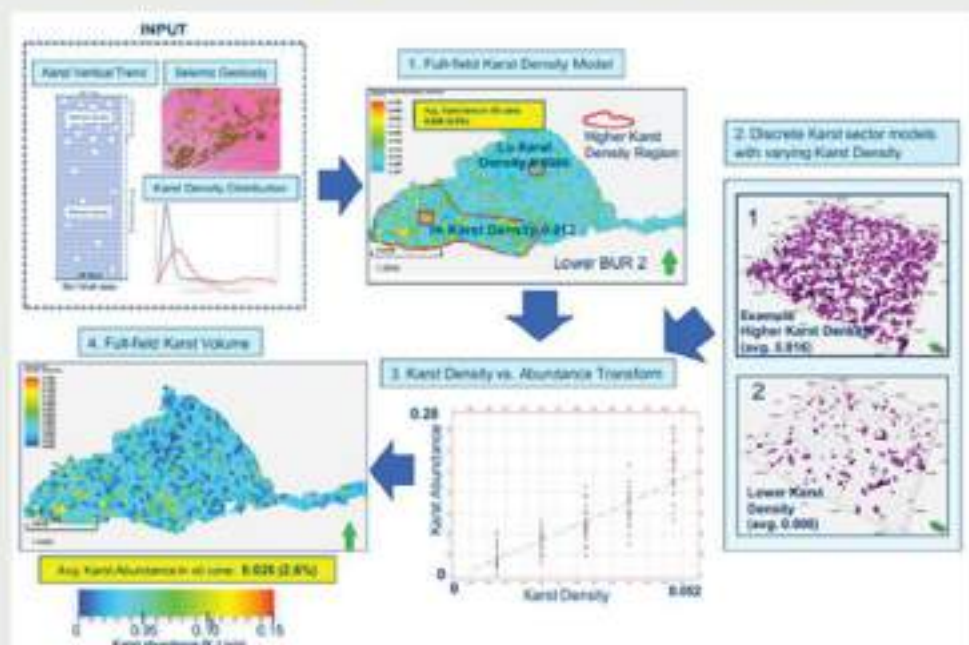
Telah terjadi peningkatan Gross Volume Reservoir (GRV) sebesar $\pm 20\%$, EMCL dengan dukungan SKK Migas telah melakukan studi dan evaluasi yang berkelanjutan untuk memperoleh data dan informasi aspek-aspek Geologi, Geofisika & Reservoir (GGR) dalam rangka meningkatkan pemahaman karakter reservoir Banyu Urip. Aspek Geologi dan Geofisika meliputi : Seismic Reprocessing, indentifikasi Secondary Porosity dan karakteristik reservoir Carbonate yang lebih detail terutama Facies Seismic. Sedangkan Aspek Reservoir yaitu Reservoir Modelling (Dinamis Data), antara lain: penggunaan Dual Porosity – Dual Permeability dan monitoring kinerja reservoir.



Gambar 5 TCE Banyu Urip

Berdasarkan studi dan evaluasi tersebut serta berdasarkan hasil simulasi (Dinamis Data) cadangan terambil Lapangan Banyu Urip meningkat sekitar 13% menjadi **823 MMBO**.

Pada Tahun 2019, telah dilaksanakan karst characterization (distribution, porosity & permeability) serta Karst Geomodelling & Volume. Berikut metodologi Karst Modelling,



Gambar 6 Karst Modelling Banyu Urip

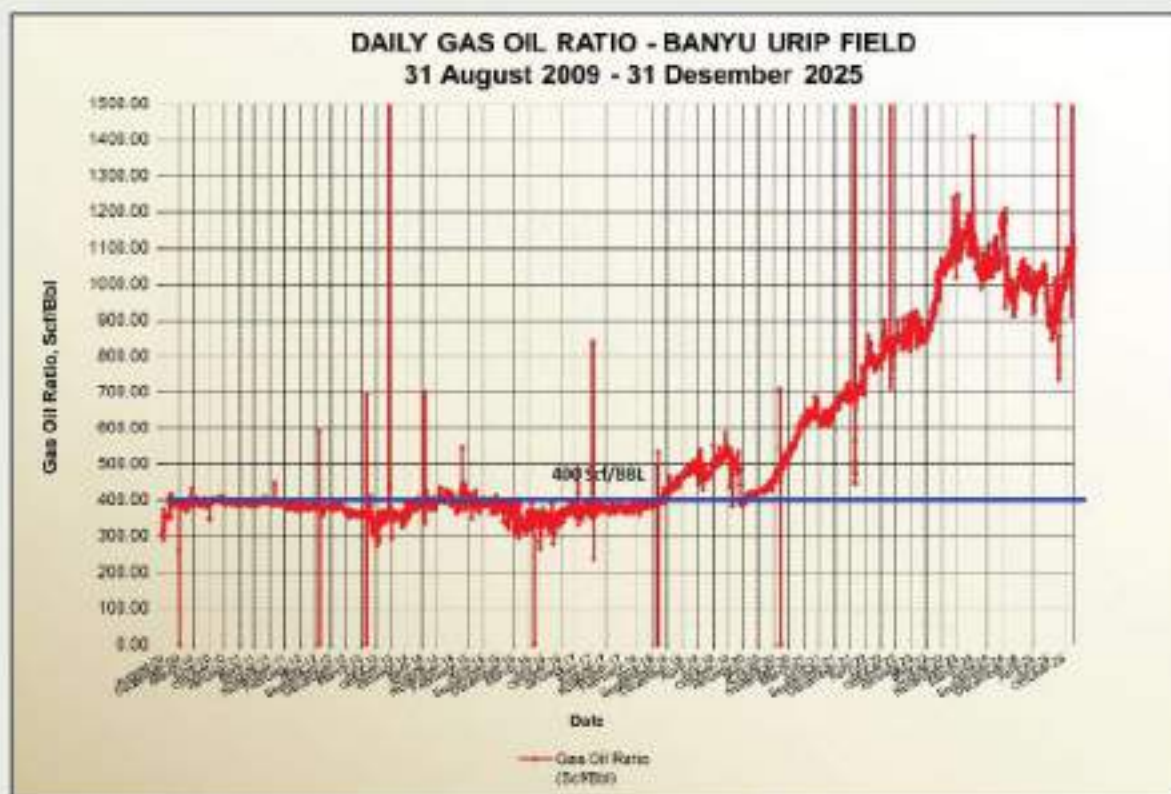


Analisa yang dilakukan berdasarkan studi karst characterization serta perkembangan data baru GGR dan Reservoir Modelling (Dinamis Data) menunjukkan perkiraan cadangan minyak terambil selama periode PSC meningkat 117 MMBO menjadi **940 MMBO** dari sebelumnya 823 MMBO.

Pada akhir tahun 2025, EMCL melakukan study berdasarkan hasil pengeboran dari sumur-sumur BUIC yang berhasil memproduksi minyak sesuai harapan. Study ini menghasilkan perubahan nilai OOIP menjadi 1327 MMBO dan EUR di akhir PSC 2035 sebesar 935 MMBO dengan 70% RF. PSC Extension hingga tahun 2055 akan menambah EUR hingga 1027 MMBO dengan 77% RF.

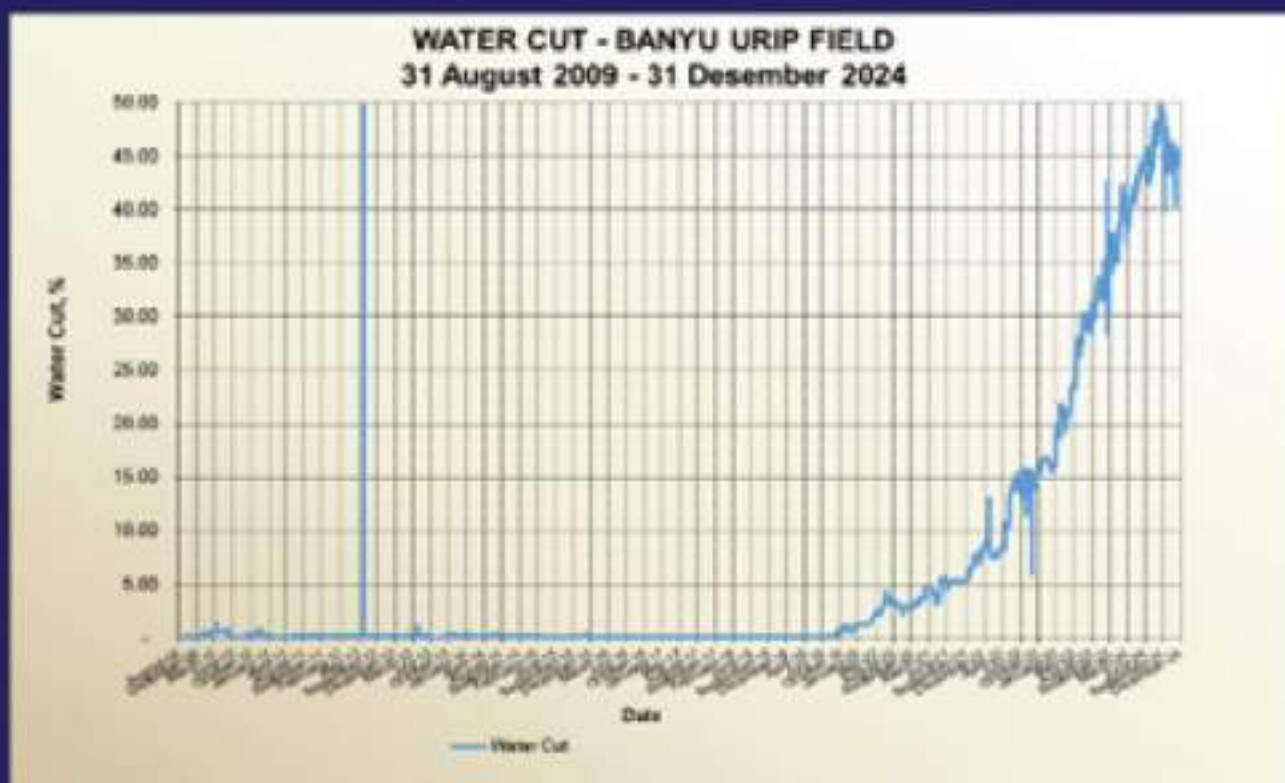
Lapangan Banyu Urip sudah memproduksi selama 13 tahun sejak pertama kali diproduksi pada 2009 yang lalu. Produksi lapangan Banyu Urip berkontribusi hingga 30% produksi nasional, oleh karena itu naik turunnya produksi nasional tentu sangat sensitif bergantung pada well performance dari lapangan Banyu Urip itu sendiri.

Monitoring terhadap nilai GOR (Gas Oil Ratio) sangatlah penting, hal ini karena sangat berpengaruh terhadap produksi minyak di lapangan Banyu Urip. Peningkatan nilai GOR menyebabkan produksi minyak terpaksa diturunkan (karena dilakukan gas constraint) mengingat kapasitas CPF (Central Processing Area) yang terbatas. Peningkatan produksi gas ini diperkirakan berasal dari free gas yang berada pada reservoir Lapangan Banyu Urip seiring dengan pergerakan turun dari kontak antara gas dan minyak. Diperkirakan gas yang diproduksi tersebut kedalam sumur melalui interval lubang perforasi teratas. Guna menanggulangi problem tersebut, maka pada lapangan Banyu Urip dilakukan program Gas Shut Off. Gas Shut Off ini dilakukan dengan metode casing patch untuk menutup pada perforasi yang paling atas dimana gas mulai masuk. Metode ini dapat menahan laju produksi gas masuk ke reservoir minyak dan dapat meningkatkan recovery minyak. Berdasarkan data Gas Oil Ratio (GOR) lapangan Banyu Urip dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2025 memperlihatkan kenaikan GOR yang cenderung stabil namun ada peningkatan yang signifikan di akhir tahun karena penurunan produksi di akhir tahun akibat kebocoran pipa hingga 1233 scf/bbl di akhir tahun. Telah dilakukan program gas shut off sebanyak 3 sumur pada tahun 2025 untuk menurunkan GOR sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.



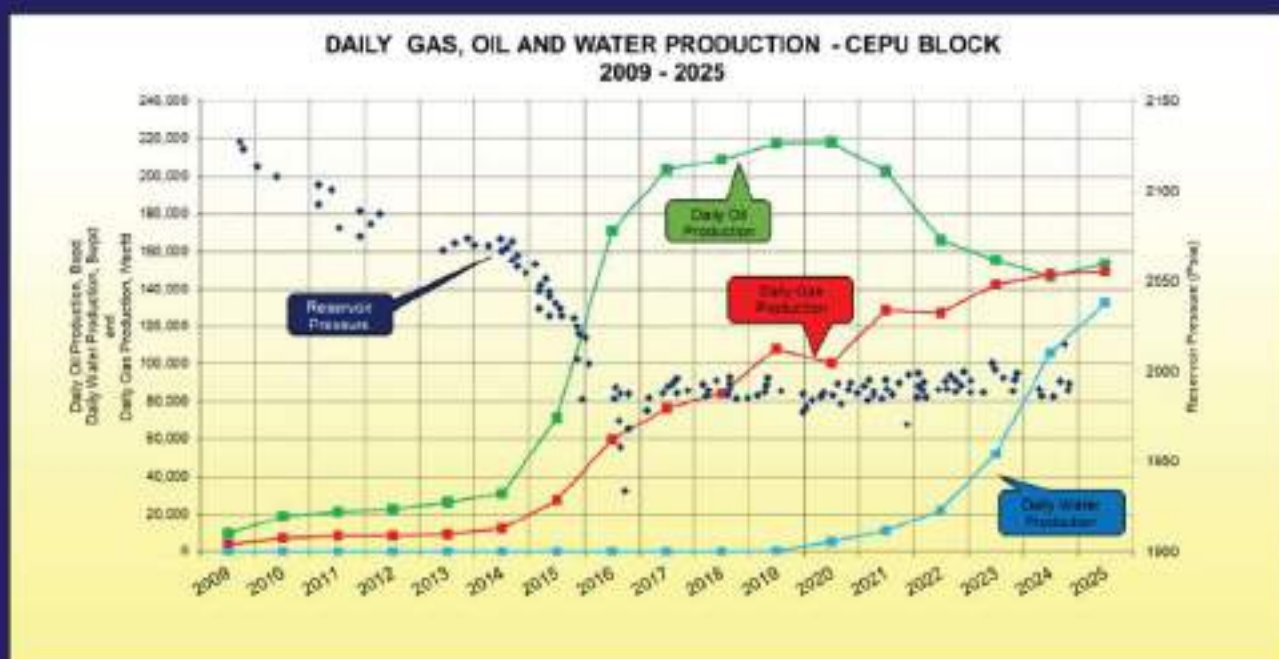
Gambar 7 GOR Banyu Urip Field

Sedangkan untuk Water Cut (WC) dari 31 Desember 2009 – 31 Desember 2025 memperlihatkan peningkatan yang cukup signifikan hingga 52% pada bulan Desember 2025. Peningkatan Water Cut menunjukkan bahwa pergerakan Oil Water Contact sudah menjadi concern yang signifikan dan water breakthrough mulai terjadi pada beberapa sumur.

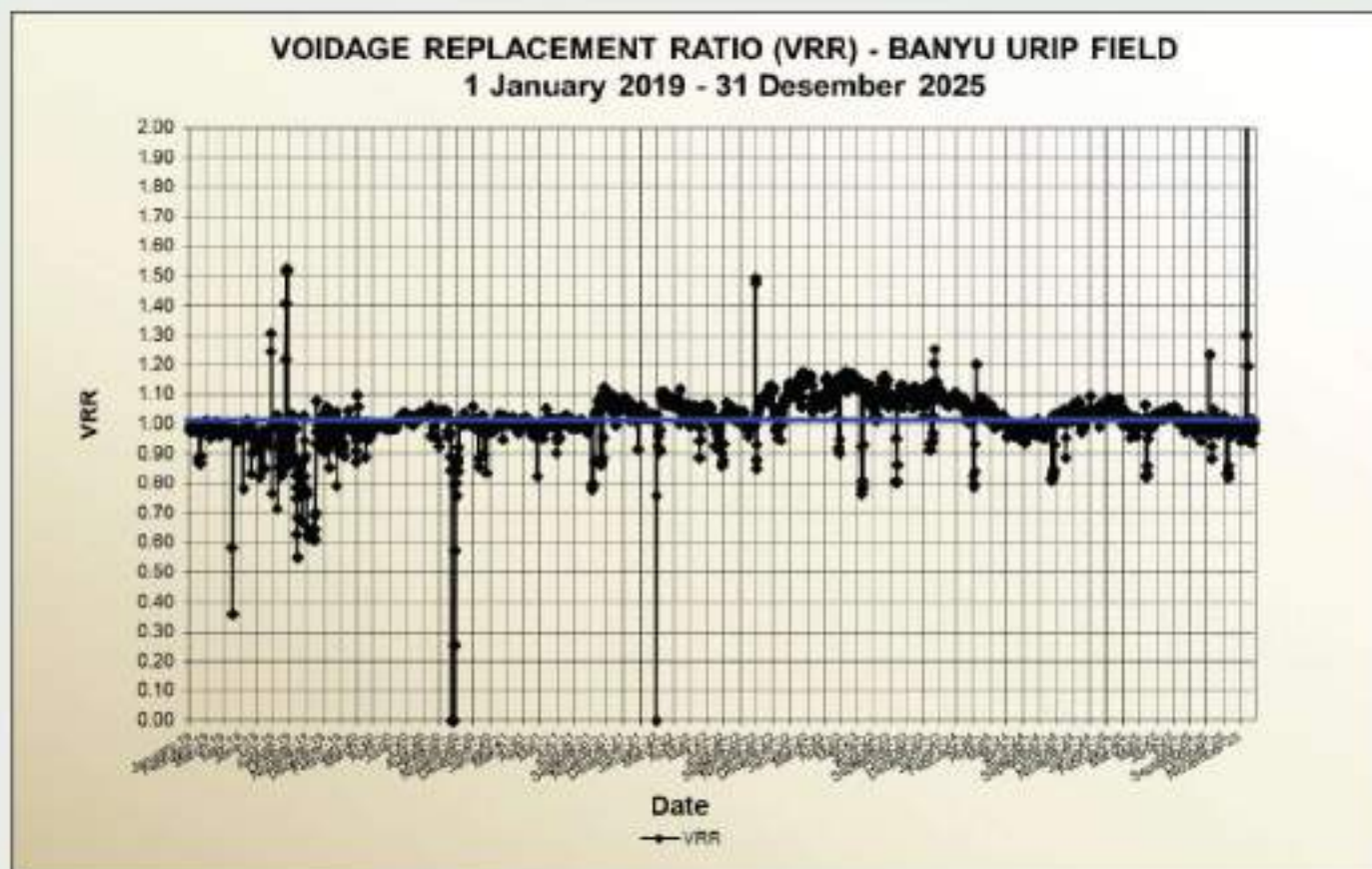


Gambar 10 Water Cut Banyu Urip

Tekanan Reservoir Banyu Urip masih tinggi (± 1975 psia) sedangkan penurunan tekanan reservoir hanya sebesar 135 psia dari tekanan inisial (dengan kumulatif produksi sampai 31 Desember 2024 sebesar 666 MMBO)



Gambar 11 Tekanan Reservoir Banyu Urip



Gambar 12 Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip

Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip saat ini masih menyentuh angka ~1.00. nilai rate injeksi dan produksi sudah dijaga sehingga reservoir pressure tetap stabil (Tekanan reservoir saat ini sebesar 1975 psig).

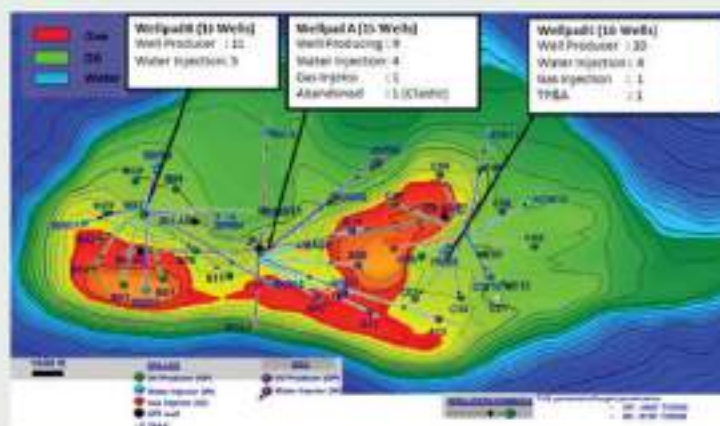
PRODUKSI

Produksi Perdana atau Early Oil Production 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).

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.

Well Pad B First Oil (WPBFO) dimulai pada tanggal 21 Maret 2015 sampai 27 November 2015, kemudian tanggal 12 December 2015 Central Production Facilities (CPF) beroperasi dengan produksi maksimum dapat mencapai 98.000 BOPD, kemudian produksi terus meningkat dan pada tahun 2018 rata-rata produksi minyak sebesar 208.794.

Produksi Banyu Urip berasal dari 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).



Gambar 13 Wellpad Banyu Urip Field

Produksi minyak Banyu Urip dari Central Production Facility (CPF) ke Floating Storage and Offloading (FSO) dapat dilihat pada gambar di bawah ini.



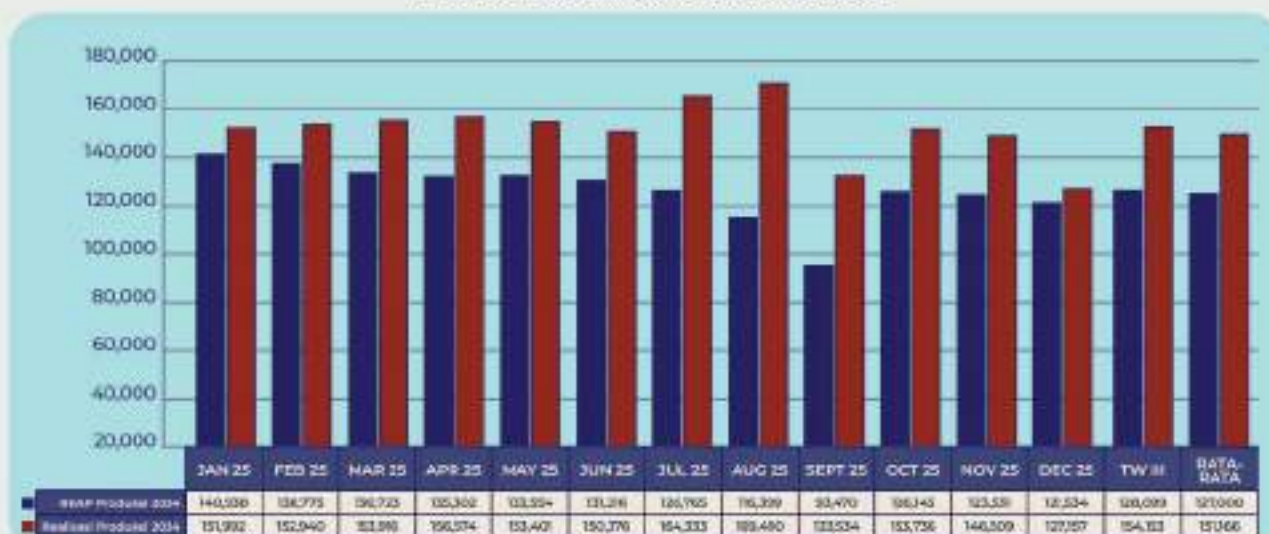
Gambar 14 Flow process Banyu Urip

Produksi minyak tahun 2025 mencapai **55,175,691 Barrel** atau 119.03% dari RKAP (46,355,068 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2025 sebesar **151,166 BOPD** atau 119.03% di atas RKAP (127,000 BOPD).

Target Produksi RKAP Perubahan 2025 telah tercapai 100% lebih, hal ini diperoleh dikarenakan adanya kegiatan well maintenance pada beberapa sumur produksi secara efektif serta perawatan sumuran rutin yang bertujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur.

TARGET PRODUKSI MINYAK TAHUN 2025				
BULAN	RKAP PRODUKSI 2025		REALISASI PRODUKSI 2025	
	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)
JAN 25	140,938	4,369,078	151,992	4,711,745
FEB 25	138,775	3,885,700	152,940	4,282,323
MAR 25	136,723	4,238,413	153,916	4,771,400
APR 25	135,302	4,059,060	156,574	4,697,223
MAY 25	133,554	4,140,174	153,401	4,755,439
JUN 25	131,216	3,936,480	150,376	5,511,265
JUL 25	126,765	3,929,715	164,333	5,094,313
AUG 25	116,399	3,608,369	169,490	5,254,181
SEPT 25	93,470	2,804,100	133,534	4,006,011
OCT 25	126,145	3,910,495	153,376	4,754,663
NOV 25	123,531	3,705,930	146,509	4,395,255
DEC 25	121,534	3,767,554	127,157	3,941,873
TW III	128,099	34,971,089	154,153	42,083,900
RATA-RATA	127,000	46,355,068	151,166	55,175,691

Gambar 15 Produksi Minyak Tahun 2025 Blok Cepu



Gambar 16 Target dan Realisasi Produksi Minyak 2025

Produksi aktual dari 2009 – 2024 dapat dilihat pada tabel dan grafik di bawah ini

Tabel 1 Produksi aktual dari 2009 – 2025 Blok Cepu

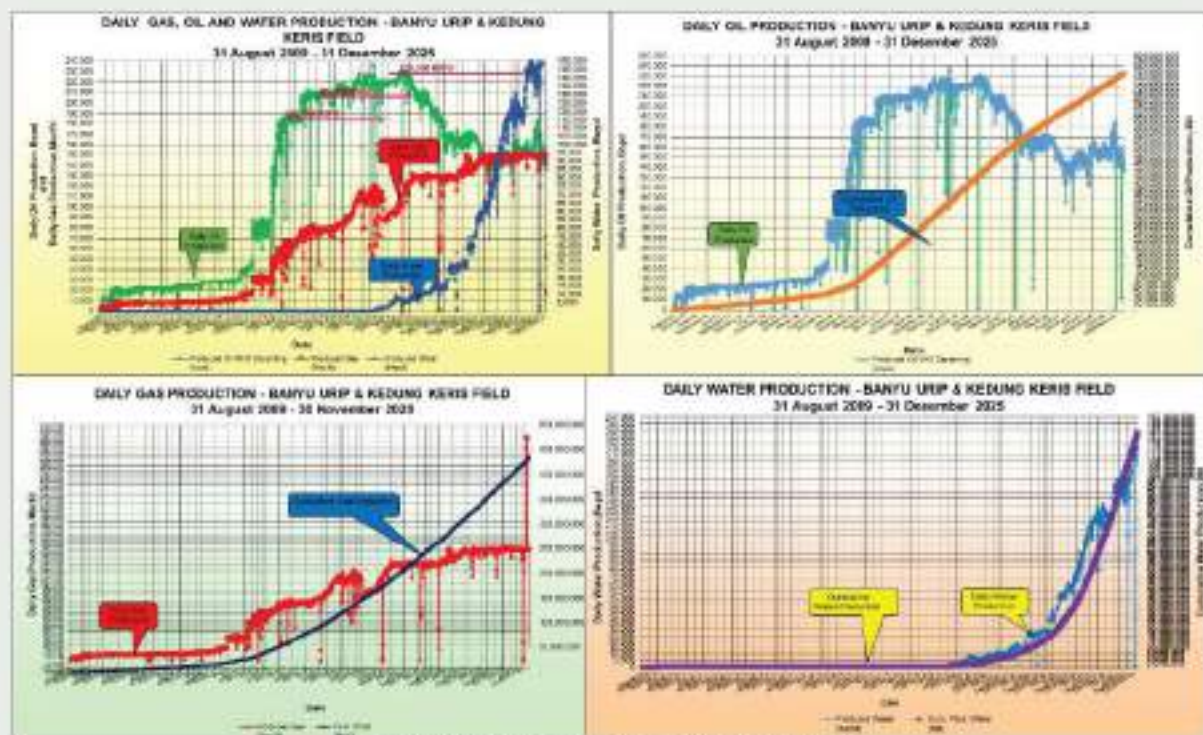
YEAR	Daily Oil Production (bopd) BU + KK	Yearly Oil Production (bbl) BU + KK	Cum Oil Production (bbl)
2009	9,762	1,200,741	1,200,741
2010	18,554	6,772,071	7,972,812
2011	21,388	7,806,736	15,779,548
2012	22,336	8,175,094	23,954,642
2013	26,257	9,583,936	33,538,578
2014	30,735	11,218,438	44,757,016
2015	71,491	26,094,076	70,851,092
2016	171,106	62,624,735	133,475,827
2017	203,522	74,285,492	207,761,319
2018	208,794	76,209,639	283,971,012
2019	217,641	79,439,046	363,410,058
2020	218,193	79,858,461	443,268,519
2021	202,894	74,056,286	517,324,805
2022	165,891	60,550,219	577,875,024
2023	155,444	56,737,201	634,612,225
2024	146,774	53,719,240	688,331,464

Produksi tanggal 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2025 (Lapangan Banyu Urip & Kedung Keris)

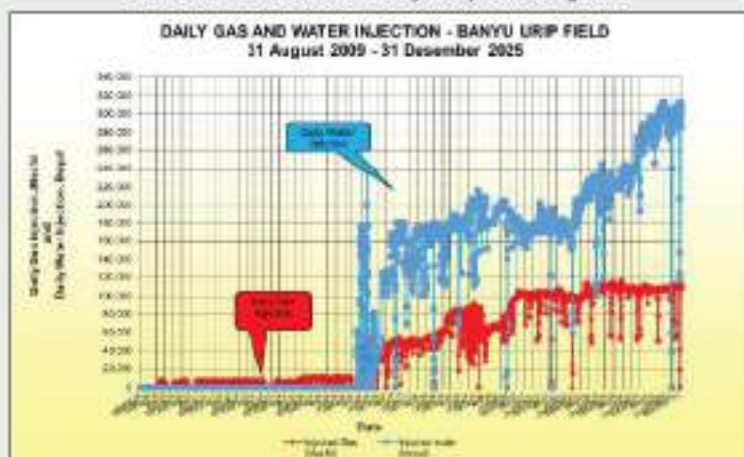
- Kumulatif Produksi Minyak = 743,600,429 BBL
- Kumulatif Sales ke FSO = 678,130,156 BBL
- Kumulatif Produksi Gas = 437,631,297 MSCF
- Kumulatif Gas Fuel = 65,170,283 MSCF
- Kumulatif Gas Flare = 44,370,139 MSCF
- Kumulatif Injeksi Gas = 308,555,281 MSCF
- Kumulatif Produksi Air = 124,715,292 BBL
- Kumulatif Injeksi Air = 667,326,292 BBL



Gambar 17 Profil Produksi Banyu Urip & Kedung Keris

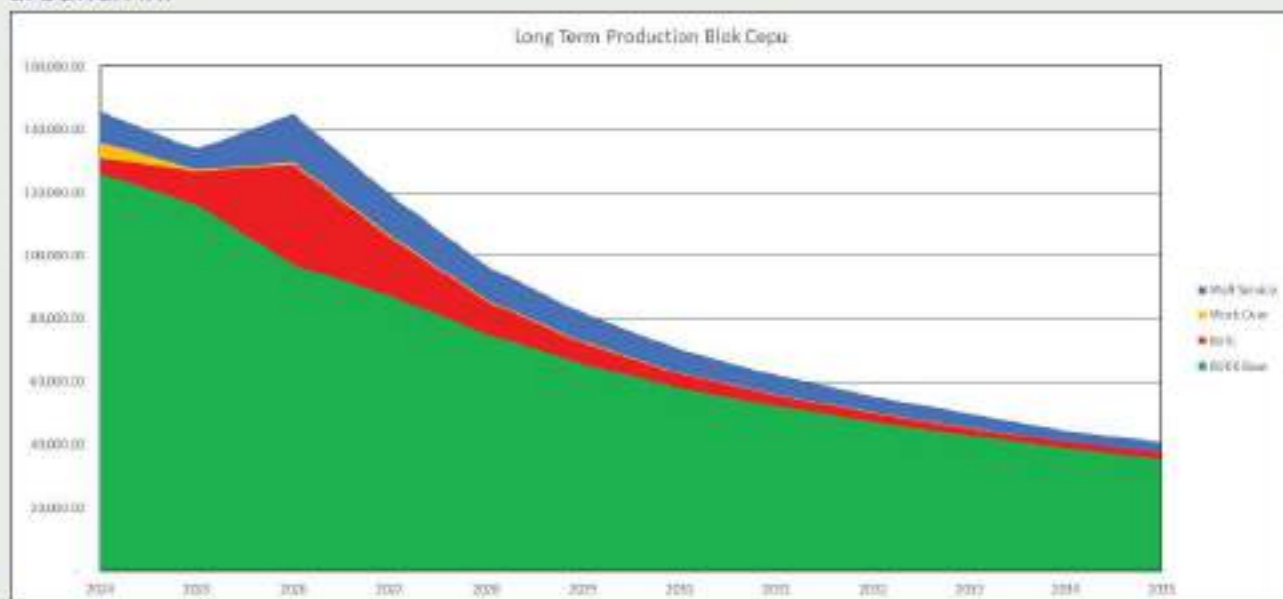


Gambar 19 Data Produksi Banyu Urip & Kedung Keris



Gambar 20 Data Injeksi Banyu Urip & Kedung Keris

Sedangkan untuk Forecast Produksi sampai tahun 2035 dapat dilihat pada gambar di bawah ini

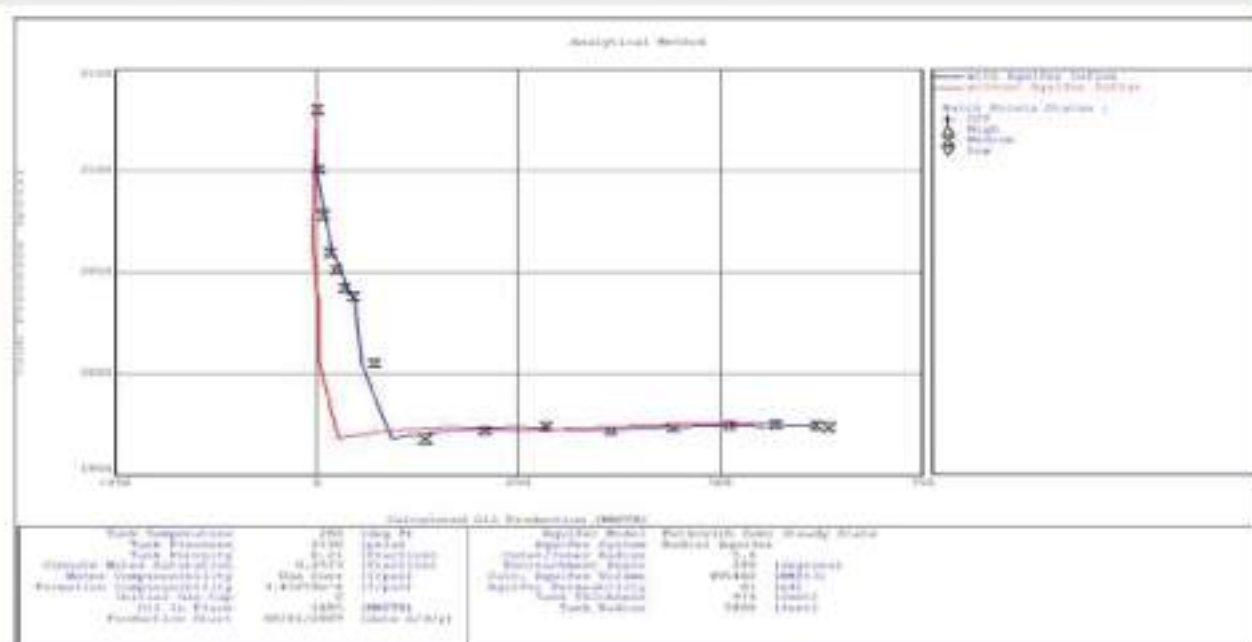


Gambar 21 Banyu Urip Production Profile

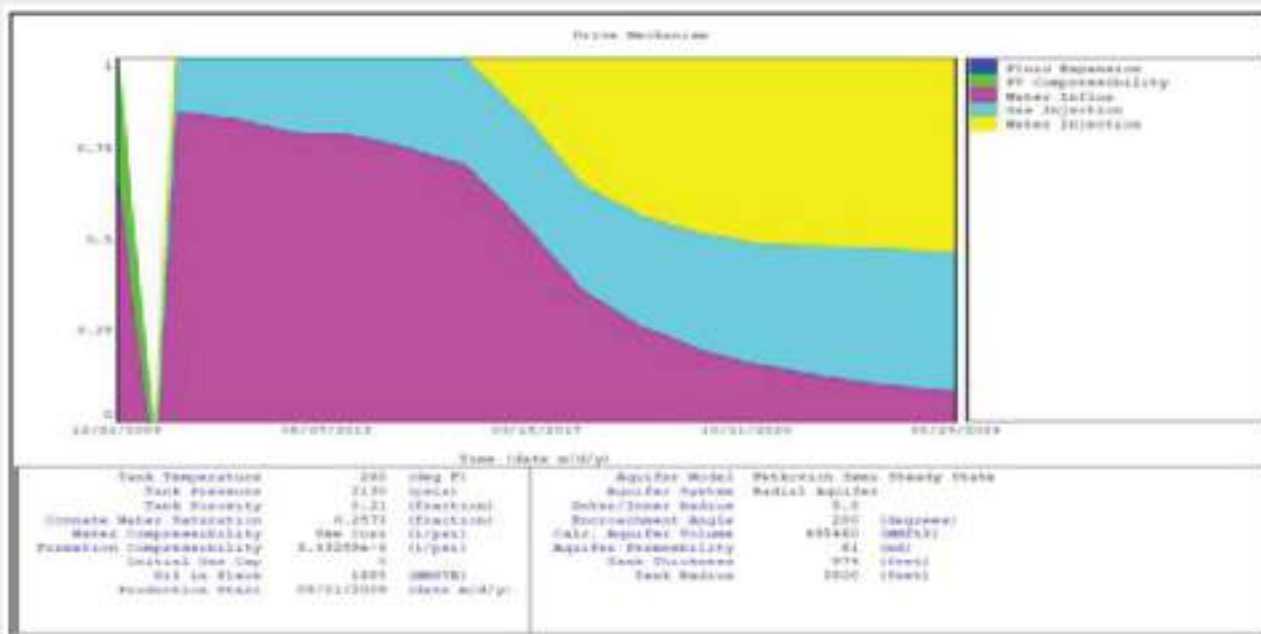


UPDATE CADANGAN BANYU URIP

Analisis cadangan dilakukan dengan Material Balance serta decline curve analysis untuk mendapatkan informasi Cadangan lapangan Banyu Urip beserta simulasi produksi pada lapangan tersebut berdasarkan data produksi yang terbaru.

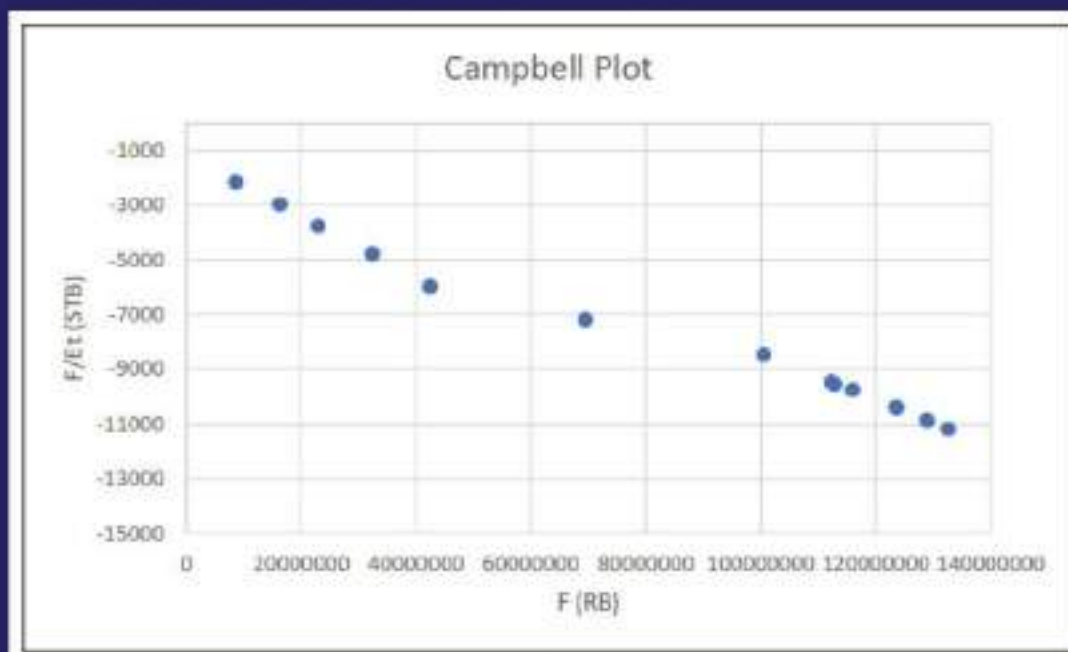


Gambar diatas menunjukkan pendekatan analitis pada lapangan Banyu urip, dimana garis merah menjelaskan bahwa simulasi berjalan tanpa masuknya aquifer, sedangkan garis biru menunjukkan simulasi berjalan dengan adanya aquifer influx ini menunjukkan kecocokan dengan data production history.

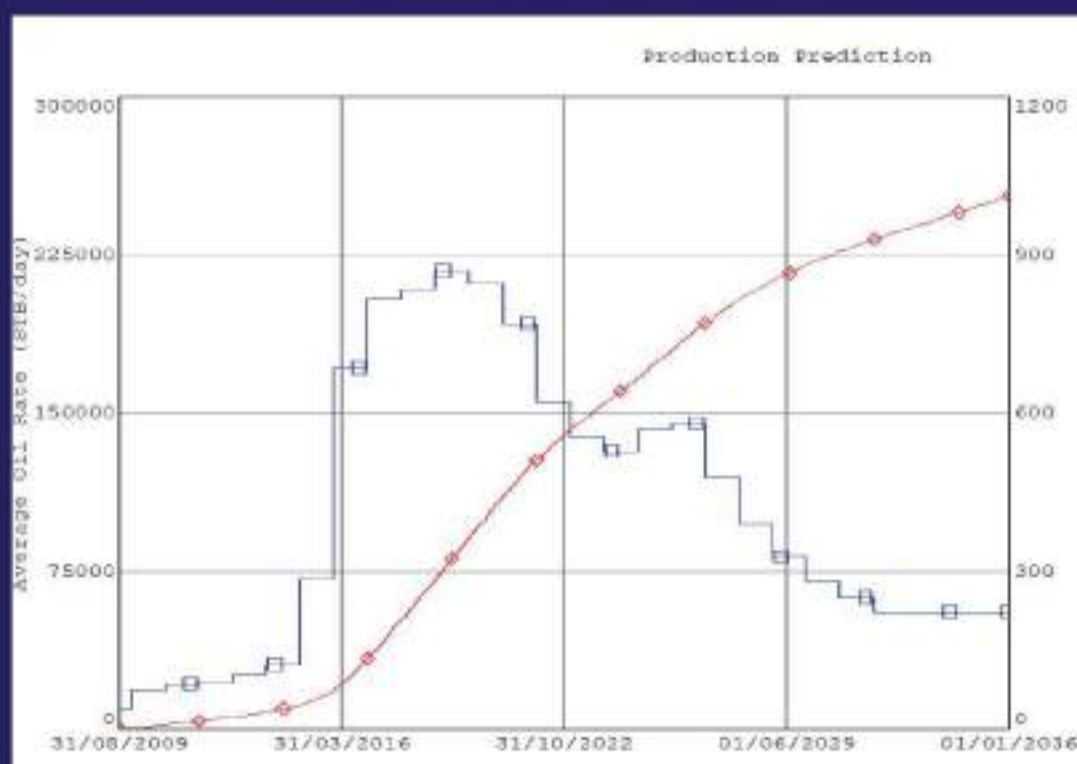


Plot energy menunjukkan tenaga pendorong yang terdapat pada reservoir. Berdasarkan plot energy dapat diketahui bahwa terdapat tiga sumber energi yang dominan dalam mempengaruhi pemulihan minyak yaitu water influx yang ditunjukkan

dalam bagian warna merah muda, injeksi gas yang ditunjukkan pada bagian bagian berwarna biru dan injeksi air ditunjukkan dalam bagian warna kuning.



Keberadaan aquifer yang mempengaruhi tekanan dari produksi dapat dilihat sifatnya melalui campbell plot. Dari Campbell plot ini, dapat disimpulkan bahwa Lapangan Banyu Urip memiliki karakteristik water drive yang lemah. Ini berarti bahwa akuifer di lapangan ini tidak memberikan dukungan tekanan yang cukup untuk mempertahankan laju produksi yang stabil, sehingga efisiensi produksi menurun seiring waktu

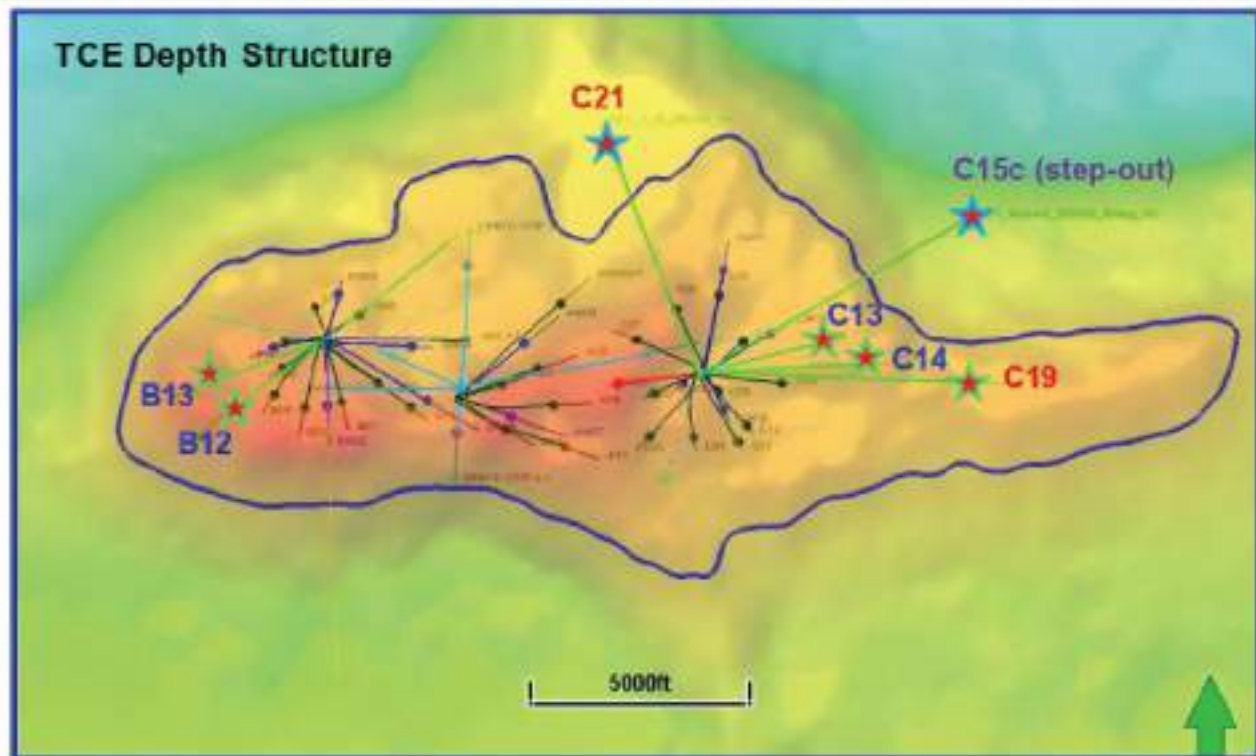


Simulasi reservoir banyu urip dengan metode single tank dengan menggunakan data produksi yang telah ada beserta constraint produksi kedepannya menggunakan data LTP menghasilkan Cadangan terambil sebesar 1009 MMBO dan RF sekitar 61%

OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN BANYU URIP

Tujuan optimasi pengembangan lapangan Banyu Urip ("OPL Banyu Urip") adalah untuk meningkatkan produksi dari lapangan Banyu Urip dengan tambahan cadangan minyak sebesar 35.9 MMSTB hingga akhir kontrak PSC tahun 2035 melalui pemboran 5 sumur produksi infill di reservoir Kujung Karbonat dan 2 (1 step-out) sumur appraisal di reservoir Serravalian Klastik. Selain itu, pemboran sumur appraisal Klastik diharapkan dapat memberikan informasi subsurface terkait potensi pengembangan reservoir Serravalian Klastik dikemudian hari.

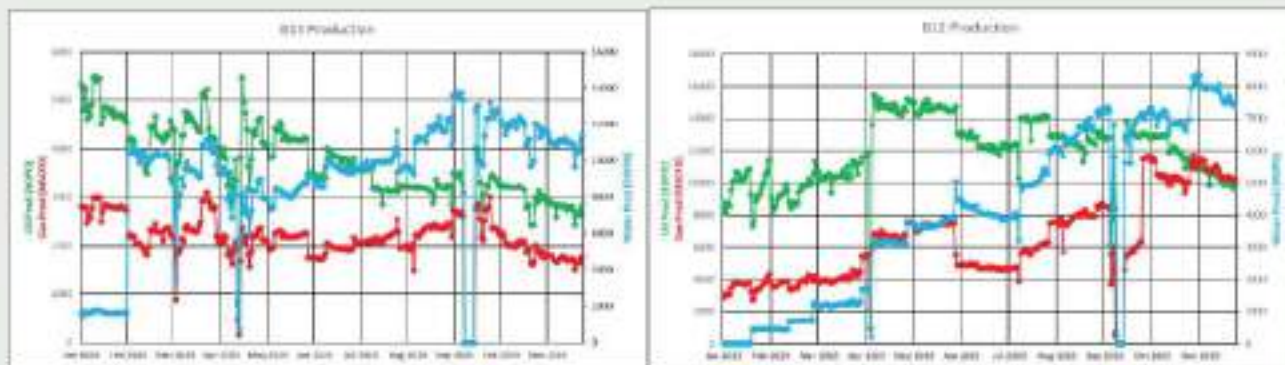
Rencana pengembangan Infill Carbonate 5 sumur yaitu sebagai berikut:

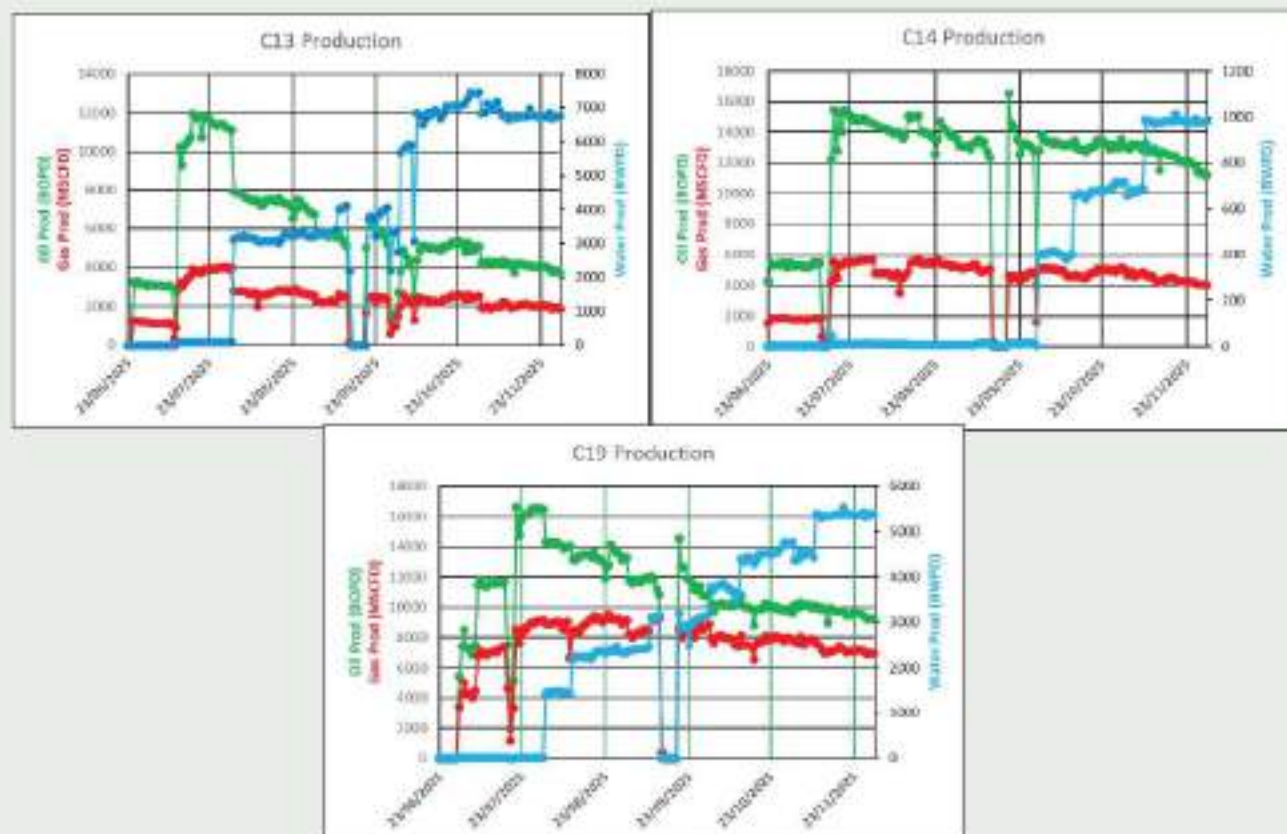


BANYU URIP CARBONATE INFILL & CLASTIC INFILL

Pengeboran BUIC Campaign telah dimulai pada tahun 2024 dengan 2 sumur carbonate telah berhasil dibor dan diproduksi. Pada tahun 2025, 3 sumur carbonate C13, C14, C19 telah berhasil dibor dan diproduksi. 2 Sumur Klastik C15c dan C21c Telah berhasil dibor dan sumur C15c menghasilkan dry hole.

Berikut produksi sumur sumur BIUC di tahun 2025.





KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2025

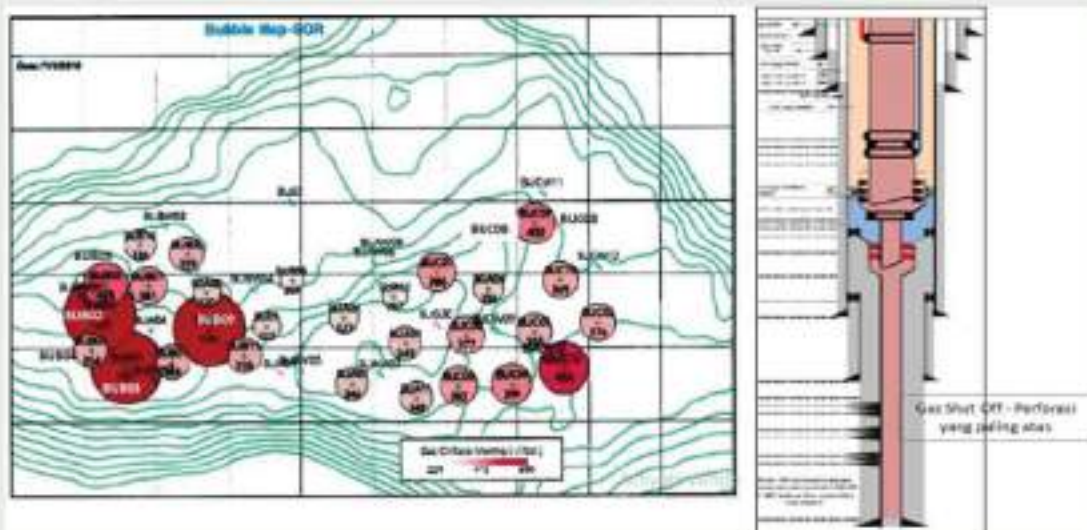
Diperlukan pekerjaan sumuran baik workover dan wellservices untuk menjaga produksi minyak stabil dan mengurangi produksi air dan gas sumuran. Selama tahun 2025 telah dilakukan pekerjaan sumuran yaitu:

2025 WELL SERVICES PROGRAM MONITORING												
Well	Program	Job Execution	Note	Status	Oil (Bopd)		Gas (Mscfd)		Water (Bwpd)		GOR (scf/bbl)	
					Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job
A10	Workover	Jan-25	Data Januari 2025	Completed	7,376	5,806	9,674	10,276	7,919	12,307	1,311	1,768
A25	ISO Chemical	Jan-25	Data Januari 2025	Completed	-	3,018	-	1,371	-	80	-	437
B09	Low Dosage Acid	Feb-25	Data Januari 2025	Completed	-	6,345	-	11,884	-	9,802	-	1,376
B05	Low Dosage Acid	Feb-25	Data Januari 2025	Completed	-	10,346	-	10,929	-	181	-	1,028
B01	Low Dosage Acid	Mar-25	Data Maret 2025	Completed	7,066	15,785	3,899	4,456	669	7,105	300	282
B10	Low Dosage Acid	Mar-25	Data Maret 2025	Completed	-	4,403	-	4,750	-	14,981	-	1,007
B02	ISO Chemical	Mar-25	Data Maret 2025	Completed	-	4,040	-	1,371	-	45	-	141
B04	ISO Chemical	Apr-25	Data April 2025	Completed	-	5,582	-	3,838	-	891	-	688
B12	Low Dosage Acid Scale Inhibitor	Apr-25	Data April 2025	Completed	10,296	14,446	4,455	6,521	1,284	3,771	422	451
B05	Perforation & Scale Inhibitor	Apr-25	Data April 2025	Completed	10,145	3,467	21,648	6,267	5,482	2,876	2,154	1,608
B09	Perforation & Scale Inhibitor	Apr-25	Data April 2025	Completed	8,956	5,968	15,471	10,457	10,230	10,302	1,504	1,752
B13	Perforation	Apr-25	Data April 2025	Completed	5,128	4,275	2,181	2,206	16,036	4,909	532	516
A01	Low Dosage Acid Scale Inhibitor	May-25	Data April 2025	Completed	3,254.83	3,254.83	3,687.98	3,687.98	9,358.82	9,358.82	786.86	786.86
A25	ISO & Low Dosage Acid	May-25	Data April 2025	Completed	1,755.87	1,755.87	392.71	392.71	1,509.74	1,509.74	585.36	585.36
C14	CO ₂ Inhibition, Low Dosage Acid	Jul-25	Data Juli 2025	Completed	5,780.93	14,830.40	1,794.36	5,619.02	4.45	12.08	144.00	372.14
C19	Perforation, Low Dosage Acid	Jul-25	Data Juli 2025	Completed	5,446.47	15,752.07	3,401.68	6,776.23	8.77	12.08	104.56	107.16
C03	Low Dosage Acid	Jul-25	Data Juli 2025	Completed	2,383.51	4,968.04	1,580.23	2,684.38	30,358.90	5,771.34	602.07	540.39
C04	Low Dosage Acid	Jul-25	Data Juli 2025	Completed	1,030.10	4,886.19	1,107.07	1,463.18	7,642.10	1,077.73	646.80	698.20
A11	Low Dosage Acid	Jul-25	Data Juli 2025	Completed	4,056.50	4,852.68	2,659.10	2,763.14	9,625.83	9,796.40	680.70	669.41

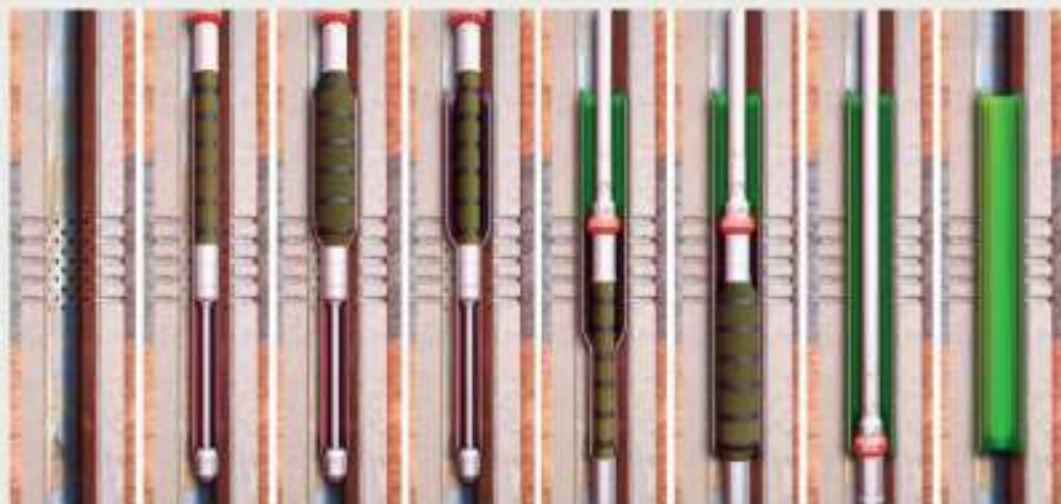
C02	Low Dragage Acid	Aug-25	Data Agustus 2025	Completed	6,497.85	9,485.48	2,822.84	4,384.32	5,255.82	5,475.94	454.44	482.31	44.24	26.82
B02	Low Dragage Acid	Aug-25	Data Agustus 2025	Completed	18,790.03	13,364.40	4,900.02	1,301.89	2,838.03	2,245.61	455.41	504.60	20.89	35.29
C13	Low Dragage Acid	Sep-25	Data September 2025	Completed	5,229.23	5,029.62	5,308.21	2,585.00	4,031.00	3,809.74	441.41	513.90	43.05	53.60
C14	Low Dragage Acid	Sep-25	Data September 2025	Completed	12,764.23	13,222.03	4,779.21	5,093.65	15.22	407.13	374.42	385.24	0.12	1.99
KK	WGO	Sep-25	Data September 2025	Completed	8,345.32	9,969.38	4,088.82	4,326.47	3,110.41	3,948.38	383.22	424.32	21.42	38.30
C02	Scale Squeeze	Oct-25	Data Oktober 2025	Completed	8,890.88	8,305.69	4,397.77	6,356.24	3,627.52	7,771.34	404.84	774.81	28.98	48.64
B05	Low Dragage Acid	Oct-25	Data Oktober 2025	Completed	3,072.23	3,320.23	7,947.58	3,447.38	8,094.31	6,405.48	1,632.48	1,877.91	42.36	36.34
B10	Low Dragage Acid	Oct-25	Data Oktober 2025	Completed	1,133.72	5,436.04	4,460.71	3,371.83	7,762.03	3,854.37	1,428.01	620.18	79.03	64.45

Gas shut off (GSO) dilakukan untuk menurunkan Gas Oil Ratio (GOR) telah meningkat menjadi 1000 SCF/BBL. Telah ditemukan beberapa sumur produksi minyak yang produksi gasnya mengalami peningkatan yaitu sumur B-01. Peningkatan produksi gas ini diperkirakan berasal dari free gas yang berada pada reservoir Lapangan Banyu Urip seiring dengan pergerakan turun dari kontak antara gas dan minyak. Diperkirakan gas yang terproduksi tersebut kedalam sumur melalui interval lubang perforasi teratas

Gas Shut off ini dilakukan dengan metode casing patch, kemungkinan sukses 97% berdasarkan pengalaman di Escco Canada dimana 100% berhasil. Dimana dilakukan pada perforasi yang paling atas dimana gas mulai masuk. Pekerjaan Gas Shut off dilakukan selama 120 hari (untuk masing-masing sumur selama 15 hari 24 jam operasi)

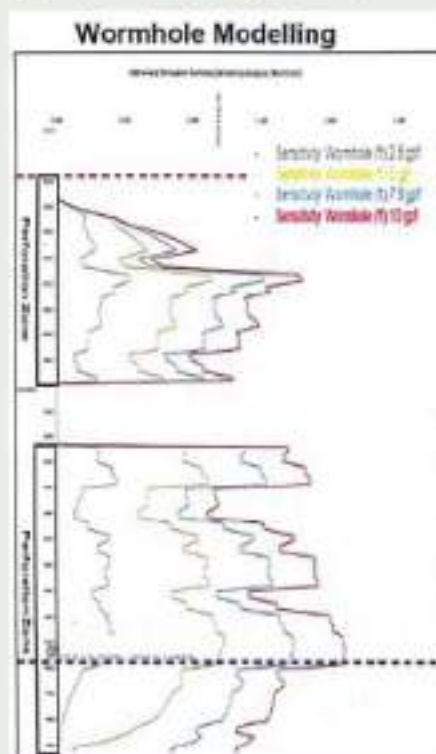


Dari gambar di bawah (warna hijau) dimana perforasi sudah tertutup. Dengan metode ini dapat menahan laju produksi gas masuk ke reservoir minyak dan dapat meningkatkan recovery minyak sebesar 6 – 7 MMBO.

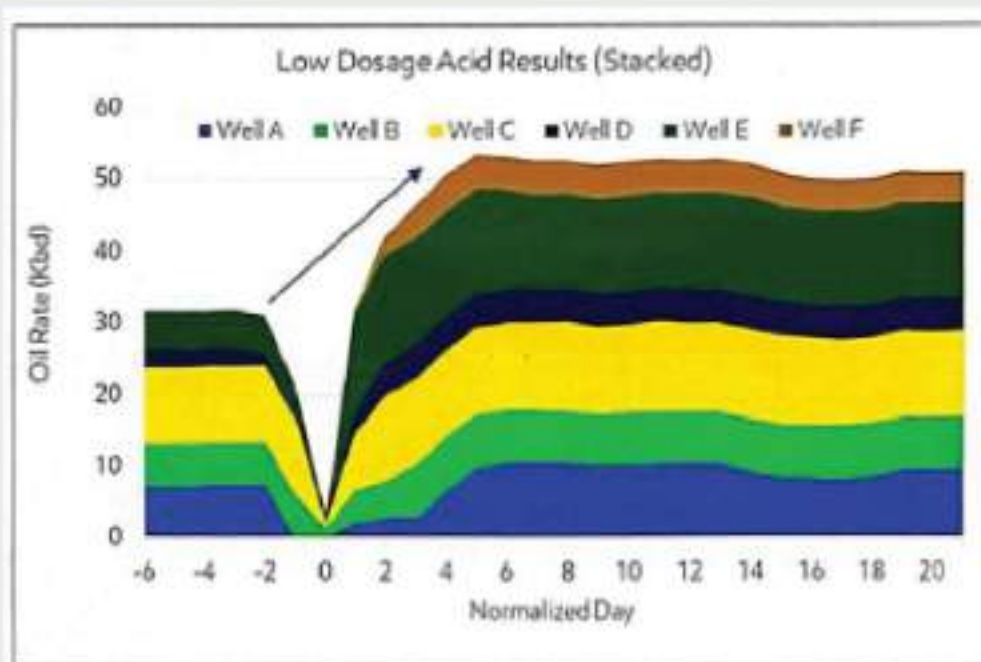


LOW DOSAGE ACID

Low Dosage Acid (LDA) dilakukan sebagai optimasi produksi dengan membuat jalur yang dinamakan wormhole pada carbonate reservoir melalui injeksi larutan asam. EMCL melakukan sensitivity dalam operasi acidizing menggunakan berbagai volume dan konsentrasi acid yang menghasilkan wormhole paling efisien untuk optimasi produksi.



Low Dosage Acid menghasilkan peningkatan productivity index liquid sebesar 60% dan menurunkan drawdown secara signifikan. GOR dan Watercut dipantau cukup stabil setelah low dosage acid. Pada tahun 2025 dilakukan 18 Pekerjaan LDA



FACILITY RELIABILITY & AVAILABILITY

Rata-rata pada tahun 2025 untuk Availability yaitu 98,77% dan Reliability yaitu 99,74%

Tabel 9 Availability dan Reliability

Kategori	Tahun 2025											
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Ag	Sep	Ok	Nov	Des
Minor Equipment Availability (%)	98.40%	98.94%	98.94%	98.27%	98.75%	98.35%	98.55%	98.87%	98.87%	98.95%	99.37%	99.30%
Major Equipment Reliability (%)	99.85%	99.94%	100.00%	100.00%	99.98%	99.78%	99.24%	99.83%	99.44%	99.98%	100.00%	99.87%

Breakdown CPF Major Equipment Availability dan Reliability Desember 2024

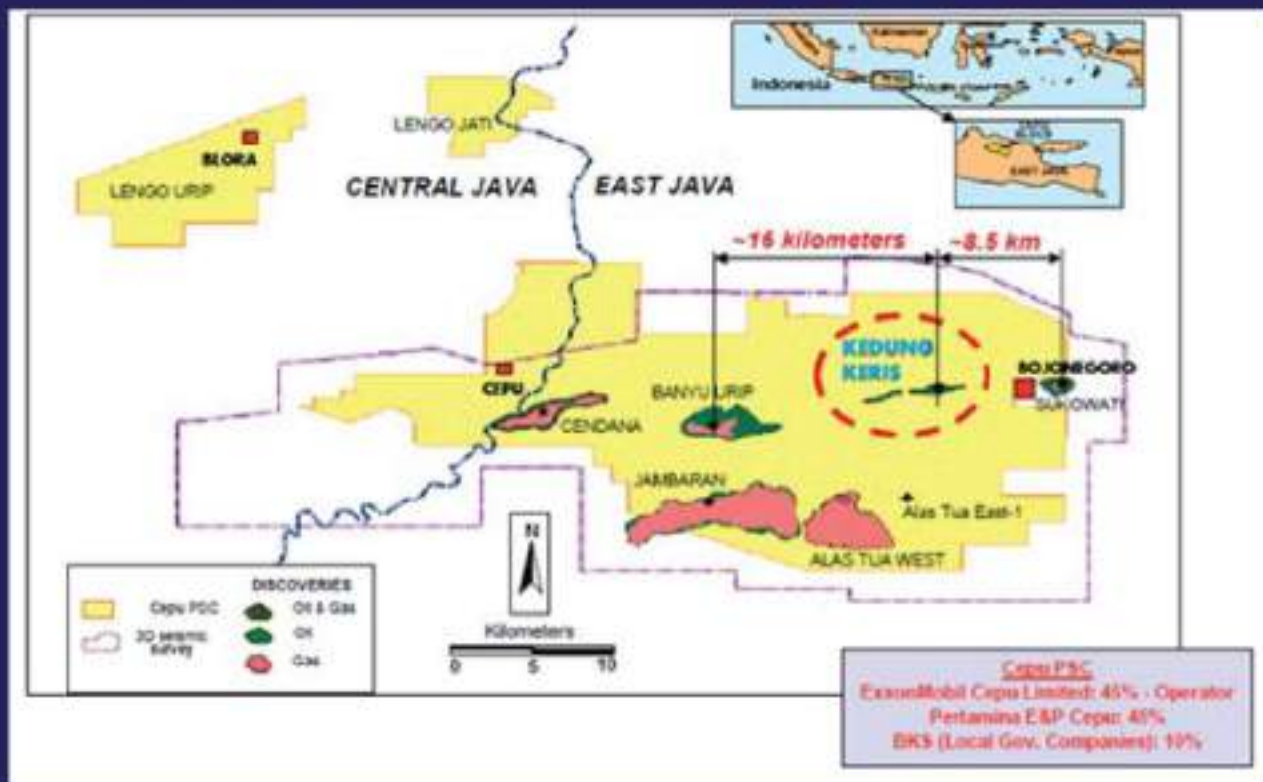
No	Tag Number	Description	Total months 12	Running hours	Unscheduled Downtime		Scheduled Downtime		Availability	Reliability
					Date	Duration (hour)	Date	Duration (hour)		
1	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR A	744	744.30	23-Dec	2.50	-	0.30	99.66%	99.66%
2	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
3	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR C	744	744.30	23-Dec	2.50	-	0.30	99.66%	99.66%
4	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR D	744	292.88	23-Dec	2.50	10-11 Dec	72.00	88.89%	88.88%
5	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR E	744	467.88	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
6	IDBC-GEN03500	GAS TURBINE POWER GENERATOR F	744	88.00	23-Dec	3.00	-	0.00	99.46%	99.46%
7	IDBC-CPG04601	FUEL GAS COMPRESSOR A	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
8	IDBC-CPG04601	FUEL GAS COMPRESSOR B	744	734.15	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
9	IDBC-CAR03501	GAS INJECTION COMPRESSOR A	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
10	IDBC-CAR03501	GAS INJECTION COMPRESSOR B	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
11	IDBC-CAS05400	GAS LIFT COMPRESSOR A 1ST STAGE	744	737.88	23-Dec	6.00	-	0.00	99.19%	99.18%
12	IDBC-CAS05400	GAS LIFT COMPRESSOR A 2ND STAGE	744	736.88	23-Dec	7.32	-	0.00	99.02%	99.02%
13	IDBC-CAS05400	GAS LIFT COMPRESSOR B 1ST STAGE	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
14	IDBC-CAS05400	GAS LIFT COMPRESSOR B 2ND STAGE	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
15	IDBC-PA064500A	CRUDE OIL SHIPPING PUMP A	744	722.33	31-Dec	0.14	13-Dec	12.00	98.37%	98.98%
16	IDBC-PA064500B	CRUDE OIL SHIPPING PUMP B	744	82.36	31-Dec	0.14	8-Dec	12.00	98.37%	98.98%
17	IDBC-PA064500C	CRUDE OIL SHIPPING PUMP C	744	872.13	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
18	IDBC-WAT08400A	WATER INJECTION PUMP A	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
19	IDBC-WAT08400B	WATER INJECTION PUMP B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
20	IDBC-WAT08400C	WATER INJECTION PUMP C	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
21	IDBC-WAT08400D	WATER INJECTION PUMP D	744	0.34	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
22	IDBC-WAT08400A	WATER INJECTION BOOSTER PUMP A	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
23	IDBC-WAT08400B	WATER INJECTION BOOSTER PUMP B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
24	IDBC-WAT08400C	WATER INJECTION BOOSTER PUMP C	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
25	IDBC-WAT08400D	WATER INJECTION BOOSTER PUMP D	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
									99.26%	99.87%

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Banyu Urip pada tahun 2025:

KEGIATAN	RKAP 2025	REALISASI 2025	KETERANGAN
Evaluasi cadangan & produksi minyak Banyu Urip (pemantauan kinerja reservoir atau kondisi sumur)	12 bulan (12 kali monitoring)	12 bulan (12 kali monitoring)	Pemantauan GOR, Water Cut, Tekanan Reservoir, Produksi Minyak, Gas, Water, Monitoring (Januari – Desember)
Pemeliharaan Fasilitas Operasi	12 bulan (12 kali monitoring)	12 bulan (12 kali monitoring)	Monitoring pemeliharaan Fasilitas Operasi (Januari - Desember).
Floating Storage Offloading (FSO) melaksanakan Risk Base Inspection (RBI)	31 hari	31 hari	Program pemeliharaan Terencana 2025
Chemical Gas Shut Off		3 Sumur	Bertujuan untuk mengurangi produksi gas dari zona gas cap.
Acid Scale Squeeze	12 Sumur	5 Sumur	Bertujuan untuk meningkatkan PI Sumur.
Perforation	2 Sumur	3 Sumur	Bertujuan untuk meningkatkan produksi dengan mengubah/menambah perforasi.
Low Dose Acid		18 Sumur	Bertujuan untuk meningkatkan PI Sumur.

LAPANGAN KEDUNG KERIS

Lapangan Kedung Keris ditemukan pada tahun 2011 dan Plan of Development (POD) disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 8 Juni 2016. Lapangan Kedung Keris terletak di tengah area agrikultural persawahan desa Sukoharjo pada Kecamatan Kallitidu, 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.

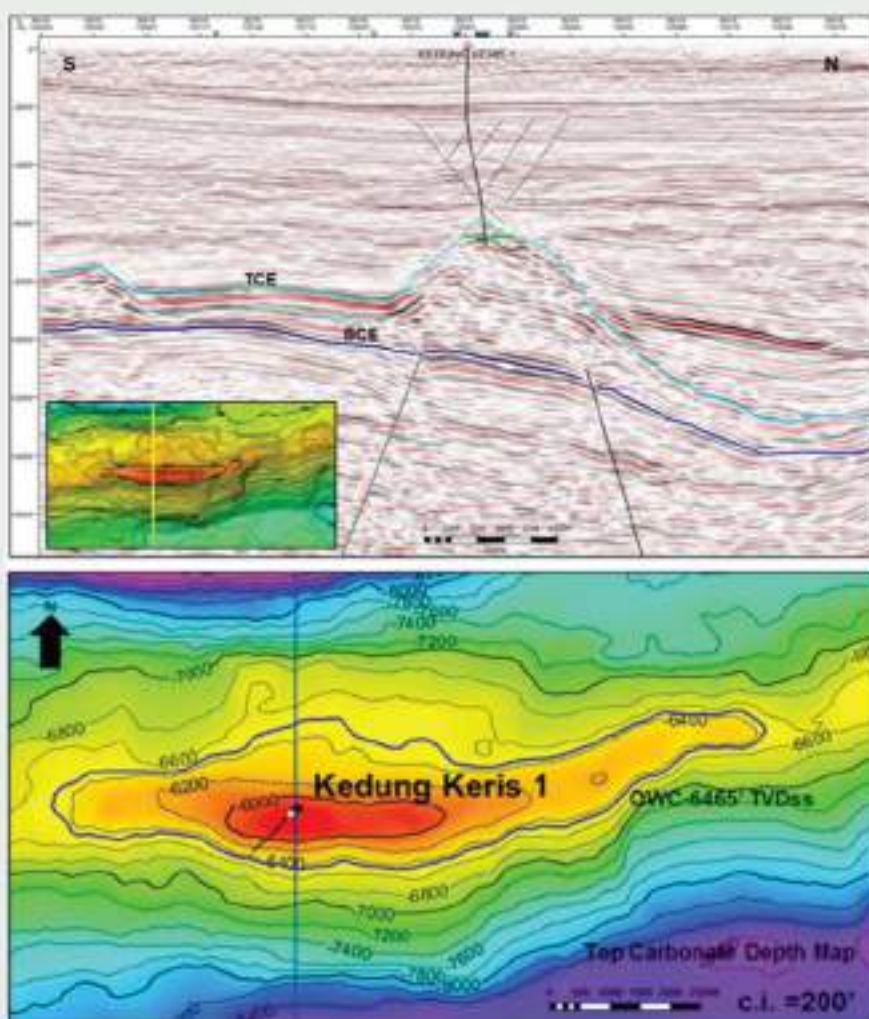


Gambar 31 Kedung Keris Field Map

CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR

Kedung Keris (KK) adalah sistem reservoir karbonat yang terbentuk pada zaman oligomiosene dan terletak diantara Lapangan Banyu urip dan Sukowati pada Blok Cepu. Sistem reservoir KK terdiri dari Central Kulminasi dan Western Kulminasi.

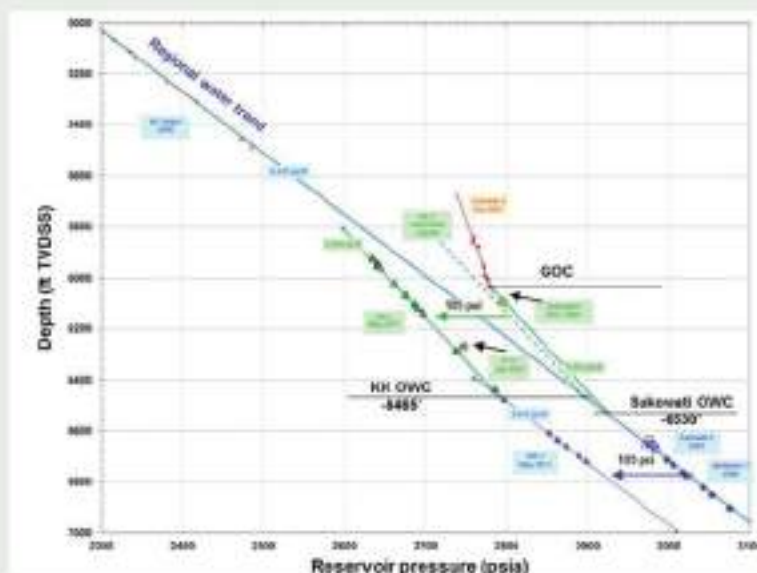
Pada tahun 2011, dilakukan pemboran sumur KK-1, Open hole logging, side wall cores dan sampel-sampel MDT diambil tanpa dilakukan uji alir sumur. Kemudian dilakukan TP&A (Temporary Plugged and Abandoned), Maksimum oil column penetration ~560 ft dengan Oil Water Contact (OWC) 6.464 ft TVDSS. Data yang baik dari 3D PSDM didapatkan dan memberikan interpretasi yang jelas terhadap garis seismik Top Carbonate Envelope (TCE).



Gambar 32 Top Carbonate depth map Kedung Keris Field

Kandungan Hidrokarbon KK-1 dengan API 38 - 39 derajat, minyak dengan kandungan 0.3% H₂S, 21 % CO₂ dan solusi GOR pada 400 - 500 Scf/Bbl pada temperature kedalaman sampel. Reservoir tidak memiliki gas cap berdasarkan pada log dan bubble point yang diukur dari sampel-sampel MDT.

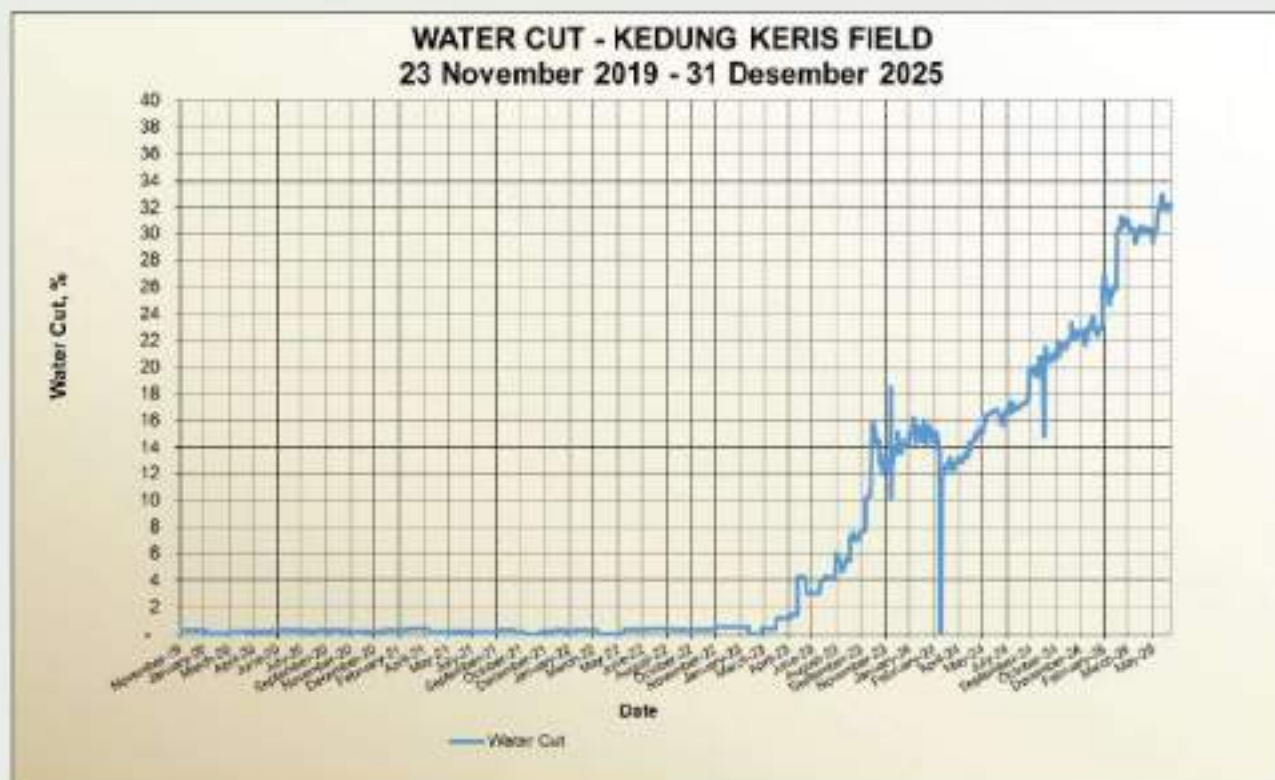
EMCL menyampaikan evaluasi nilai best estimate STOOIP sebesar 45.5 MMBO, EUR 20 MMBO (dalam kurun waktu PSC), dan target produksi minyak sebesar 10,000 BOPD dengan laju gas (termasuk inerts) sebesar 2.0 MMSCFD.



Gambar 33 Depth VS Pressure

Pengembangan lapangan Kedung Keris akan berdasarkan pada depletion strategy dari satu sumur produksi KK-1 yang terletak pada central kulminasi. Reservoir Kedung Keris adalah reservoir undersaturated oil dengan tekanan reservoir —800 psi diatas bubble point dan tanpa adanya gas cap. Reservoir sumur KK-1 memiliki dukungan aquifer yang kuat sehingga menyebabkan produksi air yang relative tinggi selama umur lapangan. Untuk mengantisipasi head likuid yang tinggi akibat keberadaan air, Electric Submersible Pump (ESP) akan dipasang pada Downhole sumur KK-1 untuk mengoptimasi produksi minyak.

Sepanjang produksi mulai dari 23 November 2019 sampai dengan saat ini, pihak operator selalu melakukan Pengamatan Kinerja Reservoir. Berdasarkan data Water Cut dari 23 November 2019 – 31 Desember 2025, Kedung keris memiliki nilai water cut yang mulai meningkat dari bulan April 2023 hingga angka 32% di bulan Desember 2025, hal ini menunjukkan peristiwa water breakthrough yang mulai terjadi.



Gambar 34 Water Cut Kedung Keris Field

Metode analitis ini digunakan untuk menilai kecocokan regresi pada semua parameter pemodelan reservoir. Regresi dilakukan untuk menyesuaikan model reservoir sehingga meminimalkan perbedaan antara pemodelan reservoir yang diperoleh dari simulasi dengan data yang digunakan. Kualitas kecocokan regresi dinyatakan sebagai standar deviasi antara model dan nilai terukur. Gambar diatas menunjukkan pendekatan analitis pada lapangan Banyu urip, dimana garis merah menjelaskan bahwa simulasi berjalan tanpa masuknya aquifer, sedangkan garis biru menunjukkan simulasi berjalan dengan adanya aquifer influx ini menunjukkan kecocokan dengan data production history. Berdasarkan hasil regresi pada metode analitis ini diperoleh data terbaru berdasarkan simulasi sebagai berikut:

Simulasi prediksi produksi hingga November 2035 dilakukan dengan memperhitungan histori data injeksi dari injeksi air dan gas selama produksi awal mulai 31 Agustus 2009. Simulasi prediksi produksi ini memerlukan data konstrain produksi, meliputi data rata-rata produksi minyak, gas, air, injeksi gas, dan injeksi air. Setelah dilakukan input beberapa parameter data tersebut pada konstrain produksi kemudian diperoleh hasil simulasi prediksi produksi hingga awal tahun 2006 sebagai berikut:



Hasil simulasi prediksi produksi menunjukkan bahwa EUR yang bisa didapatkan untuk lapangan Kedung Keris adalah 38 MMBO.

KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2025

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Kedung Keris pada tahun 2025:

KEGIATAN	SATUAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Melanjutkan evaluasi cadangan minyak Kedung Keris (pemantauan kinerja reservoir atau kondisi sumur)	Bulan	12	12	Pemantauan GOR, Water Cut, Tekanan Reservoir, Produksi Minyak, Gas, Water, Monitoring.
Pemeliharaan Fasilitas Operasi	Bulan	12	12	Monitoring pemeliharaan Fasilitas Operasi.
Water Shut Off	Sumur	1	1	

Kegiatan Operasional Blok Cepu selama Tahun 2025 berjalan dengan baik tanpa kendala operasional yang berarti dan menorehkan prestasi luar biasa dengan mencapai jam keselamatan kerja yang signifikan yaitu sejumlah 2 juta jam keselamatan kerja.

KEGIATAN BESAR TAHUN 2025

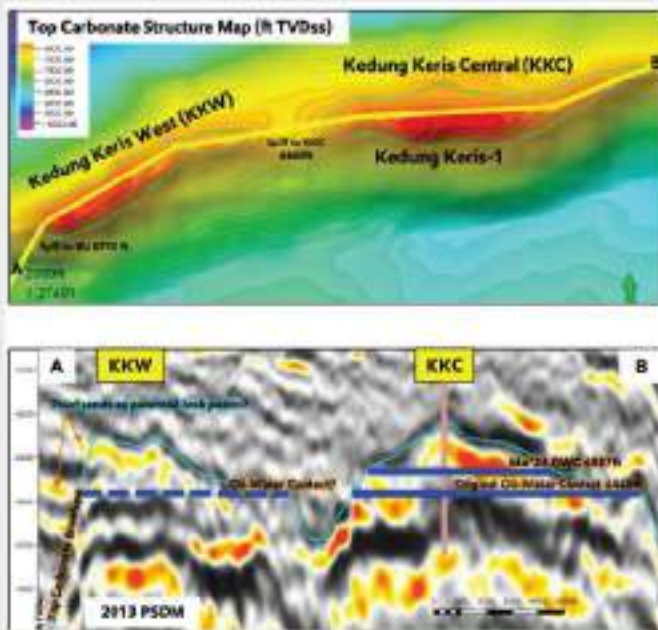
Pada bulan September 2025, dilakukan major shutdown CPF yang dijadwalkan setiap 5 tahun sekali. Major shutdown dilakukan untuk menjaga kehandalan fasilitas produksi dan mencegah terjadinya turnover ataupun kejadian yang tidak diinginkan. Major shutdown dilakukan selama 6 hari dengan produksi minyak hingga 0 kbd.

Pada bulan Desember 2025 terjadi kejadian tidak terduga yaitu kebocoran pada pipa export KP. 72 yang menyebabkan penurunan produksi selama 5 hari. Kebocoran pipa ini segera ditangani oleh EMCL agar tidak terjadi hazard bagi lingkungan sekitar yang bisa terdampak. Kebocoran pipa menyebabkan penurunan produksi hingga 10kbd.

LAPANGAN DISCOVERY UNDEVELOP

PROSPEK LAPANGAN KEDUNG KERIS WEST

Struktur Kedung Keris West (KKW) merupakan prospek eksplorasi dengan peluang keberhasilan sebesar 80% yang secara geologis terpisah dari Kedung Keris Central (KKC) melalui titik tumpah (spill point) pada kedalaman 6.665 kaki TVDss. Eksplorasi KKW menghadapi beberapa tantangan teknis utama seperti ketidakpastian volume batuan (GRV) akibat variasi kecepatan seismik, risiko kualitas reservoir, serta potensi kebocoran hidrokarbon melalui lapisan thief sands yang dapat memperpendek kolom cadangan. Secara keseluruhan, evaluasi ini menekankan pada mitigasi risiko integritas penutup (seal integrity) dan analisis kontak fluida guna mengoptimalkan potensi recovery EUR yang dapat diambil.

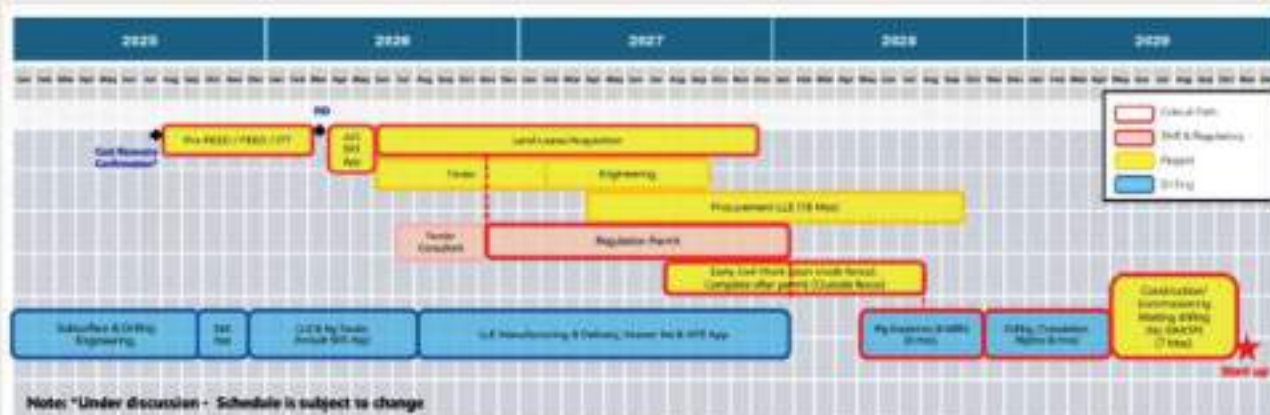


Cadangan lapangan kedung keris west Adalah sebagai berikut :

(Unrisked Wellbore OOIP/EUR thru wellbore/EUR field net**):

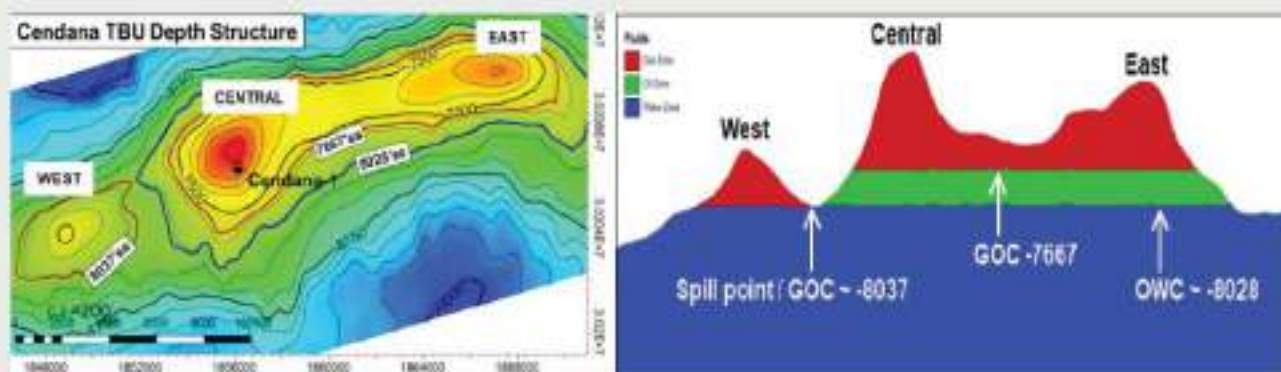
LS	BE	HS
15/4.5/2.4	28.7/15.3/10	57.5/29.7/20.8

Lapangan Kedung Keris West akan diproduksi menggunakan existing wellpad KKC yang akan di bor secara directional ke struktur KKW. Project ini telah dimulai dari tahap persiapan dan diperkirakan akan selesai di tahun 2028 akhir dengan percepatan.



PROSPEK LAPANGAN CENDANA

Lapangan Cendana terletak di Desa Cendano, Kecamatan Padangan dan ditemukan pada tahun 1999. Pengembangan lapangan tersebut akan membentuk Jambaran - Tiung Biru dan Cendana. Proyek Gas Terintegrasi. Jambaran - Sumur penemuan Lapangan Tiung Biru, Jambaran 1-ST1, terletak kurang lebih 6 km sebelah selatan Lapangan Banyu Urip. Akumulasi hidrokarbon meluas ke PEP PSC yang berdekatan. Lapangan Cendana yang ditemukan Cendana 1 seluruhnya terletak di KKS Cepu kurang lebih 12 km sebelah barat Lapangan Banyu Urip.



Gambar 37 Peta struktur kedalaman cendana

Berdasarkan data, perhitungan volume bulk lapangan Cendana dilakukan dengan menggunakan gas oil contact (GOC) pada 7,666 ft dan water oil contact (WOC) pada 8,027 ft yang diperoleh dari data log dan tekanan. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa volume bulk dari lapangan Cendana adalah 699,000 acree-ft. Tabel III-12 menunjukkan hasil perhitungan OGIP Lapangan Cendana.

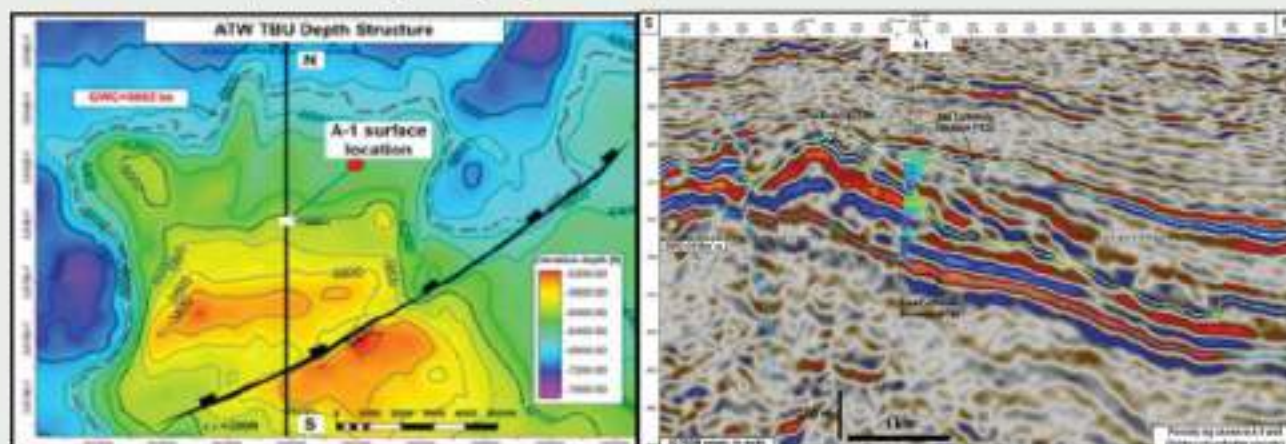
Tabel 12 Perhitungan OGIP Lapangan Cendana

PARAMETER	LOW SLIDE	BEST ESTIMATE*	HIGH SIDE
Net pay, ft	235	235	235
Area, ft	1,970.57	2,166.84	2,974.46
Vb, acre-ft	463,084	509,209	699,000
Swi, %	20.2	20.2	20.2
Bgi, bbl/scf	0.006454	0.006454	0.006454
Porositas, %	11.2	11.2	11.2
OGIP, BSCF	279.34	307.16	421.65

Hasil estimasi OGIP best estimate (2P) yang dihasilkan adalah 521.84 BSCF. Pada low side (1P) diperoleh nilai OGIP sebesar 270.95 BSCF dan 3P sebesar 875.45 BSCF.

PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA WEST

Lapangan gas Alas Tua West (ATW), Blok Cepu yang berada di Desa Ngasem, Kecamatan Ngasem, Kabupaten Bojonegoro, Jawa Timur merupakan struktur karbonat build up yang berumur Awal Oligosen. Perangkap migas yang berkembang pada lapangan ini sama seperti pada Alas Tua East yaitu stratigraphic trap. Target utama reservoir pada lapangan ini yaitu carbonate build up Awal Oligosen yang berada pada kedalaman 5340 ft TVDSS.



Gambar 38 Peta struktur kedalaman alas tua west

Pada lapangan Alas Tua West memiliki tinggi gas kolom yakni 492 ft dengan gas pay zone sebesar 270 ft. Volume bulk pada lapangan Alas Tua West yaitu 915,840 acre-ft dengan luas area sebesar 3,392 ft. Berikut hasil perhitungan OGIP pada lapangan Alas Tua West, ditunjukkan pada Tabel III-13.

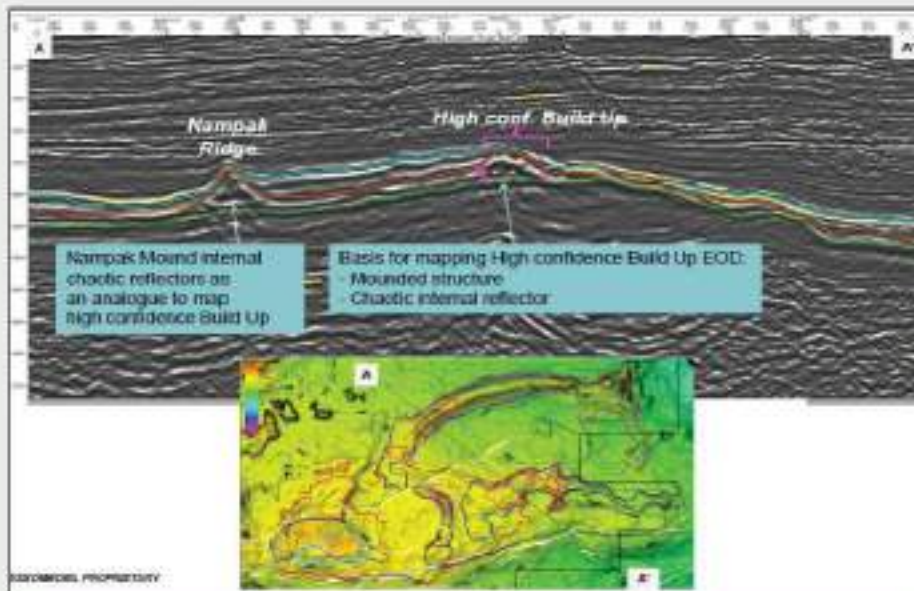
Tabel 13 Perhitungan OGIP Lapangan Alas Tua West

PARAMETER	LOW SLIDE	BEST ESTIMATE*	HIGH SIDE
Net pay, ft	270	270	301.2
Area, ft	3,392	3,392	3,392
Vb, acre-ft	915,840	915,840	915,840
Swi, %	55	35	31
Bgi, bbl/scf	167.701	167.701	167.701
Porositas, %	9	12	17
OGIP, BSCF	270.95	521.84	875.45

Hasil estimasi OGIP best estimate (2P) yang dihasilkan adalah 521.84 BSCF. Pada low side (1P) diperoleh nilai OGIP sebesar 270.95 BSCF dan 3P sebesar 875.45 BSCF.

PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA EAST

Lapangan gas Alas Tua East (ATE), Blok Cepu yang berada di Desa Ngasem, Kecamatan Ngasem, Kabupaten Bojonegoro, Jawa Timur. Alas Tua East memiliki target reservoir utama pada karbonat yang berumur Awal Oligosen pada bagian build up dan target sekunder pada klastik syn rift yang berumur Paleosen – Eosen (unsuccessful). Stratigraphic trap menjadi jenis trap yang dominan pada lapangan ini. Reservoir karbonat pada lapangan ini berada pada 7220 ft TVDSS yang didasarkan pada data pressure).



Gambar 40 Peta struktur kedalaman alas tua east

Berdasarkan data drill montage, pada lapangan Alas Tua East memiliki luas area sebesar 18,000 ft dengan net pay sebesar 26.5 ft. Volume bulk pada lapangan Alas Tua East yaitu 477,000 acre-ft. Berikut hasil perhitungan OGIP pada lapangan Alas Tua East, ditunjukkan pada Tabel III-14. Nilai OGIP yang diperoleh pada Lapangan Alas Tua East tergolong P3 atau possible reserve.

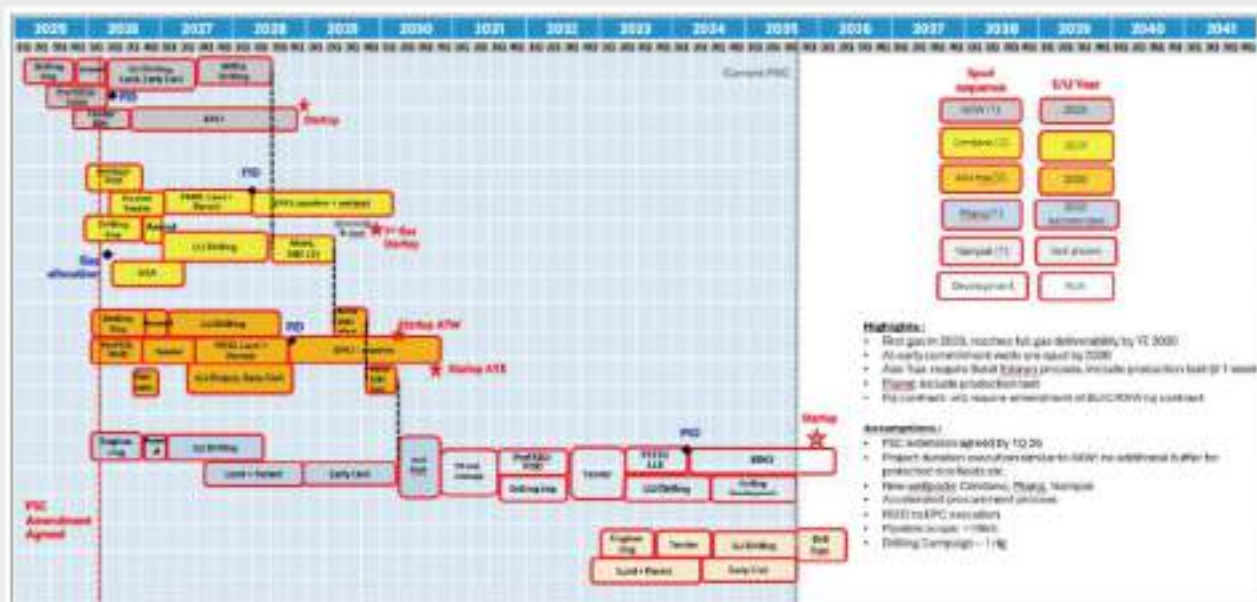
PARAMETER	NILAI	SATUAN
Net pay	26.5	ft
Area	18,000	acre
Vb	477,000	acree-ft
Swi	33	%
Porositas	11.65	%
OGIP	271.98	BSCF

PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS BLOK CEPU

Pengembangan lapangan gas di wilayah Blok Cepu difokuskan pada 3 lapangan yaitu Cendana, Alas Tua West, Alas Tua East. Pengembangan lapangan gas akan dilakukan untuk menambah suplai gas di provinsi Jawa Timur di tahun 2029. Skenario pengembangan yang dirumuskan yaitu raw gas yang akan dijual langsung dari wellhead dengan menggunakan metering.

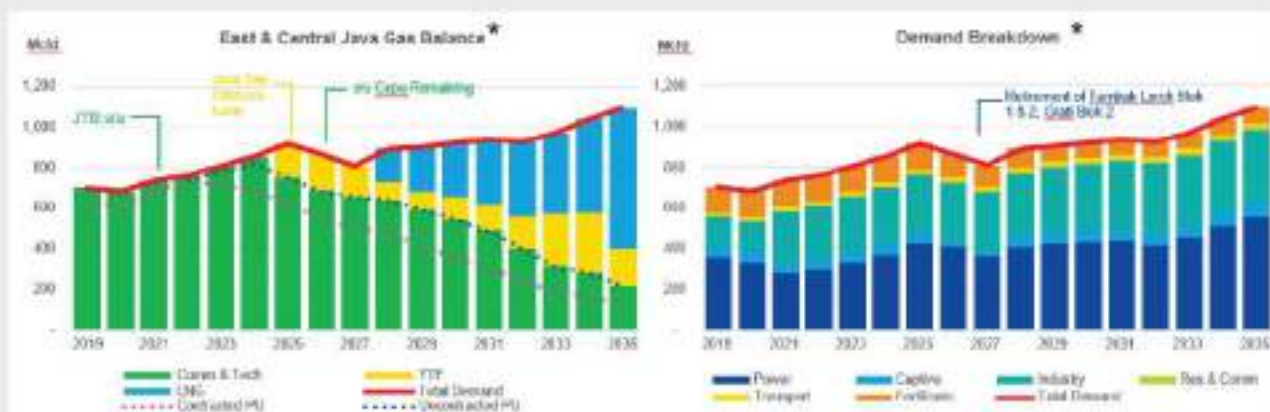
Pengembangan gas dari lapangan Cendana akan menambah 1 wellpad baru, 2 sumur pengeboran dan pipeline. Lapangan alas tua akan menambah 2 wellpad dan 2 sumur untuk setiap lapangan, serta pipeline. Perkiraan biaya untuk eksplorasi dan development ketiga lapangan ini akan membutuhkan \$US 483 MM.

Pengembangan lapangan gas akan dilakukan secara paralel dengan pengembangan lapangan KKW. Pengembangan lapangan di blok cepu telah dimulai pada fase awal.



TANTANGAN DAN LANGKAH KEDEPAN

Berdasarkan data WoodMac, 2020, kedepan demand gas di Jawa Timur & Jawa Tengah akan terus meningkat di dominasi oleh pembangkit listrik, dan industri. Oleh karena itu pengembangan lapangan tersebut menjadi harapan untuk menambah pasokan gas Blok Cepu.



Gambar 44 Gas Demand Jawa Timur & Jawa Tengah

Langkah kedepan untuk menghadapi tantangan dalam mengembangkan lapangan tersebut yaitu dengan mengadopsi kosep penjualan gas mentah/ tidak diolah sebagai komersialisasi untuk menurunkan modal, kemudian memerlukan keringanan fiskal untuk meningkatkan keekonomian, dan penyelarasan profil pasokan dan permintaan/ demand gas di wilayah tersebut.

LIFTING MANDIRI BKS PI BLOK CEPU

LATAR BELAKANG

Industri minyak dan gas bumi memiliki peranan penting bagi Indonesia, sebagai sumber pendapatan untuk APBN dan memberikan sumbangan ekonomi lokal di daerah dimana kegiatan eksplorasi, produksi, pengilangan maupun distribusi minyak dan gas bumi berlangsung. Di samping itu, peran terbesar industri minyak dan gas bumi adalah menyediakan energi (khususnya BBM) yang dipergunakan untuk menggerakkan berbagai sektor kehidupan di seluruh Indonesia.

PT Petrogas Jatim Utama Cendana sebagai representasi Provinsi Jawa Timur turut andil dalam dalam pengelolaan Lapangan Banyu Urip dengan tergabung dalam Badan Kerjasama (BKS) Blok Cepu bersama tiga BUMD lainnya yaitu PT Sarana Patra Hulu Cepu (Jawa Tengah), PT Asri Dharma Sejahtera (Bojonegoro) dan PT Blora Patragas Hulu (Blora). Keempat BUMD tersebut memperoleh Participating Interest sebesar 10% yang mana PT Petrogas Jatim Utama Cendana (Jawa Timur) mendapat 2,2423% Participating Interest di Blok Cepu.

Kegiatan utama yang dilakukan KKKS Cepu di lapangan Banyu Urip adalah eksplorasi dan eksploitasi pada sektor hulu migas. Output dari kegiatan tersebut berupa produksi minyak dalam satuan barel setiap harinya. Akumulasi produksi minyak dalam setiap bulan dijual (lifting) kepada buyer yaitu Kilang Pertamina Internasional (KPI) untuk memenuhi kebutuhan pasar domestik. Setiap bulannya, Badan Kerjasama (BKS) Blok Cepu mendapat kesempatan menjual bagian minyak (lifting) satu kali dalam sebulan dengan co-load bersama Pertamina EP Cepu (PEPC) atau SKK Migas (GOI) karena jumlah lifting Badan Kerjasama (BKS) Blok Cepu dalam sebulan tidak mencukupi jumlah minimum barrel untuk dimuat dalam vessel (kapal). Sehingga, BKS melakukan co-load bersama Pertamina EP Cepu (PEPC) atau SKK Migas (GOI) untuk memperoleh cash inflow rutin setiap bulannya. Setiap melakukan lifting minyak, BKS melakukan kerjasama dengan PEP Cepu.

PERMASALAHAN

Akibat pandemi Covid 19 yang berdampak pada penurunan demand BBM dan penurunan intake kilang, BKS/PT Petrogas Jatim Utama Cendana melakukan kegiatan ekspor pada tahun 2021 dan 2022. Sehingga sumber daya manusia pada BKS sudah mengetahui sedikit proses yang terjadi dan yang diperlukan pada kegiatan lifting minyak. Walaupun BKS melakukan kerjasama dengan PT Pertamina EP Cepu, Badan Kerjasama (BKS) Blok Cepu tetap berperan aktif dalam perjanjian tersebut. Hal itu terkonfirmasi pada aktivitas shipcord yang rutin diikuti oleh masing-masing perwakilan BKS dalam monitoring kegiatan lifting bagian entitlement BKS maupun rencana lifting kedepannya. Setelah melalui observasi yang panjang, BKS memberikan judgement/penilaian bahwa peranan PT Pertamina EP Cepu dalam kerjasama lifting belum berdampak signifikan pada aspek teknis ataupun cost. Dikarenakan mayoritas peranan dari sisi teknis dipegang oleh operator yaitu Exxon Mobil Cepu Limited (EMCL). PT Pertamina EP CEPU lebih dominan berperan dari sisi finance terkait dengan invoicing. Sehingga di tahun 2022, diputuskanlah untuk melakukan kegiatan lifting mandiri. Dengan melakukan kegiatan lifting secara mandiri, BKS/PT. Petrogas Jatim Utama Cendana dapat mengurangi biaya operasional yang perlu dikeluarkan ketika melakukan kerjasama bersama PEP Cepu.

Namun dalam hal operasional BKS tetap tergabung dalam Kontraktor Kontrak Kerja Sama Lapangan Banyu Urip dan Kedung Keris bersama EMCL, PEPC dan SKK Migas. Singkatnya, hal administrasi yang selama ini dikerjakan oleh PEPC untuk memfasilitasi lifting BKS, secara mandiri akan dikerjakan oleh BKS.

REALISASI

Berdasarkan analisis potensi kerugian, analisis resiko dan pemahaman ditahun sebelumnya mengenai ekspor lifting minyak, dan peningkatan kualitas sumber daya manusia dalam mengembangkan perseroan untuk menjadi perusahaan professional pada industry minyak dan gas, PJUC mengusulkan untuk melakukan lifting mandiri bersama 3 BUMD lain yang dimulai pada semester 2 tahun 2022.

Sehingga pada bulan Agustus tahun 2022 PJUC dan 3 BUMD lain melakukan lifting mandiri. BKS dibantu oleh konsultan dalam menyiapkan rekomendasi dan izin yang diperlukan dalam lifting (PT Best Oil).



Gambar 49 Tanda Tangan Seluruh Direksi BUMD Pengakhiran Kesepakatan Kerjasama Lifting BKS-PEPC

KEGIATAN WITNESS LIFTING BKS

Pada tahun 2025, dilakukan witness lifting BKS dengan tujuan sebagai berikut :

- Melakukan kunjungan dan menyaksikan langsung proses lifting yang berlangsung di FSO Gagak Rimang.
- Mengetahui, mengobservasi dan memonitoring proses lifting yang terjadi di FSO baik secara teknis penyaluran maupun administrasi dokumen.
- Menambah wawasan dan pengalaman baru yang akan membantu dalam peningkatan pengetahuan SDM Tim Lifting.
- Meningkatkan kinerja BUMD Blok Cepu khususnya pada kegiatan lifting.

Kegiatan yang dilakukan berada di Floating Storage Off-Loading (FSO) Gagak Rimang, merupakan kapal yang digunakan untuk menyimpan minyak mentah yang telah diolah dari Central Processing Facilities di Bojonegoro sebelum minyak tersebut diserahkan ke kapal cargo pengangkut minyak yang akan membawa ke kilang untuk diolah lebih lanjut. Pemberian nama "Gagak Rimang" terinspirasi dari nama seekor kuda milik adipati Arya Jipang. FSO Gagak Rimang dibangun sebagai bagian dari proyek strategis nasional pada tahun 2015 bersamaan dengan dibangunnya Central Processing Facilities di Bojonegoro. FSO Gagak Rimang memiliki kapasitas lebih dari 1,7 juta barel oil dengan total 17 tanki. Terdapat juga mooring tower yang memungkinkan kapal dapat bergerak mengikuti arah angin, ombak, dan arus laut tanpa mengganggu aliran minyak dari pipa.

Terdapat lima kategori deck dalam FSO Gagak Rimang yaitu Deck A, Deck B, Deck C, Deck D, Upper deck. Dalam Deck A-Deck D mayoritas diperuntukan bagi cabin crew FSO Gagak Rimang.

Terdapat pula meeting room, control room, dan transit room. Sementara untuk upper deck lebih berfungsi untuk mobilitas keluar masuk pekerja di FSO Gagak Rimang, dan terdapat kantin, dapur dan laundry room.

FSO Gagak Rimang senantiasa mengedepankan unsur HSE bagi seluruh crew maupun visitor. Untuk mengawali kegiatan setiap harinya dan bagi para visitor senantiasa diadakan kegiatan safety briefing yang dilakukan secara online di zoom Meeting. Untuk mengunjungi FSO Gagak Rimang juga diberikan syarat untuk mengikuti training basic sea survival, scan rontgen paru-paru, dan sertifikat vaksin COVID 19. Pada saat kegiatan di lapangan, para visitor memakai helm berwarna hijau sebagai tanda bahwa belum memahami secara mendalam terkait keseluruhan dari FSO serta harus didampingi dengan personal dengan helm putih yang menandakan bahwa orang tersebut telah memahami secara mendetail terkait keseluruhan FSO Gagak Rimang. Coverall dan safety shoes selalu digunakan untuk kegiatan dalam ruangan. Sementara untuk kegiatan diluar ruangan (di luar deck kapal) wajib mengenakan peralatan tambahan yaitu Helm, kacamata safety, sarung tangan, dan masker gas respirator apabila melakukan kegiatan yang berkaitan dengan zat kimia seperti sample crude oil lab test. Seluruh crew di FSO Gagak Rimang berkomitmen untuk mengutamakan HSE dengan tagline "Nobody Gets Hurt".

Spesifikasi FSO Gagak Rimang antara lain adalah:

- Mempunyai daya tampung volume minyak sebesar 2 MMBO, dengan memperhatikan factor keselamatan FSO Gagak Rimang menggunakan Setting Alarm pada 95% kapasitas.
- Di dalam FSO sendiri terdapat total 17 tanki dengan ukuran dan volume yang berbeda-beda. 15 tanki diantaranya digunakan sebagai tanki minyak dan 2 tanki lainnya sebagai tanki air (slop).
- Proses transfer minyak mentah dari FSO Gagak Rimang menuju kapal tanker lain dapat dilakukan dengan maksimum rate transfer sebesar 40.000 bbl/jam.

Pada prinsipnya metering proses transfer minyak dari FSO Gagak Rimang ke Kapal tanker pembeli menggunakan pencatatan otomatis yang dipantau secara berkala dan disesuaikan dengan pembacaan pada kapal tanker (VLCC Enterprise). Namun selain itu sebagai koreksi juga dapat dilakukan pengukuran secara manual yaitu Ullaging.



Gambar 50 Kegiatan control room FSO Gagak Rimang

Ullaging merupakan metode cara pengukuran manual menggunakan metering untuk mengetahui volume tanki dengan cara mengukur kolom antar permukaan fluida dan diukur dari bagian atas tanki (Top Tank).



Gambar 51 Kegiatan ullaging FSO Gagak Rimang

Selain untuk mengetahui kedalaman fluida pada suatu tanki, alat ullaging yang digunakan di FSO saat pengukuran juga dapat digunakan untuk mengukur temperatur suhu fluida di dalam tanki. Proses ullaging sendiri dilakukan selama ± 2 jam pada total 17 tanki yang dilakukan sebelum dan sesudah kegiatan lifting berlangsung. Sebelum proses Ullaging, dilakukan juga bottoming test untuk mengecek air dalam tanki, apabila terdapat air maka dilakukan cutting (pemindahan volume fluida ke salah satu tanki yang bukan nominasi) yang jumlahnya disesuaikan dengan hasil test.



Gambar 52 Kegiatan bottoming test FSO Gagak Rimang

Laboratory Test juga dilakukan on site di FSO Gagak Rimang terhadap sampel minyak BUCO yang didapatkan secara otomatis melalui alat Jiskoot Automatic Sampler yang ditampung selama proses transfer berlangsung. Kemudian sampel yang didapat tersebut dilakukan uji lab test di laboratory oleh pihak ketiga yaitu Intertek. Berdasarkan ketentuan jumlah maksimum kadar BS&W yang terkandung dalam sampel minyak adalah 0.5%.



Gambar 53 Kegiatan laboratorium FSO Gagak Rimang

Selanjutnya setelah proses transfer minyak sudah sesuai dengan volume yang ditentukan, dan proses ullaging serta uji sampel lab test selesai, kemudian data-data tersebut diinput ke dalam dokumen sebagai persyaratan untuk pembuatan dokumen Bill of Lading (BL) yang ditandatangani oleh Kapten kapal dan perwakilan dari SKK Migas.



Gambar 54 Penandatanganan dokumen Bill of Lading

Mengacu pada surat Badan Kerjasama PI Blok Cepu ("BKS") No. 004/KETUA-BKS/VI/2024 tanggal 21 Agustus 2024 perihal Penawaran Final atas 2 nd Counter Proposal Pembelian MM Beryu Urip Bagian Badan Kerjasama PI Blok Cepu Periode Januari – Desember 2025 (Term), bersama ini disampaikan konfirmasi pembelian dengan terms and conditions sebagai berikut:		
1. Pengal	PT. Axi (Daerah Sejahtera), PT. Petrogas Jalan Utama Cendana, PT. BKS Patras Huku, PT. BKS Patras Huku Cepu	
2. Perihal	PT. Kiang Permana Internasional	
3. Jenis Minyak	MM Beryu Urip	
4. Kualitas	Kualitas normal MM Beryu Urip yang tersedia pada saat loading di Pelabuhan Muat dengan Base Sediment & Water (BS&W) max. 0.5% volume	
5. Periode	1 Januari 2025 – 31 Desember 2025	
6. Jumlah	Estimasi volume 1.080.000 barel/tahun ± 10% toleransi operasional untuk periode 1 Januari 2025 – 31 Desember 2025. Jumlah dari MM Beryu Urip yang disediakan adalah jumlah net Barm Standard dikurangi se beban dan BSW	
7. Harga	ICP Beryu Urip for the month of commencement of loading plus USD 0.60/barel untuk periode 1 Januari 2025 – 31 Desember 2025.	
8. Delivery	FOB Beryu Urip Marine Terminal. Apabila Pembeli tidak dapat menerima Minyak Mentah yang dibeli ke Kiang - Kiang PT KPI di Indonesia karena hal apapun, antara lain namun tidak terbatas pada kesulitan Kiang, maka Minyak Mentah yang dibeli dapat diujikan ke tujuan - tujuan di luar Indonesia.	

Gambar 56 Konfirmasi PJBK KPI

Hingga akhir tahun 2025 BKS/PJUC telah melaksanakan lifting disetiap bulan dengan skema ENTIK dengan baik tanpa ada satupun kendala. Di tahun 2025 BKS telah melakukan lifting dengan volume 1,347,832 barrel dan GOI ENTIK sebesar 4,122,387 barrel.

Kegiatan lifting mandiri dilakukan oleh BKS/PJUC setiap bulan, berikut adalah tabel realisasi lifting bagian BKS pada tahun 2025.

Operasional Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2025								
Lifting #	ALD (Accepted Loading Date)	Vessel	Total (ENTIK + In Kind) (Barrel)	Tujuan	Surveyor	Status	Dated Brent (USD/bbl)	ICP BU (USD/bbl)
#1047	27/28 Jan-25	MT. Nectar	577,000.00	STS Tuban	Citrabuana	Completed	79.23	81.19
#1053	22/23 Feb-25	MT. Phoenix Alpha	500,000.00	STS Teluk Semangka	Sucofindo	Completed	75.36	78.28
#1061	25/26 Mar-25	MT. Phoenix Alpha	630,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	72.60	75.23
#1068	23/24 Apr-25	MT. Gamalama	650,000.00	STS Tuban	Citrabuana	Completed	67.79	69.50
#1077	24/25 May-25	MT. Seaborne Petro	520,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	64.22	66.93
#1086	24/25 Jun-25	MT. Gamalama	480,000.00	Dumai-Balikpapan	Geoservices	Completed	71.46	73.90
#1095	25/26 Jul-25	MT. Seaborne Petro	620,000.00	Dumai-Plaju-STS-Tuban	Geoservices	Completed	70.99	73.15
#1104	25/27 Aug-25	MT. Defiance	520,000.00	Dumai	Geoservices	Completed	68.21	70.10
#1111	25/26 Sep-25	MT. Phoenix Alpha	530,000.00	STS Cilacap	Sucofindo	Completed	68.02	71.10
#1119	25/26 Okt-25	MT. Nectar	560,000.00	STS Tuban	Sucofindo	Completed	64.75	68.11
#1127	24/25 Nov-25	MT. Gunung Geulis	470,000.00	Balikpapan	Tomo & Son	Completed	63.65	67.35
#1135	17/18 Dec-25	MT. Gunung Geulis	550,000.00	Dumai-Plaju	Sucofindo	Completed	62.63	65.69
Total Tahunan			6,615,000	Dated Brent Desember merupakan forecast 'Wall Street Journal' Weighted Average ICP BU 71% USD/Barel				
Rata-rata Bulanan			551,250	Status over/under BKS hingga akhir December 2025 : under 10,272 barrel				

Invoicing Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2025

Tanggal Bill of Lading	Tanggal Submit Invoice	Tanggal Jatuh Tempo	Tanggal Dana diterima	ENTIK (BKS + GOI) (Barrel)	Bagian BKS (Barrel)	Bagian GOI (Barrel)	Keterangan
28-Jan-25	18-Feb-25	28-Feb-25	27-Feb-25	495,000.00	121,225.20	373,744.80	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
23-Feb-25	13-Mar-25	23-Mar-25	21-Mar-25	425,000.00	107,693.24	317,306.76	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26-Mar-25	17-Apr-25	26-Apr-25	24-Apr-25	430,000.00	108,172.21	321,827.79	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Apr-25	19-May-25	25-May-25	23-May-25	460,000.00	115,723.25	344,276.75	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-May-25	13-Jun-25	25-Jun-25	24-Jun-25	470,000.00	119,399.62	350,600.38	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Jun-25	08-Jul-25	25-Jul-25	24-Jul-25	420,000.00	93,525.18	326,474.82	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26-Jul-25	12-Aug-25	26-Aug-25	25-Aug-25	510,000.00	129,595.47	380,404.53	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
29-Aug-25	12-Sept-25	29-Sep-25	26-Sep-25	510,000.00	127,195.82	382,804.18	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
27-Sept-25	10-Oct-25	27-Oct-25	24-Oct-25	390,000.00	96,358.32	293,641.68	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
26 Okt-25	12-Nov-25	26-Oct-25	25-Nov-25	520,000.00	128,988.32	391,011.68	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
25-Nov-25	12-Dec-25	25-Dec-25	23-Dec-25	410,000.00	93,621.76	316,378.24	Invoice telah dibayar sebelum jatuh tempo
18-Dec-25	12-Jan-26	18-Jan-26		430,000.00	106,104.15	323,895.85	Menunggu Pembayaran Oleh PT KPI
Total Tahunan				5,470,000.00	1,347,632.54	4,122,367.46	Tanggal jatuh tempo pembayaran invoice adalah satu bulan dari Tanggal Bill of Lading
Total Tahunan				455,833.33	112,302.71	343,530.62	

KOMERSIALISASI EKSPOR BKS 2026

Tim Lifting BKS melakukan evaluasi komersialisasi lifting dari tahun 2022 hingga 2025 dan mendapati bahwa selain harga minyak yang terus menurun, alpha ICP banyu urip juga mengalami penurunan yang signifikan. Hal ini apabila dibandingkan dengan kenaikan premium sejak BKS melakukan lifting mandiri memperlihatkan penurunan yang jelas, bahwa untuk meningkatkan revenue, premium dari MM BU harus ditingkatkan.



Tim Lifting BKS melakukan penawaran secara langsung kepada PT KPI, dengan harapan mendapatkan premium diatas \$2/bbl, namun ternyata hasil offer dari PT KPI kurang memuaskan. Maka dari itu opsi ekspor dapat menjadi jawaban atas kondisi ini. Tim Lifting BKS melakukan tender dari beberapa perusahaan internasional dan KPI untuk menentukan tujuan komersialisasi di tahun 2026. Dari hasil tender, didapatkan PT Quantum Global sebagai pemenang dengan premium + \$4.85/bbl.



Berikut merupakan alur flowchart dari SOP Ekspor BKS yang telah dilakukan oleh tim lifting BKS.

LAPORAN KEUANGAN

ANNUAL REPORT
2025



LAPORAN KEUANGAN

LAPORAN POSISI KEUANGAN ATAS PSC BLOK CEPU

Mengacu pada FQR Q4-2025 yang diterima dari ExxonMobil, dengan total lifting minyak 55.148.727 barrels minyak dan harga rata-rata \$71,68/BBL sehingga Total Pendapatan Kotor Blok Cepu sejumlah \$3.953.244.030.

Total Pendapatan Kotor Aktual 2025 tercatat 13,71% di atas RKAP 2025, hal tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan lifting minyak mentah 18,97% diatas budget 2025 dan penurunan harga rata-rata 4,42% di bawah budget 2025.

Rincian atas Laporan Posisi Keuangan Blok Cepu yang mengacu pada Laporan BUMT Slate terakhir dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

DESCRIPTION	Budget 2025 \$,000 Amount	Realisasi 2025 \$,000 Amount	Up/(down)	
			\$,000 Amount	%
LIFTINGS				
Oil (Barrels)	46.355	55.149	8.794	18.97%
Oil (BOPD)	127	151	24	18.97%
Price	\$ 75,00	\$ 71,68	(3,32)	-4,42%
GROSS REVENUE	3.476.630	3.953.244	476.614	13,71%
FIRST TRANCHE PETROLEUM	695.326	790.649	95.323	13,71%
GROSS REVENUE AFTER FTP	2.781.304	3.162.595	381.291	13,71%
INVESTMENT CREDIT	-	-	-	-
COST RECOVERY	217.009	217.926	917	0,42%
EQUITY TO BE SPLIT	2.564.295	2.944.669	380.374	14,83%

Pembagian Hak Blok Cepu 2025 antara Pemerintah dan Kontraktor menghasilkan perbandingan 82%:18% (Budget = 81%:19%).

Rincian Pembagian Hak Blok Cepu sampai dengan Q4-2025 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

BUDGET vs ACTUAL 2024

ENTITLEMENT	Government Share		Contractor Share		PJUC Share	
	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual
	2025	2025	2025	2025	2025	2025
	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount
FTP (73.2143% vs 26.7857%)	509.078	578.868	186.248	211.781	4.776	4.749
ETS (73.2143% vs 26.7857%)	1.877.431	2.156.519	686.864	788.750	15.402	17.685
Lifting Price Variance	-	4.212	-	(4.212)	-	(34)
DMO	232.810	264.726	(232.810)	(264.726)	(5.220)	(5.936)
DMO Fee	(58.202)	(66.182)	58.202	66.182	1.305	1.484
Tax	251.462	287.199	(251.462)	(287.199)	(5.639)	(6.440)
Investment Credit	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery	-	-	217.009	217.526	4.866	4.887
TOTAL	2.812.578	3.224.742	664.052	728.502	14.890	16.335
	81%	82%	19%	18%	2,2423%	2,2423%

Bagian Pendapatan Kontraktor sebesar \$728.501.605 atau 18% dari Total Pendapatan Kotor, dan Bagian Pendapatan Pemerintah sebesar \$3.224.742.425 atau 82% dari Total Pendapatan Kotor. Bagian Pendapatan Blok Cepu and Persentase Bagian Revenue dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount									
BY REV TYPE	2021		2022		2023		2024		2025	
First Tranche Petroleum	1.067.046	20%	1.288.324	20%	1.017.866	20%	906.234	20%	790.649	20%
Cost Recovery	179.931	3%	165.705	3%	207.964	4%	249.774	6%	217.926	6%
Equity to be Split	4.088.254	77%	4.987.590	77%	3.863.499	76%	3.375.161	74%	2.944.669	74%
Total	5.335.231	100%	6.441.618	100%	5.089.329	100%	4.531.169	100%	3.953.244	100%

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount									
BY PARTIES	2021		2022		2023		2024		2025	
Government Share	4.523.684	85%	4.204.226	83%	4.192.159	82%	3.675.504	81%	3.224.742	82%
Contractor Share	811.547	15%	885.303	17%	897.171	18%	855.665	19%	728.502	18%
Total	5.335.231	100%	5.089.329	100%	5.089.329	100%	4.531.169	100%	3.953.244	100%
PJUC	18.197	2,2423%	19.847	2,2423%	20.117	2,2423%	19.187	2,2423%	16.335	2,2423%

Tabel di atas menunjukkan bahwa 2025 adalah tahun ke-11 (dimulai tahun 2015) Lapangan Banyu Urip Blok Cepu berada pada Tahapan Produksi Puncak dan saat ini sudah dalam masa decline.

Lifting minyak tidak setinggi tahun-tahun sebelumnya dan sudah masuk ke tahap penurunan, dengan harga yang berfluktuasi sesuai dengan kondisi pasar minyak

dunia. Mulai bulan Juli 2019, Pemerintah telah menentukan harga minyak Banyu Urip menggunakan harga sendiri yaitu ICP Banyu Urip sesuai dengan Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 142K/12/MEM/2023 tanggal 1 Agustus 2019 tentang Penetapan Harga Minyak Mentah Indonesia Bulan Juli 2019, dimana sebelumnya menggunakan ICP Arjuna + 5,5.

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

YEAR	OIL LIFTING	OIL PRICE	GROSS REVENUE
	(MBBLs)	(BU AVERAGE)	(\$,000)
2009	1.199	\$66,65	\$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
2017	74.611	\$51,68	\$3.856.149
2018	76.400	\$73,08	\$5.583.604
2019	79.440	\$68,87	\$5.470.971
2020	79.655	\$45,23	\$3.602.662
2021	74.299	\$45,23	\$3.335.231
2022	59.811	\$71,81	\$4.281.618
2023	57.414	\$88,64	\$5.089.329
2024	53.714	\$84,36	\$4.531.169
2025	55.149	\$71,68	\$3.953.244

Total Pendapatan Kotor 2025 (\$3.953.244.030) mengalami penurunan dibandingkan tahun 2024 (\$4.531.169.110). Hal ini terutama disebabkan karena factor harga yang turun terus dan produksi dan lifting telah terus mengalami penurunan karena sudah dalam masa decline.

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount			
BY PARTIES	2024		2025	
First Tranche Petroleum	906.234	20%	790.649	20%
Investment Credit	-	0%	-	0%
Cost Recovery	249.774	6%	231.855	6%
Equity to be Split	3.375.161	74%	2.930.740	74%
Total	4.531.169	100%	3.953.244	100%

Detail perbandingan Total Bagian Kontraktor dapat dilihat pada table dibawah ini :

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount					
By Rev Type	2024			2025		
	Gov	Contractor	PJUC	Gov	Contractor	PJUC
	73,2143%	26,7857%	2,2423%	73,2143%	26,7857%	2,2423%
First Tranche Petroleum	663.493	242.741	5.443	578.868	211.781	4.749
Cost Recovery	-	249.774	5.601	-	217.926	4.887
Equity to be Split	2.471.101	904.061	20.272	2.155.919	788.750	17.686
Lifting Price Variance	(6.154)	6.154	138	4.212	(4.212)	(94)
DMO	303.426	(303.426)	(6.804)	264.726	(264.726)	(5.936)
DMO Fee	(97.175)	97.175	2.179	(66.182)	66.182	1.484
Total Before Tax	3.334.690	1.196.479	26.829	2.937.544	1.015.700	22.775
Tax	340.814	(340.814)	(7.642)	287.199	(287.199)	(6.440)
Total After Tax	3.675.504	855.665	19.187	3.224.742	728.502	16.335

LAPORAN KEUANGAN PJUC

Laporan Keuangan PJUC tahun buku 2025 diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono dengan Opini Wajar Tanpa Pengecualian.



KANAKA PURADIREDDA, SUHARTONO
 Kantor Akuntan Publik
 Gedung Bina Usaha
 Jl. Jendral Sudirman No. 100
 Bandung 40132
 Telp. (022) 4444444
 Fax. (022) 4444444
 Email: kps@kanakapradredda.com

LAPORAN AUDIT
 Laporan Keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon
 Tahun Buku 2025
 31 Desember 2025

Menyatakan, dengan keyakinan yang wajar, bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.

Opini
 Kami telah melakukan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia, sehingga kami berpendapat bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.

Wajar Tanpa Pengecualian
 Kami telah melakukan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia, sehingga kami berpendapat bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.



KANAKA PURADIREDDA, SUHARTONO
 Kantor Akuntan Publik
 Gedung Bina Usaha
 Jl. Jendral Sudirman No. 100
 Bandung 40132
 Telp. (022) 4444444
 Fax. (022) 4444444
 Email: kps@kanakapradredda.com

LAPORAN AUDIT
 Laporan Keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon
 Tahun Buku 2025
 31 Desember 2025

Menyatakan, dengan keyakinan yang wajar, bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.

Opini
 Kami telah melakukan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia, sehingga kami berpendapat bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.

Wajar Tanpa Pengecualian
 Kami telah melakukan audit sesuai dengan standar audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia, sehingga kami berpendapat bahwa laporan keuangan PJUC PT Petrogas Jajarin Utama Cirebon yang telah diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono, menyajikan secara wajar dan sesuai dengan standar akuntansi yang berlaku di Indonesia.



ISKANDAR ALZULQARNI, CPA
 NIKAT 47.0814

30 Februari 2026 / February 20, 2026

Ref: 00009/1/0000/MU.1/02/2024-6/1/02/2025



Gambar 55. Opini Auditor Audit 31 Desember 2025

Selama periode tahun buku 2025, PJUC telah melakukan upaya dan strategi bisnis secara teratur dalam upaya mengukur keberhasilan perusahaan dalam menghasilkan laba, sehingga dapat menghasilkan prospek, pertumbuhan dan potensi perkembangan perusahaan dengan mengandalkan sumber daya yang ada.

Tabel 18 Laporan Posisi Keuangan

LAPORAN POSISI KEUANGAN

Tanggal 31 Desember 2025

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

As Of December 31, 2025

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	31 Desember/December 31			
	2025	Catatan/ Notes	2024	
ASET				ASSETS
Aset Lancar				Current Assets
Kas dan setara kas	11.022.226	3c,d,e,5	13.144.125	Cash and cash equivalents
Piutang usaha	2.110.050	3d,f,4,6	2.213.607	Trade receivables
Persediaan	1.227.821	3g,4,7	1.586.563	Inventories
Pembayaran dimuka	627.088	3h, 8	428.418	Prepayments
Jumlah Aset Lancar	14.987.185		17.372.713	Total Current Assets
Aset Tidak Lancar				Non-current Assets
Aset tetap	45.714	3i,4,9	60.350	Fixed assets
Aset minyak dan gas bumi	1.625.496	3j,10	1.618.643	Oil and gas properties
Kas dan setara kas yang dibatasi penggunaannya	3.547.085	3k,11	3.173.397	Restricted cash and cash equivalents
Jumlah Aset Tidak Lancar	5.218.295		4.852.390	Total Non-current Assets
JUMLAH ASET	20.205.480		22.225.103	TOTAL ASSETS
LIABILITAS DAN EKUITAS				LIABILITIES AND EQUITY
Liabilitas Jangka Pendek				Current Liabilities
Utang usaha	593.582	3d,1,12	665.290	Trade payables
Utang pajak	639.090	3e,4,13a	868.507	Taxes payable
Liabilitas Sewa	12.922	3d,m,4,14	13.094	Lease liabilities
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	1.245.600		1.546.891	Total Current Liabilities
Liabilitas Jangka Panjang				Non-current Liabilities
Liabilitas Sewa Jangka Panjang dikurangi liabilitas jangka pendek liabilitas sewa	28.864	3d,m,4,14	43.403	Due to a shareholder, net of current portion lease liabilities
Provisi biaya pembongkaran aset dan restorasi area	3.547.085	3q,10	3.103.366	Provision for dismantlement assets and site restoration obligation
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	3.575.949		3.206.769	Total Non-current Liabilities
JUMLAH LIABILITAS	4.821.549		4.753.660	TOTAL LIABILITIES
Ekuitas				Equity
Modal saham				Share capital
Modal dasar - 2.000 saham dengan nilai nominal Rp1.000.000 (nilai penuh) per saham				Authorized - 2,000 shares at par value of Rp1,000,000 (full amount) per share
Modal yang ditempatkan dan disetor penuh - 500 saham	53.905	17	53.905	Issued and fully paid-up capital - 500 shares
Tambahan modal disetor	1.420	18	1.420	Additional paid-in capital
Saldo laba				Retained earnings
Ditentukan penggunaannya	6.892	19	6.892	Appropriated
Belum ditentukan penggunaannya	13.126.326		17.218.231	Unappropriated
Keuntungan aktuarial imbalan kerja	193.394	3a, 15	181.595	Actuarial gains for employee benefits
JUMLAH EKUITAS	15.383.931		17.469.043	TOTAL EQUITY
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS	20.205.480		22.225.103	TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

Tabel 19 Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif

**LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN
KOMPREHENSIF LAIN**

 Untuk tahun yang berakhir tanggal
31 Desember 2025

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

**STATEMENTS OF PROFIT OR LOSS AND
OTHERS COMPREHENSIVE INCOME**

 For the years ended
December 31, 2025

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	Untuk Tahun yang Berakhir pada tanggal 31 Desember/ For the Year Ended December 31			
	2025	Catatan/ Notes	2024	
Pendapatan neto	23.245.795	3a, 20	26.710.258	Net revenues
Beban pokok pendapatan	(5.382.094)	3a, 21	(6.015.368)	Costs of revenues
Laba kotor	17.863.701		20.694.890	Gross profit
Beban umum dan administrasi	(586.009)	3a, 22	(543.045)	General and administrative expenses
Sumbangan	(90.203)		(75.825)	Donation
Beban keuangan	(1.256)		(6.142)	Finance charges
Rugi selisih kurs	(2.031)		(6.811)	Loss on foreign exchange - net
Pendapatan jasa giro dan deposito	153.031		139.385	Current account and deposits income
Laba sebelum pajak penghasilan	17.337.242		20.202.652	Income before income tax
Beban pajak penghasilan	(6.444.323)	3a, 13b	(7.642.067)	Income tax expense
Laba bersih tahun berjalan	10.892.919		12.560.585	Net income for the year
Penghasilan komprehensif lain				Other comprehensive income
Pos-pos yang tidak akan direklasifikasi ke laba rugi		3a		Items that will not be reclassified to profit or loss
Keuntungan (kerugian) pengukuran kembali atas liabilitas imbalan kerja	4.799	3a, 4, 15	(4.084)	Re-measurement gains (losses) on employee benefit liability
Laba komprehensif tahun berjalan	10.897.718		12.556.501	Comprehensive income for the year

Tabel 20 Laporan Arus Kas

LAPORAN ARUS KAS		STATEMENTS OF CASH FLOWS	
Untuk tahun yang berakhir tanggal		For the years ended	
31 Desember 2025 dan 2024		December 31, 2025 and 2024	
(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)		(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)	
	2025	2024	
Arus Kas Dari Aktivitas Operasi			Cash Flows From Operating Activities
Penerimaan kas dari pelanggan	23.349.406	27.017.276	Cash from customer
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(4.774.673)	(5.757.769)	Payment of cash suppliers and employees
Penerimaan kas dari (pembayaran kas untuk) operasi	(333.321)	172.465	Cash From (Payments of Cash for) operating expenses
Pembayaran Pendanaan Imbalan Pasca Kerja	(3.289)	(10.522)	Post-Emp Benefit Funding Payments
Pembayaran pajak penghasilan	(6.674.194)	(7.637.273)	Payments for Income Taxes
Arus kas bersih yang diperoleh dari aktivitas operasi	11.563.929	13.784.177	Net Cash Provided from operating activities
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi			Cash Flows From Investing Activities
Penambahan aset tetap	(1.123)	-	Additions of fixed assets
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(326.193)	(480.251)	Additions to oil and gas properties
Kas Setara Kas Yang dibatasi Penggunaannya	(373.688)	(346.361)	Restricted Cash & Equivalent Cash
Pelepasan Aset Minyak & Gas Bumi	-	84	Disposal of oil & gas properties
Arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas investasi	(701.004)	(826.528)	Net cash used in investing activities
Arus Kas Dari Aktivitas Pendanaan			Cash Flows From Financing Activities
Pembayaran dividen	(12.984.824)	(15.179.180)	Dividends payment
Arus kas bersih yang digunakan untuk aktivitas pendanaan	(12.984.824)	(15.179.180)	Net cash used in financing activities
Penurunan bersih kas dan setara kas	(2.121.899)	(2.221.531)	Net decrease in cash and cash equivalents
Saldo kas dan setara kas, awal tahun	13.144.125	15.365.656	Cash and cash equivalents, beginning of year
Saldo kas dan setara kas, akhir tahun	11.022.226	13.144.125	Cash and cash equivalents, end of year

Tabel 21 Laporan Perubahan Ekuitas

LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS					STATEMENTS OF CHANGE OF EQUITY	
Untuk tahun yang berakhir tanggal					For the years ended	
31 Desember 2025 dan 2024					December 31, 2025 and 2024	
(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)					(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)	
	Modal saham/ Share capital	Tambahan modal disetor/ Additional paid-in capital	Salin laba/Retained Earnings Dianakn Penggunaan Penggunaan	Kerjasama Aktuarial Inhalan Kerja	Jumlah ekuitas/ Total equity	
Saldo 31 Desember 2023	53.905	1.420	6.892	19.836.826	192.679	20.091.723
Laba bersih tahun berjalan				12.560.565	(8.084)	12.552.501
Dividen Tunai				(15.179.179)		(15.179.179)
Saldo 31 Desember 2024	53.905	1.420	6.892	17.218.232	188.595	17.469.044
Laba bersih tahun berjalan				10.892.019	4.799	10.897.718
Dividen Tunai				(12.964.823)		(12.964.823)
Saldo 31 Desember 2025	53.905	1.420	6.892	15.126.328	193.394	15.381.939

Tabel 22 Perbandingan Laporan Posisi Keuangan dalam 5 Tahun Terakhir

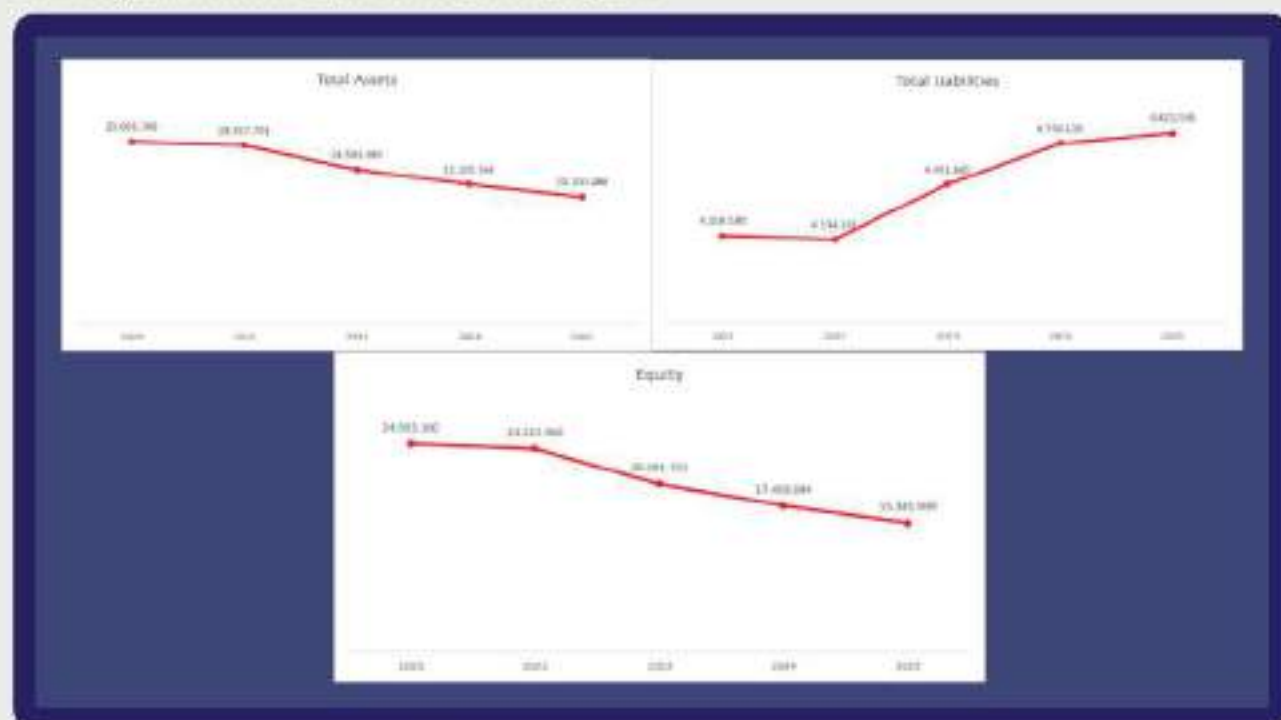
Financial Position	2021	2022	2023	2024	2025	2025vs2024	
	\$	\$	\$	\$	\$	% Diff	% real
Current Assets	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774	14.987.191	-13,73%	86,27%
Non-Current Assets	7.510.638	3.530.896	4.392.952	4.852.390	5.216.297	7,50%	107,50%
Total Assets	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	20.203.488	-9,10%	90,90%
Current Liabilities	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351	1.245.600	-19,61%	80,39%
Non-Current Liabilities	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769	3.575.949	11,51%	111,51%
Total Liabilities	4.158.580	4.134.741	4.491.665	4.756.120	4.821.549	1,38%	101,38%
Share Capital Issued & Paid	53.905	53.905	53.905	53.905	53.905	0,00%	100,00%
Additional Paid in Capital	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	0,00%	100,00%
Reserve	6.892	6.892	6.892	6.892	6.892	0,00%	100,00%
Retained Earnings	24.752.013	24.063.504	19.836.827	17.218.232	15.126.328	-12,15%	87,65%
Re-measurement PEB	68.930	197.238	192.679	188.595	193.394	2,54%	102,54%
Equity	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044	15.381.939	-11,95%	88,05%
Total Liabilities & Equity	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	20.203.488	-9,10%	90,90%

Posisi Aset PJUC pada akhir tahun 2025 mengalami penurunan sebesar 9,10% dibandingkan tahun sebelumnya. Penurunan disebabkan karena produksi yang sudah memasuki masa decline, mempengaruhi lifting juga menjadi turun sehingga revenue pun ikut turun. Selain itu efek dari telah lunasnya seluruh pinjaman CCFA sehingga hasil usaha bersih seluruhnya yang tersimpan di dalam kas akan dibagikan sebagai dividen.

Posisi hutang PJUC pada akhir tahun 2025 mengalami kenaikan 1,38% dibandingkan tahun sebelumnya. Hal ini dikarenakan cash call bulan berikutnya yang telah diakui sebagai utang, lebih besar dibandingkan tahun sebelumnya. Selain itu nilai provisi ASR juga semakin meningkat dari tahun ke tahun.

Posisi ekuitas PJUC pada akhir tahun 2025 mengalami penurunan sebesar 11,95% dibandingkan ekuitas tahun sebelumnya. Laba bersih tahun 2025 turun 13,21% dibanding tahun sebelumnya. Terutama disebabkan karena penurunan lifting minyak dan harga minyak dunia yang cenderung turun.

Berikut grafik terkait Laporan Posisi Keuangan :



Gambar 58. Total Asset, Liability dan Ekuitas

Tabel 23 Perbandingan Laporan Laba Rugi Komprehensif 5 Tahun Terakhir

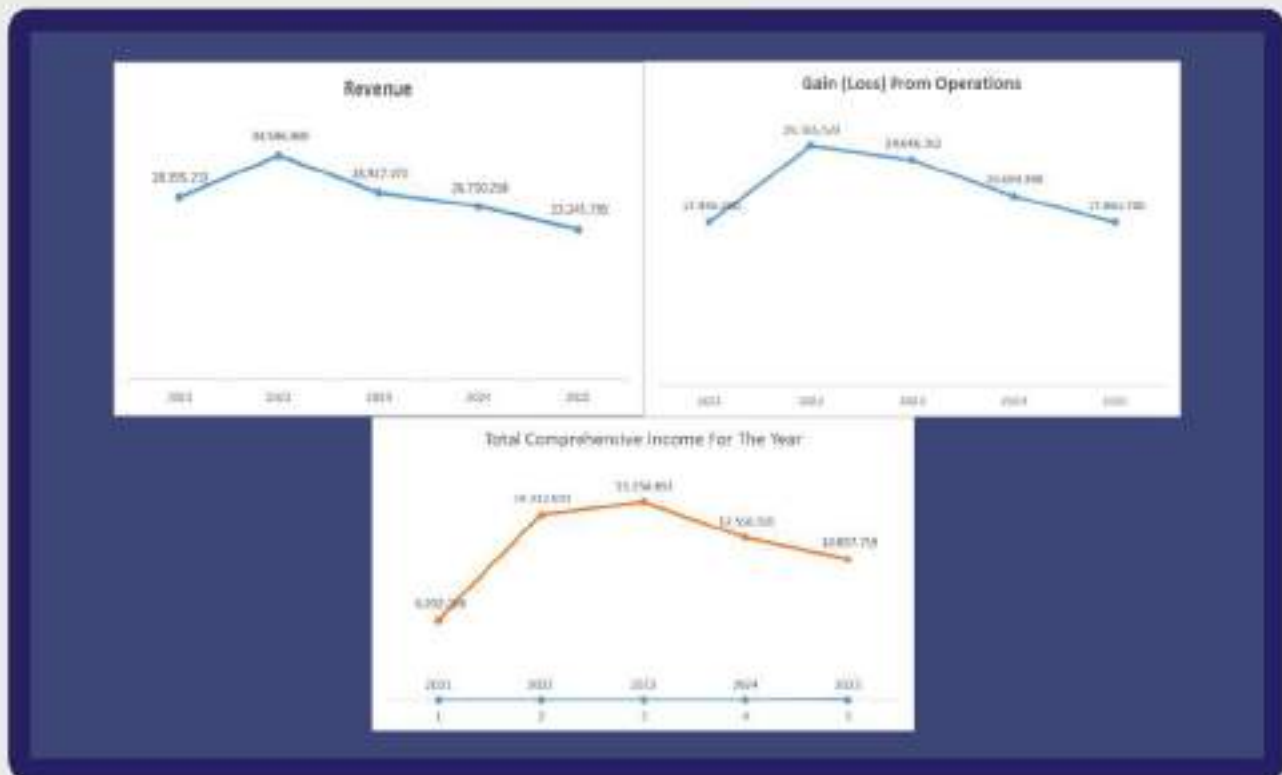
Comprehensive Income	2021	2022	2023	2024	2025	2025vs2024	
	\$	\$	\$	\$	\$	% Diff	% real
Revenue	28.195.213	34.596.969	28.927.075	26.710.258	23.245.795	-12,97%	87,03%
Direct Cost	(10.339.013)	(8.431.448)	(4.280.764)	(6.105.368)	(5.382.095)	-10,53%	89,47%
Gain (Loss) from Operations	17.856.200	26.165.520	24.646.312	20.604.890	17.863.700	-13,68%	86,32%
Operational Expenses	(454.913)	(796.997)	(637.354)	(543.046)	(586.000)	7,91%	107,91%
Other Income (Expenses)	(31.863)	(77.554)	(52.631)	50.807	59.543	17,39%	117,19%
Income Before Tax	17.369.424	25.290.969	23.956.327	20.202.651	17.337.243	-14,18%	85,82%
Tax Income (Expenses)	(1.126.572)	(1.086.584)	(8.692.916)	(7.642.067)	(6.444.323)	-15,67%	84,33%
Income For The Year	6.242.852	14.204.385	15.263.411	12.560.585	10.892.920	-13,28%	86,72%
Other Comprehensive Income (Expenses)	(40.454)	108.308	(4.359)	(4.084)	4.799	-217,51%	-117,51%
Total Comprehensive Income For The Year	6.202.398	14.312.693	15.258.852	12.556.501	10.897.719	-13,21%	86,79%

Total Pendapatan PJUC tahun 2025 sebesar US\$23.245.795, Laba Bruto sebesar US\$17.863.700, Laba Sebelum Pajak sebesar US\$17.337.243 dan Laba Komprehensif Tahun Berjalan sebesar US\$10.897.719.

Pendapatan PJUC turun sebesar 12,97% dibandingkan tahun sebelumnya. Penurunan terutama disebabkan karena turunnya produksi dan lifting minyak mentah serta penurunan harga minyak.

Pajak Migas (CnD Tax) turun sebesar 15,67% dibandingkan tahun sebelumnya. Disebabkan karena turunnya revenue akibat dari turunnya lifting.

Laba Komprehensif turun 13,21% dari laba tahun 2024. Terutama disebabkan karena penurunan pada lifting minyak dan harga yang cenderung turun.



Gambar 59. Revenue, Gain (Loss) from Operations, dan Total Comprehensive Income

RASIO KEUANGAN

Financial Ratio	2021	2022	2023	2024	2025
	\$	\$	\$	\$	\$
Cash Ratio	1431,02%	1058,34%	1127,57%	1053,18%	1169,66%
Quick Ratio	1602,94%	1194,53%	1271,16%	1180,99%	1328,33%
Current Ratio	1607,66%	1213,28%	1251,39%	1121,29%	1203,21%
Debt to Equity Ratio	16,99%	23,34%	22,36%	27,23%	31,35%
Debt to Asset Ratio	14,52%	18,93%	18,27%	21,40%	23,86%
Equity to Asset Ratio	85,48%	81,07%	81,73%	78,60%	76,14%
Return On Equity (ROE)	59,24%	75,77%	75,95%	71,88%	70,85%
Return On Assets (ROA)	50,64%	61,43%	62,07%	56,50%	53,94%
Gross Profit Margin	75,63%	85,10%	85,20%	77,48%	76,85%
Operating Income Ratio	73,38%	82,68%	82,82%	75,64%	74,58%
Net Profit Margin Ratio	41,65%	52,25%	52,75%	47,01%	46,88%
Total Assets Turn Over (TATO)	121,58%	117,58%	117,67%	120,18%	115,06%

Yang perlu dicatat dari analisis rasio di atas adalah rasio kas yang cukup besar dan rasio solvabilitas yang relative kecil. Hal ini menunjukkan perusahaan pada kondisi sehat dengan cash flow lancar dan bisa dengan mudah memenuhi kewajibannya.

PENDAPATAN

Rincian Pendapatan PJUC dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

YEAR	FIRST TRANCHE PETROLEUM (FTP)	INVESTMENT CREDIT (IC)	COST RECOVERY (CR)	EQUITY TO BE SPLIT (ETS)	DOMESTIC MARKET OBLIGATION (DMO)	DMO FEE	OTHER	TOTAL
2021	6.408.848	-	4.034.592	24.574.517	(8.011.060)	2.378.285	(1.129.969)	28.195.213
2022	7.737.875	-	4.126.971	29.838.731	(9.672.344)	2.891.804	(326.069)	34.596.969
2023	6.113.463	-	4.663.385	23.138.525	(7.641.828)	2.536.830	116.901	28.927.075
2024	5.442.983	-	5.600.684	20.409.791	(6.803.729)	2.178.958	(118.389)	26.710.258
2025	4.748.761	-	4.886.558	17.604.100	(5.535.952)	1.483.988	458.340	23.245.795

Pendapatan PJUC tahun 2025 sebesar 87,03% dibanding pendapatan tahun sebelumnya, disebabkan karena turunnya produksi dan lifting minyak serta penurunan harga minyak.

COMPREHENSIVE INCOME	2024	2025		2025 VS 2024	AKTUAL VS BUDGET
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$	%	%
Revenue	26.710.258	23.245.795	20.584.435	87,03%	112,93%

Namun bila dibandingkan dengan Budget 2025, pendapatan PJUC meningkat 12,93%.

BEBAN LANGSUNG

Beban langsung PJUC terinci adalah sebagai berikut:

YEAR	EXPLORATION EXPENSES	PRODUCTION EXPENSES	G&A EXPENSES	DEPRECIATION, DEPLETION AMORTIZATINO EXP	ABANDONMENT WELL (SITE RESTORATION)	OTHERS	TOTAL
2021	397	2.612.282	834.511	6.628.990	262.833	-	10.339.013
2022	199	2.695.320	946.244	4.501.821	287.864	-	8.431.448
2023	19.373	2.905.725	905.050	132.136	318.479	-	4.280.764
2024	1.570.650	2.855.137	900.356	342.864	346.361	-	6.015.368
2025	947.183	2.797.196	944.068	319.339	383.719	(9.410)	5.382.095

Beban langsung PJUC tahun 2025 bila dibandingkan tahun sebelumnya turun hingga sebesar 89,47% dari beban langsung tahun 2024. Hal ini disebabkan penyusutan asset migas sudah hampir habis.

COMPREHENSIVE INCOME	2024	2025		2025 VS 2024	AKTUAL VS BUDGET
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$	%	%
Direct Cost	6.015.368	5.382.095	6.612.726	89,47%	81,39%

Sedangkan bila dibandingkan dengan budget 2024 Direct Cost tercapai sekitar 81,39%.

BEBAN OPERASIONAL DAN PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN

Rincian Beban Operasional dan Pendapatan (beban) lain-lain adalah sebagai berikut:

YEAR	OPERATIONAL EXPENSES	OTHER INCOMES/ (EXPENSES)	TOTAL
2021	(454.913)	(31.863)	(486.776)
2022	(796.997)	(77.554)	(874.551)
2023	(637.354)	(52.631)	(689.985)
2024	(543.046)	50.807	(492.239)
2025	(586.000)	59.543	(526.457)

COMPREHENSIVE INCOME	2024	2025		2025 vs 2024	AKTUAL vs BUDGET
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$	%	%
Operational Expenses	(543.046)	(586.000)	(633.158)	107,91%	92,55%
Other Expenses	50.807	59.543	(87.304)	117,19%	-68,20%

Beban operasional 2025 naik sekitar 7,91% dibanding tahun 2024, dan tercapai 92,55% dari budget atau 7,45% di bawah budget.

Pendapatan (Beban) Lain-lain tahun 2025 dibanding tahun sebelumnya naik secara pendapatan sebesar 17,91%. Hal ini disebabkan karena Perusahaan aktif menempatkan dana pada instrument keuangan yang aman dan memberikan return yang cukup tinggi.

COMPREHENSIVE INCOME	2024	2025		2025 AKTUAL vs	
	AKTUAL	BUDGET	AKTUAL	2024(%)	BUDGET(%)
BEBAN OPERASIONAL					
Beban Karyawan	\$ 184.570	\$ 206.347	\$ 193.414	104,79%	93,73%
Beban Percadangan Tantiem/Bonus	\$ 47.843	\$ 42.944	\$ 42.994	89,76%	100,00%
Beban Perjalanan Dinas	\$ 39.972	\$ 56.591	\$ 53.825	134,60%	95,11%
Beban Kantor	\$ 110.885	\$ 156.981	\$ 147.428	132,96%	93,91%
Beban Entertain & Representasi	\$ 1.128	\$ 1.875	\$ 1.507	133,60%	80,37%
Beban Penyusutan A/T	\$ 1.056	\$ 715	\$ 939	88,88%	131,30%
Beban Penyusutan Hak Guna	\$ 19.518	\$ 21.319	\$ 16.819	86,18%	78,90%
Beban Profesional & Konsultan	\$ 13.903	\$ 13.750	\$ 9.565	68,80%	69,56%
Beban Imbalan Pascakerja	\$ 6.438	\$ 9.375	\$ 8.079	125,49%	86,18%
Sub Total	\$ 425.313	\$ 509.896	\$ 474.520	111,57%	93,06%
BEBAN NON OPERASIONAL					
Beban Management Fee	\$ 79.615	\$ 88.620	\$ 77.223	97,00%	87,14%
Beban Percadangan Tantiem/Bonus	\$ 28.645	\$ 24.823	\$ 24.622	85,96%	99,19%
Iuran BKS	\$ 9.473	\$ 9.818	\$ 9.634	101,70%	98,12%
Sub Total	\$ 117.733	\$ 123.261	\$ 111.479	94,69%	90,44%
TOTAL BEBAN OPERASIONAL	\$ 543.046	\$ 633.158	\$ 586.000	107,91%	92,55%

PENDAPATAN (BEBAN) DI LUAR USAHA	2024	2025		2025AKTUAL vs	
	AKTUAL	BUDGET	AKTUAL	2024(%)	BUDGET(%)
BEBAN (PENDAPATAN) LAIN-LAIN					
Beban CSR & Sumbangan	\$ 75.625	\$ 93.750	\$ 90.202	119,28%	96,22%
Beban Adm Bank	\$ 869	\$ 890	\$ 1.255	144,47%	141,08%
Beban Bunga Penerapan PSAK 73	\$ 5.273	\$ 2.665	\$ -	0,00%	0,00%
Pendapatan Bunga Jasa Giro	\$ (5.425)	\$ (389)	\$ (5.299)	97,68%	1361,56%
Pendapatan Bunga Deposwab/Deposito	\$ (133.960)	\$ (9.611)	\$ (147.732)	110,26%	1537,14%
Selisih Kurs	\$ 6.811	\$ -	\$ 2.031	29,82%	#DIV/0!
TOTAL BEBAN (PENDAPATAN) LAIN-LAIN	\$ (50.807)	\$ 87.304	\$ (59.543)	117,19%	-68,20%

ARUS KAS

URAIAN	2021	2022	2023	2024	2025	2025 vs 2024
Arus Kas dari Aktivitas Operasi	18.436.782	19.791.102	15.913.607	13.748.179	11.563.929	83,89%
Arus Kas dari Aktivitas Investasi	(263.360)	(289.513)	(737.363)	(826.529)	(701.004)	84,81%
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan	(5.877.971)	(14.892.893)	(19.490.088)	(15.179.180)	(12.984.824)	85,54%
Kenaikan (Penurunan) Bersih Kas & Setara Kas	12.295.450	4.608.696	(4.313.844)	(2.221.530)	(2.121.899)	95,52%
Kas & Setara Kas Awal Tahun	2.775.354	15.070.804	19.679.500	15.365.656	13.144.126	85,54%
Kas & Setara Kas Akhir Tahun	15.070.804	19.679.500	15.365.656	13.144.126	11.022.227	83,86%

Posisi Kas dan Setara Kas akhir tahun 2025 turun sekitar 16,14% dibanding tahun sebelumnya. Hal ini disebabkan telah revenue tahun 2025 tidak sebesar tahun 2024 efek dari semakin menurunnya produksi & lifting minyak mentah.

Arus Kas dari Aktivitas Operasi 2025 surplus US\$ 11.563.929 disebabkan penerimaan kas dari operasional perusahaan masih melebihi kas yang digunakan untuk membiayai operasional perusahaan termasuk pajak. Arus Kas dari Aktivitas Investasi defisit US\$ 701.004 karena selama 2025, ada beberapa pembelian asset minyak dan gas bumi. Sedangkan Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan defisit US\$ 12.984.824 karena pembayaran dividen kepada pemegang saham.

LIKUIDITAS DAN SUMBER MODAL

Rasio Lancar	2021	2022	2023	2024	2025
	\$	\$	\$	\$	\$
Current Assets	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774	14.987.191
Current Liabilities	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351	1.245.600
Rasio Lancar	1269,88%	1591,60%	1251,39%	1121,29%	1203,21%

Rasio lancar 2025 mengalami kenaikan dibanding tahun sebelumnya hal ini disebabkan meskipun asset lancar turun efek dari turunnya revenue, namun current liabilitiesnya juga turun karena utang pajak dan utang cash call tidak sebesar tahun sebelumnya. Rasio lancar tahun 2025 masih cukup tinggi. Masih sangat cukup kemampuan Perusahaan dalam melunasi utang jangka pendeknya.

STRUKTUR MODAL

Struktur Modal	2021	2022	2023	2024	2025
	\$	\$	\$	\$	\$
Current Liabilities	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351	1.245.600
Non-Current Liabilities	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769	3.575.949
Equity	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044	15.381.939
Total Liabilities & Equity	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	20.203.488

Total liabilitas dan ekuitas perusahaan pada tahun 2025 mengalami penurunan sebesar 9,1%. Penurunan disebabkan karena penurunan ekuitas efek dari pembagian dividen tunai yang lebih besar daripada laba bersih Perusahaan.

LAPORAN KEGIATAN & KINERJA KEUANGAN TRIWULANAN 2024

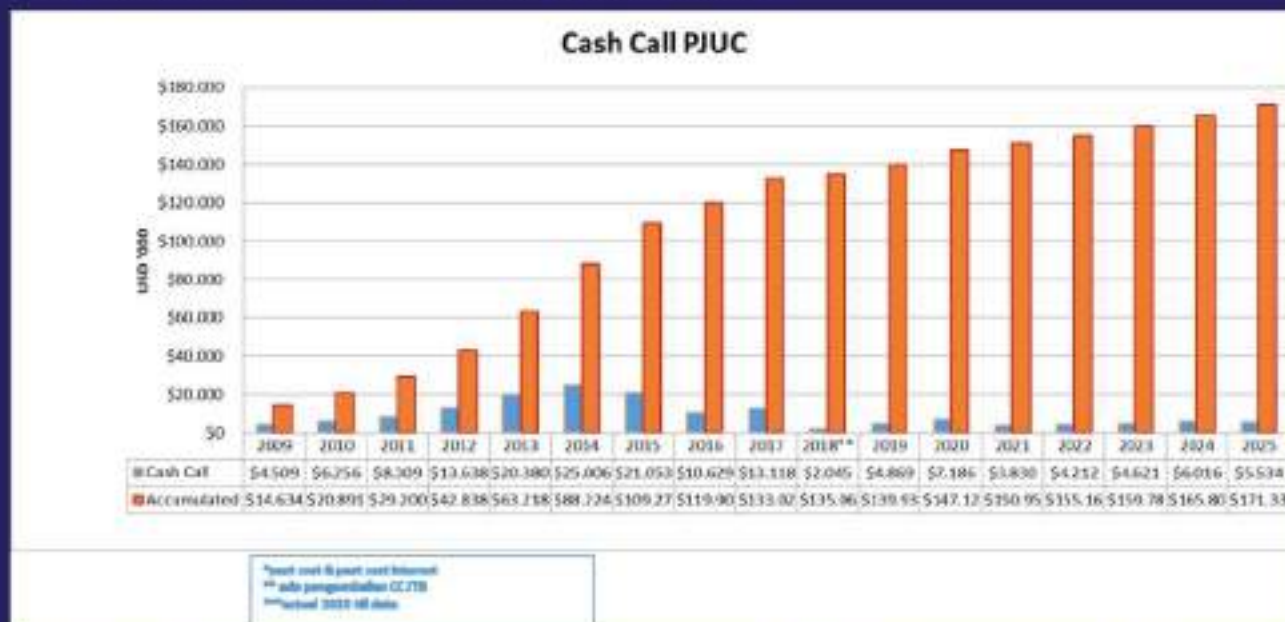
NO	AKUN	SATUAN	BUDGET 2024	PERIODE III				PERIODE II				CAPITAL			
				Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II	Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II	Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II
1	PJUC														
1	Revenue	USD	10.004.435	3.471.030	6.942.060	6.833.275	13.775.335	3.343.400	6.686.800	6.730.217	13.417.017	16,81%	10,34%	16,09%	10,30%
2	Costs	USD	6.077.602	1.726.303	3.452.606	3.388.739	6.841.642	1.633.809	3.267.618	4.490.276	8.221.604	14,02%	14,71%	16,02%	10,71%
3	Profit Margin	USD	3.926.833	1.744.757	3.489.454	4.386.596	6.933.693	1.709.990	3.419.182	4.939.741	5.195.413	35,79%	30,48%	19,07%	34,29%
4	OP&M	USD	625.138	14.734	303.499	423.081	631.266	129.009	252.987	431.183	586.000	19,02%	14,07%	27,76%	30,88%
5	Lab. Bersih	USD	7.612.720	2.130.588	4.360.459	5.835.206	7.002.720	1.760.096	3.345.994	8.094.416	10.497.719	140,07%	142,02%	101,27%	143,02%
6	Dividen														
7	All Shareholders	USD	7.838.467	1.854.471	3.708.942	5.876.889	7.838.467	2.000.000	3.400.000	8.400.000	10.800.000	101,88%	109,07%	142,07%	150,37%
8	PJU (P&M)	USD	3.966.265	99.346	1.983.132	3.966.265	3.966.265	1.256.000	2.512.000	4.200.000	8.400.000	101,88%	109,07%	142,07%	150,37%
9	Kop. Dipertam (S&M)	USD	3.754	1.698	1.647	33.816	3.754	1.640	2.160	3.096	4.384	101,88%	109,07%	142,07%	150,37%
10	REC (M&M)	USD	1.641.894	963.711	1.000.435	1.966.007	1.641.894	1.247.000	1.494.000	4.197.712	5.195.413	101,88%	109,07%	142,07%	150,37%

KETERANGAN	SATUAN	2025		%
		Budget	Actual	
Produksi	BOPD	127.000	151.166	119,03%
(Blok)	BBL	46.355.068	55.175.690	119,03%
Lifting	BOPD	127.000	151.092	118,97%
(Blok)	BBL	46.355.068	55.148.690	118,97%
Lifting ENTIK	BBL	4.480.000	5.470.000	122,10%
Lifting BKS	BBL	1.173.411	1.374.704	114,85%
Lifting PJUC	BBL	263.114	302.196	114,85%
Harga Minyak Rata-rata	USD	75,00	71,68	95,58%
Lab. Bersih	USD	7.612.720	10.897.719	143,15%
Dividen	USD	7.838.467	10.845.860	138,37%
	PJU	3.966.265	5.488.005	138,37%
	REC	3.840.849	5.314.471	138,37%
	Kop. Dipertam	31.354	43.383	138,37%

CASH CALL, PINJAMAN, DAN PEMBAYARAN KEMBALI MODAL AKTUAL

Total Cash Call dari EMCL dari 1 Januari – 31 Desember 2025 adalah sebesar \$5.533.854. Dan total cash call sejak 2009 sampai dengan 31 Desember 2025 adalah sebesar \$171.336.132.

Data historis Cash Call sejak 2009-2025, sebagai berikut :



Per Februari 2021 PJUC telah melunasi pinjaman kepada REC. Pembayaran kembali atas utang ini telah dilakukan sejak tahun 2010. Selama tahun 2018 sampai dengan Oktober 2019, PJUC tidak melakukan penarikan pinjaman. Mulai November 2019, PJUC kembali melakukan penarikan Cash Call Facility Agreement tahun 2019 yang berlaku mulai 3 Oktober 2019. Saat ini atas cash call yang ditagihkan oleh EMCL setiap bulan, PJUC akan meminta drawdown dana dari REC sebesar cash call tersebut, dan untuk menghindari adanya bunga pinjaman, pada hari yang sama PJUC melakukan pembayaran kembali. Sehingga di akhir periode tidak ada catatan utang PJUC kepada REC.

PJUC melakukan pembayaran kembali atas pinjaman sebesar \$5.533.854 (pokok pinjaman \$5.533.854 dan bunga \$0) selama tahun 2025. Total pembayaran kembali mulai tahun 2010 sampai dengan 31 Desember 2025 adalah \$195.540.607 (Pokok sebesar \$167.128.746 dan bunga \$28.411.861)

Rincian atas perjanjian fasilitas dan pembayaran kembali hutang dapat dilihat sebagai berikut:

Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
1. CCFA USD		31 Dec 2015		\$	137.000.000	\$	120.590.737	\$	16.409.263	
Year	Facility Drawdown			Repayment			Principal Balance			
	Amount	Cummulative		Interest	Principal					
2009	\$	15.714.122	\$	15.714.122	\$	-	\$	-	\$	15.714.122
2010	\$	5.861.877	\$	21.575.999	\$	608.358	\$	3.892.096	\$	17.693.901
2011	\$	8.309.143	\$	29.885.142	\$	1.302.049	\$	8.753.587	\$	17.239.457
2012	\$	13.636.456	\$	43.523.600	\$	511.579	\$	2.922.793	\$	27.955.122
2013	\$	20.380.055	\$	63.903.655	\$	948.610	\$	5.159.105	\$	43.176.072
2014	\$	25.005.689	\$	88.909.354	\$	1.158.912	\$	8.006.825	\$	62.174.946
2015	\$	21.052.795	\$	109.962.149	\$	2.819.697	\$	13.060.886	\$	70.166.845
2016	\$	10.628.588	\$	120.590.737	\$	2.883.561	\$	15.224.286	\$	65.571.147
2017	\$	-	\$	120.590.737	\$	4.687.933	\$	21.885.405	\$	43.685.742
2018	\$	-	\$	120.590.737	\$	4.400.484	\$	21.754.931	\$	21.930.811
2019	\$	-	\$	120.590.737	\$	4.350.241	\$	21.930.811	\$	-
Total	\$	120.590.737	\$	120.590.737	\$	23.671.424	\$	120.590.737	\$	-
Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
2. Financing OPEX PJUC		31 Dec 2015		\$	1.800.000	\$	1.685.491	\$	114.509	
Year	Facility Drawdown			Repayment			Principal Balance			
	Amount	Cummulative		Interest	Principal					
2009	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-	\$	-
2010	\$	293.360	\$	293.360	\$	-	\$	-	\$	293.360
2011	\$	397.242	\$	690.602	\$	-	\$	-	\$	690.602
2012	\$	253.471	\$	944.073	\$	-	\$	-	\$	944.073
2013	\$	362.451	\$	1.306.524	\$	-	\$	-	\$	1.306.524
2014	\$	306.948	\$	1.613.472	\$	-	\$	-	\$	1.613.472
2015	\$	72.019	\$	1.685.491	\$	-	\$	-	\$	1.685.491
2016	\$	-	\$	1.685.491	\$	-	\$	-	\$	1.685.491
2017	\$	-	\$	1.685.491	\$	-	\$	-	\$	1.685.491
2018	\$	-	\$	1.685.491	\$	-	\$	-	\$	1.685.491
2019	\$	-	\$	1.685.491	\$	283.692	\$	509.556	\$	1.175.935
2020	\$	-	\$	1.685.491	\$	446.549	\$	1.175.935	\$	-
Total	\$	1.685.491	\$	1.685.491	\$	730.241	\$	1.685.491	\$	-
Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
3. CCFA 2017 IDR		31 Dec 2017		Rp	218.243.200.028		Rp	167.572.033.300	Rp	50.671.166.728
Year	Facility Drawdown			Repayment			Principal Balance			
	Amount	Cummulative		Interest	Biaya Kurs	Principal				
2017	Rp	167.572.033.300	Rp	167.572.033.300	Rp	-	Rp	-	Rp	167.572.033.300
2018	Rp	-	Rp	167.572.033.300	Rp	-	Rp	-	Rp	167.572.033.300
2019	Rp	-	Rp	167.572.033.300	Rp	-	Rp	-	Rp	167.572.033.300
2020	Rp	-	Rp	167.572.033.300	Rp	53.767.267.616	Rp	15.935.782.820	Rp	167.572.033.300
Total	Rp	167.572.033.300	Rp	167.572.033.300	Rp	53.767.267.616	Rp	15.935.782.820	Rp	167.572.033.300

Loan Agreement			Availability Period			Total Facility			Total Drawdown			Remaining Facility		
4. CCFA 2019 IDR			31 Dec 2019			Rp 33.173.811.558			Rp 12.015.576.000			Rp 21.158.235.558		
Year	Facility Drawdown						Repayment			Principal Balance				
	Amount		Cumulative		Interest		Biaya Kurs		Principal					
2019	Rp	12.015.576.000	Rp	12.015.576.000	Rp	-	Rp	-	Rp	-	Rp	12.015.576.000		
2020	Rp	-	Rp	12.015.576.000	Rp	1.007.204.320	Rp	689.382.000	Rp	12.015.576.000	Rp	-		
Total	Rp	12.015.576.000	Rp	12.015.576.000	Rp	1.007.204.320	Rp	689.382.000	Rp	12.015.576.000	Rp	-		

Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
5.CCFA 2020		31 Dec 2020		\$	7.978.903	\$	7.186.460	\$	792.443	
Year	Facility Drawdown			Repayment			Principal Balance			
	Amount	Cummulative		Interest		Principal				
2020	\$	7.186.460	\$	7.186.460	\$	187.336	\$	6.232.312	\$	954.148
2021	\$	-	\$	7.186.460	\$	10.070	\$	954.148	\$	-
Total	\$	7.186.460	\$	7.186.460	\$	197.406	\$	7.186.460	\$	954.148

Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
6.CCFA 2021		31 Dec 2021		\$	4.901.086	\$	3.829.555	\$	1.071.531	
Year	Facility Drawdown				Repayment			Principal Balance		
	Amount		Cummulative	Interest	Principal					
2021	\$	3.829.555	\$	3.829.555	\$	1.092	\$	3.829.555	\$	-
Total	\$	3.829.555	\$	3.829.555	\$	1.092	\$	3.829.555	\$	-

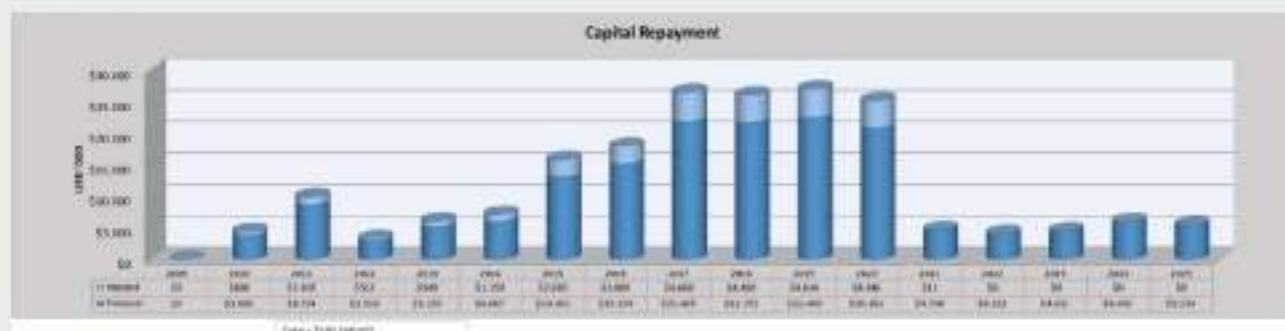
Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
7.CCFA 2022		31 Dec 2022		\$	5.487.060	\$	4.212.258	\$	1.274.802	
Year	Facility Drawdown				Repayment			Principal Balance		
	Amount		Cummulative	Interest	Biaya Kurs	Principal				
2022	\$	4.212.258	\$	4.212.258	\$	-	\$	4.212.258	\$	-
Total	\$	4.212.258	\$	4.212.258	\$	-	\$	4.212.258	\$	-

Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
8.CCFA 2023		31-Dec-23		\$	5.328.848	\$	4.620.778	\$	708.071	
Year	Facility Drawdown				Repayment			Principal Balance		
	Amount		Cummulative	Interest	Biaya Kurs	Principal				
2023	\$	4.620.778	\$	4.620.778	\$	-	\$	4.620.778	\$	-
Total	\$	4.620.778	\$	4.620.778	\$	-	\$	4.620.778	\$	-

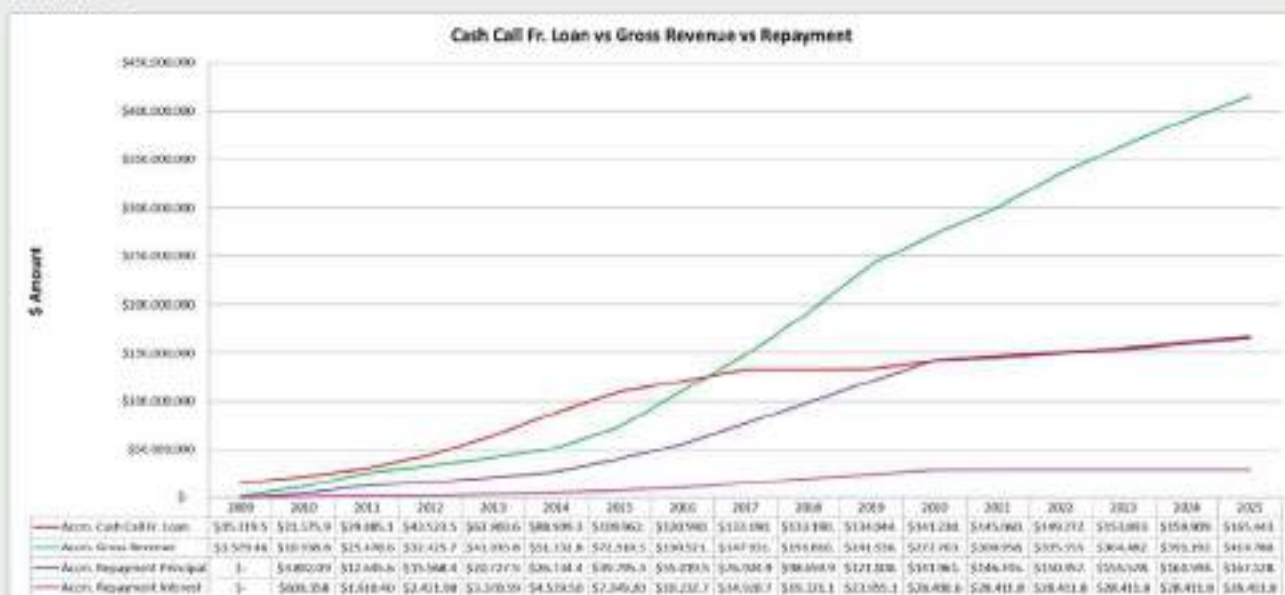
Loan Agreement	Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility	
9. CCFA 2024	31 Dec 24		\$ 7.906.038		\$ 6.016.212		\$ 1.889.826	
Year	Facility Drawdown		Interest	Repayment	Principal	Principal Balance		
	Amount	Cummulative						
2024	\$ 6.016.212	\$ 6.016.212	\$ -		\$ 6.016.212	\$ -		
Total	\$ 6.016.212	\$ 6.016.212	\$ -		\$ 6.016.212	\$ -		

Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility	
10. CCFA 2025		31-Dec-25		\$ 6.907.632		\$ 5.533.854		\$ 1.373.798	
Year	Facility Drawdown			Interest	Repayment	Principal	Principal Balance		
	Amount	Cummulative							
2025	\$ 5.533.854	\$ 5.533.854		\$ -		\$ 5.533.854	\$ -		
Total	\$ 5.533.854	\$ 5.533.854		\$ -		\$ 5.533.854	\$ -		

Grafik proporsi pembayaran kembali pinjaman antara pokok dan bunga dapat dilihat sebagai berikut :



Perbandingan antara Cash Call, Pendapatan Kotor, dan Pembayaran Kembali Pinjaman, sebagai berikut :



PEMBAGIAN PENDAPATAN DAN DIVIDEN

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. Setelah Periode Pengembalian Modal 100% dari pendapatan kotor dikurangi biaya-biaya operasional akan didistribusikan kepada Pemegang Saham sebagai dividen

Rincian atas Pembagian Pendapatan dapat dilihat dibawah :

YEAR	CASH REVENUE	DEDUCTIONS*)	REVENUE AFTER DEDUCTIONS	CAPITAL REPAYMENT	DIVIDEND
2009	\$ 573.607	\$ -	\$ 573.607	\$ 536.246	\$ 57.361
2010	\$ 4.683.607	\$ 256.707	\$ 4.462.900	\$ 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
2017	\$ 36.330.094	\$ 9.759.160	\$ 26.570.934	\$ 23.913.841	\$ 2.657.093
2018	\$ 47.809.340	\$ 19.816.678	\$ 27.992.662	\$ 25.193.396	\$ 2.799.266
2019	\$ 46.728.689	\$ 16.577.499	\$ 30.151.190	\$ 27.136.071	\$ 3.015.119
2020	\$ 32.601.340	\$ 8.407.231	\$ 24.194.110	\$ 21.774.699	\$ 4.919.411
2021	\$ 34.260.809	\$ 12.073.051	\$ 22.187.758	\$ 4.794.865	\$ 14.892.893
2022	\$ 36.013.915	\$ 12.311.569	\$ 23.702.346	\$ 4.212.258	\$ 19.490.088
2023	\$ 29.544.141	\$ 9.744.184	\$ 19.799.957	\$ 4.620.778	\$ 15.179.179
2024	\$ 27.383.398	\$ 8.382.361	\$ 19.001.037	\$ 6.016.212	\$ 12.984.824
2025	\$ 23.889.696	\$ 7.509.982	\$ 16.379.714	\$ 5.533.854	\$ 10.845.860
TOTAL	\$ 347.236.139	\$ 116.991.339	\$ 270.244.800	\$ 186.642.445	\$ 83.602.355

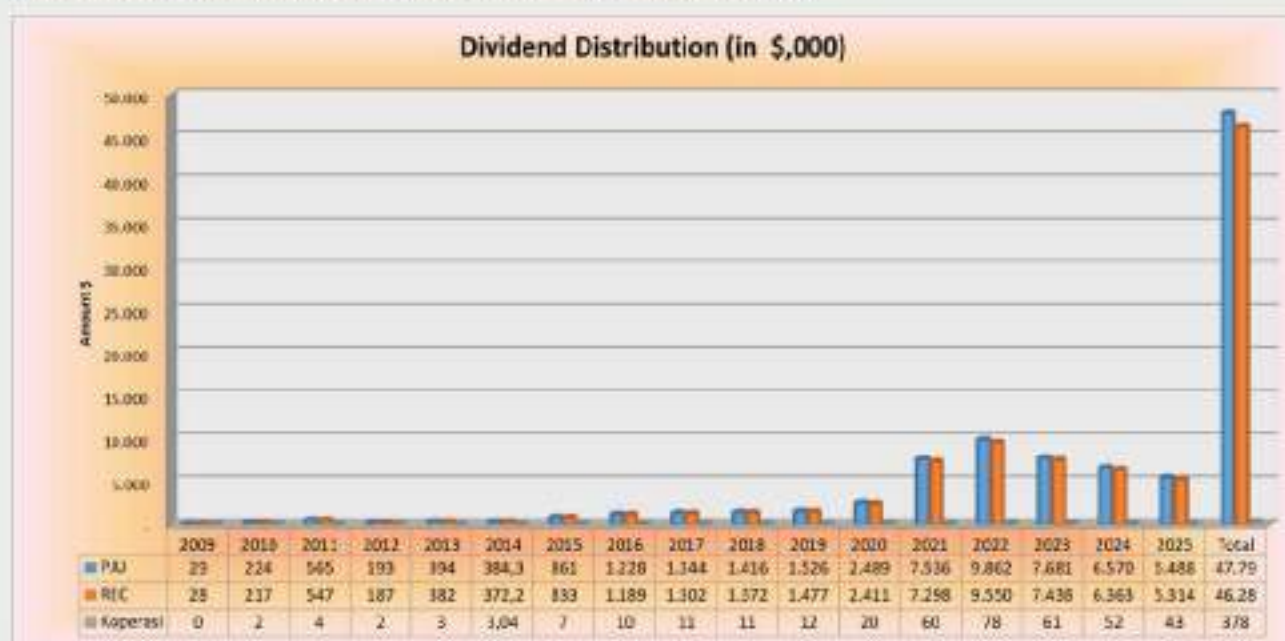
NO	ITEM		ACTUAL 31/12/2024	BUDGET 2025	ACTUAL	PERFORMANCE ACTUAL	
						TO LAST YEAR	TO BUDGET
1.	TOTAL CASH REVENUE	all	\$ 27.383.398	\$ 21.386.960	\$ 23.889.696	87,24%	111,66%
2.	DEDUCTION (TAX, OPER)	all	\$ (8.382.361)	\$ (8.610.830)	\$ (7.509.982)	89,39%	105,60%
3.	CASH REVENUE AVAILABLE TO BE SHARED	all	\$ 19.001.037	\$ 14.746.126	\$ 16.379.714	86,20%	111,06%
4.	REPAYMENT	all	\$ 6.016.212	\$ 6.907.652	\$ 5.533.854	91,99%	80,11%
5.	DIVIDEND	all	\$ 12.984.824	\$ 7.838.467	\$ 10.845.860	83,53%	138,37%
6.	DIVIDEND AVAILABLE		\$ 12.984.824	\$ 7.838.467	\$ 10.845.860		
	- PT Petrogas Jatim Utama (80,6%)	all	\$ 4.870.331	\$ 3.460.368	\$ 6.188.005	89,88%	178,57%
	- PT Raharja Energi Cepu (98%)	all	\$ 6.162.266	\$ 3.860.868	\$ 5.314.471	86,23%	138,37%
	- Koperasi Dipertam (0,4%)	all	\$ 952.227	\$ 317.231	\$ 43.383	83,53%	138,37%

PJUC akan membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan tahun 2025 berdasarkan formula CCFA sebesar \$10.845.860, dengan perincian:

- PT Petrogas Jatim Utama = \$5.488.005
- PT Raharja Energi Cepu = \$5.314.471
- Koperasi Dipertam = \$ 43.383

YEAR	DIVIDEND	PJU 50,60%	REC 49%	KOP. DIPERTAM 0,40%
2009	\$ 57.361	\$ 29.025	\$ 28.107	\$ 229
2010	\$ 442.690	\$ 224.001	\$ 216.918	\$ 1.771
2011	\$ 1.117.293	\$ 565.350	\$ 547.473	\$ 4.469
2012	\$ 381.597	\$ 193.088	\$ 186.982	\$ 1.526
2013	\$ 779.065	\$ 394.207	\$ 381.742	\$ 3.116
2014	\$ 759.600	\$ 384.358	\$ 372.204	\$ 3.038
2015	\$ 1.700.673	\$ 860.541	\$ 833.330	\$ 6.803
2016	\$ 2.426.202	\$ 1.227.658	\$ 1.188.839	\$ 9.705
2017	\$ 2.657.093	\$ 1.344.489	\$ 1.301.976	\$ 10.628
2018	\$ 2.799.266	\$ 1.416.429	\$ 1.371.640	\$ 11.197
2019	\$ 3.015.119	\$ 1.525.650	\$ 1.477.408	\$ 12.060
2020	\$ 4.919.411	\$ 2.489.222	\$ 2.410.511	\$ 19.678
2021	\$ 14.892.893	\$ 7.535.804	\$ 7.297.517	\$ 59.572
2022	\$ 19.490.088	\$ 9.861.985	\$ 9.550.143	\$ 77.960
2023	\$ 15.179.179	\$ 7.680.665	\$ 7.437.798	\$ 60.717
2024	\$ 12.984.824	\$ 6.570.321	\$ 6.362.564	\$ 51.939
2025	\$ 10.845.860	\$ 5.488.005	\$ 5.314.471	\$ 43.383
TOTAL	\$ 94.448.215	\$ 47.790.797	\$ 46.279.625	\$ 377.793

Data historis Pembagian Dividen dapat dilihat dibawah ini:





TATA KELOLA PERUSAHAAN

ANNUAL REPORT
2025



Dewan Komisaris dan Direksi PT Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC) terus berupaya membangun sistem perusahaan yang kuat dan sehat, agar PJUC dapat tumbuh berkelanjutan dengan penerapan Tata Kelola Perusahaan yang baik.

PRINSIP TATA KELOLA PERUSAHAAN

- **Transparansi (transparency)**, yaitu keterbukaan dalam melaksanakan proses pengambilan keputusan dan keterbukaan dalam mengungkapkan informasi material dan relevan mengenai perusahaan.
- **Akuntabilitas (accountability)**, yaitu kejelasan fungsi, pelaksanaan dan pertanggungjawaban organ sehingga pengelolaan perusahaan terlaksana secara efektif.
- **Pertanggungjawaban (responsibility)**, yaitu kesesuaian di dalam pengelolaan perusahaan terhadap peraturan perundang-undangan dan prinsip-prinsip korporasi yang sehat.
- **Kemandirian (independency)**, yaitu keadaan perusahaan dikelola secara profesional tanpa benturan kepentingan dan pengaruh/tekanan dari pihak manapun yang tidak sesuai dengan peraturan perundang-undangan dan prinsip-prinsip korporasi yang sehat.
- **Kewajaran (fairness)**, yaitu keadilan dan kesetaraan di dalam memenuhi hak-hak pemangku kepentingan (stakeholders) yang timbul berdasarkan perjanjian dan peraturan perundang-undangan.

STRUKTUR DAN MEKANISME TATA KELOLA PERUSAHAAN

Berdasarkan Undang-undang Perseroan Terbatas Nomor 40 Tahun 2007, Organ Perseroan terdiri dari Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS), Dewan Komisaris dan Direksi. Dalam pelaksanaannya, struktur tata kelola didukung oleh organ-organ pendukung yang diatur dengan ketentuan peraturan perundang-undangan, Anggaran Dasar serta ketentuan lainnya.

RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM

Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) merupakan struktur tertinggi dalam Perusahaan dan mempunyai hak dan wewenang yang tidak dimiliki Dewan Komisaris dan Direksi. Pelaksanaan RUPS adalah sarana pemegang saham, Dewan Komisaris dan Direksi untuk mengambil keputusan penting sesuai dengan Anggaran Dasar dan peraturan perundangan yang berlaku.

Agenda atau materi penting dalam RUPS, dapat diajukan oleh Dewan Komisaris ataupun pemegang saham yang mempunyai hak suara yang sah dari saham yang dikeluarkan PJUC. Untuk agenda atau materi tersebut harus telah diterima Direksi sebelum tanggal RUPS Tahunan, namun jika tidak sesuai dengan ketentuan AD/ART PJUC, maka hanya dapat dibahas dalam RUPS tersebut, jika pemegang saham (atau wakilnya yang sah) hadir dan memberikan suara bulat. RUPS PJUC terdiri atas:

1. Persetujuan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan (RKAP) pada Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST) yang diadakan paling lambat 30 (tiga puluh) hari setelah tahun anggaran berjalan. Direksi menyampaikan rancangan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan termasuk proyeksi Laporan Keuangan serta hal-hal lain pada rapat tersebut untuk kepentingan Perseroan yang belum tercatat pada Rancangan Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan.
2. Persetujuan Laporan Tahunan diberikan paling lambat bulan Juni setelah penutupan tahun buku yang bersangkutan dibahas dalam Rapat Umum Pemegang Saham Tahunan (RUPST). Dalam rapat tersebut, Direksi juga menyampaikan hal yang berkaitan dengan kepentingan perusahaan seperti Laporan Tahunan Perseroan, usulan penggunaan laba bersih Perseroan, serta hal-hal lain yang perlu persetujuan.
3. Rapat Umum Pemegang Saham Luar Biasa (RUPSLB) dapat diadakan sewaktu-waktu sesuai dengan kebutuhan Perusahaan.

DASAR PENYELENGGARAAN RUPS

Penyelenggaraan RUPS PJUC didasari oleh peraturan perundang-undangan sebagai berikut:

1. UU No. 40 Tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas
2. UU No. 19 Tahun 2003 tentang Badan Usaha Milik Negara. 3. UU No. 14 Tahun 2008 tentang Keterbukaan Informasi Publik
3. Anggaran Dasar Perusahaan telah mengalami beberapa kali perubahan, terakhir dengan Akta Notaris No.19 tanggal 11 November 2020 dalam rangka pengurusan izin ekspor, dibutuhkan perubahan anggaran dasar untuk disesuaikan dengan KBLI 2017.

RUPS & RUPSLB TAHUN 2025

Pada tahun 2025, PJUC menyelenggarakan RUPS Tahunan sebanyak 1 (satu) kali dan 1 (satu) kali RUPS Luar Biasa.

RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM TAHUNAN

RUPS Laporan Tahunan Tahun Buku 2024 PT PJUC telah diselenggarakan pada:

PERSETUJUAN BONUS

Hari/Tanggal	=	Kamis, 27 Februari 2025
Waktu	=	10.00 WIB
Tempat	=	Hotel JW Marriot, Jl Embong Malang Surabaya
Pimpinan	=	Hadi Ismoyo
Kuasa Pemegang Saham	=	PJU (Buyung Afrianto) REC (Alexandra Sinta Wahjudewanti) Koperasi Dipertam (Ariful Bhuana)

Adapun agenda dari RUPS tersebut adalah sebagai berikut:

NO	AGENDA	KETERANGAN
1.	Penyampaian Laporan Dewan Komisaris	
2.	Persetujuan & Pengesahan Laporan Kegiatan PT. PJUC TB 2023	
		Akta No. 74 (27 Februari 2025) Notaris Evie Mardiana Hidayah
3.	Persetujuan Pembagian Dividen PT. PJUC TB 2024	
4.	Lain - lain	

RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM LUAR BIASA

RUPS – Luar Biasa telah diselenggarakan pada:

PENGESAHAN RKAP 2026 & PERSETUJUAN CCFA 2026		
Hari/Tanggal	=	Jumat, 24 Oktober 2025
Waktu	=	15.00 WIB
Tempat	=	Ria Galeria Resto
Pimpinan	=	Hadi Ismoyo
Kuasa Pemegang Saham	=	PJU (Hadi Mulyo) RATU (Sumantri) Koperasi Dipertam (Ariful Bhuana)

Adapun agenda dari RUPS- LB tersebut adalah sebagai berikut:

NO	AGENDA	KETERANGAN
1.	Pengesahan Rencana Kerja & Anggaran Perusahaan (RKAP) 2026	
2.	Persetujuan CCFA 2026	Akta No. 56 (24 Oktober 2025) Notaris Evie Mardiana Hidayah
3.	Lain - lain	

REALISASI HASIL KEPUTUSAN RUPS

PT Petrogas Jatim Utama Cendana telah merealisasikan seluruh hasil keputusan RUPS yang diselenggarakan pada tahun 2025, dengan demikian tidak ada keputusan RUPS yang belum direalisasikan per 31 Desember 2025.

DEWAN KOMISARIS

Dewan Komisaris yang diangkat dan diberhentikan melalui RUPS, melakukan pengawasan dan memberikan arahan kepada Direksi dalam menjalankan Perusahaan, sesuai Anggaran Dasar. Dewan Komisaris juga bertugas untuk memantau efektivitas pelaksanaan Tata Kelola Perusahaan yang Baik (GCG) sesuai kebutuhan PT Petrogas Jatim Utama Cendana.

KOMPOSISI DEWAN KOMISARIS

NAMA	MASA MENJABAT	DASAR HUKUM PENGANGKATAN
Abdul Halim Soebahar (Komisaris Utama)	Periode tahun 2022 - 2026	Akta No. 53 (16 Maret 2022) Notaris Evie Mardiana Hidayah
Sumantri (Komisaris)	Periode tahun 2025 - 2029	Akta No. 53 (16 Maret 2022) Notaris Evie Mardiana Hidayah
Fathur Rozi Zubair (Komisaris)	Periode tambahan tahun 2025 - 2029	Akta No. 73 (27 Februari 2025) Notaris Evie Mardiana Hidayah

TUGAS DAN TANGGUNG JAWAB

Tugas dan tanggung jawab Dewan Komisaris meliputi pengawasan terhadap kebijakan pengelolaan Perusahaan, saran kepada Direksi, pengawasan terhadap pelaksanaan rencana jangka panjang, rencana kerja dan anggaran, ketentuan Anggaran Dasar dan keputusan Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS), serta pengawasan terhadap peraturan perundang-undangan yang berlaku.

Dewan Komisaris juga memiliki kewajiban untuk:

1. Mematuhi ketentuan peraturan perundangundangan, Anggaran Dasar, dan keputusan RUPS serta bertindak profesional.
2. Melakukan tugas pengawasan terhadap kebijakan Direksi dalam melaksanakan pengurusan Perseroan termasuk pelaksanaan Rencana Jangka Panjang Perusahaan, Rencana Kerja, dan Anggaran Perusahaan serta ketentuan-ketentuan Anggaran Dasar dan keputusan RUPS dan peraturan perundang-undangan yang berlaku
3. Memberikan nasihat kepada Direksi dalam melaksanakan kepengurusan Perseroan dan tidak dimaksudkan untuk kepentingan pihak/golongan tertentu.
4. Menyusun pembagian tugas antar anggota Dewan Komisaris.
5. Meneliti dan menelaah serta menandatangani Rencana Jangka Panjang Perusahaan, Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan yang disiapkan Direksi sesuai ketentuan Anggaran Dasar Perseroan.
6. Meneliti dan menelaah laporan berkala dan laporan tahunan yang disiapkan Direksi serta menandatangani laporan tahunan.
7. Mengusulkan kepada Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) penunjukan auditor eksternal yang akan melakukan pemeriksaan atas buku-buku Perseroan.
8. Memantau efektivitas praktik good corporate governance antara lain dengan mengadakan pertemuan berkala antara Dewan Komisaris dengan Direksi untuk membahas implementasi good corporate governance.
9. Melaksanakan kewajiban lainnya dalam rangka tugas pengawasan dan pemberian nasihat, sepanjang tidak bertentangan dengan peraturan perundang-undangan, Anggaran Dasar dan/atau keputusan RUPS.

DIREKSI

Direksi memiliki tanggung jawab terhadap kepentingan dan pengelolaan bisnis Perusahaan untuk menghasilkan nilai tambah dan memastikan kesinambungan usaha dengan memperhatikan kepentingan stakeholder serta kegiatan Perusahaan. Sesuai dengan dasar dan peraturan perundangundangan yang berlaku dan Anggaran Dasar, anggota Direksi melaksanakan tugas dan mengambil keputusan sesuai kewenangannya

KOMPOSISI ANGGOTA DIREKSI

NAMA DAN JABATAN	MASA MENJABAT	DASAR HUKUM PENGANGKATAN
Hadi Ismoyo (Direktur Utama)	Periode tahun 2019 – 2024	Akta No. 44 (25 Januari 2019) Notaris Evie Mardiana Hidayah
	Periode tahun 2024 – 2029	Akta No. 37 (20 Feb 2024) Notaris Evie Mardiana Hidayah
Adrian Hartadi (Direktur Keuangan)	Periode tahun 2025 sd. 2030	Akta No. 33 (16 Juni 2025) Notaris Evie Mardiana Hidayah
Alexandra Sinta Wahjudewanti (Direktur Teknik)	Periode tahun 2019- 2024	Akta No. 44 (25 Januari 2019) Notaris Evie Mardiana Hidayah
	Periode tahun 2024 - 2029	Akta No. 30 (20 Februari 2024) Notaris Evie Mardiana Hidayah

TUGAS & WEWENANG MASING-MASING ANGGOTA DIREKSI

Direksi bertanggung jawab dalam pengaturan dan pengelolaan arahan strategis Perseroan. Di samping itu, Direksi bertugas mengelola, memanfaatkan, dan menjaga aset-aset Perseroan sesuai dengan tujuan dan kepentingan Perseroan.

DIREKTUR UTAMA

Dalam menjalankan fungsinya, Direktur utama bertindak secara independen dan terbebas dari kepentingan pihak mana pun.

1. Sebagai Chief Executive Officer (CEO), memberikan arahan dan mengendalikan kebijakan visi, misi, dan strategi Perseroan.
2. Memimpin para anggota Direksi dalam melaksanakan keputusan Direksi.
3. Menyelenggarakan dan memimpin Rapat Direksi sesuai ketentuan Anggaran Dasar.
4. Atas nama Direksi, mengesahkan semua Surat Keputusan Direksi/Direktur Utama sesuai dengan jenis keputusan yang diatur dalam AD/ART atau ketentuan lainnya.
5. Atas nama Direksi, menunjuk pekerja atau perihal lain untuk mewakili Perseroan di dalam dan di luar Pengadilan.
6. Memimpin dan mendorong terlaksananya pembentukan budaya Perusahaan, peningkatan citra, dan tata kelola Perseroan (good corporate governance).
7. Memberikan informasi kepada stakeholders terhadap keputusan Direksi yang memberi dampak besar kepada publik yang berkaitan dengan keputusan bisnis, aspek legal ataupun isu-isu tentang Perseroan yang berkembang di Masyarakat

DIREKTUR KEUANGAN

1. Menyediakan pendanaan investasi untuk bisnis/ proyek strategis di Perusahaan.
2. Mengelola dan mengoptimalkan sumber daya keuangan secara prudent, efisien dan memberi nilai tambah untuk mendukung bisnis dan rencana kerja perusahaan.
3. Mengoptimalkan pengelolaan keuangan perusahaan secara efektif dan accountable.
4. Melakukan pelaporan dan mengendalikan kesehatan Perusahaan sesuai standar akuntansi best practices.

DIREKTUR TEKNIK

1. Menetapkan dan mengendalikan kebijakan dan sasaran strategis kegiatan pengelolaan lapangan migas yang dikerja samakan untuk memastikan pencapaian produksi migas dan revenue sesuai target yang ditetapkan selaras dengan tujuan, strategi dan kesinambungan bisnis Perseroan.
2. Menetapkan dan mengendalikan kebijakan dan sasaran strategis kegiatan pemboran untuk menghasilkan kualitas sumur yang sesuai dengan prinsip good oil and gas engineering practice dan biaya yang efisien, efektif aman dan berwawasan lingkungan.
3. Menetapkan dan mengendalikan kebijakan dan sasaran strategis kegiatan optimasi peralatan dan fasilitas operasi operasi produksi, injeksi dan transportasi migas untuk memastikan tercapainya target produksi/lifting migas yang telah ditetapkan sehingga target revenue Perseroan tercapai dan sesuai dengan peraturan yang berlaku.

AKUNTAN PUBLIK

Dalam pelaksanaan audit laporan keuangan, Perusahaan menunjuk Kantor Akuntan Publik (KAP) yang diputuskan melalui RUPS berdasarkan rekomendasi Dewan Komisaris. Informasi daftar nama Kantor Akuntan Publik beserta opini yang diberikan atas laporan keuangan PJUC selama 5 tahun terakhir sebagai berikut:

TAHUN	NAMA KAP	OPINI
2021	Heliantono dan Rekan	Wajar Tanpa Modifikasi
2022	Kanaka Puradiredja, Suhartono	Wajar Dalam Semua Hal Yang Material
2023	Kanaka Puradiredja, Suhartono	Wajar Dalam Semua Hal Yang Material
2024	Kanaka Puradiredja, Suhartono	Wajar Dalam Semua Hal Yang Material
2025	Kanaka Puradiredja, Suhartono	Wajar Dalam Semua Hal Yang Material

KEGIATAN ORGANISASI DAN PERSONALIA

ANNUAL REPORT
2025



KEGIATAN ORGANISASI & PERSONALIA

KEGIATAN ORGANISASI & CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY

PJUC tidak hanya mengedepankan pendekatan keuntungan finansial, tetapi juga berkontribusi pada peningkatan kesejahteraan masyarakat dan terjaganya lingkungan di wilayah operasi.

Perusahaan terus menyempurnakan Tanggung Jawab Sosial yang mendukung Sustainable development Goals dan cetak biru pemerintah provinsi Jawa Timur melalui Pengembangan dan Pemberdayaan Masyarakat (PPM).

KEGIATAN GENERAL AFFAIR

Kegiatan general affair yang dilaksanakan meliputi :

- Melaksanakan operasional kantor sesuai anggaran yang ditetapkan (office supply dan material supply).
- Servicing dan Supporting operasional kantor
- Pembuatan dan pengawasan prosedur kantor
- Filling system kantor
- Pengadaan sarana prasarana kantor guna menunjang kinerja perusahaan.
- Menginventarisasi ijin-ijin maupun perjanjian yang Akan jatuh tempo untuk dilakukan perpanjangan.

KEGIATAN ADMINSTRASI LEGAL

Melakukan dokumentasi legal secara sistematis.

KEGIATAN OPERASIONAL

ShipCoord ke-2675 (Zoom Meeting, 30 Januari 2025)



Workshop Kedung Keris West (Bandung, 24 Januari 2025)



ShipCoord ke-2677 (Jakarta, 12 Februari 2025)



ShipCoord ke-2679 (Jakarta, 25 Februari 2025)



Rakor BOD & BOC Laporan Tahunan 2024 (Bandung, 19 Februari 2025)



Rakor BKS Laporan Tahunan 2024& Training Komersialisasi (Yogyakarta,21 Februari 2025)



RUPST 2024 (Surabaya,27 Februari 2025)



BUIC Drilling Well Result (Zoom Meeting, 27 Maret 2025)



ShipCoord ke-2684 (Zoom Meeting, 9 April 2025)



ShipCoord ke-2685 (Jakarta, 29 April 2025)



ShipCoord ke-2686 (Zoom Meeting, 22 April 2025)



Rapat Lifting dan TW1 BKS (Bojonegoro, 24 April 2025)



Witness Lifting BKS FSO Gagak Rimang (FSO Gagak Rimang, 24 April 2025)



Techcom Wellwork Program Results (Zoom Meeting, 16 April 2025)



Kedung Keris West Management Update (Zoom Meeting, 17 April 2025)



ShipCoord ke-2689 (Jakarta, 14 Mei 2025)



ShipCoord ke-2691 (Jakarta, 27 Mei 2025)



Rapat Koordinasi BOD & BOC TW1 PJUC (Surabaya, 28 Mei 2025)



IPA Convex 2025 (Jakarta, 20 Mei 2025)



ShipCoord ke-2693 (Jakarta, 6 Juni 2025)



ShipCoord ke-2695 (Jakarta, 20 Juni 2025)



PSSR Sumur BUIC C13, C14, C19, C21c (Bojonegoro, 20-30 Juni 2025)



Techcom KKW Eksplorasi (Zoom Meeting, 17 Juli 2025)



Rakor Dekom & Direksi PJUC (Denpasar, 1 Agustus 2025)



Rapat Evaluasi Semester 1 BKS & Rapat koordinasi Komersialisasi (Kuningan, 12 Agustus 2025)



Komersialisasi BUCO BKS (Singapore, 8 September 2025)



Rakor BOD & BOC PJUC TW III 2025 (Surabaya, 24 Oktober 2025)



RUPSLB PJUC RKAP 2026 (Surabaya, 24 Oktober 2025)



WP&B BLOK CEPU 2026 (Bogor, 29 Oktober 2025)



Sharing session komersial lifting Bersama SKK Migas (Semarang, 26 November 2025)



Workshop PSC Extension PI 10% (Surabaya, 23 Desember 2025)



KEGIATAN CSR

Selama tahun 2024, PJUC telah melakukan sejumlah kegiatan CSR dengan total realisasi Rp 1.479.144.342 (98,61% dari RKAP). CSR meliputi :

CSR Pikohidro EIKisi (Mojosari, 16 Januari 2025)



CSR Badan Wakaf Pesantren Tebulreng Komunitas Godhong (Prigen, 17 Januari 2025)



PJUC Berbagi Takjil, Sembako, THR (Surabaya, Maret 2025)



CSR Ramadhan Islamic Centre (Surabaya, Maret, 2025)



CSR Mess dan Pinjaman Tanpa Bunga BankZiska (Ponorogo, 6 Mei 2025)



CSR Sumur Bor (Ngawi, 7 Mei 2025)



CSR Pelatihan Budidaya Kopi (Pasuruan, 29 Juli 2025)



CSR Petrogas Corner UNEJ & Pembangunan Gedung Shofa Marwah (Jember, 17 Juli 2025)



CSR Bantuan Laptop Banyuwangi (Banyuwangi, 18 Agustus 2025)



CSR Yayasan Al Masyithoh (Gresik, 11 September 2025)



Training BKS Oil and Gas (Malang, 12 September 2025)



Gathering PJUC Bintan (Kep. Riau, 27 September 2025)



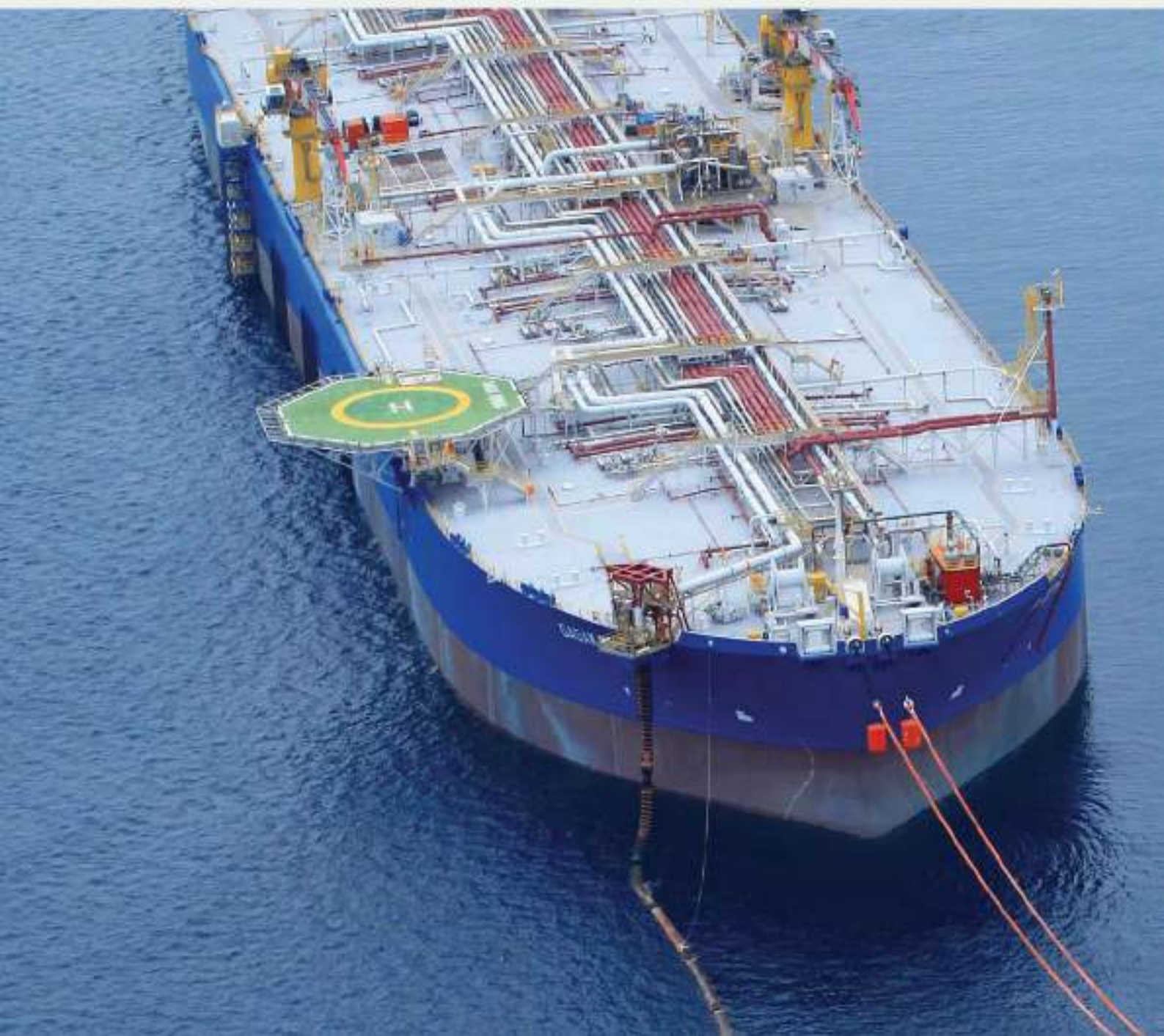
Pre WP&B With SKK (Jakarta, 29 September 2025)





DAFTAR PUSTAKA

ANNUAL REPORT
2025



DAFTAR PUSTAKA

Berikut ini daftar pustaka yang digunakan dalam pembuatan Laporan Tahunan 2025 :

1. Daily Report Produksi Lapangan Banyu Urip dari EMCL sebagai Operator Blok Cepu
2. Data Laporan Mingguan, Monthly, Triwulan, Semester dari PT. Petrogas Jatim Utama Cendana
3. Data Laporan Mingguan dari Badan Kerja Sama Blok Cepu
4. Data Technical dan Operating Meeting (TCM-OCM)
5. Data Bulanan Pengamatan Kinerja Reservoir Lapangan Banyu Urip
6. Data Laporan Bulanan Pemeliharaan Fasilitas Produksi
7. Data Joint Interest Billing (JIB)
8. Data Financial Quarterly Report (FQR)
9. Data Cash Call
10. Data Lifting
11. Data Sales Summary
12. Data Entitlement Calculation Sheet (ECS)
13. Data Indonesian Crude Price (ICP)





WWW.PJUC.CO.ID

031 992 49262

GEDUNG MEDAN PEMUDA LT.4,
JL. PEMUDA 27-31 SURABAYA

