



Petrogas

Jatim Utama Cendana

2024

ANNUAL REPORT

AUDITED



Petrogas
Jatim Utama Cendana



TENTANG LAPORAN TAHUNAN 2024

Tahun 2024 adalah tahun keberlanjutan dan pertumbuhan. Dampak pandemi Covid-19 yang dimulai awal tahun 2020 kini mulai sepenuhnya teratasi, dan industri minyak dan gas bumi menunjukkan kebangkitan yang semakin kokoh. Perekonomian global pada tahun 2024 menghadapi dinamika baru dengan pemulihan yang semakin solid, meskipun tetap diwarnai ketidakpastian geopolitik dan fluktuasi pasar energi. Oleh karena itu, Laporan Tahunan 2024 PJUC mengusung tema "Mengukuhkan Pertumbuhan Berkelanjutan". Tema ini dipilih karena kami percaya bahwa keberlanjutan adalah fondasi utama untuk menjaga momentum kebangkitan. Melalui laporan ini, kami berusaha memberikan gambaran menyeluruh tentang pencapaian, inovasi, dan upaya berkelanjutan yang telah dilakukan oleh PJUC sepanjang tahun 2024.

Pada sektor industri minyak dan gas bumi, tahun 2024 menjadi momen strategis dalam memperkuat keberlanjutan. Permintaan energi global terus meningkat seiring dengan pemulihan ekonomi pascapandemi. Namun, tantangan seperti transisi energi, perubahan regulasi, dan tekanan terhadap pengurangan emisi karbon menjadi perhatian utama.

Selama tahun 2024, PJUC terus berkomitmen untuk beradaptasi dengan dinamika industri migas yang berkembang pesat. Melalui strategi yang berfokus pada inovasi, efisiensi, 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.

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 2024, Alhamdulillah PJUC masih memberikan laba bersih melebihi budget 2024. Volume produksi sudah mulai menurun karena sudah masuk fase 'decline', namun masih di atas budget 2024. Sedangkan operasional yang lain tetap berjalan sebagaimana mestinya.

Financial Position	2020 \$	2021 \$	2022 \$	2023 \$	2024 \$
Total Assets	27.769.233	29.061.740	26.457.701	24.583.389	22.225.164
Current Assets	14.249.324	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774
Non-Current Assets	13.519.908	7.510.638	3.530.896	4.392.952	4.852.390
Total Liabilities	4.149.059	4.158.580	4.134.741	4.491.665	4.756.120
Current Liabilities	2.115.863	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351
Non-Current Liabilities	2.033.196	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769
Equity	23.620.174	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044
Net Working Capital	12.133.462	19.854.002	23.360.652	18.576.994	15.823.423

Comprehensive Income	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Revenue	31.347.233	28.195.213	34.596.969	28.927.075	26.710.258
Direct Cost	18.700.972	10.339.013	8.431.448	4.280.764	6.015.368
Gain (Loss) From Operation	12.646.261	17.856.200	26.165.520	24.646.312	20.694.890
Operational Expenses	403.916	454.913	796.997	637.354	543.046
Other Income (Expenses)	(584.771)	(31.863)	(77.554)	(52.631)	50.807
Income Before Tax	11.657.574	17.369.424	25.290.969	23.956.327	20.202.651
Tax Income (Expenses)	8.159.271	11.126.572	11.086.584	8.692.916	7.642.067
Income For The Year	3.498.304	6.242.852	14.204.385	15.263.411	12.560.585
Other Comprehensive Income (Expenses)	(9.613)	(40.454)	108.308	(4.559)	(4.084)
Total Comprehensive Income For The Year	3.488.691	6.202.398	14.312.693	15.258.852	12.556.501
Profit per Share	6.977	12.405	28.625	30.518	25.113

Operational Highlights	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Produksi (Barrels)	79.858.461	74.056.266	60.550.219	56.737.201	53.719.240
Produksi (BOPD)	218.193	202.894	165.891	155.444	146.774
Lifting (Barrels)	79.655.265	74.299.018	59.811.112	57.398.584	53.713.784
Lifting (BOPD)	217.637	203.559	163.866	157.256	146.759
Harga Minyak Rata2 (\$/Barrels)	45,23	71,81	107,70	88,64	84,36
Laporan Keuangan Bulanan (Hari)	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari	≤10 hari
Laporan Keuangan Audited (Bulan)	≤April	≤April	≤April	≤April	≤Maret
Rancangan RKAP(Bulan)	≤September	≤September	≤September	≤September	≤September

Financial Ratio	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Cash Ratio	1018,88%	1431,02%	1058,34%	1127,57%	1053,18%
Quick Ratio	1234,34%	1602,94%	1194,53%	1271,16%	1180,99%
Current Ratio	1269,88%	1607,66%	1213,28%	1251,39%	1121,29%
Debt to Equity Ratio	16,70%	16,99%	23,34%	22,36%	27,23%
Debt to Asset Ratio	14,31%	14,52%	18,93%	18,27%	21,40%
Equity to Asset Ratio	85,06%	85,48%	81,07%	81,73%	78,60%
Return On Equity (ROE)	24,91%	59,24%	75,77%	75,95%	71,88%
Return On Assets (ROA)	21,34%	50,64%	61,43%	62,07%	56,50%
Gros Profit Margin	63,33%	75,63%	85,10%	85,20%	77,48%
Operating Income Ratio	61,60%	73,38%	82,68%	82,82%	75,64%
Net Profit Margin Ratio	22,00%	41,65%	52,25%	57,75%	47,01%
Total Assets Turn Over (TATO)	97,02%	121,58%	117,58%	117,67%	120,18%

LEMBAR PERSETUJUAN

Dengan ini, Direksi dan Dewan Komisaris PT. Petrogas Jatim Utama Cendana menyetujui Laporan Tahunan 2024 Audited untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2024 sebagai cerminan kinerja dan keuangan perseroan Tahun Buku 2024.

DEWAN DIREKSI :

Hadi Ismoyo

.....

Alexandra Sinta Wahjudewanti

.....

Bagus Pinandityo

.....

DEWAN KOMISARIS :

Abdul Halim Soebahar

.....

M. Oka Lesmana Firdauzi

.....

Fathur Rozi Zubair

.....



DAFTAR ISI

TENTANG LAPORAN TAHUNAN 2024	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	43
KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2024	54
LAPANGAN KEDUNG KERIS	56
CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR	57
PRODUKSI	59
UPDATE CADANGAN KEDUNG KERIS	60
KEGIATAN OPERASIONAL	62
LAPANGAN DISCOVERY UNDEVELOP	62
PROSPEK LAPANGAN CENDANA	62
PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA WEST	63

PROSPEK LAPANGAN BALUN	64
PROSPEK GAS BLOWDOWN BANYU URIP	63
PROSPEK LAPANGAN ALAS TUA EAST	63
RINGKASAN CADANGAN GAS BLOK CEPU	66
PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS DISCOVERY UNDEVELOP	67
TANTANGAN DAN LANGKAH KEDEPAN	68
LIFTING MANDIRI BKS PI BLOK CEPU	69
LATAR BELAKANG	69
PERMASALAHAN	70
REALISASI	70
KEGIATAN WITNESS LIFTING BKS	71
LAPORAN KEUANGAN	78
LAPORAN POSISI KEUANGAN ATAS PCS BLOK CEPU	79
LAPORAN KEUANGAN PJUC UNAUDITED	82
RASIO KEUANGAN	88
PENDAPATAN	89
BEBAN LANGSUNG	89

BEBAN OPERASIONAL DAN PENDAPATAN (BEBAN) LAIN-LAIN	90
ARUS KAS	92
LIKUIDITAS DAN SUMBER MODAL	92
STRUKTUR MODAL	92
LAPORAN KEGIATAN & KINERJA KEUANGAN TRIWULAN	93
CASH CALL, PINJAMAN, & PEMBAYARAN KEMBALI MODAL AKTUAL	94
PEMBAGIAN PENDAPATAN DAN DIVIDEN	97
TATA KELOLA PERUSAHAAN	102
STRUKTUR DAN MEKANISME TATA KELOLA PERUSAHAAN	103
RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM	103
DASAR PENYELENGGARAAN RUPS	104
RUPS & RUPSLB	104
REALISASI HASIL KEPUTUSAN RUPS	105
DEWAN KOMISARIS	106
KOMPOSISI DEWAN KOMISARIS	106
TUGAS DAN TANGGUNG JAWAB	106
DIREKSI	107

KOMPOSISI ANGGOTA DIREKSI	107
TUGAS & WEWENANG MASING-MASING ANGGOTA DIREKSI	107
AKUNTAN PUBLIK	109
KEGIATAN ORGANISASI & PERSONALIA	112
KEGIATAN ORGANISASI & CORPORATE SOCIAL RESPONSIBILITY	113
KEGIATAN GENERAL AFFAIR	113
KEGIATAN ADMINISTRASI LEGAL	113
KEGIATAN OPERASIONAL	113
KEGIATAN CSR	123
KEGIATAN PERSONALIA	127
KESEJAHTERAAN KARYAWAN	127
PENGEMBANGAN DAN PENINGKATAN KUALITAS SUMBER DAYA MANUSIA	127
DAFTAR PUSTAKA	128
BACK COVER	132

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 8 Gas Shut Off - Bubble Map GOR	32
Gambar 9 Gas Shut Off Scheme	32
Gambar 10 Water Cut Banyu Urip	32
Gambar 11 Tekanan Reservoir Banyu Urip	33
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 2024 Blok Cepu	35
Gambar 16 Target dan Realisasi Produksi Minyak 2024	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 22 Peta Lokasi Struktur Banyu Urip	43
Gambar 29 Komersialitas Minyak Lapangan Banyu Urip Infill Clastic	53
Gambar 31 Kedung Keris	56
Gambar 32 Top Carbonate Depth Map Kedung Keris Field	57
Gambar 33 Depth vs Pressure	58
Gambar 34 Water Cut Kedung Keris Field	59
Gambar 35 Block Diagram Kedung Keris Field	59
Gambar 36 Produksi Minyak, Gas, dan Air Kedung Keris Field	60
Gambar 37 Peta Struktur Kedalaman Cendana	62
Gambar 38 Peta Struktur Kedalaman Alas Tua West	63
Gambar 39 Peta Struktur Kedalaman Balun	64
Gambar 40 Peta Struktur Kedalaman Alas Tua East	65
Gambar 41 Pengembangan Lapangan Raw Gas Rate 150 MMscfd	67
Gambar 42 Pengembangan Lapangan Net Gas Rate 100 MMscfd	68

Gambar 43 Profil Lapangan di Regional Blok Cepu	68
Gambar 44 Gas Demand Jawa Timur & Jawa Tengah	69
Gambar 49 Tanda Tangan Seluruh Direksi BUMD Pengakhiran Kesepakatan Kerja Sama Lifting BKS-PEPC	70
Gambar 50 Kegiatan Control Room FSO Gagak Rimang	72
Gambar 51 Kegiatan Ullaging Room FSO Gagak Rimang	73
Gambar 52 Kegiatan Bottoming Test FSO Gagak Rimang	73
Gambar 53 Kegiatan Laboratorium Room FSO Gagak Rimang	74
Gambar 54 Penandatanganan Dokumen Bill of Landing	74
Gambar 55 Surat Skema Komersialisasi ENTIK SKK Migas	75
Gambar 56 Konfirmasi PJBK KPI	75
Gambar 57 Opini Auditor	82
Gambar 58 Total Asset, Liability dan Ekuitas	87
Gambar 59 Revenue, Gain (Loss) from Operations, dan Total Comprehensive Income	88

DAFTAR TABEL

Tabel 1 Produksi Aktual dari 2009 - 2024 Blok Cepu	36
Tabel 8 Rencana Pengembangan Lapangan Banyu Urip	53
Tabel 9 Availability dan Reliability	55
Tabel 10 Kegiatan Operasi Produksi Lapangan Banyu Urip 2024	55
Tabel 11 Kegiatan Operasi Produksi Lapangan Kedung Keris 2024	62
Tabel 12 Perhitungan OGIP Lapangan Cendana	63
Tabel 13 Perhitungan OGIP Lapangan Alas Tua West	64
Tabel 14 Perhitungan OGIP Lapangan Balun	65
Tabel 15 Perhitungan OGIP Lapangan Alas Tua East	66
Tabel 16 Ringkasan Cadangan Gas Blok Cepu	66
Tabel 17 Tabel Operasional Lifting BKS PI Blok Cepu 2024	71
Tabel 18 Laporan Posisi Keuangan	83
Tabel 19 Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif	84
Tabel 20 Laporan Arus kas	85
Tabel 21 Laporan Perubahan Ekuitas	86
Tabel 22 Perbandingan Laporan Posisi Keuangan dalam 5 Tahun Terakhir	86
Tabel 23 Perbandingan Laporan Laba Rugi Komprehensif 5 Tahun Terakhir	87



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 2024 dengan kinerja PJUC yang optimal.

Pada kesempatan ini, perkenankanlah kami menyampaikan Laporan Pengawasan dan Pemberian Nasihat Dewan Komisaris untuk tahun 2024.

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.

Kondisi perekonomian global masih diliputi ketidakpastian hingga akhir tahun 2024. Demikian pernyataan Menteri Keuangan Sri Mulyani Indrawati pada Konferensi Pers APBN akhir Desember 2024. Risiko dan ketidakpastian global ini dipicu dinamika negara-negara maju yang berdampak ke global. Amerika Serikat masih dihadapkan pada inflasi yang berada di atas target, tingginya suku bunga, peningkatan tekanan fiskal, dan tergerusnya excess saving yang membayangi pelemahan ekonomi. Sementara itu, negara maju lainnya yakni RRT masih bergulat dengan pelemahan ekonomi pasca Covid-19 dan Eropa yang kondisinya melemah dengan defisit fiskal yang meningkat diiringi oleh core inflation yang masih tinggi. Selain masalah ekonomi, kondisi geopolitik juga menunjukkan risiko yang makin tinggi. Perang di Ukraina maupun di Timur Tengah, terutama Palestina yang tidak menunjukkan tanda-tanda berakhir, menimbulkan downside risk terhadap prospek pertumbuhan ekonomi.

Sentimen global juga akan dipengaruhi yang akan menimbulkan volatilitas di sektor keuangan dan prospek dari perang yang belum berakhir dan bahkan mungkin akan melebar akan menimbulkan tekanan proteksionisme dan melemahkan perdagangan global. Alhamdulillah untuk tahun 2024, Indonesia masih termasuk negara yang memiliki kinerja pertumbuhan ekonomi tertinggi di lingkungan ASEAN dan di lingkungan G20 yaitu di 5%.

Tren kinerja investasi Hulu Migas terus menunjukkan perkembangan positif di tahun 2024. Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) mencatat hingga akhir tahun 2024, realisasi investasi hulu migas mencapai US\$15 miliar atau sekitar Rp230 triliun.

Dibandingkan dengan realisasi investasi di tahun 2023, terdapat peningkatan hingga 9 persen, melampaui pertumbuhan investasi hulu migas global yang diperkirakan berada di kisaran 5 persen. Realisasi investasi hulu migas di 2024 sekaligus menjadikannya sebagai investasi terbesar sejak tahun 2016.

Kepala SKK Migas Dwi Soetjipto menyampaikan bahwa peningkatan ini menunjukkan upaya Pemerintah dan SKK Migas untuk meningkatkan iklim investasi telah mampu mengembalikan kepercayaan investor untuk kembali melirik sektor hulu migas. Di tengah berbagai tantangan yang ada, ujar Dwi, sektor hulu migas mampu melakukan konsolidasi dan menemukan jalan untuk dapat pulih lebih cepat serta mampu berperan secara tepat di tengah transisi energi sehingga hulu migas tetap menjadi salah satu tujuan investasi di Indonesia.

Pada tahun 2024, 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 2024 sepenuhnya melakukan lifting mandiri (dengan lifting cost maximal \$20.000/bulan) sehingga mampu mengurangi lifting cost sebesar kurang lebih \$25.000/bulan untuk seluruh BKS dari sebelumnya \$45.000/bulan. Turun sebesar 44,44%.
3. Dampak positif terbesar selain pengurangan biaya lifting adalah peningkatan knowledge dan pengalaman dari seluruh staff.
4. Pembaharuan PJBM dengan PT KPI dimana pada tahun 2024 Direksi BKS telah berhasil bernegosiasi dengan KPI sehingga untuk tahun 2025 penjualan minyak mentah Banyu Urip BKS akan dihargai ICP + \$0,6 per barrel (sebelumnya harga = ICP), berlaku mulai Januari 2025.
5. Pembaharuan Perjanjian CCFA untuk tahun 2025 tetap dalam mata uang USD.
6. Tahun 2024, Direksi tetap berusaha melakukan efisiensi dalam berbagai hal. Terlihat dalam Laporan Laba Rugi, Beban Umum & Administrasi PJUC (OPEX) tercapai sebesar \$543.046 atau sekitar 81,96% jika dibandingkan RKAP 2024 dan 85,20% dibandingkan realisasi OPEX tahun 2023.
7. 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 menyukseskan 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 negosiasi Direksi dengan KPI sehingga memperoleh harga jual yang lebih tinggi dari tahun-tahun sebelumnya, 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 pandemic.

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 2024 sebesar 146.774 BOPD dan rata-rata volume lifting sebesar 146.759 BOPD.

PENCAPAIAN KINERJA PERSEROAN TAHUN 2024

1. Produksi minyak tahun 2024 mencapai 53.719.240 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar 146.774 BOPD atau 115,57% di atas RKAP (127.000 BOPD).
2. Lifting minyak tahun 2024 mencapai 53.713.784 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL).
3. Harga minyak rata-rata tahun 2024 sebesar \$84,36/barel atau 5,45% di atas RKAP 2024 (\$80).
4. Cost Recovery tahun 2024 tercapai sebesar \$249.774.055 atau turun sebesar 4,62% di bawah RKAP (\$261.860.677).
5. Revenue PJUC tahun 2024 tercapai sebesar \$26.710.258 atau naik 16,15% dari RKAP (\$22.997.336).
6. Laba Komprehensif PJUC tahun 2024 tercapai sebesar \$12.556.501 atau naik sebesar 49,94% dari RKAP (\$8.374.257).
7. Karena seluruh pinjaman CCFA telah lunas pada bulan Februari 2021, mulai Maret 2021 hingga sekarang, drawdown dana dari REC 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 2024 akan dibagikan dividen sebesar \$12.984.824 (206,81% dari budget 2024).

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 2024, 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 2024.

Surabaya, 27 Februari 2025

Dewan Komisaris

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 2024 dengan kinerja PJUC yang optimal dan menyelesaikan penyusunan Laporan Tahunan 2024 dengan baik.

Pada tahun 2024 telah dilakukan beberapa keputusan penting:

1. Pembiayaan Cash Call dengan Loan
2. CCFA 2025 menggunakan mata uang USD, perjanjian telah ditandatangani dan telah disahkan notaris melalui akta No 103 tanggal 25 Oktober 2024.
3. Melanjutkan Lifting Mandiri dengan 4 BUMD yang tergabung dalam BKS.
4. Pembaharuan PJBm dengan PT Kilang Pertamina Internasional (KPI) periode Januari-Desember 2025 dengan harga ICP BU + \$0,6 per barrel.
5. Pada Desember 2024, BKS dan SKK Migas sepakat melaksanakan program ENTIK dimana BKS akan menjualkan bagian minyak pemerintah mulai Januari 2025.

Pencapaian Kinerja Perseroan Tahun 2024

1. Produksi minyak tahun 2024 mencapai 53.719.240 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar 146.774 BOPD atau 115,57% di atas RKAP (127.000 BOPD).
2. Lifting minyak tahun 2024 mencapai 53.713.784 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL).
3. Harga minyak rata-rata tahun 2024 sebesar \$84,36/barrel atau 5,45% di atas RKAP 2024 (\$80).
4. Cost Recovery tahun 2024 tercapai sebesar \$249.774.055 atau turun sebesar 4,62% di bawah RKAP (\$261.860.677).
5. Revenue PJUC tahun 2024 tercapai sebesar \$26.710.258 atau naik 16,15% dari RKAP (\$22.997.336).
6. Laba Komprehensif PJUC tahun 2024 tercapai sebesar \$12.556.501 atau naik sebesar 49,94% dari RKAP (\$8.374.257).
7. Karena seluruh pinjaman CCFA telah lunas pada bulan Februari 2021, mulai Maret 2021 hingga sekarang, drawdown dana dari REC 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 2024 akan dibagikan dividen sebesar \$12.984.824 (206,81% dari budget 2024). Sampai dengan tahun buku 2024, PJUC telah memberikan dividen kepada pemegang saham dengan total sebesar \$83.602.355 atau kalau dirupiahkan dengan kurs jisdor akhir tahun 2024 Rp 16.157 total dividen yang dibayarkan sebesar kurang lebih Rp1,35 Trilyun. Nilai tersebut kurang lebih 1.551 kali nya modal disetor PJUC.

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. Dan mulai Januari 2025, BKS sepakat dengan SKK Migas untuk menjualkan minyak mentah bagian pemerintah (ENTIK = Election Not To Take In Kind).

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 2024 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.

PENUTUP

Para Pemegang Saham Yang Terhormat, demikian Laporan yang disampaikan Direksi sebagai gambaran atas informasi yang diungkapkan dalam Laporan Tahunan 2024. Semoga apa yang disampaikan dalam Laporan Direksi dan Laporan Tahunan ini, bisa memberikan gambaran atas kinerja perusahaan sepanjang tahun 2024.

Akhirnya, jajaran Direksi menyampaikan apresiasi dan terima kasih kepada seluruh karyawan sehingga perusahaan meraih prestasi dan kinerja pada tahun 2024. 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 2024 ini menjadi penambah semangat untuk terus berprestasi di masa mendatang.

Surabaya, 27 Februari 2025

Hadi Ismoyo
Direktur Utama



EXECUTIVE SUMMARY

**ANNUAL
REPORT
2024**



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 2024 memperlihatkan kenaikan GOR yang cenderung stabil hingga mencapai angka 925 scf/stb pada bulan Desember 2024. Telah dilakukan program gas shut off sebanyak 5 sumur pada tahun 2024 untuk menurunkan GOR sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.

Sedangkan untuk Water Cut (WC) dari 31 Desember 2009 – 31 Desember 2024 memperlihatkan peningkatan yang cukup signifikan hingga 43% pada bulan Desember 2024. 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 2024 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 2024 sebesar 688 MMBO).

Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip saat ini masih menyentuh angka $\sim$ 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. Hingga tahun 2024 belum ada studi dan update terbaru mengenai penambahan cadangan.

Produksi minyak tahun 2024 mencapai 53.719.240 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar 146.774 BOPD atau 115,57% di atas RKAP (127.000 BOPD).

Target Produksi RKAP 2024 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.

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. Hingga tahun 2024 belum ada studi dan update terbaru mengenai penambahan cadangan.

Produksi minyak tahun 2024 mencapai 53.719.240 Barrel atau 115,57% dari RKAP (46.481.958 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar 146.774 BOPD atau 115,57% di atas RKAP (127.000 BOPD).

Target Produksi RKAP 2024 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.

PRODUKSI MINYAK TAHUN 2024				
BULAN	RKAP 2024 PJUC		RIIL 2024	
	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)
JAN 24	132.201	4.098.231	137.158	4.251.912
FEB 24	130.851	3.794.679	137.610	3.990.697
MAR 24	113.722	3.525.382	141.419	4.383.976
APR 24	123.819	3.714.570	148.338	4.450.153
MAY 24	122.405	3.794.555	149.227	4.626.027
JUN 24	125.616	3.768.480	149.503	4.485.092
JUL 24	133.707	4.144.917	148.167	4.593.186
AUG 24	130.599	4.048.569	147.320	4.566.918
SEPT 24	126.301	3.789.030	136.267	4.088.008
OCT 24	127.431	3.950.361	147.748	4.580.177
NOV 24	131.424	3.942.720	159.366	4.780.977
DEC 24	126.144	3.910.464	158.778	4.922.117
RATA-RATA	127.000	46.481.958	146.774	53.719.240



Pada tahun 2024 terdapat shutdown pada wellpad C untuk keperluan kegiatan tie in BUIC pada bulan Maret selama 3 hari.

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Banyu Urip pada tahun 2024:

KEGIATAN	SATUAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Melanjutkan evaluasi cadangan minyak Banyu Urip (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.
Floating Storage Offloading (FSO) melaksanakan Risk Base Inspection (RBI)	Hari	31	31	Program pemeliharaan Terencans 2024
Gas Shut Off	Sumur	1	5	Telah dilakukan Gas Shut Off pada sumur C05, A05, C04, C12, C09
Water Shut Off	Sumur	1	3	Telah dilakukan Water Shut Off pada sumur B01, A10, B13
Acid Scale Squeeze	Sumur	3	11	Telah dilakukan Acid Scale Squeeze pada sumur C07, A11, A07, A10, A09, C05, C03, B10, B01, B08, B09

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 2024 untuk Availability yaitu 98,72% dan Reliability yaitu 99,72%.

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 2024 (1 Januari - 31 Desember 2024) sebesar 15.102 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 2024:

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	0	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 2024 :



Berikut milestone produksi blok cepu hingga tahun 2024 :

BULAN	LIFTING			
	TOTAL	SKK MIGAS	KONTRAKTOR	BKS
JAN 24	4,195,932	3,181,722	1,014,210	90,000
FEB 24	3,919,160	2,971,849	947,311	90,000
MAR 24	4,294,593	3,256,535	1,038,058	100,000
APR 24	4,232,161	3,209,194	1,022,976	100,000
MAY 24	4,065,245	3,082,624	982,621	120,000
JUN 24	5,424,322	4,113,195	1,311,128	120,000
JUL 24	4,406,713	3,341,554	1,065,158	120,000
AUG 24	4,590,059	3,480,583	1,109,476	120,000
SEPT 24	4,329,121	3,282,718	1,046,404	115,000
OCT 24	3,705,909	2,810,144	895,765	105,000
NOV 24	5,265,791	3,992,983	1,272,809	110,000
DEC 24	5,284,778	4,007,380	1,277,398	90,000
TOTAL	53,713,784	40,730,479	12,983,304	1,280,000



KINERJA KEUANGAN PJUC

FINANCIAL POSITION	BUDGET	ACTUAL 31/12/2024	ACTUAL vs BUDGET
	\$	\$	%
Current Assets	12.075.896	17.372.774	143,86%
Non-Current Assets	5.658.815	4.852.390	85,75%
Total Assets	17.734.711	22.225.164	125,32%
Current Liabilities	1.326.468	1.549.351	116,80%
Non-Current Liabilities	3.114.103	3.206.769	102,98%
Total Liabilities	4.440.571	4.756.120	107,11%
Share Capital Issued & Paid	53.905	53.905	100,00%
Additional Paid in Capital	1.420	1.420	100,00%
Reserves	6.892	6.892	100,00%
Retained Earnings	13.034.685	17.218.232	132,10%
Re-measurement PEB	197.238	188.595	95,62%
Equity	13.294.141	17.469.044	131,40%
Total Liabilities & Equity	17.734.711	22.225.164	125,32%

COMPREHENSIVE INCOME	BUDGET	ACTUAL 31/12/2024	ACTUAL vs BUDGET
	\$	\$	%
Revenue	22.997.336	26.710.258	116,15%
Direct Cost	(7.748.641)	(6.015.368)	77,63%
Gain (Loss) From Operations	15.248.695	20.694.890	135,72%
Operational Expenses	(662.564)	(543.046)	81,96%
Other Income (Expenses)	(60.926)	50.807	-83,39%
Income Before Tax	14.525.204	20.202.651	139,09%
Tax Income (Expenses)	(6.150.947)	(7.642.067)	124,24%
Income For The Year	8.374.257	12.560.585	149,99%
Other Comprehensive Income (Expenses)	-	(4.084)	#DIV/0!%
Total Comprehensive Income For The Year	8.374.257	12.556.501	149,94%

KINERJA KEUANGAN PJUC PADA TAHUN 2024 (AUDITED)

- Total Aset tahun 2024 sebesar US\$ 22.225.164 atau sebesar 125,32% dari target tahun 2024 yang sebesar US\$ 17.734.711. Current assets naik cukup besar 43,86% dibandingkan budget. Kenaikan current assets ini karena adanya kenaikan kas yang cukup besar yang terjadi karena peningkatan revenue.
- Total Revenue tahun 2024 adalah sebesar US\$ 26.710.258 atau sebesar 116,15% dari target tahun 2024 yang sebesar US\$ 22.997.336. Faktor terbesar kenaikan revenue PJUC adalah karena kenaikan lifting.
- Pajak Migas (CnD Tax) tahun 2024 sebesar US\$ 7.642.067 atau sebesar 124,24% dari anggaran yang sebesar US\$ 6.150.947. Pajak migas 2024 melebihi budget mengikuti peningkatan revenue.
- Laba bersih tahun 2024 sebesar US\$ 12.556.501 atau 149,94% dari target 2024 yang sebesar US\$ 8.374.257. Laba bersih melebihi target terutama disebabkan karena kenaikan lifting minyak mentah serta efisiensi pada direct cost dan OPEX PJUC.

ANALISIS RASIO KEUANGAN PJUC 2024

	2024	2023	
1 Quick Ratio	1180,99%	1271,16%	Ratio Likuiditas
2 Current Ratio	1121,29%	1251,39%	
3 Cash Ratio	1053,18%	1127,57%	
4 Debt to Equity Ratio	27,23%	22,36%	Ratio Solvabilitas
5 Debt to Asset Ratio	21,40%	18,27%	
6 Equity to Asset Ratio	78,60%	81,73%	
7 ROE	71,88%	75,95%	Ratio Profitabilitas
8 ROA	56,50%	62,07%	
9 ROI	92,44%	99,88%	
10 Gros Profit Margin	77,48%	85,20%	
11 Operating Income Ratio	75,64%	82,82%	
12 Net Profit Margin ratio	47,01%	52,75%	
13 TATO	120,18%	117,67%	
14 EBITDA	\$20.545.515	\$ 24.554.696	

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 2023 BERDASARKAN FORMULA CCFA

Pada tahun 2024 ini, PJUC membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan untuk tahun 2023 sesuai dengan perjanjian CCFA sebesar \$15.179.179, dengan rincian:

- PT Petrogas Jatim Utama \$7.680.665
- PT Raharja Energi Cepu \$7.437.798
- Koperasi Dipertam \$60.717

Dividen ini telah seluruhnya dibayarkan pada tanggal 3 April 2024.

Dari hasil usaha tahun 2024, PJUC akan membagi dividen kepada para pemegang saham sebesar US\$ 12.984.824, dengan rincian sebagai berikut:

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

Dividen ini akan dibayarkan pada tahun 2025 setelah disetujui para pemegang saham dan akta Notaris atas RUPST tahun buku 2024 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
TOTAL	\$ 83.602.355	\$ 42.302.791	\$ 40.965.154	\$ 334.409

Sampai dengan tahun buku 2024, PJUC telah dan akan membagikan dividen dengan total \$83.602.355. Nilai ini adalah sama dengan 1.551 kali dari modal disetor.



PROFIL PERUSA- HAAN

**ANNUAL
REPORT
2024**



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 kelikutsertaan 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),

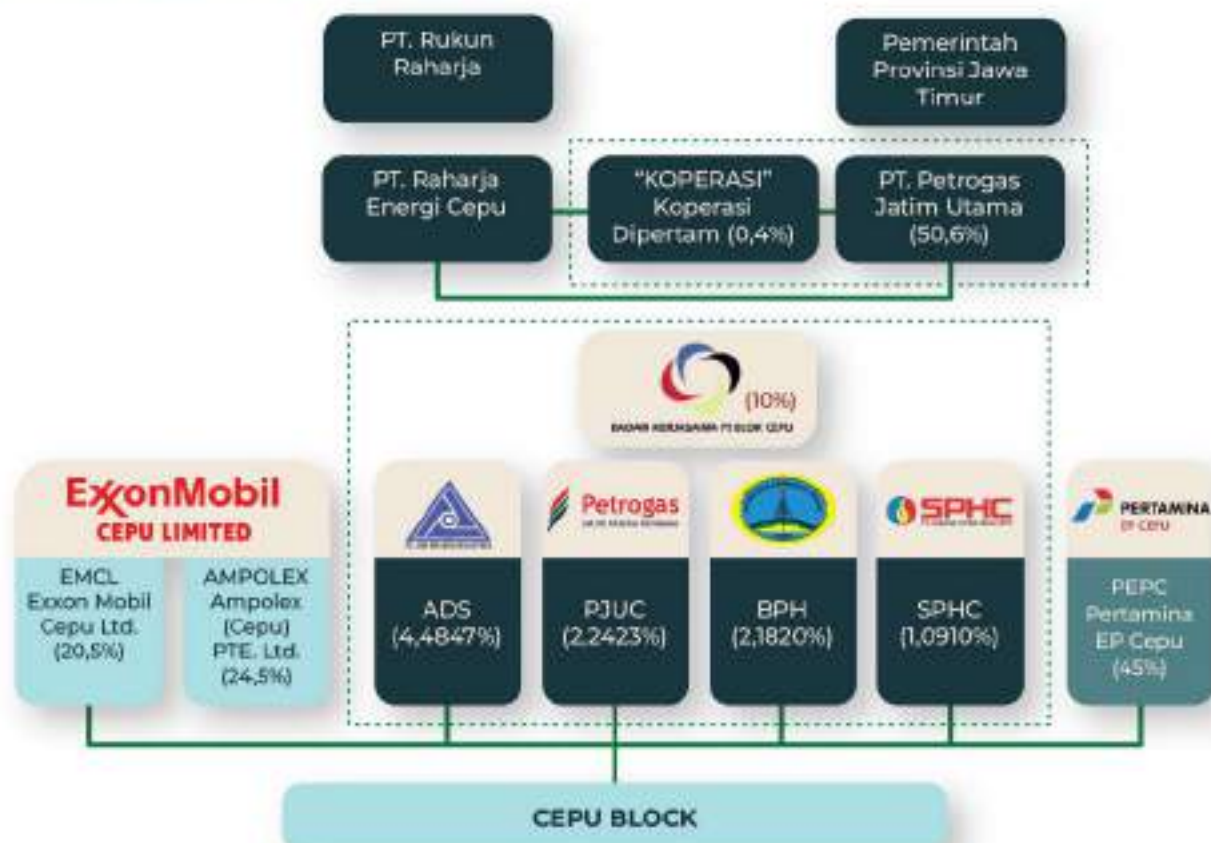
Melaksanakan RUPS untuk menghasilkan keputusan yang sesuai dengan arahan holding secara efektif,

Implementasi manajemen risiko (Risk Management).

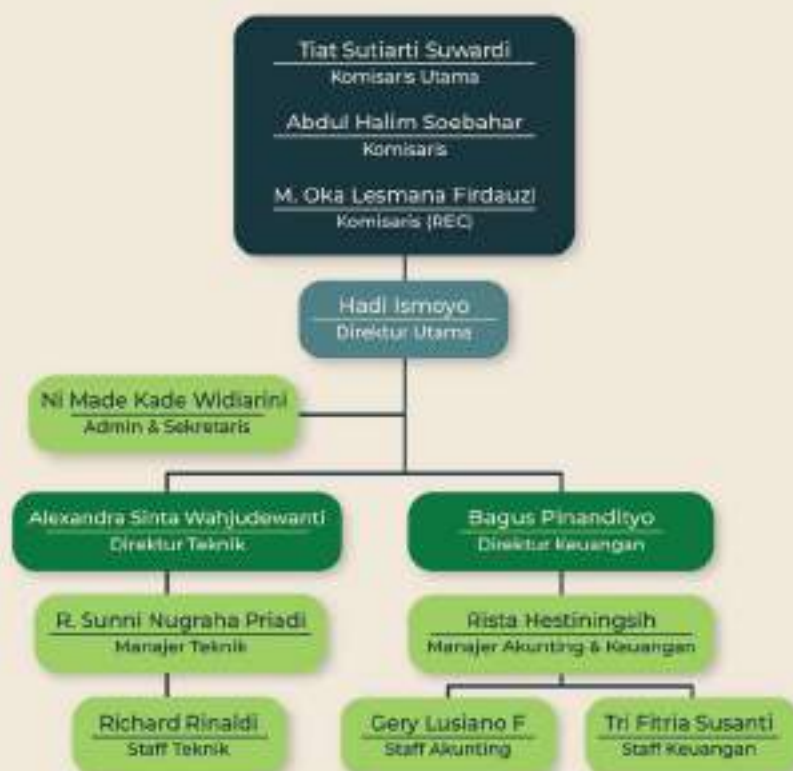
Bidang Pengembangan

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 2024



SUSUNAN KOMISARIS

Tiat Sutiarti Suwardi	Komisaris Utama (PJU)
Abdul Halim Soebahar	Komisaris (PJU)
M. Oka Lesmana Firdauzi	Komisaris (REC)

SUSUNAN DIREKSI

Hadi Ismoyo	Direktur Utama (PJU)
Alexandra Sinta Wahjudewanti	Direktur Teknik (REC)
Bagus Pinandityo	Direktur Keuangan (REC)

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



Tiat S. Suwardi - Komisariss Utama

Beliau meraih gelar Sarjana Teknik Planologi Institut Teknologi Bandung (UTB) pada tahun 1992 dan Master Administrasi Publik Universitas Gajah Mada (UGM) 2002.

Menjabat sebagai Komisariss Utama PJUC sejak tahun 2020 berdasarkan Akta Berita Acara RUPS Luar Biasa. Beliau sudah memiliki pengalaman di pemerintahan provinsi Jawa Timur selama lebih dari 25 tahun.

Saat ini menjabat sebagai kepala Dinas Perpustakaan Pemrov Jawa Timur, sebelumnya beliau sebagai Kepala Biro Perekonomian Setda Provinsi Jawa Timur sejak tahun 2020.

Pengalaman lain beliau pernah menjabat sebagai Kabid Perencanaan, Dinas Penanaman Modal Pelayanan Terpadu Satu Pintu (DPM-PTSP) Provinsi Jawa Timur (2017-2020).



M. Oka Lesmana - Komisariss

Beliau meraih gelar Sarjana Ekonomi di Universitas Trisakti jurusan Akuntansi.

Beliau ditunjuk sebagai Komisariss PT. PJUC sejak Agustus 2019.

Pengalaman berkarir beliau selama lebih dari 20+ tahun diberbagai industri dimulai pada tahun 1996-2001 sebagai Senior Associate pada Assurance and Business Advisory Services, PricewaterhouseCoopers. Beliau melanjutkan karirnya sebagai Accounting Manager di PT. L'Oréal Indonesia pada tahun 2003-2004 dan sebagai Management Controller di PT ICI Paints Indonesia pada tahun 2004-2008. Beliau juga pernah menjabat sebagai Financial Controller di PT. Luxindo Raya pada tahun 2008-2010 dan juga sebagai Financial Controller di PT. Trakindo Utama pada tahun 2010-2014. Sebelum bergabung di PT. Pukun Raharja Tbk pada bulan Juli 2016, beliau menjabat sebagai Director and Chief Financial Officer untuk Volvo Group Indonesia pada tahun 2014-2016.



Abdul Halim Soebahar - Komisariss

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 komisariss PT. PJUC berdasarkan Akta Keputusan Pemegang Saham pada tanggal 16 Maret 2022.

Beliau sudah lebih dari 30+ tahun berkarir di berbagai organisasi yang dimulai dari pengalaman berkarir di tahun 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 MUI, beliau menjabat di NU sebagai Dewan Ahli PP ISNU semenjak tahun 2013.

SUSUNAN DIREKSI



Hadi Ismoyo - Direktur Utama

Meraiah 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

Meraiah 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. Saat ini sedang mengambil 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 Brunei Darussalam dan bekerja sebagai guru matematika dan geografi di St. George's Secondary School, Bandar Seri Begawan, Brunei Darussalam (2002-2008).



Bagus Pinandityo - Direktur Akuntansi & Keuangan

Meraiah gelar Sarjana Akuntansi dari Universitas Cajah Mada.

Menjabat sebagai Direktur Keuangan di PJUC sejak tahun 2010; sebelumnya Beliau bekerja untuk Astra International Group selama 7 tahun sebagai Treasury & Accounting Section Head.

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 Nopember 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

KARYAWAN



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).

+ tiya@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 2021. Sebelum bergabung dengan PJUC, pernah internship di PT. Berkah Multi Cargo Logistic (Pellindo 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
2024**



LAPORAN TEKNIKAL

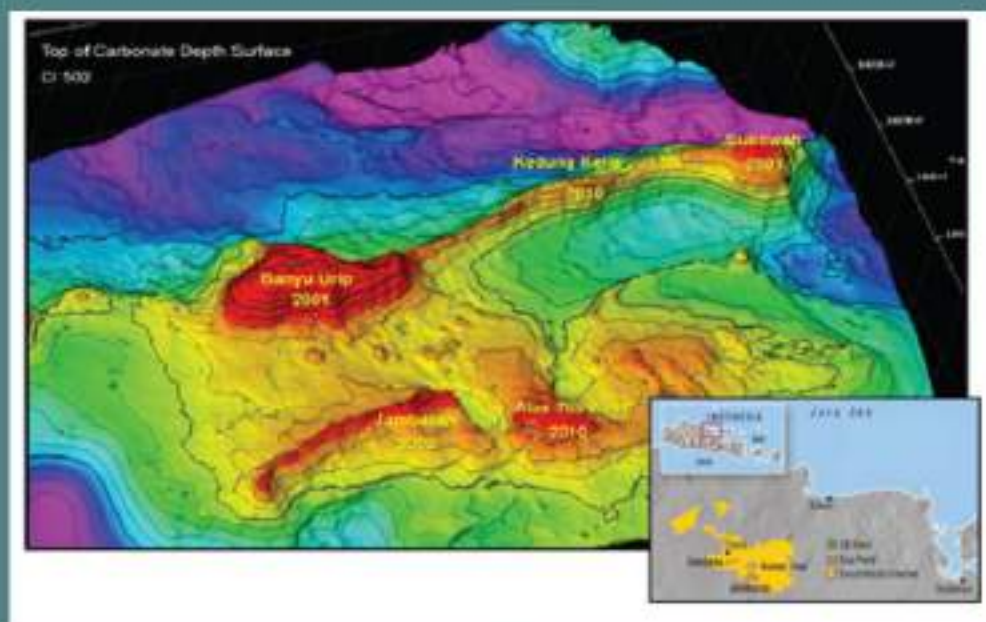
BLOK CEPU

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.

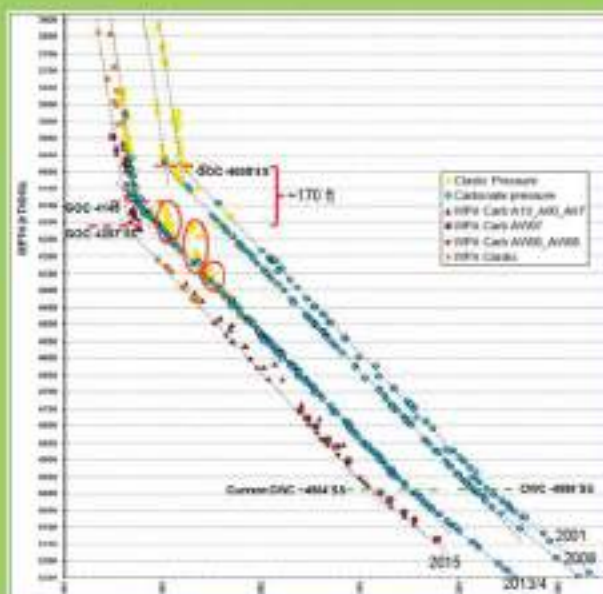
CADANGAN DAN KINERJA RESERVOIR

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 menunjukkan 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.

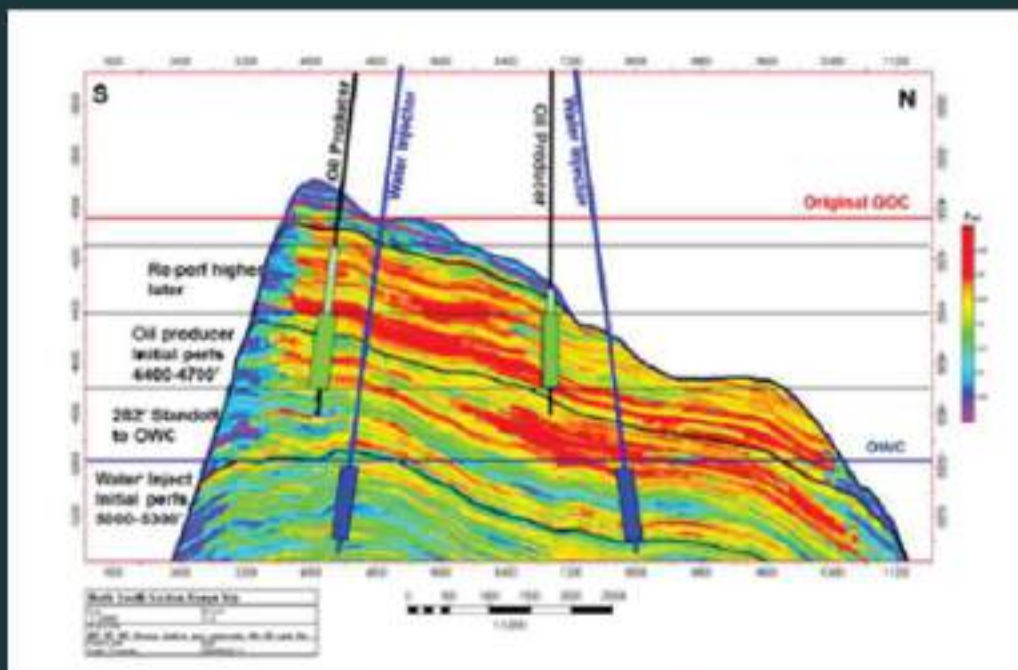
Data pressure menunjukkan konektivitas yang baik pada reservoir karbonat, reservoir klastik maupun antara reservoir karbonat dan reservoir klastik. Terjadi pergeseran gradient pressure yang seragam antara tahun 2001, 2008, 2013 dan 2015 baik di reservoir karbonat dan klastik terkait produksi dan adanya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

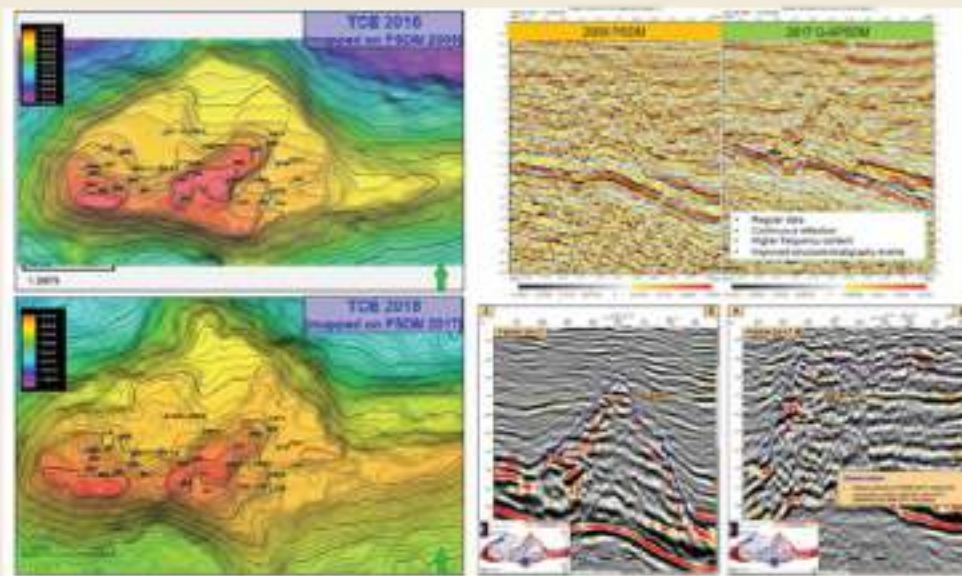


Gambar 4 Structure map BU

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.

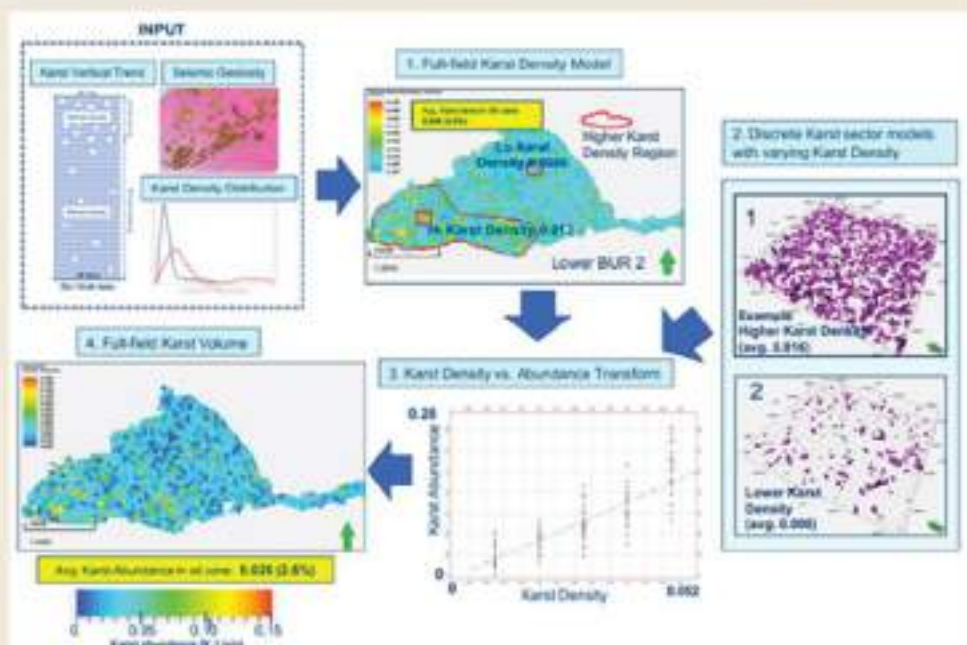
Telah terjadi peningkatan Gross Volume Reservoir (GRV) sebesar $\pm 20\%$, EMCL dengan dukungan SKK Migas telah melakukan studi dan evaluasi yang berkelanjutan untuk memperoleh data dan informasi aspek-aspek Geologi, Geofisika & Reservoir (GGR) dalam rangka meningkatkan pemahaman karakter reservoir Banyu 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 Karts Modelling Banyu Urip

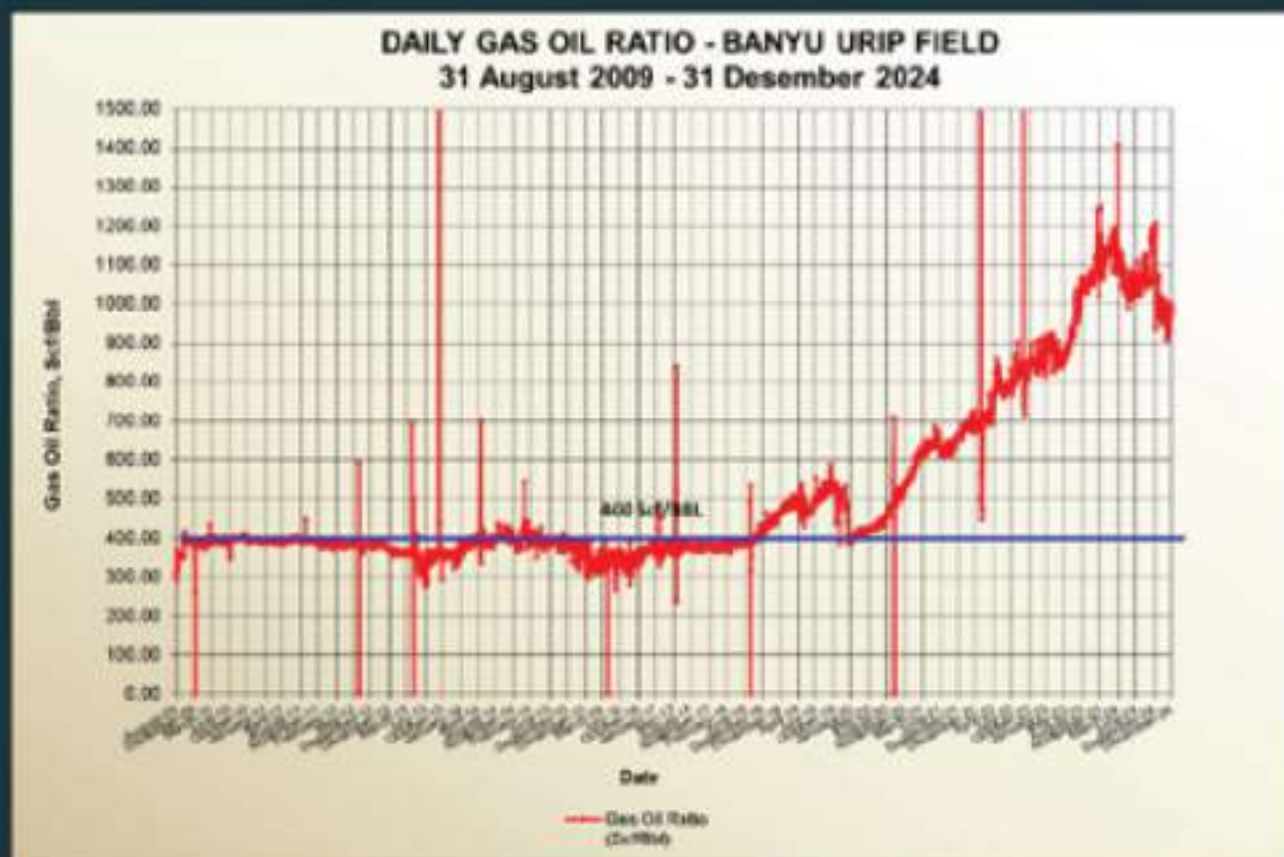


Analisa yang dilakukan berdasarkan studi karst characterization serta perkembangan data baru GGR dan Reservoir Modelling (Dinamis Data) menunjukkan perkiraan cadangan minyak terambil selama periode PSC meningkat 117 MMBO menjadi 940 MMBO dari sebelumnya 823 MMBO.

Hingga tahun 2024 belum ada studi dan update terbaru mengenai penambahan cadangan.

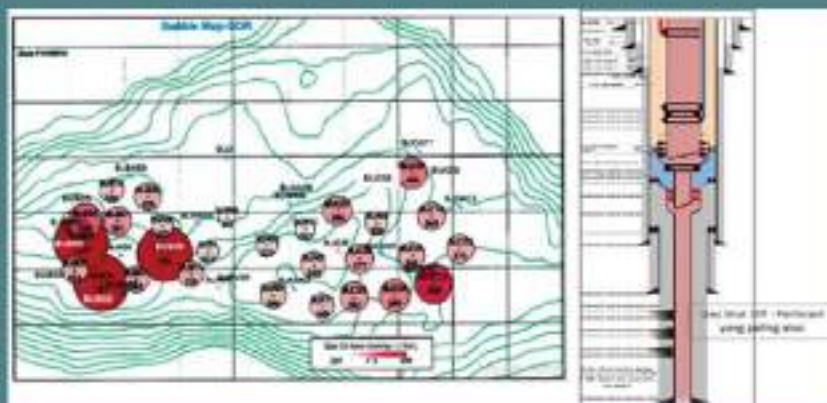
Lapangan Banyu Urip sudah berproduksi selama 13 tahun sejak pertama kali diproduksi pada 2009 yang lalu. Produksi lapangan Banyu Urip berkontribusi hingga 30% produksi nasional, oleh karena itu naik turunnya produksi nasional tentu sangat sensitif bergantung pada well performance dari lapangan Banyu 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 terproduksi 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 Desember 2009 – 31 Desember 2024 memperlihatkan kenaikan GOR yang cenderung stabil hingga mencapai angka 925 scf/stb pada bulan Desember 2024. Telah dilakukan program gas shut off sebanyak 4 sumur pada tahun 2024 untuk menurunkan GOR sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.



Gambar 7 GOR Banyu Urip Field

Gas Shut off ini dilakukan dengan metode casing patch. Dilakukan pada perforasi yang paling atas dimana gas mulai masuk. Pekerjaan Gas Shut off dilakukan selama 63 hari (untuk masing-masing sumur selama dikerjakan 24 jam operasi).



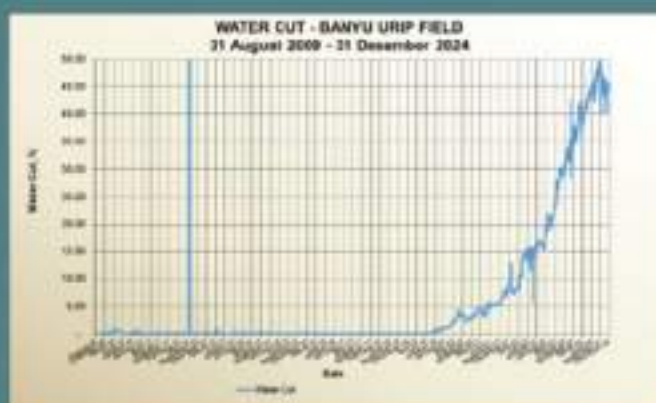
Gambar 8 Gas Shut Off - Bubble Map GOR

Dari gambar di samping (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.

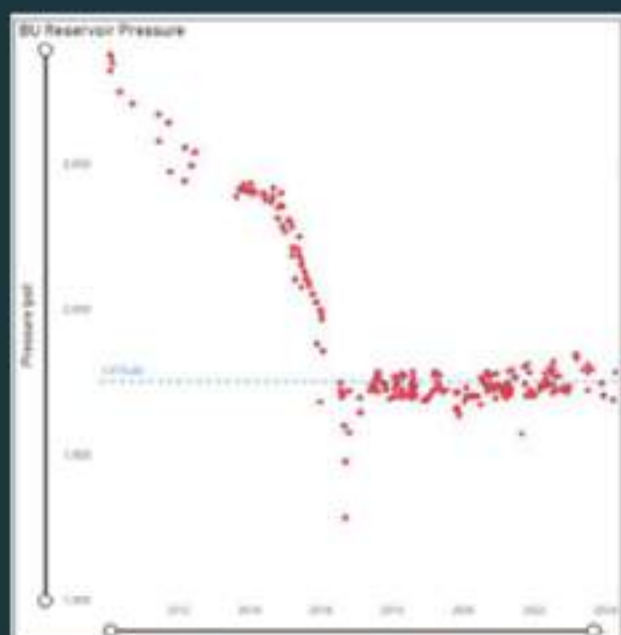


Gambar 9 Gas Shut Off scheme

Sedangkan untuk Water Cut (WC) dari 31 Desember 2009 – 31 Desember 2024 memperlihatkan peningkatan yang cukup signifikan hingga 43% pada bulan Desember 2024. 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 2024 untuk menurunkan water cut sehingga produksi dapat berjalan optimal kembali.

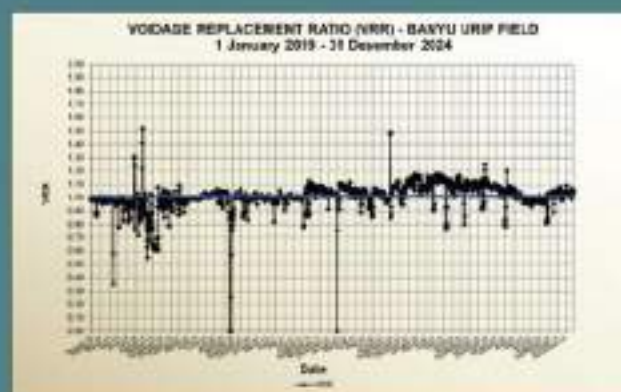


Gambar 30 Water Cut Banyu Urip



Gambar 11 Tekanan Reservoir Banyu Urip

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 2024 sebesar 666 MMBO)



Gambar 12 Voidage Replacement Ratio (VRR) Banyu Urip

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

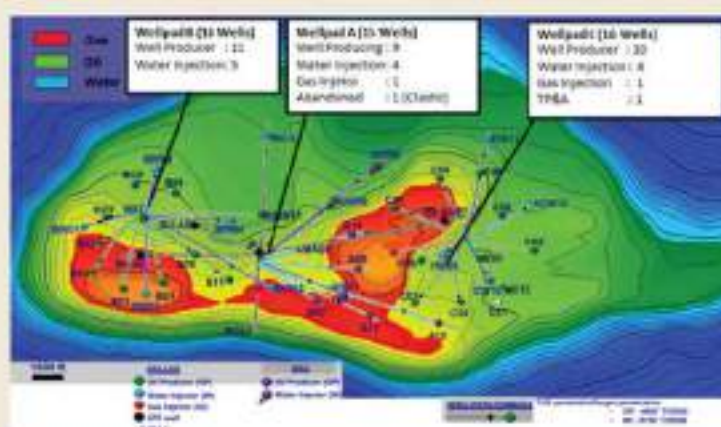
PRODUKSI

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 dari 1 Januari 2024 – 31 Desember 2024 mencapai **53,719,240 Barrel** atau 115.57% dari RKAP (46,481,958 BBL). Dengan rata-rata produksi tahun 2024 sebesar **146,774 BOPD** atau 115.57% di atas RKAP (127,000 BOPD).

Target Produksi RKAP Perubahan 2024 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 2024				
BULAN	RKAP 2024 PJUC		RIIL 2024	
	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)	PRODUKSI (BOPD)	KUMULATIF (BBL)
JAN 24	132.201	4.098.231	137.158	4.251.912
FEB 24	130.851	3.794.679	137.610	3.990.697
MAR 24	113.722	3.525.382	141.419	4.383.976
APR 24	123.819	3.714.570	148.338	4.450.153
MAY 24	122.405	3.794.555	149.227	4.626.027
JUN 24	125.616	3.768.480	149.503	4.485.092
JUL 24	133.707	4.144.917	148.167	4.593.186
AUG 24	130.599	4.048.569	147.320	4.566.918
SEPT 24	126.301	3.789.030	136.267	4.068.008
OCT 24	127.431	3.950.361	147.748	4.580.177
NOV 24	131.424	3.942.720	159.366	4.780.977
DEC 24	126.144	3.910.464	158.778	4.922.117
RATA-RATA	127.000	46.481.958	146.774	53.719.240

Gambar 15 Produksi Minyak Tahun 2024 Blok Cepu



Gambar 16 Target dan Realisasi Produksi Minyak 2024

Tabel 1 Produksi aktual dari 2009 – 2024 Blok Cepu

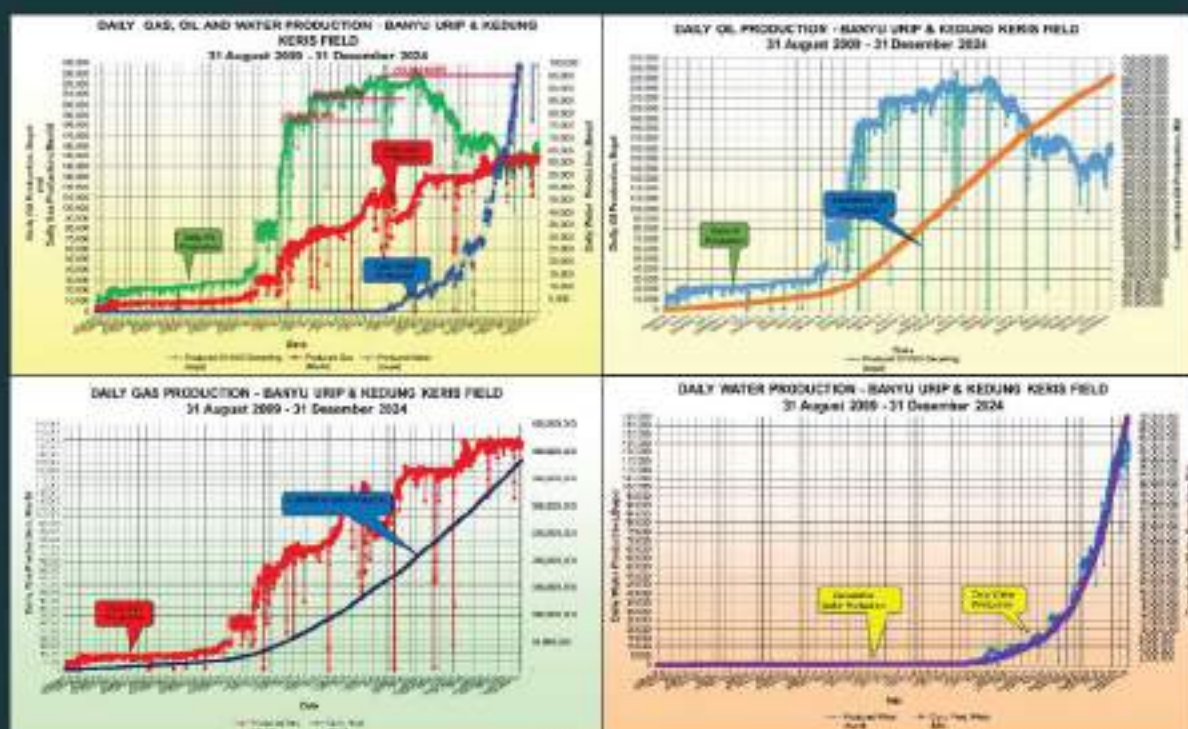
YEAR	Daily Oil Production (bopd) BU + KK	Yearly Oil Production (bbl) BU + KK	Cum Oil Production (bbl)
2009	9,762	1,200,741	1,200,741
2010	18,554	6,772,071	7,972,812
2011	21,388	7,806,736	15,779,548
2012	22,336	8,175,094	23,954,642
2013	26,257	9,583,936	33,538,578
2014	30,735	11,218,438	44,757,016
2015	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 2024 (Lapangan Banyu Urip & Kedung Keris)

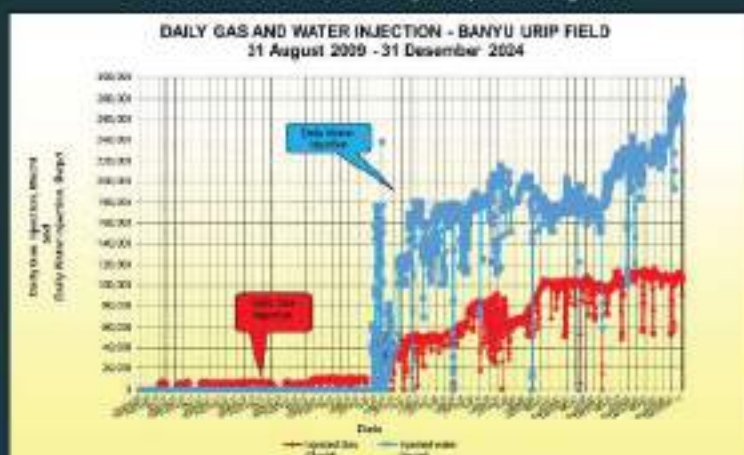
- Kumulatif Produksi Minyak = 688,332,188 BBL
- Kumulatif Sales ke FSO = 624,890,844 BBL
- Kumulatif Produksi Gas = 383,753,218 MSCF
- Kumulatif Gas Fuel = 57,889,034 MSCF
- Kumulatif Gas Flare = 43,079,191 MSCF
- Kumulatif Injeksi Gas = 268,748,392 MSCF
- Kumulatif Produksi Air = 72,519,387 BBL
- Kumulatif Injeksi Air = 558,451,248 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

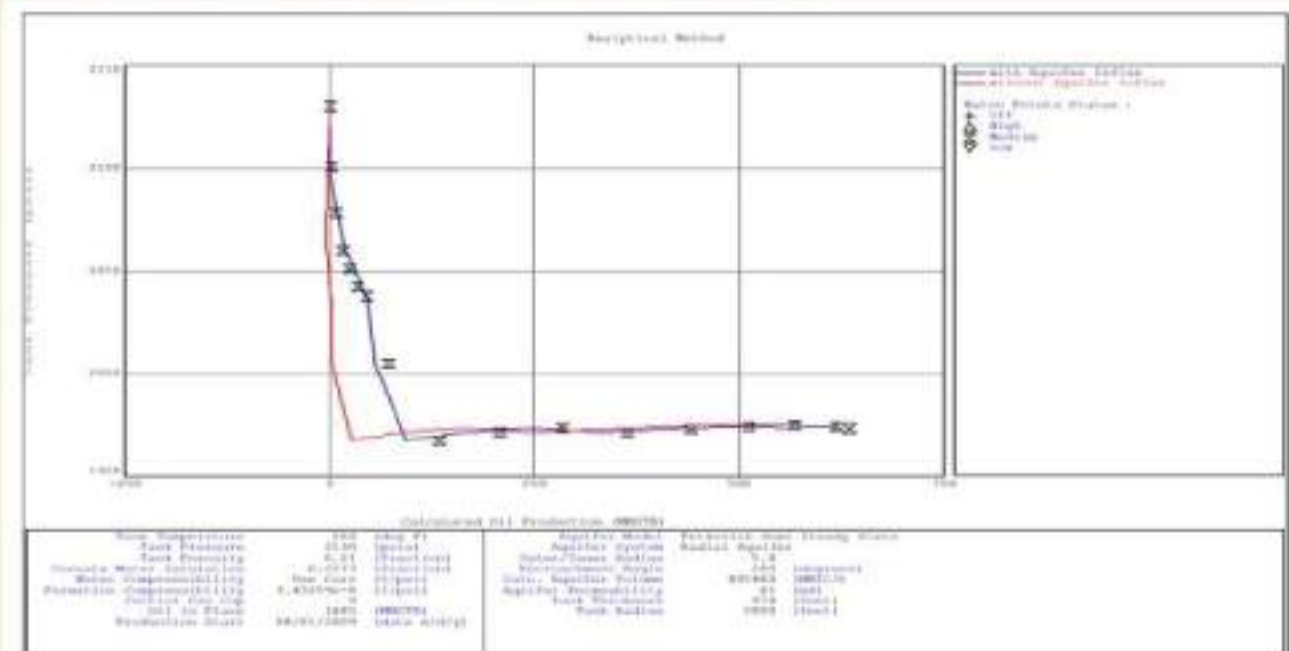


Gambar 21 Banyu Urip Production Profile

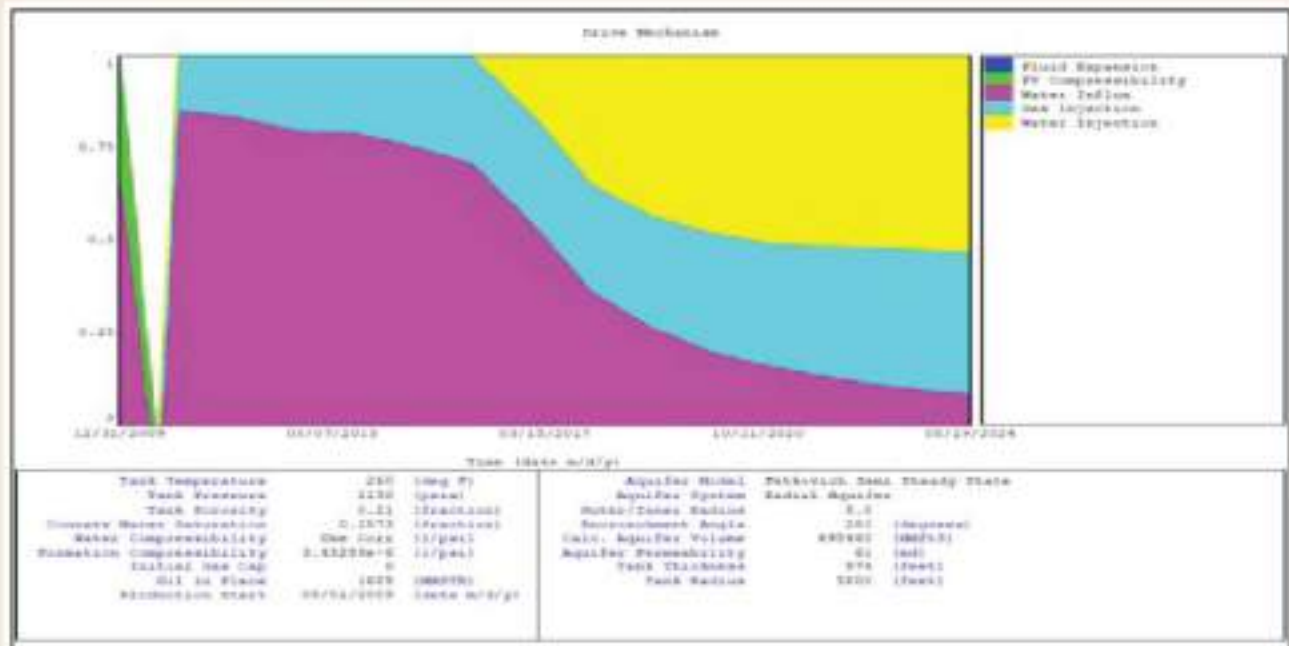


UPDATE CADANGAN BANYU URIP

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.

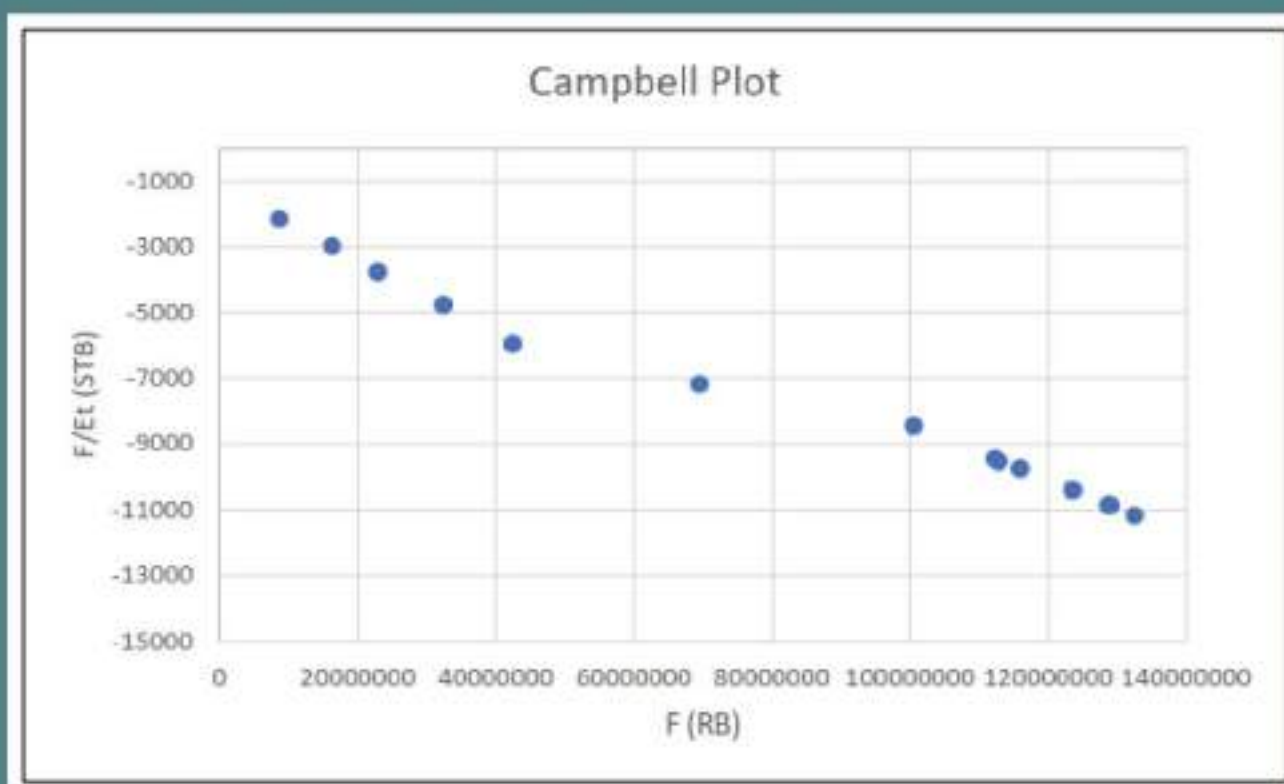


Gambar diatas menunjukkan pendekatan analitis pada lapangan Banyu urip, dimana garis merah menjelaskan bahwa simulasi berjalan tanpa masuknya aquifer, sedangkan garis biru menunjukkan simulasi berjalan dengan adanya aquifer influx ini menunjukkan kecocokan dengan data production history.

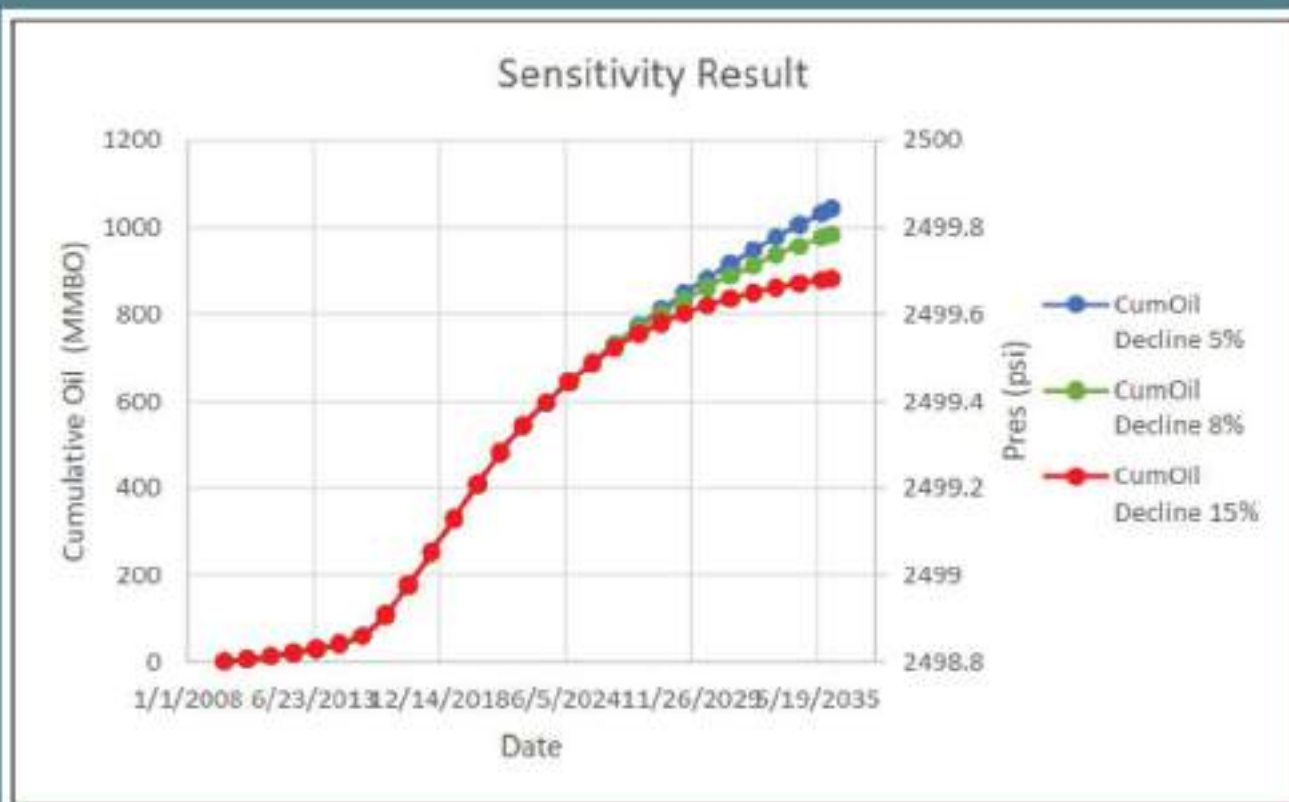


Plot energy menunjukkan tenaga pendorong yang terdapat pada reservoir. Berdasarkan plot energy dapat diketahui bahwa terdapat tiga sumber energi yang dominan dalam mempengaruhi pemulihan minyak yaitu water influx yang ditunjukkan

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



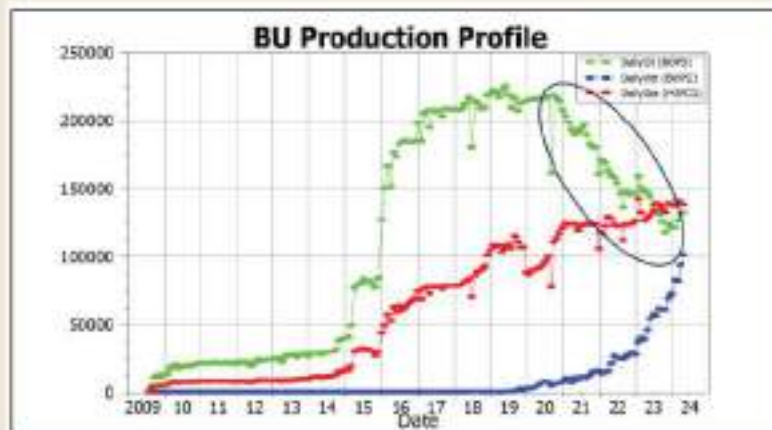
Keberadaan aquifer yang mempengaruhi tekanan dari produksi dapat dilihat sifatnya melalui campbell plot. Dari Campbell plot ini, dapat disimpulkan bahwa Lapangan Banyu Urip memiliki karakteristik water drive yang lemah. Ini berarti bahwa akuifer di lapangan ini tidak memberikan dukungan tekanan yang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



Berdasarkan hasil simulasi prediksi produksi seperti yang ditunjukkan pada gambar diperoleh hasil yang telah disajikan pada tabel berikut.

PRODUCTION PREDICTION BANYU URIP			
Decline Rate (%)	Tank Pressure (Psi)	EUR (MMBO)	RF%
5	2319.59	1043.54	61.93%
8	2268.00	983.8	58.39%
15	2171.12	882.67	52.38%

Analisis Decline Curve Analysis (DCA) dilakukan pada data produksi dari tahun 2020 hingga 2024. Selama periode ini, produksi telah mengalami penurunan setiap tahun. Tujuan dari analisis ini adalah untuk mengetahui cadangan minyak yang tersisa pada reservoir tersebut.



Hasil dari analisis Decline Curve Analysis (DCA) adalah sebagai berikut: Saat menggunakan metode eksponensial dengan nilai ($b = 0,4$), diperoleh laju penurunan produksi sebesar 12,8% per tahun dengan hasil cadangan sebesar 953 MMSTB.

Time	Avg Oil Rate (STBD)	Avg Gas Rate (MMSCFD)	Avg Water Inj Rate (STBD)
1/1/2024	126774.55	136.83	227016.54
1/1/2025	116632.59	139.83	254042.26
1/1/2026	107301.98	140.00	250151.92
1/1/2027	98717.82	140.00	247712.92
1/1/2028	90820.40	140.00	246700.35
1/1/2029	83554.77	140.00	247190.35
1/1/2030	76870.38	140.00	248991.92
1/1/2031	70720.75	140.00	252199.27
1/1/2032	65063.09	140.00	256823.48
1/1/2033	59858.05	140.00	262890.04
1/1/2034	55069.40	140.00	270422.53
1/1/2035	50663.85	140.00	279462.22
1/1/2036	46610.74	140.00	290056.39

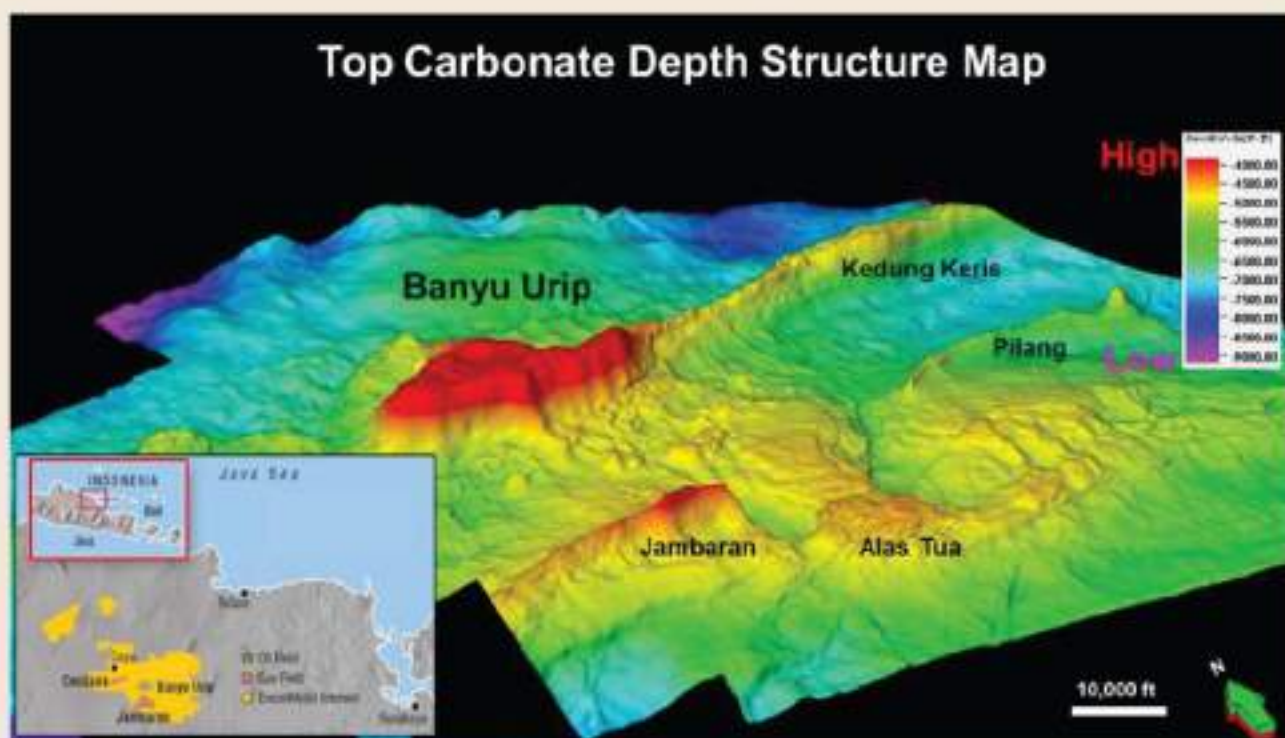


OPTIMASI PENGEMBANGAN LAPANGAN (OPL) BANYU URIP INFILL & CLASTIC

LATAR BELAKANG

Lapangan Banyu Urip ditemukan pada tahun 2001 dan mengandung hidrokarbon pada dua system reservoir yaitu reservoir Serravalian Klastik dan Kujung Karbonat. Reservoir Serravalian Klastik berumur Middle-Miocene mengandung minyak dan gas sebagai tudung gas (gas cap), melapisi reservoir Kujung Karbonat berumur Oligo-Miocene yang mengandung minyak. Lapangan Banyu Urip telah dikembangkan dengan total jumlah sumur 46 termasuk 1 sumur deliniasi. Sumur-sumur tersebut dibor dari 3 wellpad yang berbeda (PAD A, PAD B, dan PAD C), terdiri dari 31 sumur produksi, 13 sumur injeksi air dan 3 sumur injeksi gas.

EMCL melakukan pemrosesan ulang data seismik 3D (3D seismic re-processing) di sekitar area Lapangan Banyu Urip dengan menggunakan metode QAPSDM di tahun 2017. Beberapa processing steps yang dilakukan antara lain pre-processing, interpolasi 4D dan pemodelan data velocity.



Gambar 22 Peta Lokasi struktur banyu urip

Pemrosesan ulang data tersebut menghasilkan peningkatan S/N ratio dan data frekuensi, serta menempatkan lokasi subsurface layers dengan lebih tepat. Hasil akhir dari data seismik yang baru ini memberikan gambaran reservoir Kujung Karbonat yang lebih akurat, baik internal stratigrafi maupun definisi carbonate frameworknya. Interpretasi terhadap data tersebut memberikan nilai GRV (Gross Rock Volume) yang lebih besar dari pada data sebelumnya, yaitu penambahan sekitar 20% dari total STOOIP (In-place). Setelah dikombinasikan dengan karakterisasi reservoir Kujung Karbonat, analisa total pore system (matrix dan non-matrix), pemodelan statik (geological model) dan data-data produksi, maka dilakukan pemutakhiran model simulasi reservoir.

Hasil simulasi ini menunjukkan adanya potensi dimana terdapat beberapa area yang belum dapat terproduksi hingga akhir masa kontrak Cepu PSC dengan semua sumur produksi Banyu Urip yang ada saat ini. Hal ini memberikan peluang untuk optimasi produksi melalui pemboran beberapa sumur infill di reservoir Kujung Karbonat (Banyu Urip Infill Carbonate) pada area-area tersebut. Selain itu, hasil pemrosesan ulang data seismik juga memberikan informasi yang lebih baik tentang potensi minyak yang terperangkap di reservoir Klastik pada umur-

Serravalian (setara dengan reservoir Ngrayong), dimana lokasinya terletak di atas reservoir karbonat.

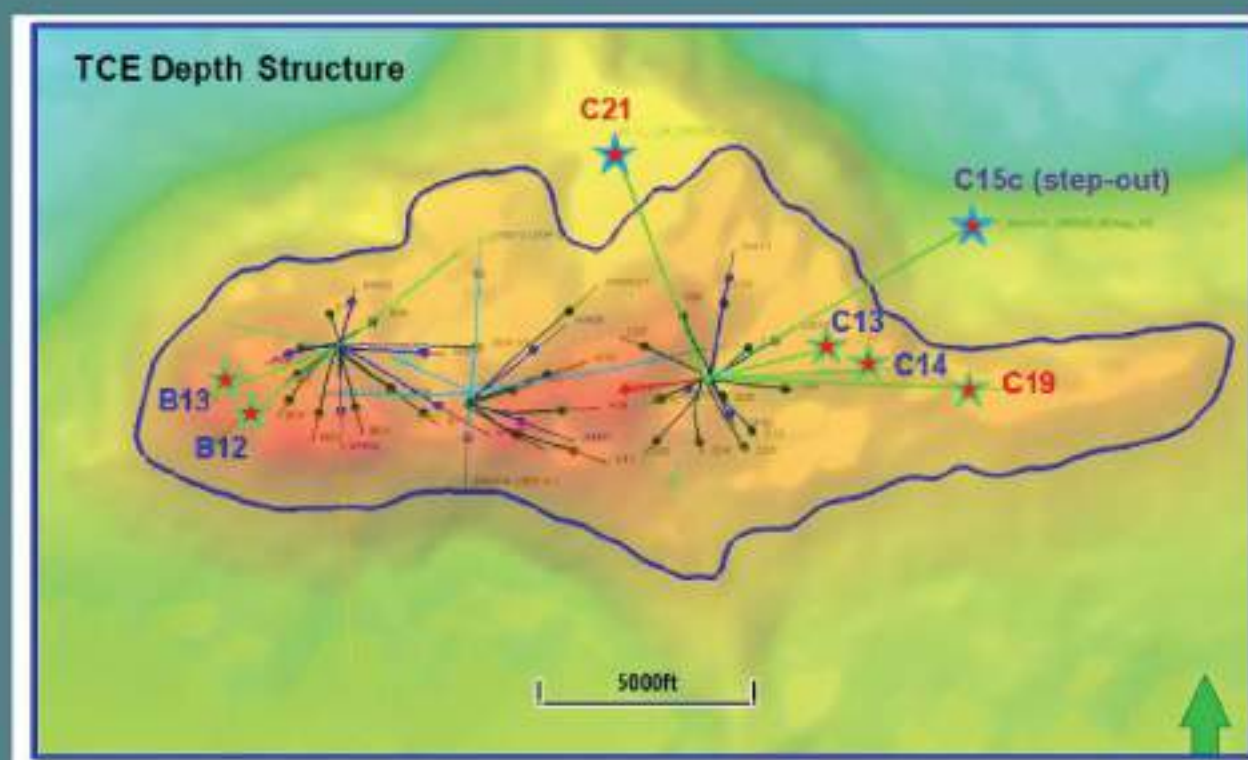
Pelamparan reservoir tersebut terlihat jauh lebih besar dari pada ruang lingkup yang terdapat di POD Banyu Urip. Hal ini membuka peluang untuk melakukan evaluasi lanjutan terhadap potensi minyak yang terdapat di reservoir tersebut dengan melakukan pemboran beberapa sumur klastik appraisal (Banyu Urip Appraisal Clastic).

Hasil dari sumur-sumur appraisal ini akan sangat penting untuk meningkatkan pemahaman tentang reservoir klastik baik dari aspek statik (seperti keberadaan dan kualitas reservoir serta sand/shale ratio) maupun dinamik (seperti konektivitas reservoir, laju alir produksi dan OWC). Data dan informasi tersebut akan berguna untuk evaluasi lanjutan tentang potensi pengembangan dikemudian hari.

MAKSUD DAN TUJUAN

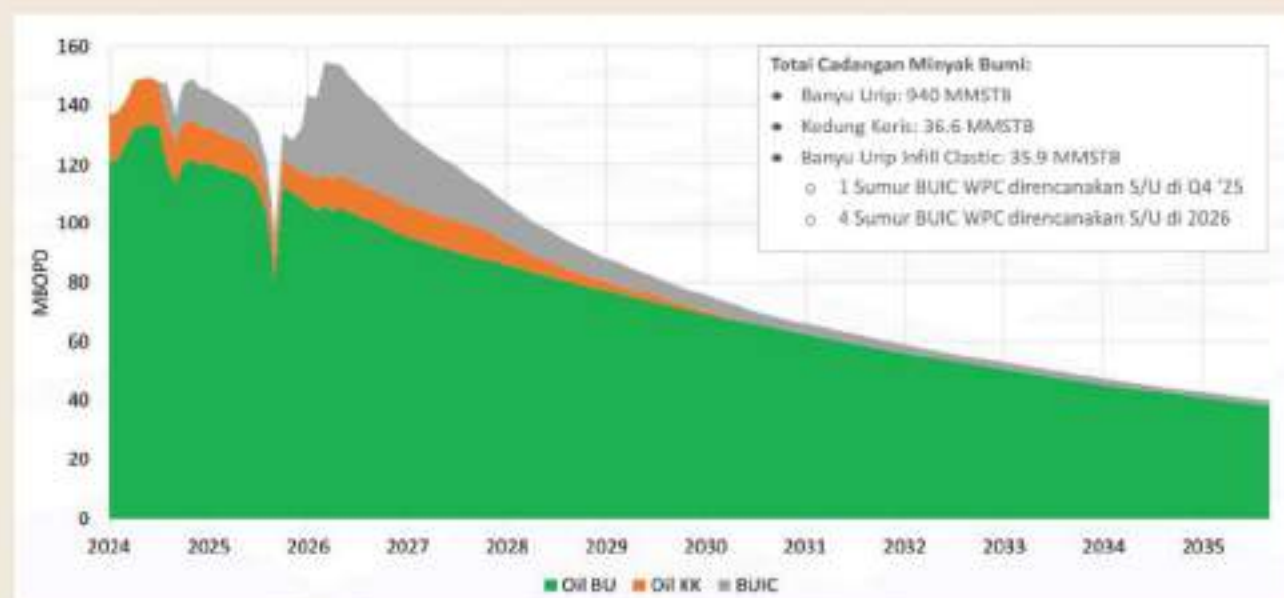
Tujuan optimasi pengembangan lapangan Banyu Urip ("OPL Banyu Urip") adalah untuk meningkatkan produksi dari lapangan Banyu Urip dengan tambahan cadangan minyak sebesar 35.9 MMSTB hingga akhir kontrak PSC tahun 2035 melalui pemboran 5 sumur produksi infill di reservoir Kujung Karbonat dan 2 (1 step-out) 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 :



Ruang Lingkup subsurface mencakup penentuan volumes in-place dan cadangan, penentuan jumlah sumur dan profil produksi. Rangkuman lingkup subsurface dapat dilihat pada Tabel dibawah ini :

EUR (MMBO)					
Unrisked Through Wellbore	Update			OPL	Update
B12	15.3		B12	20.3	15.2
B13	21.3		B13	24.1	21.1
C13	19.4		C13	21.3	21.2
C14	17.3		C14	20.4	19.6
C19 (FarEast)	33.1		B14	17.4	11.7
Total Infill	106.4			103.6	88.7
Incremental Unrisked Infill	68.3			51.3	47.8
Incremental Risked Infill	61.5			41.0	44.6



Perkiraan performa produksi OPL Banyu Urip akan mencapai peak pertambahan produksi pada tahun 2028 dengan rate ~19200 BOPD dan 47000 BLPD rata-rata pertahun.

Total perkiraan biaya drilling & completion untuk untuk Optimasi Pengembangan Lapangan Banyu Urip Infill dengan pengeboran 5 (lima) sumur Infill, 1 (satu) sumur Clastic di Central, dan 1 (satu) sumur Clastic di East adalah sebagai berikut:

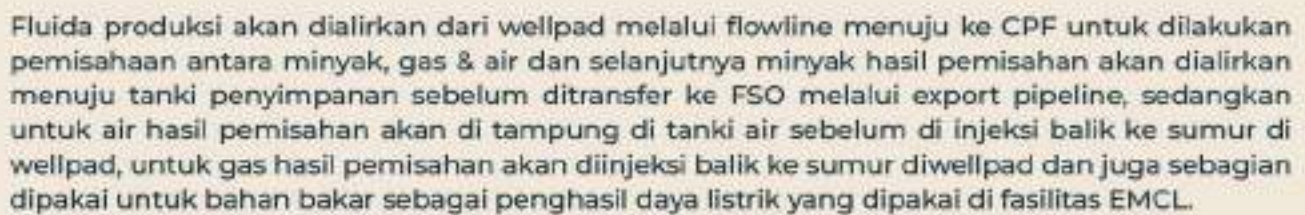
NO	SUMUR	NO AFE	WELL TYPE	USULAN BIAJA (US\$)	EVALUASI BIAJA TEKNIS (US\$)	EVALUASI POKJA BIAJA (US\$)	KETERANGAN
1	B13	24-190-001-00	Infill	28,793,377	28,548,781	23,534,169	Usulan Baru
2	B12	24-190-002-00	Infill	19,256,674	19,010,781	18,085,830	Usulan Baru
3	C19	24-190-003-00	Infill	35,699,189	35,468,752	32,461,479	Usulan Baru
4	C15c	24-190-004-00	Clastic	34,136,441	33,908,971	31,152,877	Usulan Baru
5	C21c	24-190-005-00	Clastic	33,753,041	33,522,395	30,259,087	Usulan Baru
6	C14	24-190-006-00	Infill	22,420,019	22,160,110	19,529,211	Usulan Baru
7	C13	25-190-001-00	Infill	21,162,949	20,900,034	20,255,173	Usulan Baru
			TOTAL	195,221,690	193,519,824	175,277,826	
Alt	C20	24-190-007-00	Alt	20,212,068	20,128,771	175,277,826	Kandidat Sumur Pengganti C14 berdasarkan hasil evaluasi Subsurface dari sumur C19

Detail usulan biaya dimaksud di atas akan didiskusikan lebih lanjut dengan fungsi terkait SKK MIGAS pada saat pengajuan program kerja dan biaya (AFE) Pemboran untuk kemudian mendapatkan persetujuan.

Ruang lingkup Non-Subsurface adalah sebagai berikut:

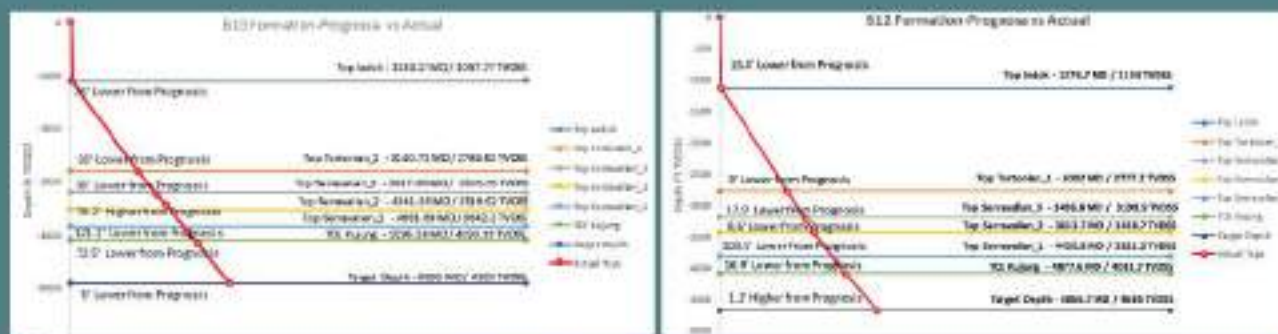
- Pengeboran 7 sumur baru yang terdiri dari 5 sumur carbonate infill + 1 sumur clastic di segmen tengah (P2) + 1 sumur clastic di segmen timur (P3, dry hole)
- Pemasangan flowline dan manifold untuk sumur-sumur tersebut di atas

Produksi dari OPL Banyu Urip akan mencapai peak produksi ± 19200 BOPD dan 47000 BLPD rata-rata pertahun di tahun 2028, yang dapat diakomodir oleh existing fasilitas Lapangan Banyu Urip. Oleh karena itu, lingkup fasilitas produksi untuk OPL Banyu Urip hanya mencakup pengadaan flowline sumur-sumur baru dan header manifold pada wellpad B dan C.



Telah dilakukan spud-in tajak sumur perdana yaitu sumur B13 pada akhir April 2024 dan telah mencapai target pengeboran pada akhir Juni 2024. Pengeboran sumur B12 dimulai pada awal Juli 2024 dan selesai Tie-In pada pertengahan September 2024.

Figure 10 is a seismic section along the B13 actual trajectory. The plot shows seismic velocity (km/s) on the y-axis (0 to 8) and distance (km) on the x-axis (0 to 100). The section is oriented SW-NE. Key features include the B13 trajectory (solid line), B13 stoppage (dashed line), and B13 start (dotted line). A color scale at the bottom indicates velocity from 0 to 8 km/s.



B13 Formation thickness

Formation	Thickness Prognosis (ft)	Thickness Actual (ft)	Offset (ft)
Tortonian	415.71	425.41	9.1
Serravalian	884.85	921.45	36.6
Kujung	829.82	762.3	-67.52

B12 Formation thickness

Formation	Thickness Prognosis (ft)	Thickness Actual (ft)	Offset (ft)
Tortonian	421.7	430.5	8.8
Serravalian	882.8	881.8	-1
Kujung	603.3	585.3	-18

B13 Static Post Drill Result

Drill Length (plan/actual) - ft MD 6682 6893

Drill Length (plan/actual) - ft TVDSS 4920 4925

Post-drill results

	LS	ML	HS
Res Quality/Porosity (%)	12	22	25
Oil Column Thickness (ft)	120	210	290
TCE depth (ft)	12	0	-150

B12 Static Post Drill Result

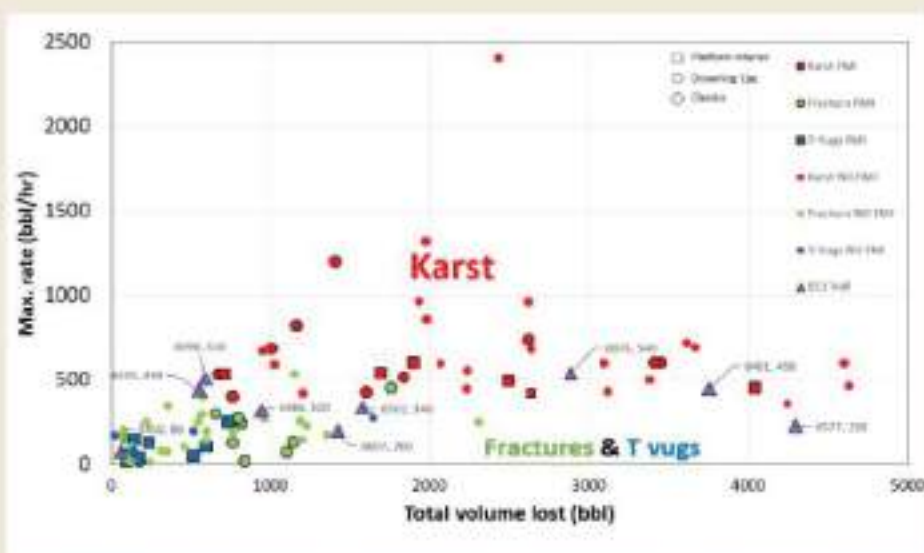
Drill Length (plan/actual) - ft MD 5867 6076

Drill Length (plan/actual) - ft TVDSS 4685 4684

Post-drill results

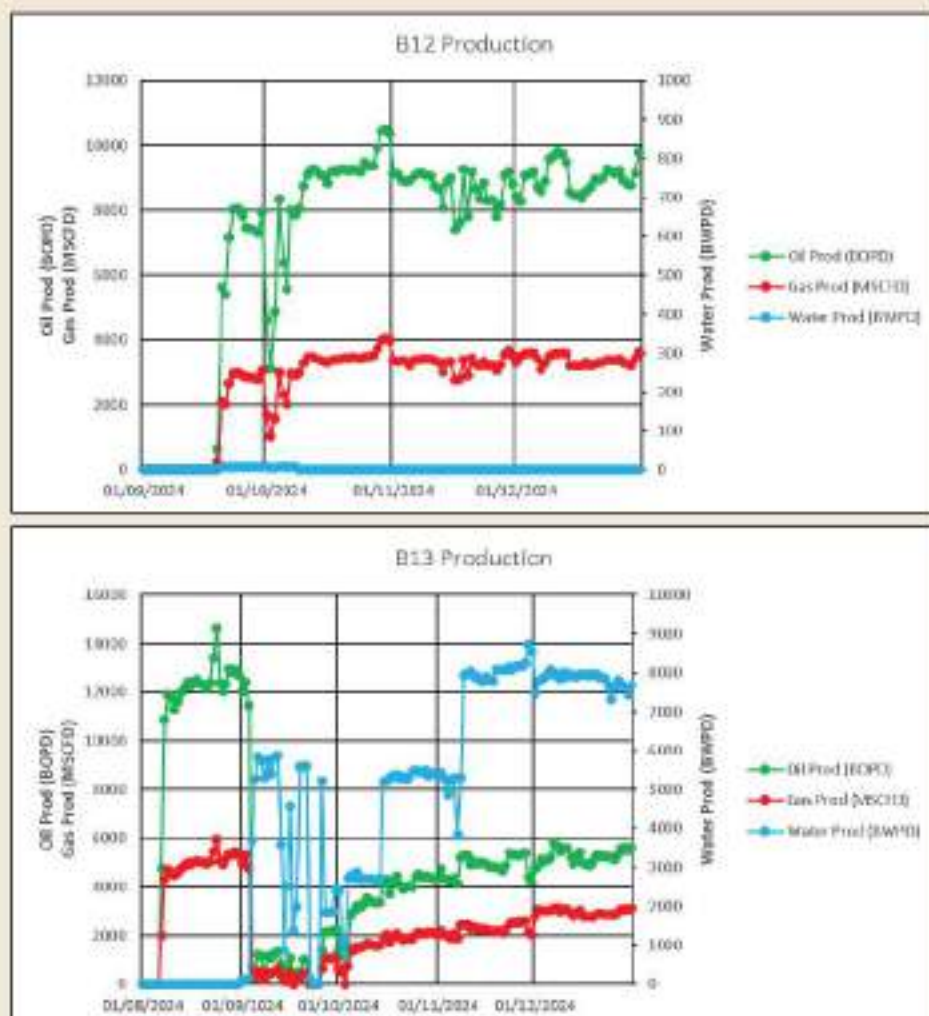
	LS	ML	HS
Res Quality/Porosity (%)	12	22	25
Oil Column Thickness (ft)	120	210	290
TCE depth (ft)	12	0	-150

Setelah dilakukan pengeboran, terkonfirmasi bahwa formation tops dari beberapa formasi ditemukan lebih rendah atau lebih tinggi yang menyebabkan perubahan oil column thickness yang telah dicantumkan pada tabel diatas.

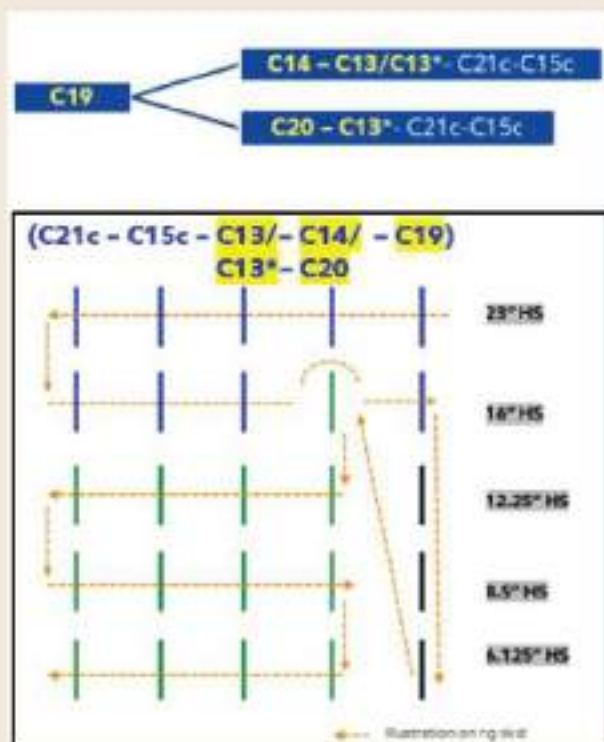


Pengeboran sumur B-13 mengalami circulation loss yang disimpulkan menggunakan grafik diatas. Formasi karbonat terkonfirmasi pada 6893 ft MD dan TD sumur diperpanjang akibat sudut inklinasi yang lebih tinggi. Interpretasi kontak fluida berada pada 4540 ft TVDSS untuk GOC dan 4698 ft TVDSS untuk OWC. Ketebalan kolom minyak yaitu 158 ft TVDSS.

Sumur B13 pada awal produksi mencapai angka 13.000 bopd, namun kejadian water out membuat sumur B13 harus dilakukan remediasi dan produksi dengan bukaan choke yang lebih rendah. Sumur B12 pada berproduksi di angka 5000-8000 bopd namun tidak dinaikkan diatas 10,000 bopd untuk mencegah terjadinya gas breakthrough. Berikut merupakan produksi actual dari sumur B12 dan B13.



Pengeboran dilanjutkan dengan melakukan batch drilling 5 sumur sekaligus yaitu sumur C13, C14, C19, C15c dan C21c. Batch drilling akan dilakukan sesuai dengan alur yang ada pada gambar berikut. Setelah pengeboran 5 sumur dilakukan, akan dilanjutkan dengan kompleksi dan tie in menuju fasilitas produksi dengan perkiraan dimulainya produksi pertama sekitar akhir 2025.



Hasil pengeboran sumur C19 menunjukkan ketebalan formasi yang lebih tipis dari prognosa, namun memiliki ketebalan kolom minyak yang baik menuju high side. Kedalaman TCE yang diinterpretasi pada seismik diklasifikasikan sebagai chaotic dan menghasilkan interpretasi TCE yang tinggi dengan asumsi terdapat GOC yang rata dengan seluruh reservoir. Namun TCE actual berada dibawah GOC dan memiliki WOC yang tilted sehingga kolom minyak terukur lebih tebal.

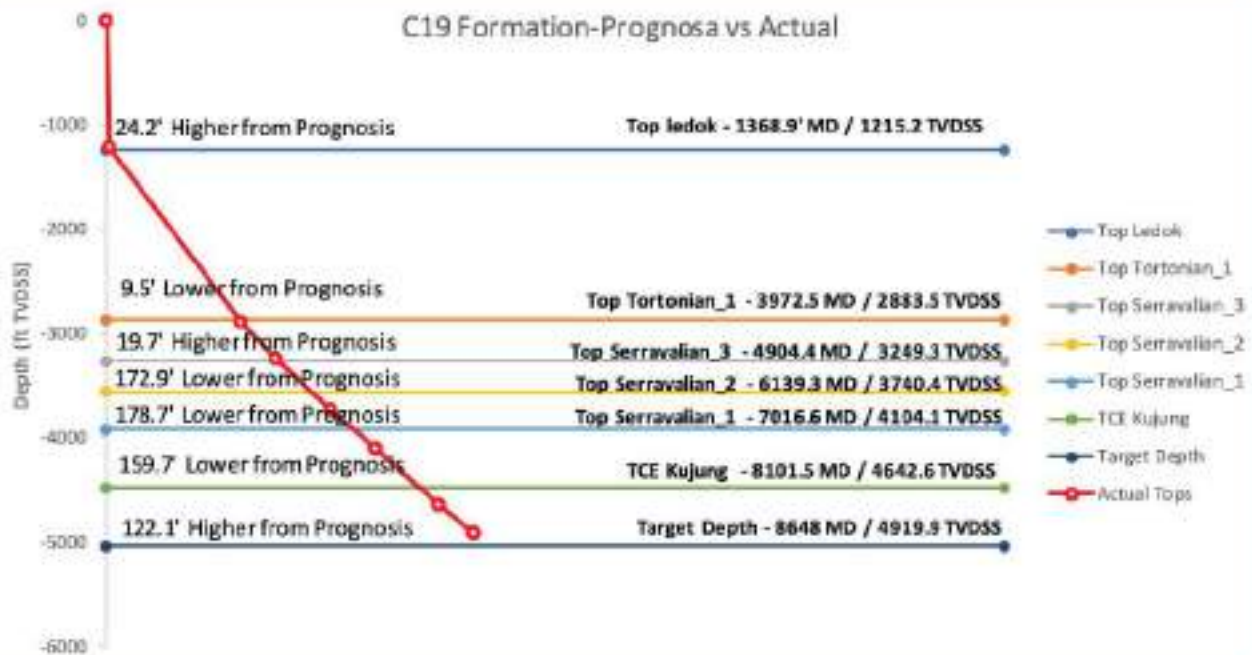
Formation	Thickness Prognosis (ft)	Thickness Actual (ft)	Offset (ft)
Tortonian	395.1	365.8	-29.3
Serravalian	1213.8	1393.3	179.5
Kujung	559.1	277.3	-281.8

Static Post Drill Result

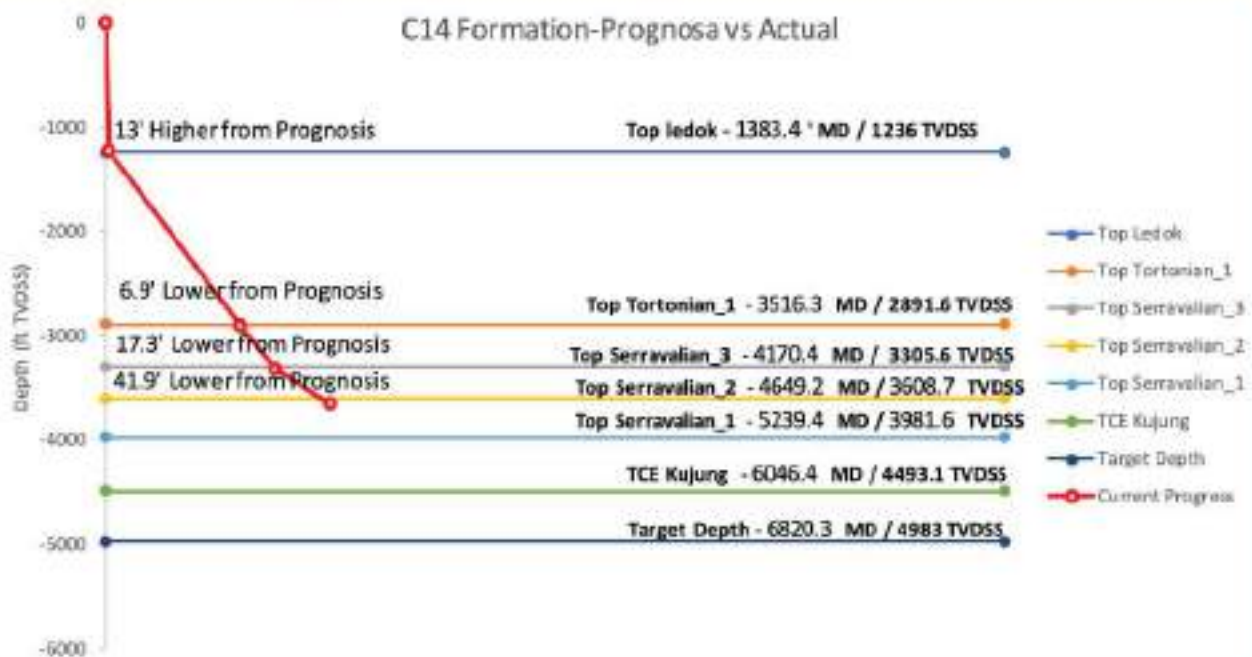
Drill Length (plan/actual) - ft MD 9455 8648

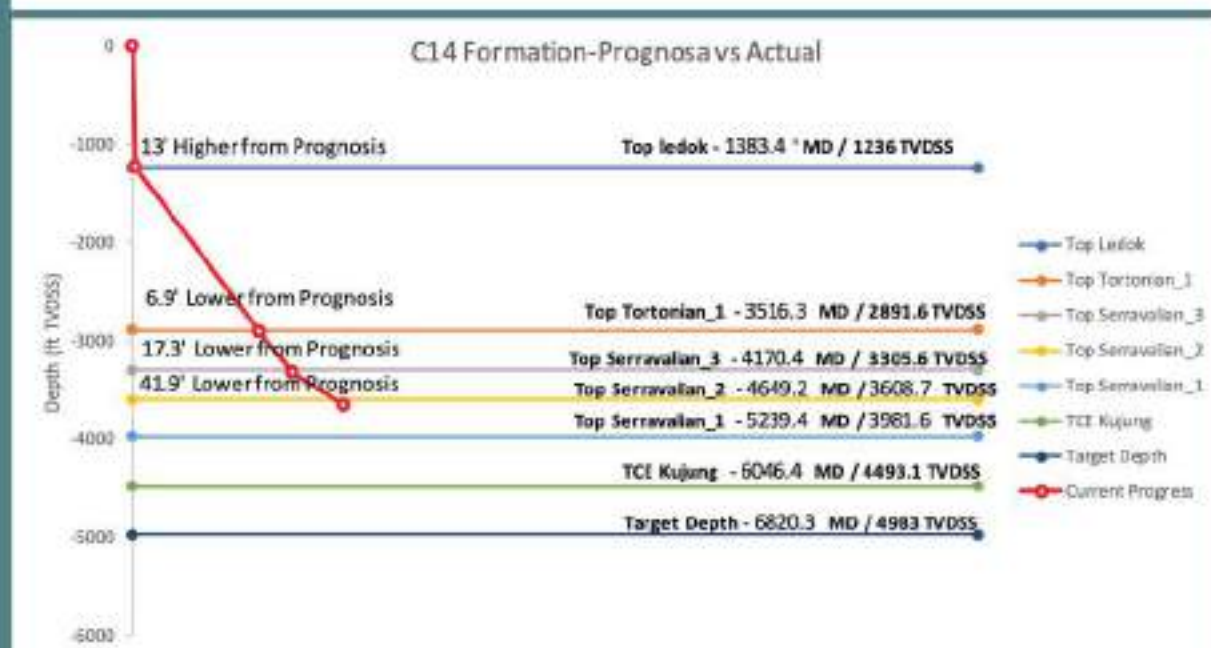
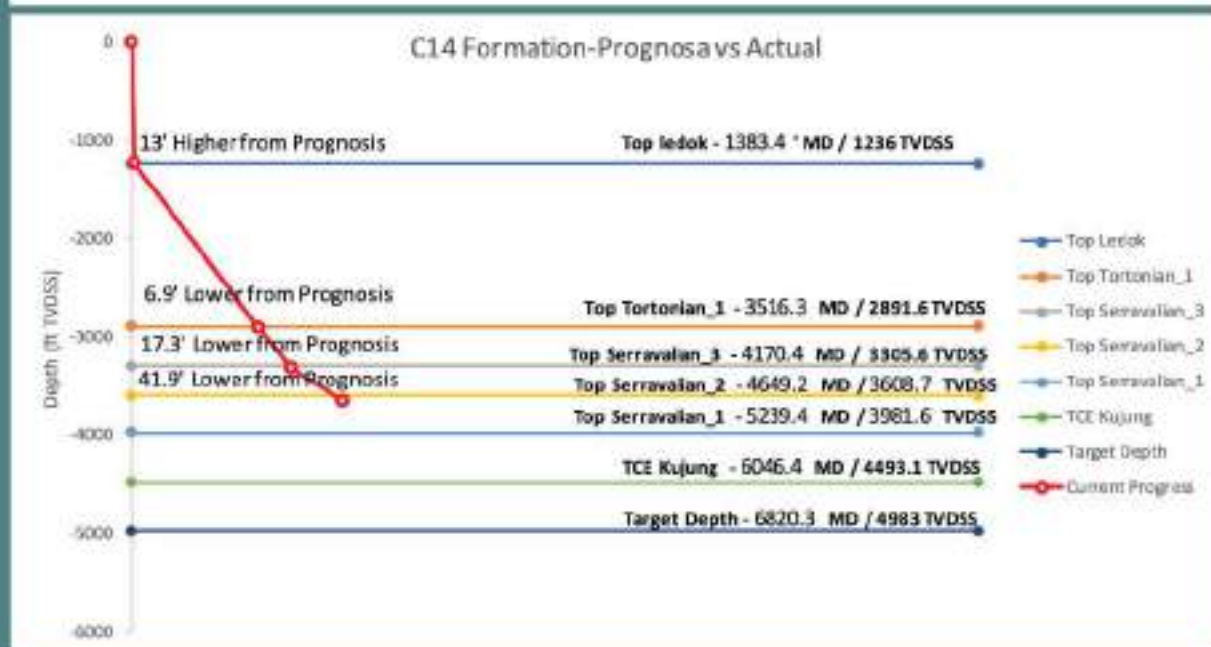
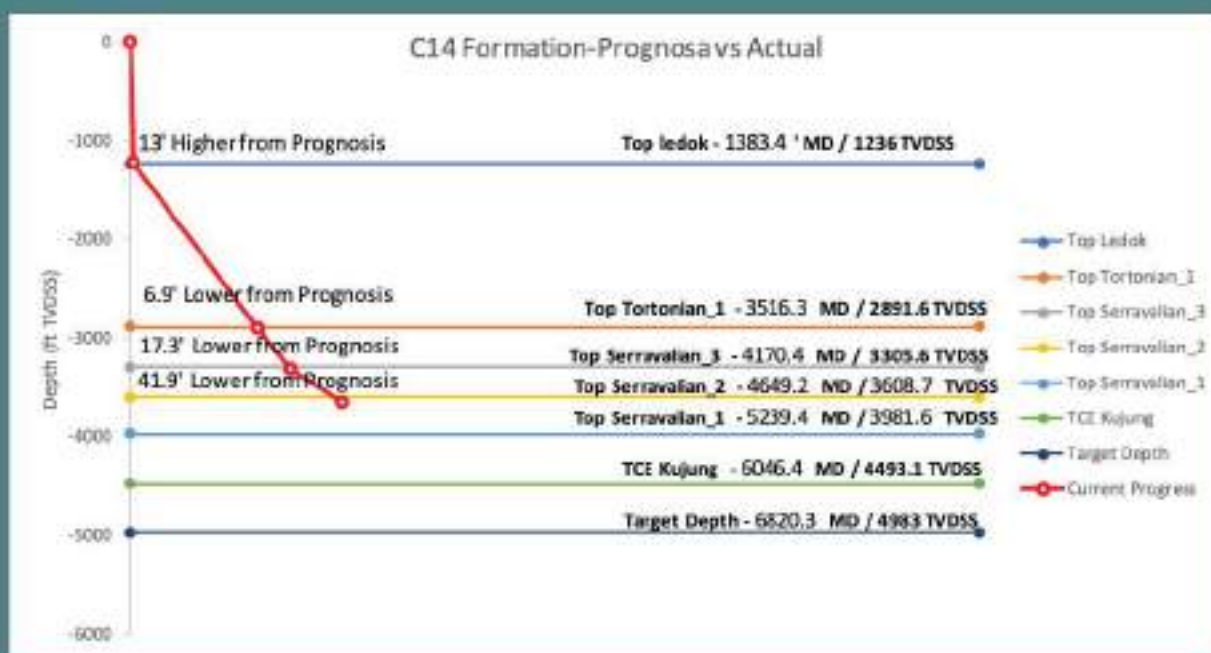
Drill Length (plan/actual) - ft TVDSS 5042 4920

Post-drill results	LS	ML	HS
Res Quality/Porosity (%)	12	21	30
Oil Column Thickness (ft)	70	260	350
TCE depth (ft)	+200	0	-300



Pengeboran Sumur C13, C14, C15c dan C21c masih dalam tahap pengeboran dan dapat dilihat progress masing masing sumur pada grafik berikut.





ASPEK KOMERSIAL

Produksi minyak dari sumur-sumur OPL Banyu Urip akan dialirkan ke Central Processing Facility eksisting yang kemudian disalurkan melalui pipa onshore dan offshore menuju FSO Gagak Rimang/ Banyu Urip Marine Terminal untuk kemudian dilakukan lifting ke kapal-kapal pembeli.



Gambar 29 Komersialitas Minyak Lapangan Banyu Urip Infill Clastic

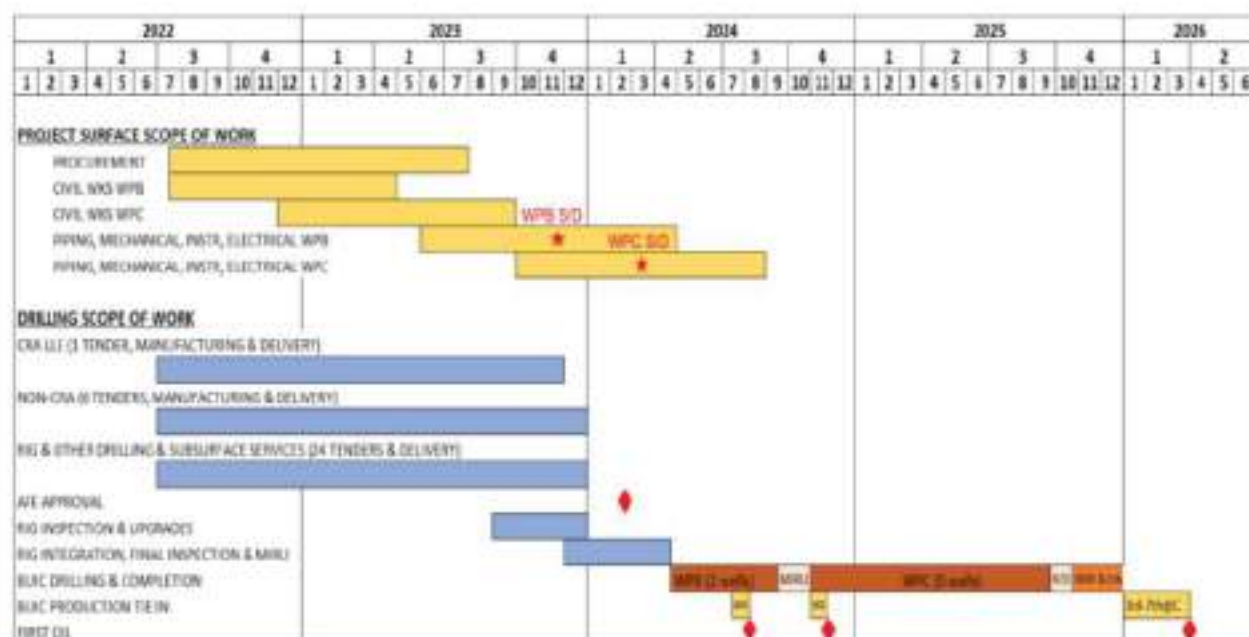
PROJECT SCHEDULE

Pengeboran BUIC campaign dilanjutkan dengan batch drilling untuk 5 sumur yaitu C19, C14, C20, C15c dan C21c yang telah dimulai pada bulan oktober 2024 hingga tahun 2025.



Tabel 8 Rencana Pengembangan Lapangan Banyu Urip

BUIC Surface Project Schedule



KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2024

Pada tahun 2024 telah dilaksanakan Scheduled Shutdown yang pelaksanaannya bersamaan dengan perbaikan fasilitas setelah kejadian black out di Central Processing Facility. Untuk menjaga penurunan produksi yang tidak begitu jauh, dilakukan pekerjaan pemeliharaan sumur dan perawatan rutin sumuran.

Selain itu dilakukan pemeliharaan rutin fasilitas produksi antara lain meliputi :

- Aktivitas wellwork dan pemeliharaan di beberapa sumur produksi untuk memastikan bahwa alat keamanan dan keselamatan pada sumur tersebut bekerja dengan baik.
- Melakukan pemeliharaan rutin di beberapa sumur produksi untuk memastikan bahwa alat keamanan dan keselamatan pada sumur tersebut bekerja dengan baik
- Melakukan kegiatan pigging CPF ke Export Pipeline FSO
- Melanjutkan kegiatan inspeksi, pembersihan dan perbaikan sebagai bagian dari sertifikasi ulang pada unit SRU dan Thermox Waste Heat Boiler untuk mendapatkan ijin kelayakan unit operasi
- Melakukan kegiatan coring media filter MMF-F&I untuk menjaga mutu pasokan air yang dibutuhkan proses produksi dalam ambang batas normal.
- Melakukan kegiatan pemeliharaan rutin di Crude Oil Booster Pump A, Crude Oil Shipping Pump C, Water Injection Pump D and River Water Lift Pump A&C
- Melakukan resertifikasi beberapa PSV sebagai bagian dari regulasi
- Melakukan pemeliharaan pompa-pompa, transmitter dan analyzer di beberapa unit proses
- Melakukan pembersihan di Produced Water Skimming Tank
- Melakukan pembersihan Hydrocyclone Train A 502 dan melakukan opportunity work untuk pemasangan spool di drain line Hydrocyclone 502 yang bocor
- Melakukan cable integrity assessment 11 kV outgoing feeder dari PB-12 ke beberapa substation
- Melakukan penggantian FV di Gas Lift sumur produksi 103 & 304
- Melakukan pembersihan / unclogging line di Intermittent Blowdown & Continuous Blowdown HRSG-E
- Melakukan penggantian air inlet filter di GTG-B
- Melakukan penggantian air inlet filter & I/O module UCP serta melakukan pemasangan sock filter di GTG-C
- Melakukan penggantian N2 Membrane C pada bank 1,2,3,4 & 5
- Melakukan pembersihan di Produced Water Cooler 1B Train-A
- Melakukan perbaikan di N2 PSA Air Compressor-E yang tripped disebabkan oleh socket kabel power kendor di HMI individual Compressor
- Melakukan perbaikan kebocoran di Thermox expansion joint serta beberapa opportunity correctivemaintenance selama kegiatan sertifikasi SRU & Thermox Waste Heat Boiler berlangsung
- Melakukan perbaikan beberapa kerangan (baik kerangan manual, motorized, atau pneumatic) dan perbaikan beberapa gas detector (baik detector asap, api, atau gas beracun)

Rata-rata pada tahun 2024 untuk Availability yaitu 98,77% dan Reliability yaitu 99,74%

Tabel 9 Availability dan Reliability

Revisi	Tahun 2024											
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Mean Equipment Availability (%)	98.46%	99.34%	98.81%	99.27%	98.73%	99.28%	98.22%	98.27%	98.27%	98.80%	99.67%	99.36%
Mean Equipment Reliability (%)	99.13%	99.34%	99.80%	99.80%	99.98%	99.76%	99.24%	99.62%	99.44%	99.98%	99.87%	99.74%

Breakdown CPF Major Equipment Availability dan Reliability Desember 2024

No	Tag Number	Description	Total waktu t. hrs	Running Hours	Unschedule Downtime		Schedule Downtime		Availability	Reliability
					Date	Duration (hour)	Date	Duration (hour)		
1	10BC-GE181350R	GAS TURBINE POWER GENERATOR A	744	744.50	29-Dec	2.50	-	0.00	99.66%	99.66%
2	10BC-GE1813540	GAS TURBINE POWER GENERATOR B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
3	10BC-GE1813530	GAS TURBINE POWER GENERATOR C	744	744.50	29-Dec	2.50	-	0.00	99.66%	99.66%
4	10BC-GE1813600	GAS TURBINE POWER GENERATOR D	744	292.96	29-Dec	2.50	29-31 Dec	72.00	99.99%	99.66%
5	10BC-GE1813630	GAS TURBINE POWER GENERATOR E	744	467.89	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
6	10BC-GE1813660	GAS TURBINE POWER GENERATOR F	744	86.05	29-Dec	2.50	-	0.00	99.66%	99.66%
7	10BC-CFG366811	FUEL GAS COMPRESSOR A	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
8	10BC-CFG366811	FUEL GAS COMPRESSOR B	744	734.13	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
9	10BC-CAG333811	GAS INJECTION COMPRESSOR A	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
10	10BC-CAG333811	GAS INJECTION COMPRESSOR B	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
11	10BC-CA5654561	GAS LIFT COMPRESSOR A 1ST STAGE	744	753.45	29-Dec	6.95	-	0.00	99.19%	99.19%
12	10BC-CA5654562	GAS LIFT COMPRESSOR A 2ND STAGE	744	736.48	29-Dec	7.52	-	0.00	99.62%	99.62%
13	10BC-CA5654563	GAS LIFT COMPRESSOR B 1ST STAGE	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
14	10BC-CA5654564	GAS LIFT COMPRESSOR B 2ND STAGE	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
15	10BC-PA642502A	CRUDE OIL SHIPPING PUMP A	744	732.35	31-Dec	0.14	13-Dec	12.00	98.37%	99.98%
16	10BC-PA642502B	CRUDE OIL SHIPPING PUMP B	744	92.76	31-Dec	0.14	8-Dec	12.00	99.37%	99.98%
17	10BC-PA642502C	CRUDE OIL SHIPPING PUMP C	744	672.13	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
18	10BC-PAT683066A	WATER INJECTION PUMP A	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
19	10BC-PAT683066B	WATER INJECTION PUMP B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
20	10BC-PAT683066C	WATER INJECTION PUMP C	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
21	10BC-PAT683066D	WATER INJECTION PUMP D	744	0.34	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
22	10BC-PAT683066A	WATER INJECTION BOOSTER PUMP A	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
23	10BC-PAT683066B	WATER INJECTION BOOSTER PUMP B	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
24	10BC-PAT683066C	WATER INJECTION BOOSTER PUMP C	744	744.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
25	10BC-PAT683066D	WATER INJECTION BOOSTER PUMP D	744	0.00	-	0.00	-	0.00	100.00%	100.00%
									99.66%	99.67%

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Banyu Urip pada tahun 2024 :

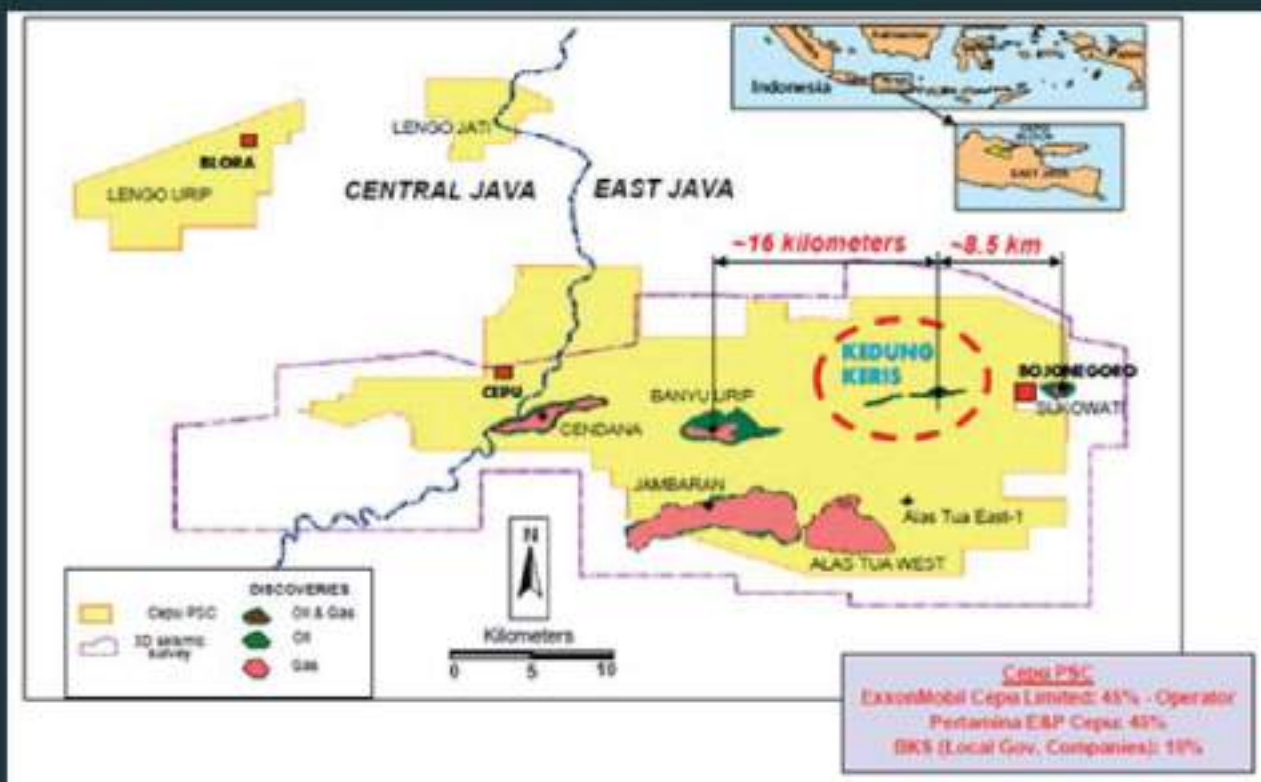
Tabel 10 Kegiatan Operasi Produksi lapangan Banyu Urip 2024

KEGIATAN	SATUAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Melanjutkan evaluasi cadangan minyak Banyu Urip (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
Floating Storage Offloading (FSO) melaksanakan Risk Base Inspection (RBI)	Hari	31	31	Program pemeliharaan Terencana 2024
Gas Shut Off	Sumur	1	5	Telah dilakukan Gas Shut Off pada sumur C05, A05, C04, C12, C09
Water Shut Off	Sumur	1	3	Telah dilakukan Water Shut Off pada sumur B01, A10, B13
Acid Scale Squeeze	Sumur	3	11	Telah dilakukan Acid Scale Squeeze pada sumur C07, A11, A07, A10, A09, C05, C03, B10, B01, B08, B09

Well	Program	Actual Job Execution	Note	Status	Oil (Bopd)		Gas (Mscfd)		Water (Bwpd)		GOR (scf/bbl)		Water Cut (%)	
					Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job	Pre Job	Post Job
A05	GSO, Cement Squeeze	Jan-24	Data per bulan Jan 2024	Completed	2,556	3,297	7,570	4,769	225	258	2,962	1,447	8.09	7.27
KK-1	Reperforation	Mar-24	Data per bulan mar 2024	Completed	16,309	14,375	8,290	6,960	2,843	2,073	508	484	14.84	13.60
C05	GSO	May-24	Data per bulan may 2024	Completed	6,864	3,806	12,386	3,913	2,314	1,534	1,804	1,028	23.55	28.73
C12	GSO, GLV Installation, Perforation	Jun-24	Data per bulan jun 2024	Completed	-	3,010	-	4,192	-	1,670.05	-	1,393	-	35.69
C07	Perforation	Jun-24	Data per bulan jun 2024	Completed	11,887	10,321	4,735	13,657	1,214	270	398	1,323	9.27	2.55
C09	Perforation	Jun-24	Data per bulan jun 2024	Completed	8,680	8,027	15,188	1,531	286	25	1,750	191	3.19	0.32
C08	GSO	Aug-24	Data per bulan Aug 2024	Completed	7,549	1,461	18,166	870	364	250	2,599	595	4.60	14.60
B13	WSO, Perforation	Sep-24	Data per bulan Sep 2024	Completed	11,592	2,015	4,703	876	-	3,139	-	435	-	66.90
B01	WSO	Sep-24	Data per bulan Sep 2024	Completed	6,309	4,915	6,174	5,052	9,885	8,565	979	1,028	61.04	63.54
C09	low dosage acid and scale squeeze	Okt-24	Data per bulan Sep 2024	Completed	2,582	3,430	761	1,477	1,046	1,033	295	431	28.82	23.14
C16	low dosage acid	Okt-24	Data per bulan Sep 2024	Completed	5,159	8,273	1,694	2,901	114	92	328	351	2.16	1.11
A10	WSO	Okt-24	Data per bulan Sep 2024	Completed	7,378	8,497	9,674	8,553	7,939	6,392	1,311	1,317	51.77	49.59
C05	low dosage acid	Nov-24	Data per bulan Sep 2025	Completed	5,962	7,561	2,730	3,512	4,216	5,731	458	464	41.42	43.11
C07	low dosage acid	Nov-24	Data per bulan Sep 2025	Completed	10,668	12,080	4,548	6,571	3,423	5,446	428	461	25.35	31.91
B08	Perforation, WSO, Low dosage Acid	Dec-24	Data per bulan Sep 2025	Completed	4,084	3,743	3,302	2,993	5,646	6,615	818	800	53.33	63.87

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 Kalitidu, Kabupaten Bojonegoro Provinsi Jawa Timur. Tapak Sumur Kedung Keris berlokasi kurang lebih dua (2) kilometer (km) sebelah selatan jalan utama yang menghubungkan kota Cepu dan Bojonegoro. Kota terdekat dari lapangan Kedung Keris adalah Cepu dan Bojonegoro.

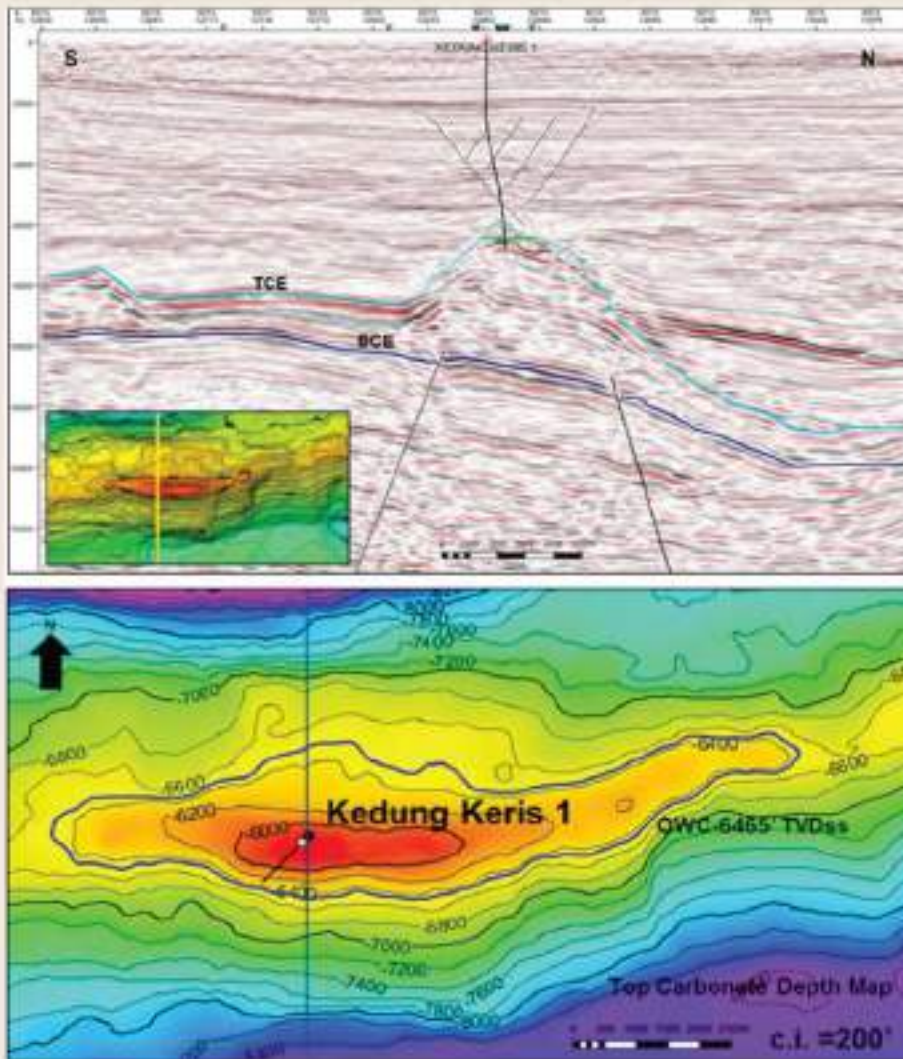


Gambar 31 Kedung Keris Field Map

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.

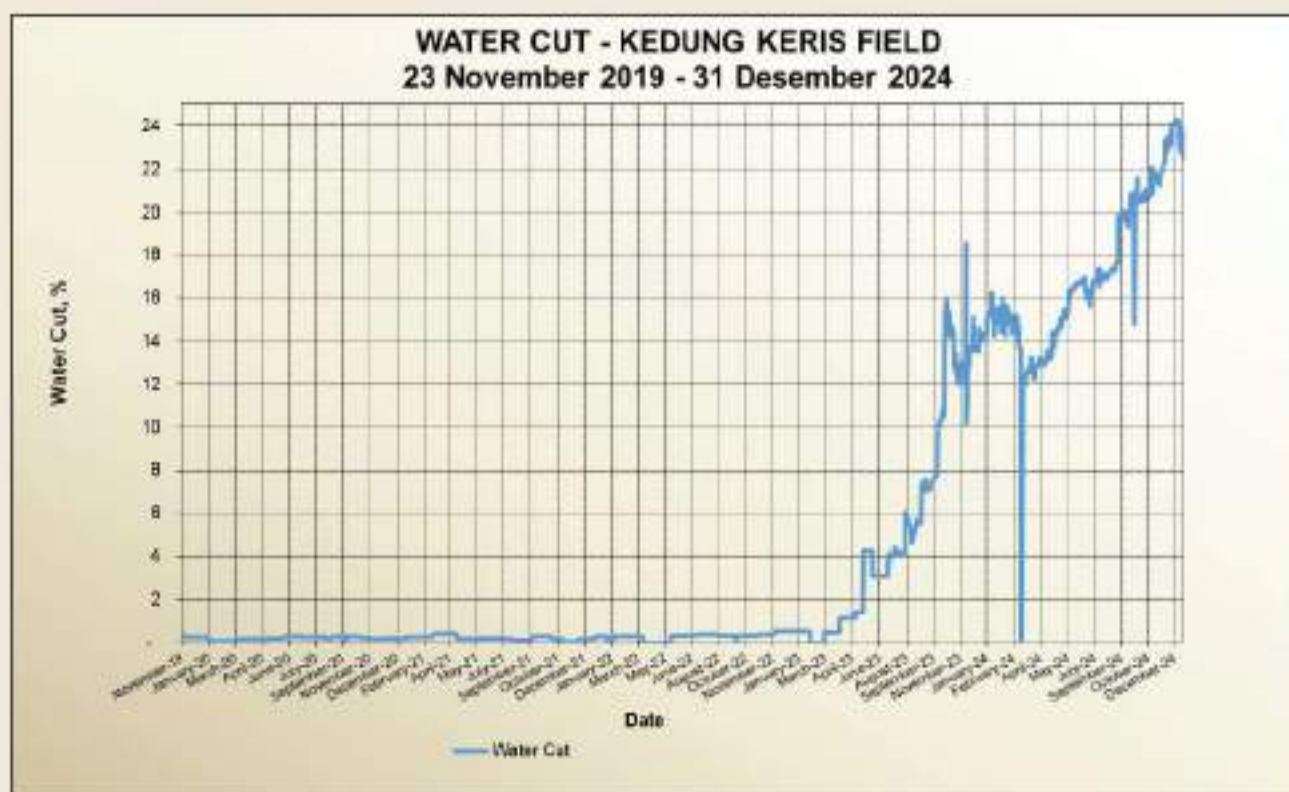
Pada tahun 2011, dilakukan pemboran sumur KK-1. Open hole logging, side wall cores dan sampel-sampel MDT diambil tanpa dilakukan uji alir sumur. Kemudian dilakukan TP&A (Temporary Plugged and Abandoned). Maksimum oil column penetration ~560 ft dengan Oil Water Contact (OWC) 6.464 ft TVDSS. Data yang 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.

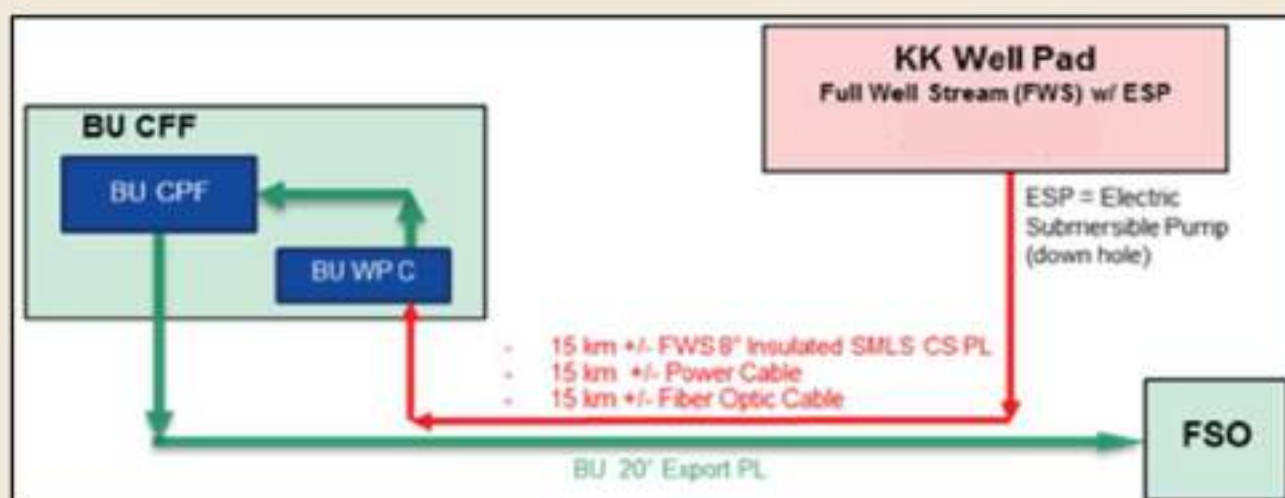


Gambar 34 Water Cut Kedung Keris Field

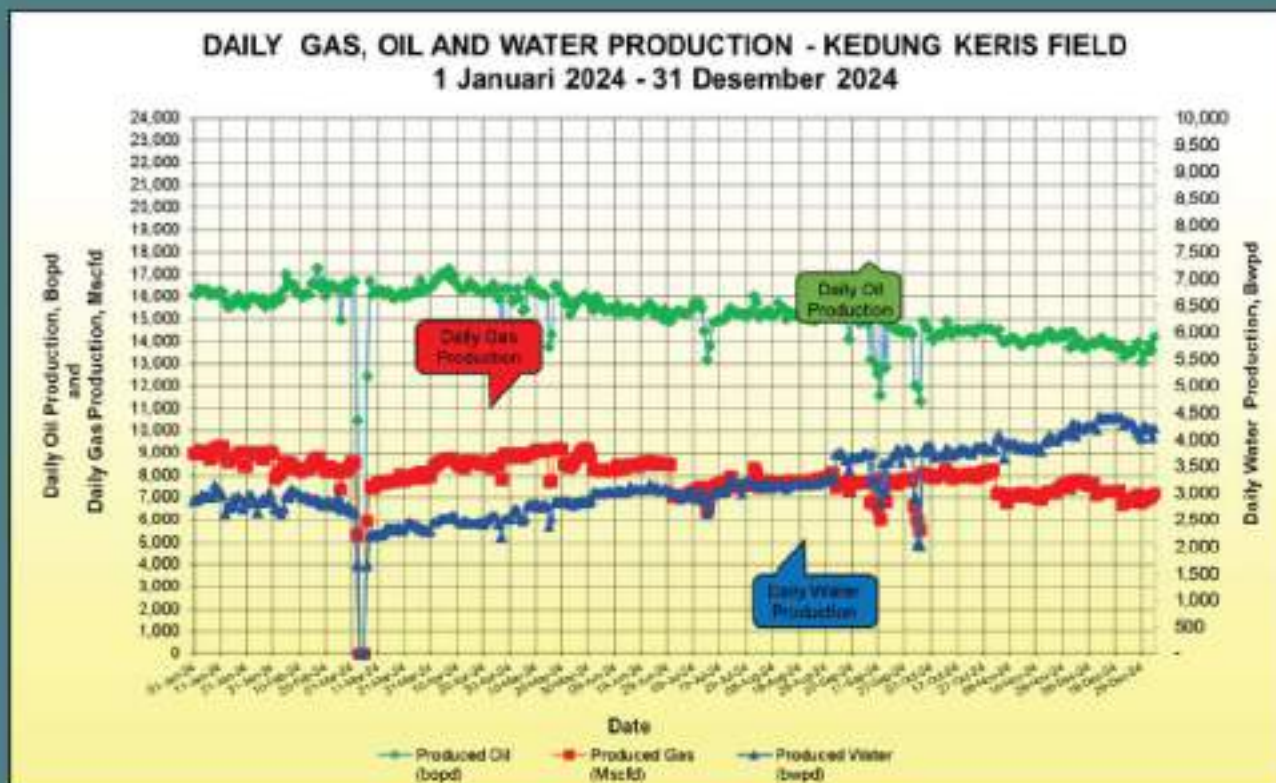
PRODUKSI

Produksi minyak di Lapangan Kedung Keris on-stream pada tanggal 23 November 2019 dengan laju alir awal minyak 3,800 BOPD dan mencapai peak production sebesar 22,657 BOPD pada tahun 2023. Rata-rata produksi pada tahun 2024 (1 Januari - 31 Desember 2024) sebesar 15,102 BOPD.

Skenario pengembangan Lapangan Kedung Keris adalah fluida produksi dari sumur KK-1 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.



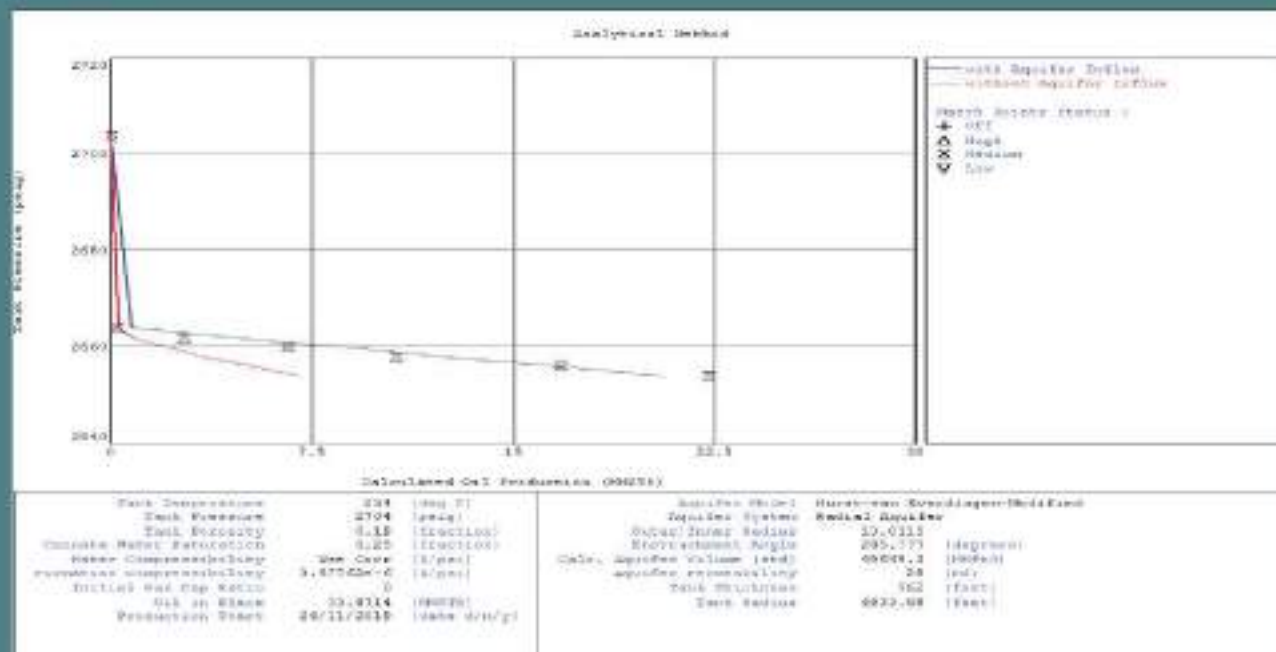
Gambar 35 Block Diagram Kedung Keris Field



Gambar 36 Produksi minyak, gas dan air Kedung Keris Field

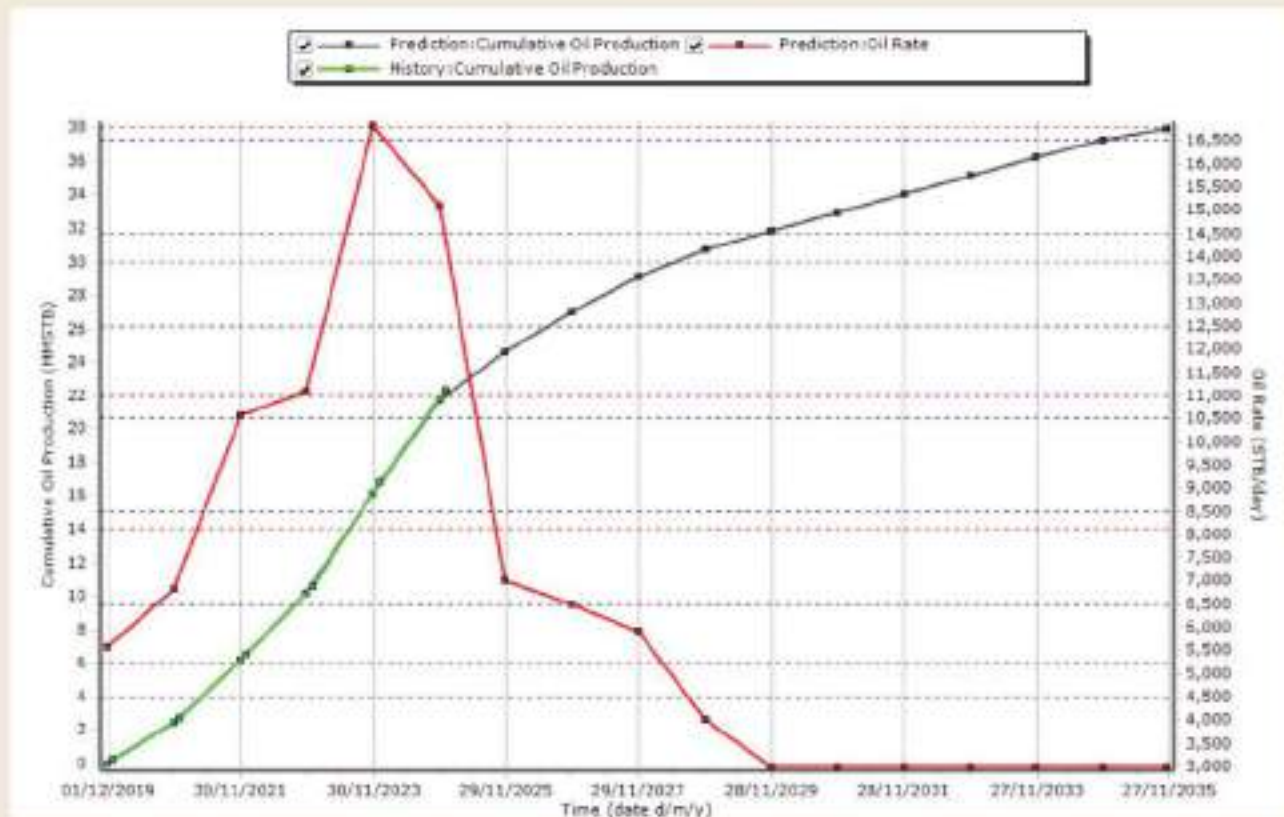
UPDATE CADANGAN KEDUNG KERIS

Tim teknis melakukan studi evaluasi cadangan pada lapangan Kedung Keris. Lapangan Kedung Keris dilakukan evaluasi cadangan menggunakan Material Balance. Analisis cadangan dilakukan dengan Material Balance untuk mendapatkan informasi tambahan terhadap OOIP lapangan Kedung Keris beserta simulasi produksi pada lapangan tersebut.



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 37.93 MMBO.

KEGIATAN OPERASIONAL TAHUN 2024

Berikut rangkuman kegiatan operasi produksi pada lapangan Kedung Keris pada tahun 2024:

Tabel II Kegiatan Operasi Produksi lapangan Kedung Keris 2024

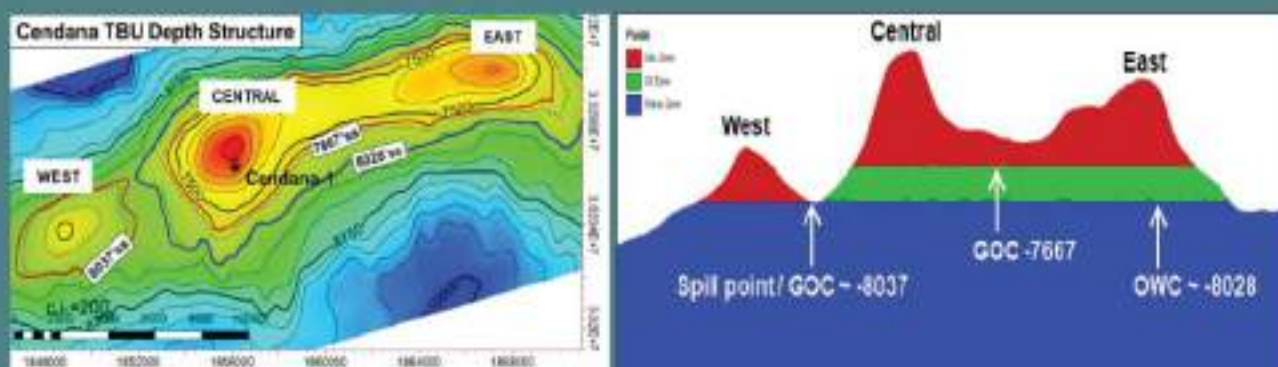
KEGIATAN	SATUAN	RKAP 2024	REALISASI	KETERANGAN
Melanjutkan evaluasi cadangan minyak Kedung Keris (pemantauan kinerja reservoir atau kondisi sumur)	Bulan	12	12	Pemantauan GOR, Water Cut, Tekanan Reservoir, Produksi Minyak, Gas, Water, Monitoring.
Pemeliharaan Fasilitas Operasi	Bulan	12	12	Monitoring pemeliharaan Fasilitas Operasi.
Water Shut Off	Sumur	1	0	

Kegiatan Operasional Blok Cepu selama Tahun 2024 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.

LAPANGAN DISCOVERY UNDEVELOP

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.

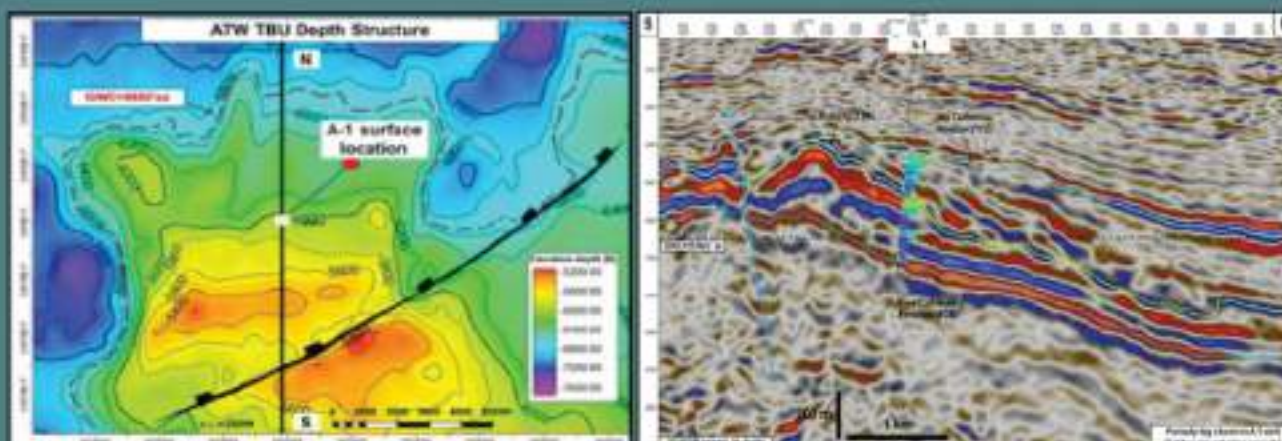
Tabel 12 Perhitungan OGIP Lapangan Cendana

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. Perangkat 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 acree-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 BALUN

Lapangan Balun terletak di Regional Blok Cepu dengan luasan area 12.849 Acre atau 52 km² dimana memproduksi gas sejak tahun 1970. Formasi yang menjadi target reservoir pada lapangan ini, yaitu Formasi Selorejo (270-290 m), Ledok (340-370 m), dan Ngrayong (940-980 m).

Source Rock pada Lapangan Balun merupakan shale yang kaya akan material organik dari sumber Formasi Ngrayong, Tawun, Tubang, dan Ngimbang. Struktur geologi yang berkembang pada Lapangan Balun yaitu Antiklin Balun sehingga antiklin inilah yang menjadi trap HC pada area ini. Migrasi HC diinterpretasikan dari patahan yang banyak ditemukan di lapangan ini. Formasi Lidah yang memiliki ketebalan sekitar 300 meter melampar luas diinterpretasikan menjadi batuan penutup dalam petroleum system Lapangan Balun.



Top Structure of Selorejo Fm.



Top Structure of Ledok Fm.



Top Structure of Ngrayong Fm.

Activ
Go to 5

Lapangan Balun memiliki tiga formasi yang mengandung cadangan gas, sehingga cadangan dihitung untuk masing-masing formasi. Volume bulk pada masing-masing formasi didapatkan berdasarkan peta struktur Lapangan Balun. Volume bulk pada formasi selorejo sebesar 85,710 acree-ft, formasi ledok sebesar 108,253 acree-ft, dan formasi ngrayong sebesar 302,092 acree-ft. Tabel III-15 menunjukkan hasil perhitungan OGIP Lapangan Balun.

Tabel 14 Perhitungan OGIP Lapangan Balun

FORMASI	Vb, acre-ft	Ø, %	Swi, %	Bgi, bbl/scf	OGIP, BSCF
Selorejo	85,710	39	49	0.02817	26.52
Ledok	108,253	35	49	0.02135	46.76
Ngrayong	302,092	25	45	0.01062	201.04
Total OGIP Lapangan Balun, BSCF					274.32

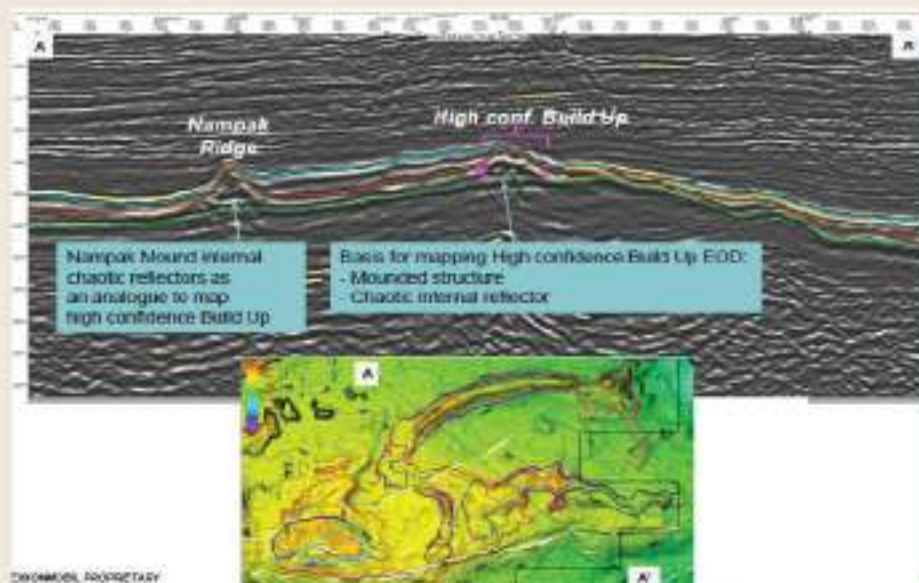
Hasil estimasi OGIP pada lapangan Balun termasuk 2P yakni sebesar 274.32 BSCF.

PROSPEK GAS BLOWDOWN BANYU URIP

Lapangan Banyu Urip pada sistem reservoir memiliki kandungan associate gas yang ikut terproduksi bersama dengan minyak. Nilai GOR pada Lapangan Banyu Urip yaitu 375-390 scf/STB dengan OOIP sebesar 1,657 MMSTB. Berdasarkan data tersebut diperoleh nilai associate gas pada Lapangan Banyu Urip yakni 825.65 BSCF yang diperoleh dari perkalian antara nilai GOR dengan OOIP.

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 acree-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.

Tabel 15 Perhitungan OGIP Lapangan Alas Tua East

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

RINGKASAN CADANGAN GAS BLOK CEPU

Berdasarkan perhitungan volumetrik diperoleh nilai Original Gas In Place (OGIP) setiap lapangan berdasarkan tingkat kepastiannya yakni sebagai berikut.

Tabel 16 Ringkasan cadangan gas Blok Cepu

LAPANGAN	OGIP Reservoir Engineering (BSCF)			NOTES
	P1	P2	P3	
Cendana	279.34	27.82	114.49	P1, P2 & P3 from GRV calculation
Alas Tua West	270.95	250.89	353.61	P1 = LS, P2 = BE, P3 = HS (EMCL Montage Data)
Alas Tua East	-	-	271.98	Montage Data
Balun	-	274.32	-	Accumulation gas calculation Selorejo, Ledok, Ngrayong
Banyu Urip	-	825.65	-	Gas aso
Total	550.29	1,378.68	740.08	-
Grand Total (P1 + P2 + P3)	2,669.05			

PENGEMBANGAN LAPANGAN GAS DISCOVERY UNDEVELOP

Pengembangan lapangan gas di wilayah Blok Cepu difokuskan pada 5 lapangan yaitu Cendana, Alas Tua West, Alas Tua East, Balun, dan Associate Gas Banyu Urip. Simulasi pengembangan lapangan dilakukan selama 30 tahun (2030-2060) dengan target raw gas rate sebesar 150 MMscfd dan lean gas rate sebesar 100 MMscfd. Metode yang digunakan dalam pengembangan lapangan yaitu staging development (bertahap).

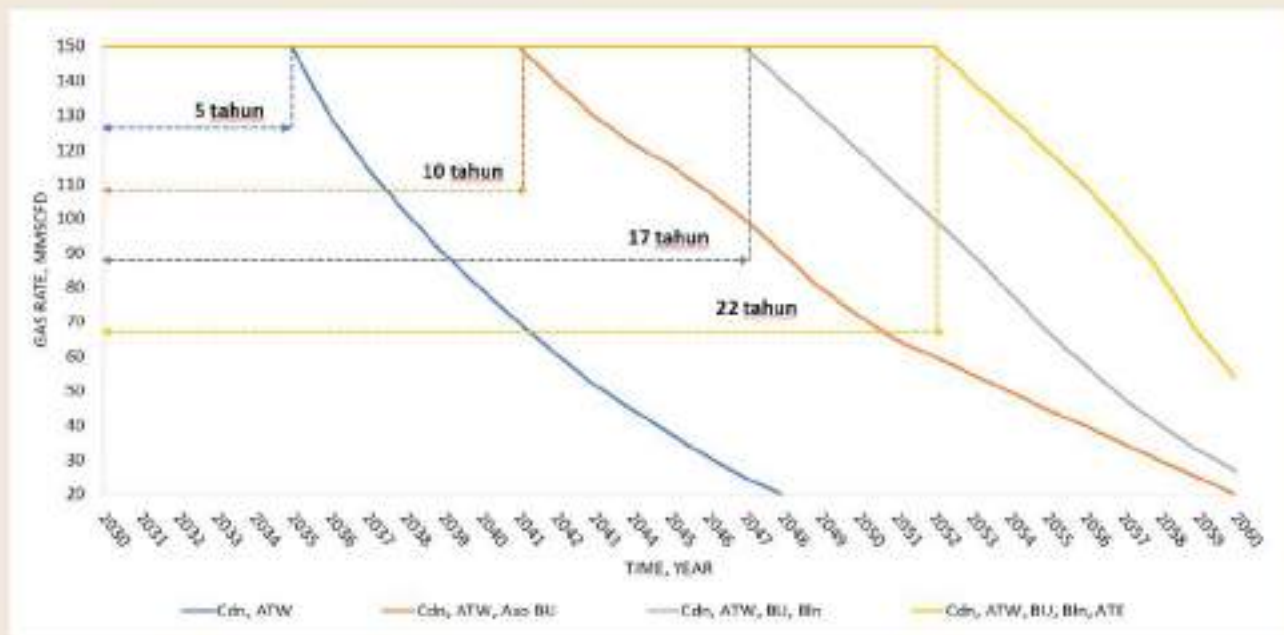
Lapangan Cendana dan Alas Tua West akan mulai diproduksi pada awal dengan total rate 150 MMscfd. Selama 5 tahun produksi yaitu hingga tahun 2035 gas rate akan menurun, sehingga untuk mencapai 150 MMscfd, Lapangan Banyu Urip diproduksi mulai tahun 2036, dilanjutkan dengan Lapangan Balun pada tahun 2042 dan Alas Tua East tahun 2048. Berdasarkan hasil pengembangan lapangan diperoleh plateau rate 150 MMscfd selama 30 tahun mulai tahun 2030-2060.

Pada simulasi pengembangan lapangan metode staging development terdapat 4 case yakni sebagai berikut :

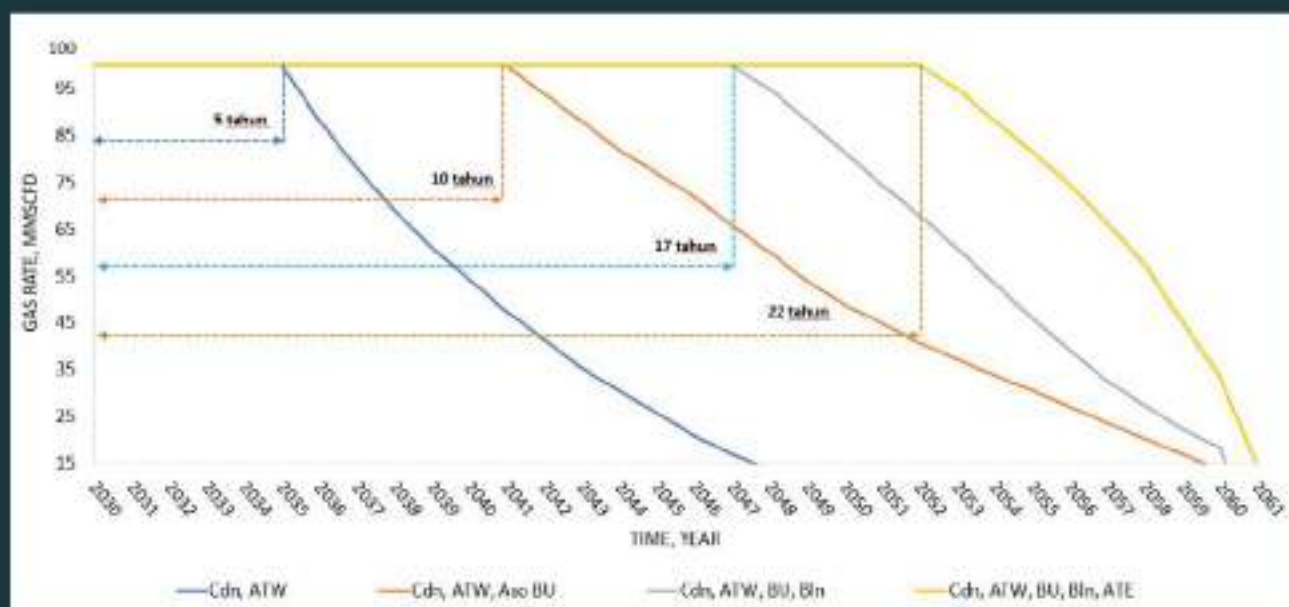
- a) Case 1 : Cendana + Alas Tua West
- b) Case 2 : Cendana + Alas Tua West + Associate Gas BU
- c) Case 3 : Cendana + Alas Tua West + Associate Gas BU + Balun
- d) Case 4 : Cendana + Alas Tua West + Associate Gas BU + Balun + Alas Tua East

Lapangan Alas Tua East dikembangkan ditempatkan pada pengembangan akhir dikarenakan nilai resources masih tergolong P3 dan belum ada data DST, sehingga ketersediaan data masih sangat minim. Selain itu, pada Lapangan Alas Tua East memiliki termasuk tight reservoir.

Berdasarkan development profile dari kelima lapangan yaitu Cendana, Associate Gas Banyu Urip, Balun, Alas Tua West, dan Alas Tua East menunjukkan raw gas rate sebesar 150 MMscfd selama 30 tahun. Profile pengembangan lapangan dengan raw gas rate sebesar 150 MMscfd selama 30 tahun ditunjukkan pada grafik berikut.



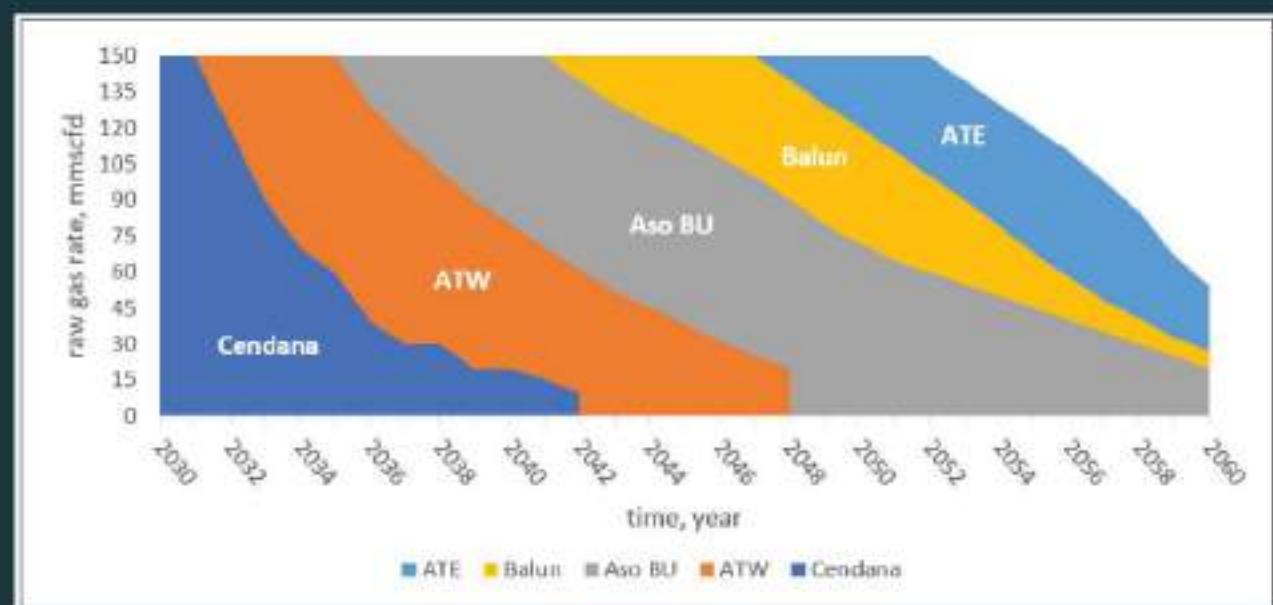
Gambar 41 Pengembangan Lapangan Raw Gas Rate 150 MMscfd



Gambar 42 Pengembangan Lapangan Net Gas Rate 100 MMscfd

Berdasarkan grafik 4.28 dapat diketahui bahwa pengembangan 5 lapangan di Regional Blok Cepu dari hasil simulasi dengan net gas rate 100 MMscfd selama 30 tahun (2030-2060). Pengembangan lapangan memperhitungkan adanya kandungan CO₂ yaitu sebesar 32% dari total raw gas rate pada Grafik 4.27. Produksi lapangan dapat dilakukan hingga akhir tahun 2060.

Usulan pengembangan lapangan diurutkan berdasarkan ketersediaan dan kelengkapan data lapangan. Pengembangan lapangan Alas Tua East diusulkan pada pengembangan akhir dikarenakan berdasarkan nilai resources diperhitungkan sebagai P3.



Gambar 43 Profil Lapangan di Regional Blok Cepu

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

Hingga akhir tahun 2024, PJUC/BKS telah melakukan lifting mandiri minyak mentah BU sebesar 90,000 bbl pada bulan Januari, 90,000 bbl pada bulan Februari, 100,000 bbl pada bulan Maret, 100,000 bbl pada bulan April, 120,000 bbl pada bulan Mei, 120,000 bbl pada bulan Juni, 120,000 bbl pada bulan Juli, 120,000 bbl pada bulan Agustus, 115,000 bbl pada bulan September, 105,000 bbl pada bulan Oktober, 110,000 bbl pada bulan November dan 90,000 bbl pada bulan Desember.

Kegiatan lifting mandiri dilakukan oleh BKS/PJUC untuk kedepannya setiap bulan, berikut adalah tabel realisasi lifting bagian BKS pada tahun 2024.

Tabel 17 Tabel operasional lifting BKS PI Blok Cepu 2024

Operasional Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2024									Invoicing Lifting BKS PI Blok Cepu Tahun 2024				
Lifting #	ALD (Accepted Loading Date)	Vessel	Volume Lifting (Bbl)	Tujuan	Collied Partner	Surveiper	Status	Dated Brent (USD/bbl)	ICP BU (USD/bbl)	Invoice Subnet	Tanggal Due Date	Tanggal Due diterima	Keterangan
#951	15/14 Jan-24	MT. Handipriyono II	90.000	Baliapapan	GOI	Geosonindo	Completed	85,32	86,56	02-Feb-24	13-Feb-24	12-Feb-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#952	15/11 Feb-24	MT. SO Enterprise LUX	90.000	STS Tuban	GOI	Carsun	Completed	83,00	85,12	04-Mar-24	12-Mar-24	05-Mar-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#966	12/13 Mar-24	MT. Amara Indah	100.000	STS Teluk Semangka	GOI	Tomo & Son	Completed	85,48	91,11	14-Mar-24	12-Apr-24	04-Apr-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#972	12/13 Apr-24	MT. SO Enterprise LUX	100.000	STS Tuban	GOI	Citebama	Completed	85,15	95,39	16-Apr-24	13-May-24	08-May-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#978	09/10 Mei-24	MT. Alpha Point	120.000	Baliapapan	GOI	Tomo & Son	Completed	82,05	87,48	13-May-24	09-Jun-24	07-Jun-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#984	09/10 Jun-24	MT. Mabruk	120.000	STS Teluk Semangka	GOI	Carsun	Completed	82,61	96,95	12-Jun-24	11-Jul-24	10-Jul-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#994	10/11 Jul-24	MT. Phoenix Alpha XXXV	120.000	STS Teluk Semangka	GOI	Carsun	Completed	85,31	98,31	12-Jul-24	10-Aug-24	08-Aug-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#1001	08/09 Ago-24	MT. Handipriyono II	120.000	Baliapapan	GOI	Carsun	Completed	88,91	94,24	12-Aug-24	06-Sep-24	08-Sep-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#1020	08/09 Sep-24	MT. Alpha Point	115.000	Baliapapan	GOI	Carsun	Completed	74,33	71,10	11-Sep-24	15-Oct-24	11-Oct-24	Pembayaran Invoice PJUC tertunda H+1
#1017	11/12 Okt-24	MT. Star Vekari	100.000	Plaji	GOI	Burelindo	Completed	75,88	71,60	14-Oct-24	11-Nov-24	08-Nov-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#1025	10/11 Nov-24	MT. Star Vekari	110.000	Cikcep	GOI	Tomo & Son	Completed	74,47	73,78	13-Nov-24	12-Dec-24	11-Dec-24	Pemupasan Sebelum Due Date
#1023	09/10 Dec-24	MT. Gede	90.000	Dumal	GOI	Tomo & Son	Completed	74,04			12-Dec-24	09-Jan-25	Invoice Telah Dikirim
Total Tahunan			1.290.000	Dated Brent Dec merupakan forecast Wall Street Journal					Marga minyak BKS 2024 = ICP BU + 0.4 USD/barel sesuai FUBB 29 Nov 2023				
Rata-rata Bulanan			107.500	Weighted Average ICP: 85,25 USD/barel					Status Over Under: Under 18.325 barrel				
				Status Over Under: Under 18.325 barrel					Marga: diperoleh dari Data Shipcost				
									**ICP BU = Dated Brent + Alpha				

KEGIATAN WITNESS LIFTING BKS

Pada tahun 2024, 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

SKEMA KOMERSIALISASI ENTIK DAN PJBM 2025

Sesuai dengan ketentuan Production Sharing Contract (PSC), BKS PI Blok Cepu berhak menerima minyak mentah (crude) secara in-kind. Dengan sistem ini, BKS PI Blok Cepu bertanggung jawab untuk menjual atau mengomersialisasikan crude tersebut secara mandiri. Proses ini membutuhkan pengelolaan yang lebih kompleks, mulai dari pengelolaan logistik, pengelolaan kepatuhan regulasi, hingga pengelolaan risiko yang terkait dengan proses pengapalan dan pengelolaan pasar domestik maupun ekspor. Oleh karena itu, diperlukan tambahan dana operasional untuk mendukung pelaksanaan lifting dan pengelolaan komersialisasi crude tersebut.

Sebagai bagian dari proses lifting ENTIK (Election Not to Take In Kind), BKS PI Blok Cepu juga bertindak sebagai pengelola lifting bagian negara. Hal ini berarti bahwa BKS PI Blok Cepu memiliki tanggung jawab besar dalam memastikan bahwa lifting bagian negara dapat berjalan secara efektif, efisien, dan sesuai regulasi. Peran ini memperkuat urgensi pengajuan kenaikan dana operasional karena keberhasilan lifting bagian negara berdampak langsung pada penerimaan negara. Selain itu, BKS juga terdiri dari 4 BUMD Pemegang PI dengan konsep undivide interest, sehingga pengambilan keputusan harus dilakukan secara kolektif dan selaras dengan kepentingan seluruh pemegang PI.



LAPORAN KEUANGAN

**ANNUAL
REPORT
2024**



LAPORAN KEUANGAN

LAPORAN POSISI KEUANGAN ATAS PSC BLOK CEPU

Mengacu pada FQR Q4-2024 Prelim yang diterima dari ExxonMobil, dengan total lifting minyak 53.713.784 barrels minyak dan harga rata-rata \$84,36/BBL sehingga Total Pendapatan Kotor Blok Cepu sejumlah \$4.531.169.110.

Total Pendapatan Kotor Aktual 2024 tercatat 21,85% di atas RKAP 2024, hal tersebut terutama disebabkan oleh peningkatan lifting minyak mentah 15,56% diatas budget 2024 dan kenaikan harga rata-rata 5,45% di atas budget 2024.

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

DESCRIPTION	Budget 2004 \$,000 Amount	Realisasi 2004 \$,000 Amount	Up/(down)	
			\$,000 Amount	%
LIFTINGS				
Oil (Barrels)	46.482	53.714	7.232	15,56%
Oil (BOPD)	127	147	20	15,57%
Price	\$ 80,00	\$ 84,36	4,36	5,45%
GROSS REVENUE	3.718.557	4.531.169	812.612	21,85%
FIRST TRANCHE PETROLEUM	743.711	906.234	162.522	21,85%
GROSS REVENUE AFTER FTP	2.974.845	3.624.935	650.090	21,85%
INVESTMENT CREDIT	-	-	-	#DIV/0!
COST RECOVERY	261.861	249.774	(12.087)	-4,62%
EQUITY TO BE SPLIT	2.712.985	3.375.161	662.177	24,41%

Pembagian Hak Blok Cepu 2023 antara Pemerintah dan Kontraktor menghasilkan perbandingan 81%:19% (Budget = 80%:20%).

Rincian Pembagian Hak Blok Cepu sampai dengan Q4-2024 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

BUDGET vs ACTUAL 2024						
ENTITLEMENT	Government Share		Contractor Share		PJUC Share	
	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual
	2024	2024	2024	2024	2024	2024
	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount	\$,000 Amount
FTP (73.2143% vs 26.7857%)	544.503	663.493	199.208	242.741	4.467	5.443
ETS (73.2143% vs 26.7857%)	1986.293	2.741.301	726.692	904.061	16.296	20.272
Lifting Price Variance	-	(6.154)	-	6.154	-	138
DMO	249.010	303.426	(249.010)	(303.426)	(5.584)	(6.804)
DMO Fee	(85.094)	(97.775)	85.094	97.775	1.908	2.173
Tax	274.314	340.814	(274.314)	(340.814)	(6.151)	(7.643)
Investment Credit	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery	-	-	261.661	243.774	5.872	3.601
TOTAL	2.969.026	3.675.504	749.530	855.665	16.807	19.187
	80%	81%	20%	19%	2,2423%	2,2423%

Bagian Pendapatan Kontraktor sebesar \$855.665.161 atau 19% dari Total Pendapatan Kotor, dan Bagian Pendapatan Pemerintah sebesar \$3.675.503.949 atau 81% dari Total Pendapatan Kotor. Bagian Pendapatan Blok Cepu and Persentase Bagian Revenue dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount									
BY REV TYPE	2020		2021		2022		2023		2024	
First Tranche Petroleum	720.532	20%	1.067.046	20%	1.288.324	20%	1.017.866	20%	906.234	20%
Cost Recovery	513.665	14%	179.931	3%	165.705	3%	207.964	4%	249.774	6%
Equity to be Split	2.368.464	66%	4.088.254	77%	4.987.590	77%	3.863.499	76%	3.375.161	74%
Total	3.602.662	100%	5.335.231	100%	6.441.618	100%	5.089.329	100%	4.531.169	100%

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount									
BY PARTIES	2020		2021		2022		2023		2024	
Government Share	2.626.108	73%	4.523.684	85%	4.204.226	83%	4.192.159	82%	3.675.504	81%
Contractor Share	976.554	27%	811.547	15%	885.103	17%	897.171	18%	855.665	19%
Total	3.602.662	100%	5.335.231	100%	5.089.329	100%	5.089.329	100%	4.531.169	100%
PJUC	21.897	2,2423%	18.197	2,2423%	19.847	2,2423%	20.117	2,2423%	19.187	2,2423%

Tabel di atas menunjukkan bahwa 2024 adalah tahun ke-10 (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 (MBBLS)	OIL PRICE (BU AVERAGE)	GROSS REVENUE (\$,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	\$6.441.618
2023	57.414	\$88,64	\$5.089.329
2024	53.714	\$84,36	\$4.531.169

Total Pendapatan Kotor 2024 (\$4.531.169.110) mengalami penurunan dibandingkan tahun 2023 (\$5.089.329.245). Hal ini disebabkan produksi dan lifting telah terus mengalami penurunan karena sudah dalam masa decline.

ENTITLEMENT BY PARTIES	\$, 000 Amount			
	2023		2024	
First Tranche Petroleum	1.017.866	20%	906.234	20%
Investment Credit	-	0%	-	0%
Cost Recovery	207.964	4%	249.774	6%
Equity to be Split	3.863.499	76%	3.375.161	74%
Total	5.089.329	100%	4.531.169	100%

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

ENTITLEMENT	\$, 000 Amount					
By Rev Type	2023			2024		
	Gov	Contractor	PJUC	Gov	Contractor	PJUC
	73,2143%	26,7857%	2,2423%	73,2143%	26,7857%	2,2423%
First Tranche Petroleum	745.223	272.642	6.113	663.493	242.741	5.443
Cost Recovery	-	207.964	4.663	-	249.774	5.601
Equity to be Split	2.828.634	1.034.865	23.205	2.471.101	904.061	20.272
Lifting Price Variance	2.955	(2.955)	(66)	(6.154)	6.154	138
DMO	340.803	(340.803)	(7.642)	303.426	(303.426)	(6.804)
DMO Fee	(113.135)	113.135	2.537	(97.175)	97.175	2.179
Total Before Tax	3.804.480	1.284.849	28.810	3.334.690	1.196.479	26.829
Tax	387.679	(387.679)	(8.653)	340.814	(340.814)	(7.642)
Total After Tax	4.192.159	897.171	20.117	3.675.504	855.665	19.187

LAPORAN KEUANGAN PJUC

Laporan Keuangan PJUC tahun buku 2024 diaudit oleh Kantor Akuntan Publik Kanaka Puradiredja, Suhartono dengan opini Wajar Tanpa Pengecualian.

 Nexia KPS KANAKA PURADEREJA, SUHARTONO Kantor Akuntan Publik PT Kanaka Puradiredja, Suhartono Jl. Raya Pajeneh No. 171, Pajeneh Kabupaten Bantul, Yogyakarta Telp. (0271) 4151111, 4151112 E. kanaka@kpss.com www.kps.com LAPORAN AUDIT LAMPIRAN INDEPENDENT AUDITOR'S REPORT Report No.: 00086/1.0396/PL/2024-4/12/2025 Pemangku Saham, Dewan Komisaris dan Direksi PT Petrogas Jajir Utama Cendana Epini Kami telah memeriksa laporan keuangan PT Petrogas Jajir Utama Cendana ("Perusahaan"), yang terdiri dari laporan 2024 termasuk tanggal 31 Desember 2024, serta laporan laba rugi dan pengantarannya berdasarkan data, laporan pendahuluan risiko, dan laporan awal dan akhir tahun yang bersifat penuh tanggal, teraudit, serta catatan atas laporan keuangan, termasuk informasi tambahan akuntansi material. Nexia KPS telah melakukan pemeriksaan terhadap laporan keuangan secara wajar, dalam konteks ke-1 yang material, pada laporan keuangan tanggal 31 Desember 2024, serta laporan keuangan dan pengantarannya untuk tahun yang berakhir pada tanggal teraudit, sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia. Basic Opinion Kami berpendapat audit kami berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan dan diatur Kantor Akuntan Publik Indonesia. Sempurna kami telah mematuhi standar tersebut, standar audit yang kami terapkan, tanggung jawab auditor terhadap audit dan laporan keuangan pada laporan kami. Kami berpendapat terhadap keseluruhan informasi keuangan yang disajikan dalam laporan keuangan PT Petrogas Jajir Utama Cendana, dan kami telah memperoleh keyakinan penuh bahwa laporan keuangan tersebut akurat, baik jika dilihat dari audit yang telah kami peroleh untuk cukup dan wajar untuk pengambilan keputusan yang wajar oleh para pemangku saham. 	 Nexia KPS KANAKA PURADEREJA, SUHARTONO • Mengetahui pengujian, struktur, dan isi laporan keuangan secara keseluruhan, termasuk pengungkapannya, dan apakah laporan keuangan mencerminkan transaksi dan peristiwa yang melatarbelakangi dengan baik dan yang relevan pengujian risiko. • Include the overall presentation, structure and content of the financial statements, including the disclosures, and whether the financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that allows for presentation. Kami bertanggung jawab kepada pihak yang bertanggung jawab atas data untuk memeriksa, antara lain, ruang lingkup dan hasil yang dihasilkan dari audit, serta temuan audit signifikan, termasuk adanya defisiensi signifikan dalam pengendalian internal yang teridentifikasi oleh kami selama audit. We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.  12 Februari 2025 / February 12, 2025 Ref: 00086/1.0396/PL/2024-4/12/2025 
---	---

Gambar 57 Opini Auditor

Selama periode tahun buku 2024, PJUC telah melakukan upaya dan strategi bisnis secara terukur 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 2024

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

As Of December 31, 2024

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	31 Desember/December 31		
	2024	2023	
ASET			ASSETS
Aset Lancar			Current Assets
Kas dan setara kas	13.144.125	15.365.656	Cash and cash equivalents
Piutang usaha	2.213.667	1.520.685	Trade receivables
Persediaan	1.586.563	1.563.858	Inventories
Pembayaran dimulka	428.418	740.237	Prepayments
Jumlah Aset Lancar	17.372.773	20.190.436	Total Current Assets
Aset Tidak Lancar			Non-current Assets
Aset tetap	60.350	80.924	Fixed assets
Aset minyak dan gas bumi	1.618.643	1.484.592	Oil and gas properties
Kas dan setara kas yang dibatasi penggunaannya	3.173.397	2.827.036	Restricted cash and cash equivalents
Jumlah Aset Tidak Lancar	4.852.390	4.392.952	Total Non-current Assets
JUMLAH ASET	22.225.163	24.583.388	TOTAL ASSETS
LIABILITAS DAN EKUITAS			LIABILITIES AND EQUITY
Liabilitas Jangka Pendek			Current Liabilities
Utang usaha	665.290	731.928	Trade payables
Utang pajak	868.967	864.173	Taxes payable
Liabilitas Sewa	15.094	17.343	Lease Liabilities
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	1.549.351	1.613.444	Total Current Liabilities
Liabilitas Jangka Panjang			Non-current Liabilities
Liabilitas Sewa Jangka Panjang dikurangi liabilitas jangka pendek liabilitas sewa	43.403	61.217	Due to a shareholder, net of current portion lease liabilities
Provisi biaya pembongkaran aset dan restorasi area	3.163.366	2.817.005	Provision for dismantlement assets and site restoration obligation
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	3.206.769	2.878.222	Total Non-current Liabilities
JUMLAH LIABILITAS	4.756.120	4.491.666	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	53.905	Issued and fully paid-up capital - 500 shares
Tambahan modal disetor	1.420	1.420	Additional paid-in capital
Saldo laba			Retained earnings
Ditentukan penggunaannya	6.892	6.892	Appropriated
Belum ditentukan penggunaannya	17.218.231	19.836.826	Unappropriated
Keuntungan aktuarial imbalan kerja	188.595	192.679	Actuarial gain for employee benefits
JUMLAH EKUITAS	17.469.043	20.091.722	TOTAL EQUITY
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS	22.225.163	24.583.388	TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

Tabel 19 Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA
**LAPORAN LABA RUGI DAN PENGHASILAN
KOMPREHENSIF LAIN**

Untuk tahun yang berakhir tanggal

31 Desember 2024

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

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

For the years ended

December 31, 2024

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2024	2023	
Pendapatan neto	26.710.258	28.927.077	Net revenues
Beban pokok pendapatan	(6.015.368)	(4.280.764)	Costs of revenues
Laba kotor	20.694.890	24.646.313	Gross profit
Beban umum dan administrasi	(543.045)	(637.354)	General and administrative expenses
Sumbangan	(75.625)	(64.568)	Donation
Beban keuangan	(6.142)	(7.305)	Finance charges
Pendapatan (rugi) selisih kurs	(6.811)	3.609	Gain (loss) on foreign exchange - net
Pendapatan jasa giro dan deposito	139.385	15.633	Current account and deposits income
Laba sebelum pajak penghasilan	20.201.652	23.956.328	Income before income tax
Beban pajak penghasilan	(7.642.067)	(8.692.917)	Income tax expense
Laba bersih tahun berjalan	12.559.585	15.263.411	Net income for the year
Penghasilan komprehensif lain			Other comprehensive income
Pos-pos yang tidak akan direklasifikasi ke laba rugi			Items that will not be reclassified to profit or loss
Kerugian pengukuran kembali atas liabilitas imbalan kerja	(4.084)	(4.559)	Re-measurement gain on employee benefits liability
Laba komprehensif tahun berjalan	12.555.501	15.258.852	Comprehensive income for the year

Tabel 20 Laporan Arus Kas

LAPORAN ARUS KAS

Untuk tahun yang berakhir tanggal

31 Desember 2024

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

STATEMENTS OF CASH FLOWS

For the years ended

December 31, 2024

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	2024	2023	
Arus Kas Dari Aktivitas Operasi			Cash Flows From Operating Activities
Penerimaan kas dari pelanggan	27.017.276	29.189.465	Cash from customer
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(5.757.768)	(3.502.715)	Payment of cash to suppliers and employees
Pembayaran kas untuk beban operasi	172.464	(767.017)	Payment of cash for operating expenses
Pembayaran liabilitas imbalan pasca kerja	(10.522)	(12.954)	Post-employment benefits obligation
Pembayaran pajak penghasilan	(7.637.273)	(8.993.172)	Payment for income tax
Arus kas yang diperoleh dari aktivitas operasi	13.784.177	15.913.607	Net cash provided from operating activities
Arus Kas Dari Aktivitas Investasi			Cash Flows From Investing Activities
Penambahan aset tetap	-	(72.056)	Additions of fixed assets
Pelepasan aset tetap	-	103.948	Disposal of fixed assets
Penambahan aset minyak dan gas bumi	(480.251)	(631.381)	Additions to oil and gas properties
Kas dan setara kas yang dibatasi penggunaannya	(346.361)	(318.480)	Restricted cash and cash equivalents
Pelepasan aset minyak dan gas bumi	84	180.606	Disposal of oil and gas properties
Arus kas neto yang digunakan untuk aktivitas investasi	(826.528)	(737.363)	Net cash used in investing activities
Arus Kas Dari Aktivitas Pendanaan			Cash Flows From Financing Activities
Pembayaran dividen	(15.179.180)	(19.490.088)	Dividends payment
Arus kas neto yang digunakan untuk aktivitas pendanaan	(15.179.180)	(19.490.088)	Net cash used in financing activities
Kenaikan (penurunan) bersih kas dan setara kas	(2.221.531)	(4.313.844)	Net increase (decrease) in cash and cash equivalents
Saldo kas dan setara kas, awal tahun	15.365.656	19.679.500	Cash and cash equivalents, beginning of year
Saldo kas dan setara kas, akhir tahun	13.144.125	15.365.656	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 2024						December 31, 2024	
(Disajikan dalam Dinar AS, kecuali dinyatakan lain)						(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)	
	Modal saham/ Share capital	Tambahan modal disetor/ Additional paid-in capital	Saldo laba / Retained earnings		Kecutangan akutansi/ Accutual gain for employees benefit	Jumlah ekuitas/ Total equity	
			Ditentukan penggunaannya/ Appropriated	Belum ditentukan penggunaannya/ Unappropriated			
Saldo 31 Des 2022	53.995	1.420	6.892	24.063.583	197.238	24.322.998	Balance as of Dec 31, 2022
Jumlah laba komprehensif tahun berjalan	-	-	-	15.263.403	(4.599)	15.258.802	Total comprehensive income for the year
Dividen tunai	-	-	-	(19.199.088)	-	(19.199.088)	Dividend payment
Saldo 31 Des 2023	53.995	1.420	6.892	19.836.896	192.639	20.091.723	Balance as of Dec 31, 2023
Jumlah laba komprehensif tahun berjalan	-	-	-	12.568.183	(4.088)	12.554.095	Total comprehensive income for the year
Dividen tunai	-	-	-	(17.179.186)	-	(17.179.186)	Dividend payment
Saldo 31 Desember 2024	53.995	1.420	6.892	17.218.293	188.551	17.469.044	Balance as of December 31, 2024

Tabel 22 Perbandingan Laporan Posisi Keuangan dalam 5 Tahun Terakhir

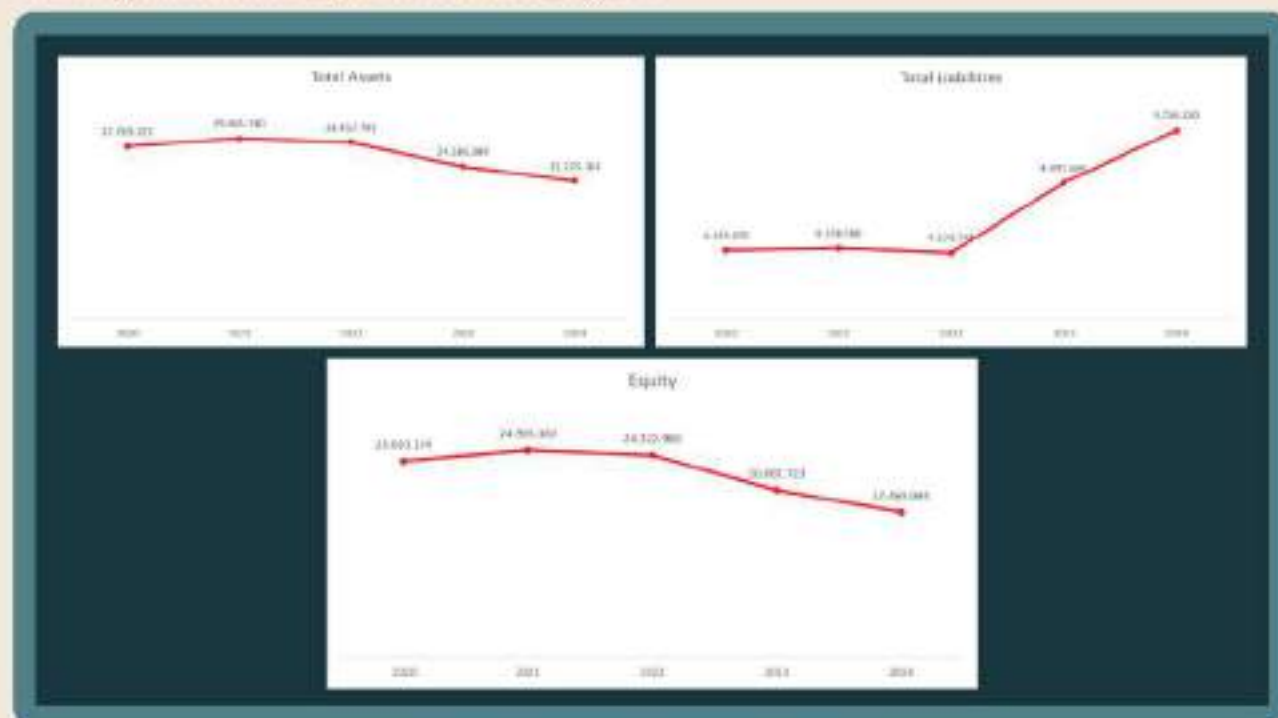
Financial Position	2020	2021	2022	2023	2024	2024 vs 2023	
	\$	\$	\$	\$	\$	% Diff	% real
Current Assets	14.249.324	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774	-13,96%	86,04%
Non-Current Assets	13.519.908	7.510.638	3.530.896	4.392.952	4.852.390	10,46%	110,46%
Total Assets	27.769.233	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	-9,59%	90,41%
Current Liabilities	2.115.863	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351	-3,97%	96,03%
Non-Current Liabilities	2.033.196	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769	11,41%	111,41%
Total Liabilities	4.149.059	4.158.580	4.134.741	4.491.665	4.756.120	5,89%	105,89%
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	0	6.892	6.892	6.892	6.892	0,00%	100,00%
Retained Earnings	23.564.849	24.752.013	24.063.504	19.836.827	17.218.232	-13,20%	86,80%
Re-measurement PEB	-	88.930	197.238	192.679	188.595	-2,12%	97,88%
Equity	23.620.174	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044	-13,05%	86,95%
Total Liabilities & Equity	27.769.233	29.061.740	28.457.701	24.583.389	22.225.164	-9,59%	90,41%

Posisi Aset PJUC pada akhir tahun 2024 mengalami penurunan sebesar 9,59% 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 2024 mengalami kenaikan 5,89% 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 2024 mengalami penurunan sebesar 13,05% dibandingkan ekuitas tahun sebelumnya. Laba bersih tahun 2024 turun 17,74% 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	2020	2021	2022	2023	2024	2024vs2023	
	\$	\$	\$	\$	\$	% Diff	% real
Revenue	31,347,233	28,195,213	34,596,969	28,927,075	26,710,258	-7,66%	92,34%
Direct Cost	(18,700,972)	(10,339,013)	(8,431,448)	(4,280,764)	(6,105,368)	-40,52%	140,52%
Gain (Loss) from Operations	12,646,261	17,856,200	26,165,520	24,646,312	20,604,890	-16,03%	83,97%
Operational Expenses	(403,916)	(454,913)	(796,997)	(637,354)	(543,046)	-14,80%	85,20%
Other Income (Expenses)	(584,771)	(31,863)	(77,554)	(52,631)	50,807	-196,53%	-96,53%
Income Before Tax	11,657,574	17,369,424	25,290,969	23,956,327	20,202,651	-15,67%	84,33%
Tax Income (Expenses)	(8,159,271)	(11,126,572)	(11,086,584)	(8,692,916)	(7,642,067)	-12,09%	87,29%
Income For The Year	3,498,304	6,242,852	14,204,385	15,263,411	12,560,585	-17,71%	82,29%
Other Comprehensive Income (Expenses)	(9,613)	(40,454)	108,308	(4,559)	(4,084)	-10,42%	89,58%
Total Comprehensive Income For The Year	3,488,691	6,202,398	14,312,693	15,258,852	12,556,501	-17,71%	82,29%

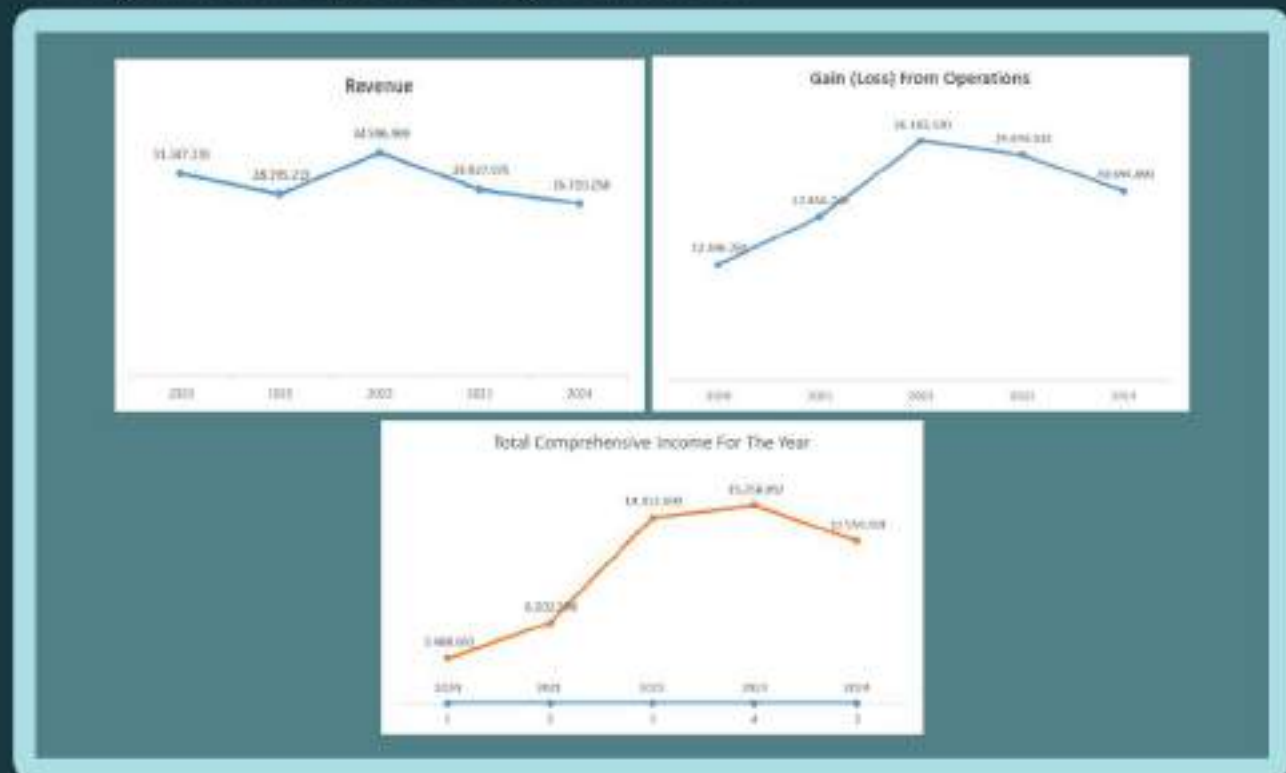
Total Pendapatan PJUC tahun 2024 sebesar US\$26.710.258, Laba Bruto sebesar US\$20.694.890, Laba Sebelum Pajak sebesar US\$20.202.651 dan Laba Komprehensif Tahun Berjalan sebesar US\$12.556.501.

Pendapatan PJUC turun sebesar 7,66% dibandingkan tahun sebelumnya. Penurunan terutama disebabkan karena turunnya produksi dan lifting minyak mentah.

Pajak Migas (CnD Tax) turun sebesar 12,09% dibandingkan tahun sebelumnya. Disebabkan karena turunnya revenue akibat dari turunnya lifting.

Laba Komprehensif turun 17,71% dari laba tahun 2023. Terutama disebabkan karena penurunan pada lifting minyak dan harga yang cenderung turun.

Berikut grafik terkait Laporan Laba Rugi Komprehensif:



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

RASIO KEUANGAN

Financial Ratio	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Cash Ratio	1018,88%	1431,02%	1058,34%	1127,57%	1053,18%
Quick Ratio	1234,34%	1602,94%	1194,53%	1271,16%	1180,99%
Current Ratio	1269,88%	1607,66%	1213,28%	1251,39%	1121,29%
Debt to Equity Ratio	16,70%	16,99%	23,34%	22,36%	27,23%
Debt to Asset Ratio	14,31%	14,52%	18,93%	18,27%	21,40%
Equity to Asset Ratio	85,06%	85,48%	81,07%	81,73%	78,60%
Return On Equity (ROE)	24,91%	59,24%	75,77%	75,95%	71,88%
Return On Assets (ROA)	21,34%	50,64%	61,43%	62,07%	56,50%
Gros Profit Margin	63,33%	75,63%	85,10%	85,20%	77,48%
Operating Income Ratio	61,60%	73,38%	82,68%	82,82%	75,64%
Net Profit Margin Ratio	22,00%	41,65%	52,25%	52,75%	47,07%
Total Assets Turn Over (TATO)	97,02%	121,58%	117,58%	117,67%	120,18%

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
2020	4,327,631	-	11,517,562	16,143,149	(5,409,538)	5,038,804	(270,474)	31,347,233
2021	6,408,848	-	4,034,592	24,574,517	(8,011,080)	2,318,285	(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	-	4,663,185	23,138,525	(7,641,828)	2,536,830	116,901	26,927,075
2024	5,442,983	-	5,600,684	20,409,751	(6,803,729)	2,778,958	(110,311)	26,710,258

Pendapatan PJUC tahun 2024 sebesar 92,34% dibanding pendapatan tahun sebelumnya, disebabkan karena turunnya produksi dan lifting minyak.

COMPREHENSIVE INCOME	2023	2024		2024 VS 2023 %	AKTUAL VS BUDGET %
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$		
Revenue	26,927,075	26,710,258	22,997,336	92,34%	116,15%

Namun bila dibandingkan dengan Budget 2024, pendapatan PJUC meningkat 16,15%.

BEBAN LANGSUNG

Beban langsung PJUC terinci adalah sebagai berikut:

YEAR	EXPLORATION EXPENSES	PRODUCTION EXPENSES	G&A EXPENSES	DEPRECIATION, DEPLETION AMORTIZATION EXP	ABANDONMENT WELL (SITE RESTORATION)	TOTAL
2020	(392)	2,890,649	920,732	14,613,420	276,564	18,700,972
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

Beban langsung PJUC tahun 2024 bila dibandingkan tahun sebelumnya naik 40,52%. Hal ini disebabkan peningkatan biaya karena proyek BUIC.

COMPREHENSIVE INCOME	2023	2024		2024 VS 2023 %	AKTUAL VS BUDGET %
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$		
Direct Cost	4,280,764	6,015,368	7,748,641	140,52%	77,63%

Sedangkan bila dibandingkan dengan budget 2024 Direct Cost tercapai sekitar 77,63%.

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
2020	(403.916)	(584.771)	(988.686)
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)

COMPREHENSIVE INCOME	2023	2024		2024 vs 2023	AKTUAL vs BUDGET
	AKTUAL	AKTUAL	BUDGET		
	\$	\$	\$	%	%
Operational Expenses	(637.354)	(543.046)	(662.564)	85,20%	81,96%
Other Expenses	(52.631)	50.807	(60.926)	-96,53%	-83,39%

Beban operasional 2024 turun sekitar 14,8% dibanding tahun 2023, dan tercapai 81,96% dari budget atau 18,04% di bawah budget.

Pendapatan (Beban) Lain-lain tahun 2024 dibanding tahun sebelumnya maupun dibandingkan budget 2024 menjadi berbeda signifikan. Dimana tahun 2023 adalah beban, sedangkan tahun 2024 menjadi pendapatan. Hal ini disebabkan karena pada tahun 2024 Perusahaan memperoleh pendapatan bunga deposwab yang cukup besar sehingga menutup biaya lain-lain.



COMPREHENSIVE INCOME	2023	2024		2024 AKTUAL vs	
	AKTUAL	BUDGET	AKTUAL	2023(%)	BUDGET(%)
BEBAN OPERASIONAL					
Beban Karyawan	\$ 208.091	\$ 222.972	\$ 184.570	88,70%	82,78%
Beban Percadangan Tantiem/Bonus	\$ 72.101	\$ 56.295	\$ 47.843	66,36%	84,99%
Beban Perjalanan Dinas	\$ 41.122	\$ 43.576	\$ 39.972	97,20%	91,72%
Beban Kantor	\$ 157.199	\$ 149.183	\$ 110.885	70,54%	74,33%
Beban Entertaint & Representasi	\$ 1.018	\$ 2.000	\$ 1.129	110,75%	56,38%
Beban Penyusutan A/T	\$ 7.663	\$ 3.333	\$ 1.056	13,78%	31,69%
Beban Penyusutan Hak Guna	\$ 18.390	\$ 20.815	\$ 19.518	106,13%	93,77%
Beban Profesional & Konsultan	\$ 3.981	\$ 14.667	\$ 13.903	349,26%	94,79%
Beban Imbalan Pascakerja	\$ 8.386	\$ 13.333	\$ 6.438	76,80%	48,29%
Sub Total	\$ 517.961	\$ 526.176	\$ 425.313	82,11%	80,83%
BEBAN NON OPERASIONAL					
Beban Management Fee	\$ 89.290	\$ 92.674	\$ 79.615	89,16%	85,97%
Beban Percadangan Tantiem/Bonus	\$ 15.250	\$ 33.705	\$ 28.645	187,83%	84,99%
Iuran BKS	\$ 14.853	\$ 10.009	\$ 9.473	63,76%	94,64%
Sub Total	\$ 119.393	\$ 136.388	\$ 117.733	98,61%	86,32%
TOTAL BEBAN OPERASIONAL	\$ 637.354	\$ 662.564	\$ 543.046	85,20%	81,96%

PENDAPATAN (BEBAN) DI LUAR USAHA	2023	2024		2024 AKTUAL vs	
	AKTUAL	BUDGET	AKTUAL	2023(%)	BUDGET(%)
BEBAN (PENDAPATAN) LAIN-LAIN					
Beban CSR & Sumbangan	\$ 64.568	\$ 66.667	\$ 75.625	117,13%	113,44%
Beban Adm Bank	\$ 1.367	\$ 639	\$ 869	74,44%	135,97%
Beban Bunga Penerapan PSAK 73	\$ 6.138	\$ 2.602	\$ 5.273	85,91%	202,67%
Pendapatan Bunga Bank	\$ (15.633)	\$ (8.981)	\$ (13.385)	891,60%	1552,00%
Selisih Kurs	\$ (3.609)	\$ -	\$ 6.811	-188,70%	#DIV/0!
TOTAL BEBAN (PENDAPATAN) LAIN-LAIN	\$ 52.631	\$ 60.926	\$ (50.807)	-96,53%	-83,39%

ARUS KAS

URAIAN	2020	2021	2022	2023	2024	2024 vs 2023
Arus Kas dari Aktivitas Operasi	18.600.239	18.436.782	19.791.102	15.913.607	13.748.179	86,62%
Arus Kas dari Aktivitas Investasi	(2.612.761)	(263.360)	(289.513)	(737.363)	(826.529)	112,09%
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan	(20.131.298)	(5.877.971)	(14.892.893)	(19.490.088)	(15.179.180)	77,88%
Kenaikan (Penurunan) Bersih Kas & Setara Kas	(4.143.820)	12.295.450	4.608.696	(4.313.844)	(2.221.530)	51,50%
Arus Kas dari Aktivitas Operasi	6.919.174	2.775.354	15.070.804	19.679.500	15.365.656	78,08%
Arus Kas dari Aktivitas Operasi	2.775.354	15.070.804	19.679.500	15.365.656	13.144.126	85,54%

Posisi Kas dan Setara Kas akhir tahun 2024 turun sekitar 14,46% dibanding tahun sebelumnya. Hal ini disebabkan telah revenue tahun 2024 tidak sebesar tahun 2023 efek dari semakin menurunnya produksi & lifting minyak mentah.

Arus Kas dari Aktivitas Operasi 2024 surplus US\$ 13.784.179 disebabkan penerimaan kas dari operasional perusahaan masih melebihi kas yang digunakan untuk membiayai operasional perusahaan termasuk pajak. Arus Kas dari Aktivitas Investasi defisit US\$ 826.529 karena selama 2024, ada beberapa pembelian asset minyak dan gas bumi. Sedangkan Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan defisit US\$ 15.179.180 karena pembayaran dividen kepada pemegang saham.

LIKUIDITAS DAN SUMBER MODAL

Rasio Lancar	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Current Assets	14.249.324	21.551.102	24.926.804	20.190.437	17.372.774
Current Liabilities	2.115.863	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351
Rasio Lancar	673,45%	1269,88%	1591,60%	1251,39%	1121,29%

Rasio lancar 2024 mengalami penurunan dibanding tahun sebelumnya hal ini disebabkan penurunan kas efek dari turunnya revenue, sedangkan current liabilities nya naik karena semakin besarnya utang provisi ASR. Meskipun rasio lancar turun dibanding tahun sebelumnya namun rasionya masih cukup tinggi. Masih sangat cukup kemampuan Perusahaan dalam melunasi utang jangka pendeknya.

STRUKTUR MODAL

Struktur Modal	2020	2021	2022	2023	2024
	\$	\$	\$	\$	\$
Current Liabilities	2.115.863	1.697.100	1.566.152	1.613.442	1.549.351
Non-Current Liabilities	2.033.196	2.461.480	2.568.589	2.878.223	3.206.769
Equity	25.620.174	24.903.160	24.322.960	20.091.723	17.469.044
Total Liabilities & Equity	27.769.233	29.061.740	28.457.701	24.583.369	22.225.164

Total liabilitas dan ekuitas perusahaan pada tahun 2024 mengalami penurunan sebesar 9,59%. Penurunan disebabkan karena penurunan ekuitas efek dari pembagian dividen tunai yang lebih besar daripada laba bersih Perusahaan.



LAPORAN KEGIATAN & KINERJA KEUANGAN TRIWULANAN 2024

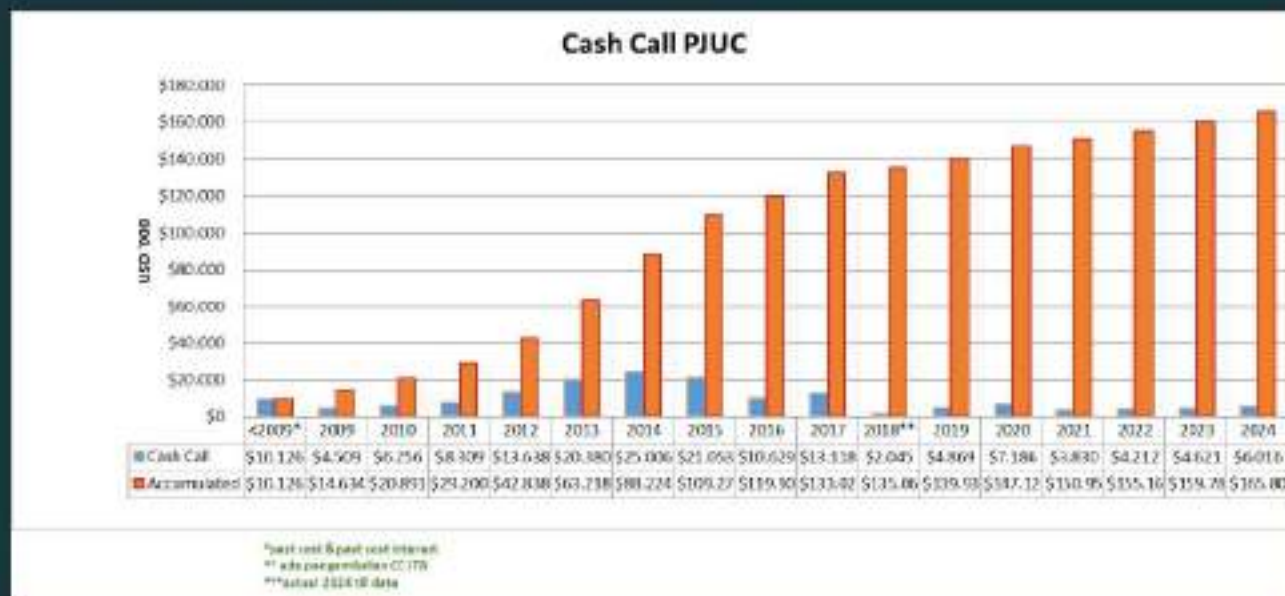
NO	AKUN	SATUAN	Q1AP 2024	PERAGUNA III				REALISASI III				CAPAIAN			
				Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II	Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II	Triwulan I	Semester I	Triwulan II	Semester II
1	PJUC														
1	Revenue	USD	20.607.336	5.676.146	9.392.297	11.961.024	20.607.336	5.513.290	9.029.687	11.094.433	20.607.336	94,40%	93,01%	92,71%	94,40%
2	Costs	USD	10.061.028	2.776.320	5.282.039	8.058.359	10.061.028	2.667.884	5.355.492	4.703.907	10.061.028	94,30%	93,84%	92,94%	94,30%
3	Profit Margin	USD	9.546.307	2.899.826	4.110.258	4.598.665	10.546.307	2.845.406	3.674.195	6.390.526	10.546.307	103,02%	103,89%	107,62%	103,02%
4	OPM	USD	662.894	161.763	308.076	329.789	662.894	156.319	302.181	204.389	662.894	76,02%	70,86%	77,58%	91,86%
5	Labas Bersih	USD	8.374.257	2.738.063	4.002.182	6.228.414	8.374.257	2.689.086	3.372.314	6.186.137	8.374.257	103,66%	103,02%	102,36%	103,66%
6	Dividen														
7	all Shareholders	USD	6.278.685	1.594.071	3.199.542	4.793.613	6.278.685	1.461.484	2.921.286	3.352.418	6.278.685	97,01%	98,76%	107,32%	106,01%
8	PGU (PGU)	USD	3.177.015	794.304	1.588.607	2.382.911	3.177.015	1.247.020	2.493.430	4.839.456	3.177.015	97,01%	98,76%	107,32%	106,01%
9	Nonpetro Operatif (NPO)	USD	15.715	4.759	9.507	18.666	15.715	9.869	18.666	25.666	15.715	97,01%	98,76%	107,32%	106,01%
10	REC (REC)	USD	1.976.594	496.789	983.476	1.480.265	1.976.594	473.197	947.107	1.892.307	1.976.594	97,01%	98,76%	107,32%	106,01%

KETERANGAN	SATUAN	2024		%
		Budget	Actual	
Produksi	BOPD	127.000	146.774	115,57%
(Blok)	BBL	46.481.958	53.719.240	115,57%
Lifting	BOPD	127.000	146.759	115,56%
(Blok)	BBL	46.481.958	53.713.784	115,56%
Lifting BKS	BBL	1.042.288	1.280.000	122,81%D
Lifting PJUC	BBL	233.712	287.014	122,81%D
Harga Minyak Rata-rata	USD	80,00	84,36	105,45%
Labas Bersih	USD	8.374.257	12.556.501	149,94%
Dividen	USD	6.278.685	12.984.824	206,81%
	PJU	3.177.015	6.570.321	206,81%
	REC	3.076.556	6.362.564	206,81%
	Kop, Dipertam	25.115	51.939	206,81%

CASH CALL, PINJAMAN, DAN PEMBAYARAN KEMBALI MODAL AKTUAL

Total Cash Call dari EMCL dari 1 Januari – 31 Desember 2024 adalah sebesar \$6.016.212. Dan total cash call sejak 2009 sampai dengan 31 Desember 2024 adalah sebesar \$165.802.278.

Data historis Cash Call sejak 2009-2024, 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 \$4.620.778 (pokok pinjaman \$6.016.212 dan bunga \$0) selama tahun 2024. Total pembayaran kembali mulai tahun 2010 sampai dengan 31 Desember 2024 adalah \$190.006.753 (Pokok sebesar \$161.594.892 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 2016		\$	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	\$	3.892.098	17.683.901
2011	\$	8.309.143	\$	29.885.142	\$	1.302.049	\$	8.763.587	17.239.457
2012	\$	13.638.458	\$	43.523.600	\$	511.579	\$	2.922.793	27.955.122
2013	\$	20.360.055	\$	63.903.655	\$	948.610	\$	5.159.105	43.176.072
2014	\$	25.006.699	\$	88.909.354	\$	1.158.912	\$	6.006.825	62.174.946
2015	\$	21.052.795	\$	109.962.149	\$	2.819.697	\$	13.060.896	70.166.845
2016	\$	10.628.588	\$	120.590.737	\$	2.883.561	\$	15.224.286	85.571.147
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	\$	306,949	\$	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 -	Rp -	Rp -	Rp 167.572.033.300	
2018	Rp -	Rp 167.572.033.300	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 167.572.033.300	
2019	Rp -	Rp 167.572.033.300	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp -	Rp 167.572.033.300	
2020	Rp -	Rp 167.572.033.300	Rp 53.787.267.616	Rp 15.935.762.820	Rp 167.572.033.300	Rp -	Rp -	-	
Total	Rp 167.572.033.300	Rp 167.572.033.300	Rp 53.787.267.616	Rp 15.935.762.820	Rp 167.572.033.300	Rp -	Rp -	-	

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		Cummulative		Interest		Bleya 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

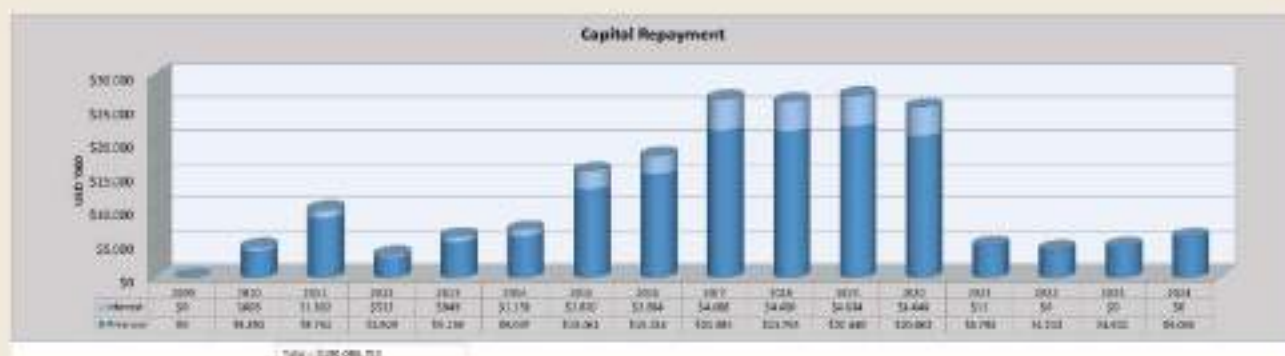
Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility		
6.CCFA 2021		31 Dec 2021		\$	4.901.086	\$	3.829.555	\$	1.071.531	
Year	Facility Drawdown				Repayment			Principal Balance		
	Amount		Cummulative	Interest		Principal				
2021	\$	3.829.555	\$	3.829.555	\$	1.092	\$	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	Blaya Kurs	Principal					
2022	\$	4.212.258	\$	4.212.258	\$	-	\$	4.212.258	\$	-
Total	\$	4.212.258	\$	4.212.258	\$	-	\$	4.212.258	\$	-

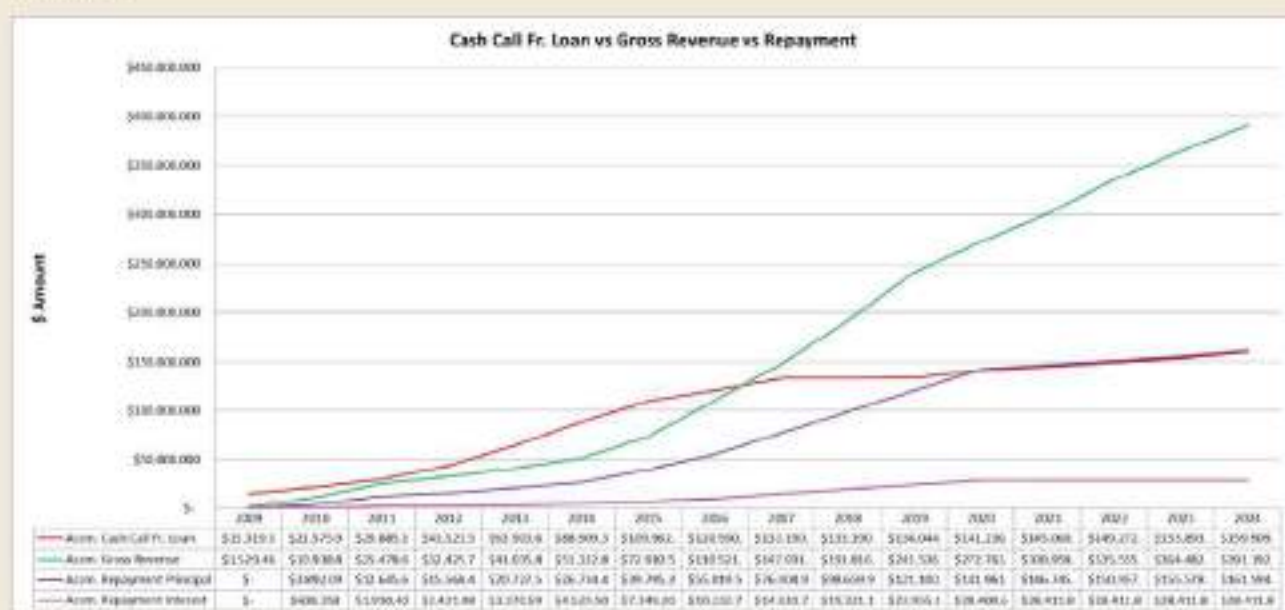
Loan Agreement		Availability Period		Total Facility		Total Drawdown		Remaining Facility	
8.CCFA 2023		31-Dec-23		\$ 5.328.848		\$ 4.620.778		\$ 708.071	
Year	Facility Drawdown			Repayment			Principal Balance		
	Amount	Cummulative	Interest	Blays Kurs	Principal				
2023	\$ 4.620.778	\$ 4.620.778	\$ -		\$ 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			Repayment				Principal Balance	
	Amount	Cummulative		Interest		Principal			
2024	\$ 6.016.212	\$ 6.016.212		\$ -		\$ 6.016.212	\$ -		
TOTAL	\$ 6.016.212	\$ 6.016.212		\$ -		\$ 6.016.212	\$ -		

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	\$ 516.246	\$ 57.361
2010	\$ 4.683.607	\$ 256.707	\$ 4.462.900	\$ 3.964.210	\$ 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	\$ 12.311.568	\$ 23.702.346	\$ 4.212.258	\$ 19.490.088
2023	\$ 29.544.341	\$ 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
TOTAL	\$ 387.236.139	\$ 116.991.339	\$ 270.244.800	\$ 186.642.445	\$ 83.602.355

NO	ITEM		ACTUAL 31/12/2023	BUDGET 2024	ACTUAL	PERFORMANCE ACTUAL	
						TO LAST YEAR	TO BUDGET
1.	TOTAL CASH REVENUE	26	\$ 19.044.141	\$ 21.204.660	\$ 27.383.398	91,03%	129,53%
1.	DEDUCTION (TAX, OPEX)	01	\$ (5.744.354)	\$ (7.119.937)	\$ (8.382.361)	86,02%	117,73%
1.	CASH REVENUE AVAILABLE TO BE SHARED	02+03	\$ 13.299.787	\$ 14.084.724	\$ 19.001.037	93,7%	135,95%
1.	REPAYMENT	04+05+06	\$ 4.820.770	\$ 7.906.038	\$ 6.016.212	100,30%	76,10%
1.	DIVIDEND	07+08+09	\$ 15.179.179	\$ 6.278.685	\$ 12.984.824	85,54%	206,87%
1.	DIVIDEND AVAILABLE		\$ 15.179.179	\$ 6.278.685	\$ 12.984.824		
	- PT Petrogas Jatim Utama (96,6%)	07+08+09	\$ 7.280.859	\$ 2.177.019	\$ 6.070.321	89,54%	206,87%
	- PT Raharja Energi Cepu (49%)	07+08+09	\$ 7.435.796	\$ 3.076.536	\$ 6.362.564	85,54%	206,87%
	- Koperasi Dipertam (0,4%)	07+08+09	\$ 462.524	\$ 20.130	\$ 21.939	83,54%	206,87%

PJUC akan membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan tahun 2024 berdasarkan formula CGFA sebesar \$12.984.824, dengan perincian:

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



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
TOTAL	\$ 83.602.355	\$ 42.302.791	\$ 40.965.154	\$ 334.409

Data historis Pembagian Dividen dapat dilihat dibawah ini:

DIVIDEND	PJU	REC	KOP. DIPERTAM	TOTAL
2009	\$ 29.025	28.107	229	57.361
2010	\$ 224.001	216.918	1.771	442.690
2011	\$ 565.350	547.473	4.469	1.117.293
2012	\$ 193.088	186.982	1.526	381.597
2013	\$ 394.207	381.742	3.116	779.065
2014	\$ 384.358	372.204	3.038	759.600
2015	\$ 860.541	833.330	6.803	1.700.673
2016	\$ 1.227.658	1.188.839	9.705	2.426.202
2017	\$ 1.344.489	1.301.976	10.628	2.657.093
2018	\$ 1.416.429	1.371.640	11.197	2.799.266
2019	\$ 1.525.650	1.477.408	12.060	3.015.119
2020	\$ 2.489.222	2.410.511	19.678	4.919.411
2021	\$ 7.535.804	7.297.517	59.572	14.892.893
2022	\$ 9.861.985	9.550.143	77.960	19.490.088
2023	\$ 7.680.665	7.437.798	60.717	15.179.179
2024	\$ 6.570.321	6.362.564	51.939	12.984.824
TOTAL	\$ 42.302.791	40.965.154	334.409	83.602.355



TATA KELOLA PERUSA- HAAN

**ANNUAL
REPORT
2024**



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 2024

Pada tahun 2024, 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 2023 PT PJUC telah diselenggarakan pada:

PERSETUJUAN BONUS

Hari/Tanggal	=	Senin, 14 Maret 2024
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)



RUPS Laporan Tahunan Tahun Buku 2023 PT PJUC telah diselenggarakan pada:

NO	AGENDA	KETERANGAN
1.	Penyampaian Laporan Dewan Komisaris	
2.	Persetujuan & Pengesahan Laporan Kegiatan PT. PJUC TB 2023	
		Akta No. 14 (14 Maret 2024) Notaris Evie Mardiana Hidayah
3.	Persetujuan Pembagian Dividen PT. PJUC TB 2023	
4.	Lain - lain	

RAPAT UMUM PEMEGANG SAHAM LUAR BIASA

RUPS – Luar Biasa telah diselenggarakan pada:

PENGESAHAN RKAP 2025 & PERSETUJUAN CCFA 2025		
Hari/Tanggal	=	Senin, 25 Oktober 2024
Waktu	=	10.00 WIB
Tempat	=	Hotel Four Point
Pimpinan	=	Hadi Ismoyo
Kuasa Pemegang Saham	=	PJU (Buyung Afrianto) REC (Alexandra Sinta Wahjudewanti) Koperasi Dipertam (Ariful Bhuana)

Adapun agenda dari RUPS- LB tersebut adalah sebagai berikut:

NO	AGENDA	KETERANGAN
1.	Pengesahan Rencana Kerja & Anggaran Perusahaan (RKAP) 2025	
2.	Persetujuan CCFA 2025	Akta No. 102 (25 Oktober 2024) 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 2024, dengan demikian tidak ada keputusan RUPS yang belum direalisasikan per 31 Desember 2024.

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
Tiat Surtiati Suwardi (Komisaris Utama)	Periode tahun 2020 - 2024	Akta No. 38 (23 Desember 2020) Notaris Evie Mardiana Hidayah
Abdul Halim Soebahar (Komisaris)	Periode tahun 2022 - 2026	Akta No. 53 (16 Maret 2022) Notaris Evie Mardiana Hidayah
M. Oka Lesmana Firdauzi (Komisaris)	Periode tahun 2023 - 2027	Akta No. 106 (10 Oktober 2023) 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
Bagus Pinandityo (Direktur Keuangan)	Periode tahun 2010 - 2015	Akta No. 81 (31 Agustus 2010) Notaris Wachid Hasyim
	Periode tahun 2015- 2018	Akta No. 6 (5 Juni 2015) Notaris Wachid Hasyim
	Periode tahun 2015 - 2020	Akta No. 10 (11 Juli 2018) Notaris Wachid Hasyim
	Tambahan masa jabatan sd. Tahun 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
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. 37 (20 Feb 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 ketetapan 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 dikerjakan 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
2020	Chatim, Atjeng, Sugeng & Rekan	Wajar Tanpa Modifikasi
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



KEGIATAN ORGANISASI DAN PERSONALIA

**ANNUAL
REPORT
2024**



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

Rakor BoD BoC Gas Study (Zoom Meeting, 10 Januari 2024)



Rakor Dekom & Direksi Annual Report 2023 (Hotel Pullman Ciawi, 1 Februari 2024)



Diskusi terkait Persiapan Tajak Pemboran Sumur BUIC (Zoom Meeting, 13 Februari 2024)



TechCom / OpCom Award Recommendation Approval on – Provision of Oil and Chemical Spill Response and Emergency Preparedness Services Bid No. 066313 (Zoom Meeting, 27 Februari 2024)



ShipCoord ke-2629 (Surabaya, 5 Maret 2024)



Pemaparan Pengalaman (Lesson Learned) Penanganan Permasalahan Produksi – Scale Problem di Wilayah Kerja Pertamina (Zoom Meeting, 6 Maret 2024)



Agenda Rapat Sharing Sesi Penanganan Scale Problem

No	Topik	Penyaji
1	Introduction	Prasetyo WRT
2	Scale Problem	Prasetyo WRT
3	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
4	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
5	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
6	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
7	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
8	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
9	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT
10	Penanganan Scale Problem	Prasetyo WRT

TechCom "Provision of Offshore Support Vessel – Crew Boat Charter Services" (Zoom Meeting, 7 Maret 2024)



Teknikal Tender

No	Item	Unit	Estimasi Harga	Penawaran
1	...	...	...	...
2	...	...	...	...
3	...	...	...	...
4	...	...	...	...
5	...	...	...	...
6	...	...	...	...
7	...	...	...	...
8	...	...	...	...
9	...	...	...	...
10	...	...	...	...

TechCom "Provision of Catering and Housekeeping Services" (Zoom Meeting, 20 Maret 2024)



Rapat Koordinasi & Evaluasi Lifting BKS dengan PT Kilang Pertamina Indonesia (Hotel Tentrem Semarang, 21 Maret 2024)



TechCom "Provision of Coiled Tubing and Stimulation Equipment and Services" (Zoom Meeting, 22 Maret 2024)



Rapat Koordinasi Lifting BKS TW I (Hotel JW Marriott Surabaya, 23 April 2024)



Pelatihan Gas Development and Commercialization dan Pelatihan Cost Control & Financial Reporting of the Upstream Operation in Indonesia (Hotel JW Marriott Surabaya, 24 – 25 April 2024)



Halal Bi Halal BKS PI Blok Cepu 2024 (Hotel Plataran Bromo Pasuruan, 26-27 April 2024)



Shipcoord ke-2639 (Ruang Arun dan Vorwata, Wisma Mulia, Jakarta. 21 Mei 2024)



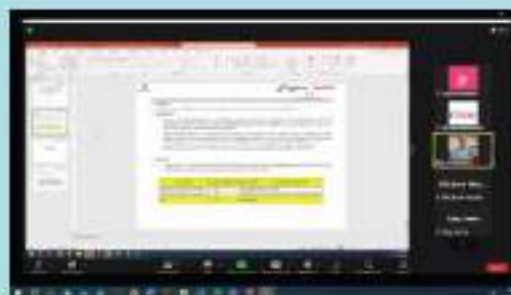
Witness Lifting FSO Gagak Rimang (Lamongan, 10 Mei 2024)



Techcom BUIC B13 Drilling Result (Zoom Meeting. 11 Juli 2024)



Techcom Write Off Material (Zoom Meeting. 22 Juli 2024)



Rakor BKS TWII dan Pembahasan SOP Ekspor (Yogyakarta, 29-31 Juli 2024)



Rakor BoD & BoC PJUC TWII 2024 (Yogyakarta, 1 Agustus 2024)



Physical Check Write Off Material (Bojonegoro, 6 Agustus 2024)



Techcom WPnB Security (Zoom Meeting, 6 Agustus 2024)



Techcom Buic Update (Zoom Meeting. 7 Agustus 2024)



TechCom BUDe (Zoom Meeting. 8 Agustus 2024)



Techcom Pre WPnB (Zoom Meeting. 20-21 Agustus 2024)



Minyak Perdana BUIC (Bojonegoro, 9 Agustus 2024)



Sharing Session Operasional Lifting Bersama EMCL (Magelang, 15 Agustus 2024)



Pre WP&B With SKK Migas (Jakarta, 24-25 September 2024)



Sharing Session Terkait Operasional Lifting (Bogor 25 September 2024)



Sharing Session Lifting Operations and Plan of Development ITB Cirebon (Cirebon, 11 Oktober 2024)



Pre-RKAP BoD BoC Coordination Meeting (Zoom Meeting, 18 Oktober 2024)



RUPSLB - RKAP 2025 (Surabaya, 25 Oktober 2024)



WP&B 2025 (Bogor, 29-30 Oktober 2024)



ENTIK Procedure Meeting with SKK Migas (Zoom Meeting, 30-31 Oktober 2024)



Rapat Pembahasan PJBM KPI (Ubud, 20-21 November 2024)



Rapat Pengesahan RKAP Lifting & BKS Ops 2024 serta serah terima jabatan ketua BKS (Bandung, 17 Desember 2024)



Simulasi Implementasi Lifting Skema Komersial Entik WK CEPU (Bandung, 19 Desember 2024)



Penandatanganan PJBM MM Banyu Urip (Bandung, 19 Desember 2024)



KEGIATAN CSR

Selama tahun 2024, PJUC telah melakukan sejumlah kegiatan CSR dengan total realisasi Rp 1.195.898.062 (119,59% dari RKAP). CSR meliputi :

Penyerahan CSR Yayasan Sosial Yatim Al-Masyithoh) (Gresik, 21 Februari 2024)



CSR PLTS Al Hikam (Malang, 28 Mei 2024)



CSR Microfinance Non Interest (Ponorogo & Magetan, 29 Mei 2024)



CSR Program Tebar Qur'an (Tuban, 12 Juni 2024)



CSR Pikohidro Elkisi (Mojokerto, 8 Juli 2024)



CSR MTsT Nurul Amal Parang (Magetan, 9 Juli 2024)



CSR Pelatihan Sertifikasi Benih Kentang (Pasuruan, 10 Juli 2024)



CSR RSTKA Airlangga (Surabaya, 11 Juli 2024)



Sharing Session Reservoir Management Pertamina EP Cirebon (Cirebon, 10-11 September 2024)



Penandatanganan MOU CSR 2025 Kab Pasuruan (Surabaya, 17 September 2024)



Sharing Session Lifting Operations and Plan of Development UNEJ (Jember, 12 November 2024)



Petrogas Student Corner UNEJ (Jember, 12 November 2024)



CSR Pondok Pesantren Shofa Marwa (Jember.13 November 2024)



KEGIATAN PERSONALIA

KESEJAHTERAAN KARYAWAN

Kesejahteraan karyawan meliputi :

- Mengikutsertakan Dewan Komisaris, Direksi, dan Karyawan dalam Asuransi Kesehatan,
- Mengikutsertakan karyawan dalam program JAMSOSTEK sebagai salah satu target agar Perseroan memenuhi kebutuhan peraturan yang berlaku,
- Mengikutsertakan karyawan dalam program BPJS KESEHATAN sebagai pemenuhan kewajiban perusahaan berdasarkan Undang-Undang No 24 tahun 2011 tentang BPJS,
- Pemenuhan standard Upah Karyawan sesuai UMK Kabupaten/Kota tahun 2023,
- Memberikan obat-obatan dan vitamin pendukung untuk pencegahan covid-19,

PENGEMBANGAN DAN PENINGKATAN KUALITAS SUMBER DAYA MANUSIA

Pengembangan skill, knowledge dan ability staff melalui training petroleum economic secara offline. Training tersebut diharapkan dapat memberi pengetahuan dasar terkait keekonomian di industri minyak dan gas

Pelatihan Komunikasi, Presentasi dan Menulis Laporan Efektif & Rapat Koordinasi BKS (Hotel Alila Solo. 22-23 Januari 2024)



BKS Gathering Labuan Bajo (Labuan Bajo, 24-27 Juni 2024)





DAFTAR PUSTAKA

**ANNUAL
REPORT
2024**



DAFTAR PUSTAKA

Berikut ini daftar pustaka yang digunakan dalam pembuatan Laporan Tahunan 2024:

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

