

LAPORAN TAHUNAN 2018

(FINANCIAL AUDITED)



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

I. DAFTAR ISI

I. Daftar Isi	1
II. Daftar Gambar	4
III. Daftar Tabel	6
IV. Lembar Persetujuan	8
V. Kata Pengantar	9
VI. Executive Summary	10
VII. Profile Perusahaan	17
VII.1. Legalitas Perusahaan	18
VII.2. Visi & Misi Perusahaan	19
VII.3. Sasaran Perusahaan	20
VII.4. Strategi Perusahaan	21
VII.5. Kebijakan Manajemen	22
VII.6. Pemegang Saham	23
VII.7. Struktur Organisasi	24
VIII. Teknikal	25
VIII.1. Blok Cepu	26
VIII.2. Lapangan Banyu Urip	28
8.2.1. Cadangan	28
8.2.2. Produksi	34

8.2.3. Kegiatan Operasional Tahun 2018	39
VIII.3. Lapangan Kedung Keris	46
8.3.1. Cadangan	46
8.3.2. Produksi	48
8.3.3. Kegiatan Operasional Tahun 2018	49
IX. Laporan Keuangan	52
IX.1. Laporan Posisi Keuangan Atas PSC Cepu	53
IX.2. Laporan Keuangan PJUC (Auditan)	58
9.2.1. Rasio Keuangan	65
9.2.2. Pendapatan	66
9.2.3. Beban Langsung	67
9.2.4. Beban Operasional	67
9.2.5. Arus Kas	69
9.2.6. Likuiditas dan Sumber Modal	69
9.2.7. Struktur Modal	70
IX.3. Cash Call, Pinjaman, dan Pembayaran Kembali Modal Aktual	71
IX.4. Pembagian Pendapatan dan Dividen	75
X. Kegiatan Organisasi dan Personalisa	77
X.1. Kegiatan Organisasi	78
10.1.1. Kegiatan General Affair	78
10.1.2. Kegiatan Administrasi Legas	78

10.1.6. Kegiatan CSR	78
X.2. Kegiatan Personalia	79
10.2.1. Kesejahteraan Karyawan	80
10.2.2. Pengembangan dan Peningkatan Kualitas Sumber Daya Manusia	80
XI. Daftar Pustaka	81

II. DAFTAR GAMBAR

Gambar-1	Peta Blok Cepu	26
Gambar-2	Gradien Tekanan Banyu Urip	29
Gambar-3	Perforasi Lapangan Banyu Urip	29
Gambar-4	Peta Top Carbonat Envelope dan Seismik Banyu Urip	30
Gambar-5	<i>Gas Oil Ratio</i> Lapangan Banyu Urip	31
Gambar-6	<i>Bubble Map</i> dan Perforasi Lapangan Banyu Urip	31
Gambar-7	Metoda <i>Casing Path</i> pada Pelaksanaan <i>Gas Shut Off</i>	32
Gambar-8	<i>Gas Handling Capacity Upgrade</i>	32
Gambar-9	<i>Water Cut</i> Lapangan Banyu Urip	33
Gambar-10	Tekanan Reservoir Lapangan Banyu Urip	33
Gambar-11	Sumur pada Wellpad A, B, dan C	34
Gambar-12	Produksi Minyak dari CPF ke FSO	35
Gambar-13	Target vs Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2018	36
Gambar-14	Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2009 - 2018	36
Gambar-15	Produksi Gas, Minyak, Air dan Gas Injeksi, Air Injeksi Lapangan Banyu Urip	37
Gambar-16	Produksi dan Kumulatif Gas, Minyak, Air Lapangan Banyu Urip	37
Gambar-17	Produksi dan Kumulatif Gas dan Air Injeksi Lapangan Banyu Urip	38
Gambar-18	Produksi dan Kumulatif Gas dan Air Injeksi Lapangan Banyu Urip	38

Gambar-19	<i>Ramp down Ramp Up Annual Shutdown</i>	40
Gambar-20	Cargo Block FSO Gagal Rimang	40
Gambar-21	Aktual vs Baseline Plan Waktu Pelaksanaan RBI Batch#3	41
Gambar-22	Hasil Inspeksi RBI pada Batch#3	42
Gambar-23	Aktual vs Baseline Plan Waktu Pelaksanaan RBI Batch#4	43
Gambar-24	Hasil Inspeksi RBI pada Batch#4	44
Gambar-25	Jarak Lapangan Kedung Keris dengan Banyu Urip	46
Gambar-26	Top Carbonate Envelope dan Seismic Interpretation KK-1	47
Gambar-27	Gradien Tekanan KK-1	48
Gambar-28	Skenario Pengembangan Lapangan Kedung Keris	48
Gambar-29	Profil Produksi Lapangan Kedung Keris	49
Gambar-30	Total Assets, Total Liability, dan Equity	63
Gambar-31	<i>Revenue, Gain (Loss) from Operations</i> , dan Total <i>Comprehensif Income</i>	65
Gambar-32	Cash Call PJUC	71
Gambar-33	Pembayaran Kembali (Pokok dan Bunga)	73
Gambar-34	Perbandingan antara Cash Call, Pendapatan Kotor, dan Pembayaran Kembali Pinjaman	73
Gambar-35	Historis Pembagian Dividend	76

III. DAFTAR TABEL

Tabel-1	Target vs Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2018	35
Tabel-2	Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2009 - 2018	36
Tabel-3	<i>Inspection Score</i> untuk RBI pada Batch#3, range yaitu : 0 – 3 (Bagus), 3 – 4 (Medium), 4 – 6 (jelek)	41
Tabel-4	<i>Inspection Score</i> untuk RBI pada Batch#4, range yaitu : 0 – 3 (Bagus), 3 – 4 (Medium), 4 – 6 (jelek)	42
Tabel-5	<i>CPF Major Equipment Availability dan Reliability</i>	45
Tabel-6	Kegiatan Operasional Forecast vs Aktual	45
Tabel-7	Jadwal Proyek Kedung Keris	50
Tabel-8	Kegiatan Operasional Forecast vs Aktual	50
Tabel-9	Laporan Posisi Keuangan Q4-2018	53
Tabel-10	Pembagian Hak Blok Cepu	54
Tabel-11	Bagian Pendapatan Blok Cepu	54
Tabel-12	Prosentase Bagian Revenue	54
Tabel-13	Lifting dan Harga Minyak	55
Tabel-14	Perbandingan Entitlement 2017 vs 2018	55
Tabel-15	Biaya Proyek Blok Cepu	56
Tabel-16	Opini Akuntan Publik Chatim, Atjeng, Soegeng & Rekan	58
Tabel-17	Laporan Posisi Keuangan	59
Tabel-18	Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif	60
Tabel-19	Laporan Arus Kas	61

Tabel-20	Laporan Perubahan Ekuitas	62
Tabel-21	Perbandingan Laporan Posisi Keuangan 2017 vs 2018	62
Tabel-22	Perbandingan Laporan Laba Rugi Komprehensif 2017 vs 2018	64
Tabel-23	Rasio Keuangan	65
Tabel-24	Pendapatan PJUC per Tahun dan per Jenis	66
Tabel-25	Perbandingan Revenue 2017 vs 2018	66
Tabel-26	Perbandingan Budget vs Aktual	66
Tabel-27	Beban Langsung PJUC per Tahun dan per Jenis	67
Tabel-28	Perbandingan Direct Cost Budget 2017 vs 2018	67
Tabel-29	Perbandingan Direct Cost Budget vs Aktual	67
Tabel-30	Rincian Beban Operasional & Others	67
Tabel-31	Perbandingan B. Operasional & Other Income 2017 vs 2018	68
Tabel-32	Perbandingan B. Operasional & Other Income Budget vs Aktual	68
Tabel-33	Perbandingan B. Operasional PJUC Budget vs Actual	68
Tabel-34	Perbandingan Arus Kas 2017 vs 2018	69
Tabel-35	Likuiditas & Sumber Modal	69
Tabel-36	Struktur Modal	70
Tabel-37	Actual Repayment	72
Tabel-38	Saldo Pinjaman Pokok dan Bunga	74
Tabel-39	Revenue Sharing based on Formula CCFA	75

IV. LEMBAR PERSETUJUAN

Dengan ini, Direksi dan Dewan Komisaris PT. Petrogas Jatim Utama Cendana menyetujui Laporan Tahunan 2018 Financial Audited untuk yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2018 sebagai cerminan kinerja dan keuangan perseroan Tahun Buku 2018.

DEWAN DIREKSI :

Hadi Ismoyo

Alexandra Sinta Wahjudewanti

Bagus Pinandityo

DEWAN KOMISARIS :

Warno Harisasono

Fahrizi

M. Husni Thamrin

V. KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh

Alhamdulillah dengan memanjatkan puji syukur kehadiran Allah SWT atas berkat rahmat, karunia serta hidayah-Nya yang di berikan kepada segenap Direksi dan karyawan PT. Petrogas Jatim Utama Cendana (PJUC), peyusunan *Annual Report Audited* tahun 2018 dapat diselesaikan dengan baik.

Tujuan dari pembuatan laporan ini adalah untuk memberikan gambaran mengenai pelaksanaan dan rencana kegiatan perusahaan serta sebagai bentuk pertanggungjawaban Manajemen terhadap amanah yang telah diberikan oleh Pemegang Saham.

Laporan ini diharapkan dapat menjadi bahan evaluasi dan tolak ukur serta sebagai bahan perbaikan di masa yang akan datang.

Dalam penyusunan laporan ini, manajemen menyadari masih terdapat banyak kekurangan. Untuk itu segala saran dan kritik serta masukan yang bersifat konstruktif sangat dibutuhkan.

Akhir kata, kami berharap kepada semua pihak yang memiliki kepentingan terhadap perusahaan dapat mendukung sesuai peran dan fungsinya sehingga sasaran dan tujuan yang telah dan akan ditetapkan dapat tercapai secara optimal. Aamiin.

Wassalamu'alaikum Warahmatullahi Wabarakatuh

Direktur Utama

Hadi Ismoyo

VI. 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 Minyak. 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) dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2018 secara keseluruhan memperlihatkan angka yang stabil (**~386 Scf/Bbl**) ini memperlihatkan bahwa belum terjadi *Gas Coning*.

Sedangkan untuk *Water Cut* (WC) dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2018 memperlihatkan *Water Cut* masih di bawah **0,2%**, ini memperlihatkan bahwa terjadi pergerakan *Oil Water Contact* yang tidak significant, belum terjadi *Water Coning*. Tekanan Reservoir Banyu Urip masih tinggi (**~1970 psia**) sedangkan penurunan tekanan reservoir **130 psia** (dengan kumulatif produksi sampai 31 Desember 2018 sebesar **283,97 MMBO**)

Analisa yang dilakukan berdasarkan perkembangan data baru *Geology Geophysic Reservoir* dan *Reservoir Modelling* (Dinamis Data) menunjukkan perkiraan cadangan minyak terambil selama periode PSC meningkat **94 MMBO** menjadi **823 MMBO** dari sebelumnya **729 MMBO**, sehingga sisa cadangan sebesar **539,03 MMBO**.

Produksi minyak dari 1 Januari 2018 – 31 Desember 2018 telah mencapai **76.209.693** Barrel atau 101,81% dari yang ditargetkan pada RKAP 2018 Perubahan yaitu sebesar 74.855.815 Barrel. Dengan rata-rata produksi tahun 2018 sampai bulan Desember sebesar **208.794** BOPD atau 1,81% lebih tinggi dari RKAP 2018 Perubahan yaitu sebesar 205.084 BOPD.

Produksi Minyak Tahun 2018														
	Bulan	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Agst	Sep	Okt	Nov	Des	Rata-Rata dan Kumulatif
RKAP	Produksi (BOPD)	205,920	205,920	205,920	157,420	205,920	205,920	205,220	205,220	205,220	205,220	210,120	210,120	202,400
	Kumulatif (BBL)	6,383,520	5,765,760	6,383,520	4,722,600	6,383,520	6,177,600	6,361,820	6,361,820	6,156,600	6,361,820	6,303,600	6,513,720	73,875,900
RKAP Perubahan	Produksi (BOPD)	208,465	207,910	207,820	209,639	212,473	216,523	177,620	204,260	204,260	204,260	204,260	204,260	205,084
	Kumulatif (BBL)	6,462,426	5,821,466	6,442,411	6,289,158	6,586,659	6,495,693	5,506,220	6,332,060	6,127,800	6,332,060	6,127,800	6,332,060	74,855,815
Aktual	Produksi (BOPD)	208,465	207,910	207,820	209,639	212,473	216,523	180,667	213,802	212,537	208,384	209,312	218,322	208,794
	Kumulatif (BBL)	6,462,426	5,821,466	6,442,411	6,289,158	6,586,659	6,495,693	5,600,664	6,627,870	6,376,105	6,459,906	6,279,353	6,767,981	76,209,693

Pada tahun 2018 telah dilaksanakan *Annual Shutdown* untuk pemeliharaan rutin, finalisasi *Shutdown* dan *Start-Up (Ramp down – Ramp Up Profile)*, difokuskan pada 3 hal yaitu *Additional oil cooler tie in*, *HP Flare pilot replacement*, *LP Flare pilot replacement*.

Aktual *Annual Shutdown* 4,5 hari (8 – 12 Juli 2018) dari yang direncanakan 7 hari (8 – 14 Juli 2018), sehingga bisa saving minyak ~477.790 bbl dari yang direncanakan sebesar 1.470.000 bbl.

Sesuai dengan peraturan *American Bureau of Shipping (ABS) Class* dan *Biro Klasifikasi Indonesia (BKS) Class* bahwa *Floating Storage Offloading (FSO) Gagak Rimang* harus dilakukan inspeksi terhadap seluruh *Cargo Tank* dan Tanki lainnya yang ada di FSO Gagak Rimang setiap 5 tahun. FSO Gagak Rimang menjadwalkan *Risk Base Inspection (RBI)* dilakukan setiap tahun dengan urutan jadwal yang telah ditentukan, sehingga diharapkan pada tahun ke 5, umur FSO telah dilakukan secara menyeluruh.

RBI (Risk Base Inspection) pada *Batch#3* dilakukan pada tanggal 9 April 2018 – 2 Mei 2018 (24 hari) dari yang direncanakan 9 April 2018 – 9 Mei 2018 (31 hari). Sedangkan *RBI batch#4* dilakukan pada tanggal 22 September 2018 – 16 Oktober 2018 (25 hari) dari yang direncanakan 22 September 2018 – 24 Oktober 2018 (33 hari). Hasil Scoring menunjukkan masih di zone aman (hijau) dengan score : 1-3 dan tidak perlu tindak lanjut (Class).

Kegiatan	Satuan	RKAP Sept 2017	RKAP Perubahan	Relalisasi	Keterangan
Annual Shutdown	Hari	7	7	4,5	<i>Shutdown dan Start-Up (Ramp down – Ramp Up Profile)</i> , difokuskan pada 3 hal yaitu <i>Additional oil cooler tie in, HP Flare pilot replacement, LP Flare pilot replacement</i>
Risk Base Inspection (RBI) Batch#3	Hari	31	31	24	Tangki 1P void, 1S void, 1P <i>Cargo Oil Tank (COT)</i> , 1S COT, dan SLOP (P) dengan tambahan inspeksi pada 2P void (pemeriksaan <i>weep</i>), 2P COT (<i>Crude Oil Washing /COW Machine PM</i>), dan 4S void (pemeriksaan <i>weep</i>)
Risk Base Inspection (RBI) Batch#4	Hari	33	33	25	Tanki 4C COT, 5P COT, 5S COT, Hull Exterior, dengan tambahan inspeksi pengecekan untuk 1P Void dan 4S Void

Selain itu dilakukan pemeliharaan rutin *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 2018 untuk *Availability* yaitu 95,70% dan *Reliability* yaitu 98,68%

Lapangan Kedung Keris ditemukan pada tahun 2011 dan *Plan of Development (POD)* disetujui oleh SKK Migas pada tanggal 8 Juni 2016. Cadangan Lapangan Kedung Keris sebesar **12,60 MMBO** dengan produksi awal 2700 BOPD dan *peak production* 6700 BOPD. Target produksi Lapangan Kedung Keris pada Q3/Q4 Tahun 2019, profil produksi dapat dilihat pada gambar di bawah ini

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.

Kegiatan operasional tahun 2018 pada Lapangan Kedung Keris antara lain :

- Full Well Stream (FWS) Line Pipe, 8"
- Full Well Stream (FWS) Line Pipe Coating & Insulation
- Power Cable
- Fiber Optic Cable
- Perijinan dan Kontruksi Kalipang Railway Crossing Upgrade
- Perijinan Water Crossing Land Acquisition

IMB untuk Konstruksi EPC belum diperoleh. Salah satu syarat untuk terbitnya IMB yaitu perijinan dari Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat untuk *River Water Crossing* sudah diperoleh tanggal 20 Desember 2018. IMB ini diperlukan agar Konstruksi pipa /EPC segera ada kemajuan, jika IMB belum ada, maka pekerjaan pipa baru hanya dapat di gelar dan di las, tetapi belum bisa ditanam, dimana ini amat rawan dari gangguan vandalisme (jika tidak segera ditanam). Karena itu EMCL minta bantuan BKS/Pemda Bojonegoro untuk meminta segera menerbitkan IMB.

Kegiatan	Satuan	RKAP Sept 2017	RKAP Perubahan	Realisasi	% Capaian	Keterangan
Full Well Stream (FWS) Line Pipe, 8"	Bulan	April 2018	April 2018	Mei 2018	100% (Delay 1 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Full Well Stream (FWS) Line Pipe Coating & Insulation	Bulan	Juli 2018	Agustus 2018	Juli 2018	100%	Sesuai jadwal RKAP Sept 2017
Power Cable	Bulan	Juni 2018	Juni 2018	Juli 2018	100% (Delay 1 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Fiber Optic Cable	Bulan	Maret 2018	Maret 2018	Mei 2018	100% (Delay 2 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Kalipang Railway Crossing Upgrade	Bulan	Januari 2018	Agustus 2018	Juni 2018	100%	Delay dari RKAP Sept 2017 karena menunggu izin dari PT KAI
Perijinan Water Crossing	Bulan	Juni 2018	Agustus 2018		On Progress	Belum mendapatkan izin dari Bupati Bojonegoro
Land Acquisition	Bulan	April 2018	April 2018	April 2018	100%	Sesuai jadwal

Kegiatan Operasional Blok Cepu selama Tahun 2018 berjalan dengan baik tanpa kendala operasional yang berarti.

Kinerja Keuangan PJUC 2018

Financial Position	Budget	Actual	Actual vs Budget
2018	\$	\$	%
Current Assets	16,582,100	14,706,704	88.69%
Non-Current Assets	53,729,220	44,838,116	83.45%
Total Assets	70,311,320	59,544,820	84.69%
Current Liabilities	20,637,232	20,757,681	100.58%
Non-Current Liabilities	35,959,190	26,569,249	73.89%
Total Liabilities	56,596,422	47,326,929	83.62%
Share Capital Issued & Paid	53,905	53,905	100.00%
Additional Pain in Capital	1,420	1,420	100.00%
Retained Earnings	13,659,573	12,162,566	89.04%
Equity	13,714,898	12,217,891	89.08%
Total Liabilities & Equity	70,311,320	59,544,820	84.69%

Comprehensive Income	Budget	Actual	Actual vs Budget
2018	\$	\$	%
Revenue	40,628,005	43,885,318	108.02%
Direct Cost	(19,617,927)	(26,081,901)	132.95%
Gain (Loss) From Operations	21,010,078	17,803,417	84.74%
Other Income (Expenses)	(853,030)	(518,820)	60.82%
Income Before Tax	20,157,048	17,284,597	85.75%
Tax Income (Expenses)	(12,103,416)	(13,367,184)	110.44%
Deferred Tax Income (Expenses)	(1,045,700)	2,130,615	-203.75%
Income For The Year	7,007,932	6,048,028	86.30%
Other Comprehensive Income (Expenses)	(18,800)	67,717	-360.20%
Total Comprehensive Income For The Year	6,989,132	6,115,745	87.50%

Kinerja keuangan PJUC pada tahun 2018 (*Audited*) sebagai berikut :

- Total Aset tahun 2018 sebesar US\$ 59.544.820 atau sebesar 84,69% dari target tahun 2018 yang sebesar US\$ 70.311.320. Besarnya akumulasi penyusutan tahun 2018 menyebabkan total aset yang diharapkan tidak tercapai.
- Total Revenue tahun 2018 adalah sebesar US\$ 43.885.318 atau sebesar 108,02% dari target tahun 2018 yang sebesar US\$ 40.628.005. Kenaikan ini disebabkan karena kenaikan harga minyak serta produksi minyak yang stabil.
- Pajak Migas (CnD Tax) tahun 2018 sebesar US\$ 13.367.184 atau sebesar 110,44% dari anggaran yang sebesar US\$ 12.103.416. Besarnya capaian pajak

ini diakibatkan semakin tinggi harga maka pajak yang harus dibayarkan semakin naik, sehingga menguras pendapatan PJUC.

- Laba bersih tahun 2018 sebesar US\$ 6.115.745 atau 87,50% dari target 2018 yang sebesar US\$ 6.989.132. Laba bersih tidak mencapai target karena adanya biaya penyusutan aset minyak dan gas bumi yang harus dibebankan cukup besar di tahun 2018.

Informasi tambahan tidak tampak dalam tabel di atas:

- Pajak atas bunga/withholding tax (PPh 23) pada tahun 2018 sebesar US\$ 536.893 atau 85,28% dari anggaran yang sebesar US\$ 629.550.
- Loan Repayment pada tahun 2018 adalah sebesar US\$ 26.155.415 (Principal US\$ 21.754.931 dan Interest US\$ 4.400.484) atau sebesar 115,74% dari anggaran yang sebesar US\$ 22.599.190 (Principal US\$ 19.033.038 dan Interest US\$ 3.566.152). Kenaikan nilai repayment dibanding targetnya adalah karena semakin besar revenue yang masuk, maka semakin besar nilai repayment yang dibayarkan.

Analisis Rasio Keuangan PJUC 2018

CURRENT RATIO	70,85%
CASH RATIO	32,52%
QUICK RATIO	64,91%
DEBT TO ASSETS RATIO	79,48%
DEBT TO EQUITY RATIO	387,36%
TOTAL ASSETS TURN OVER	73,70%
FIXED ASSETS TURN OVER	102,91%
GROSS PROFIT MARGIN	40,57%
OPERATING INCOME RATIO	39,39%
NET PROFIT MARGIN	13,78%
RETURN ON ASSETS	10,16%
RETURN ON EQUITY	49,50%

Yang perlu diperhatikan dalam analisis rasio keuangan di atas adalah besarnya total utang dibandingkan dengan ekuitas yang dimiliki perusahaan. Hal ini disebabkan investasi PJUC dibiayai oleh pinjaman dari pihak ketiga. Sehingga tampak total utang mencapai 387,36% dibandingkan total ekuitas.

PJUC membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan, dividen yang telah dibagikan sampai dengan tahun buku 2017 adalah sebesar US\$ 10.321.572. Sedangkan Dividen yang akan dibagi untuk tahun 2018 adalah sebesar US\$ 2.799.266 yang terdiri dari :

- PJU = US\$ 1.416.429 (133,74% dari target US\$ 1.059.119)
- REC = US\$ 1.371.640 (133,74% dari target US\$ 1.025.630)
- Koperasi DIPERTAM = US\$ 11.197 (133,74% dari target US\$ 8.372)

VII. PROFIL PERUSAHAAN



VII.1. 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. 14 tanggal 15 Januari 2009 dari Wachid Hasyim, SH, mengenai perubahan seluruh anggaran dasar untuk menyesuaikan dengan Undang-Undang No. 40 Tahun 2007 tentang Perseoran Terbatas. Perubahan tersebut telah mendapat persetujuan dari Menteri Hukum dan Hak Asasi Manusia Republik Indonesia dalam Surat Keputusan No. AHU-06127.AH.01.02.Tahun 2009 tanggal 5 Maret 2009.

Sesuai Akta Perubahan Anggaran Dasar No. 14 tanggal 15 Januari 2009 maksud dan tujuan Perusahaan adalah berusaha di bidang pertambangan.

Pendirian Perusahaan merupakan tindak lanjut dari diterbitkannya Undang-Undang No. 22 tahun 2001 tanggal 23 November 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi dan Peraturan Daerah Provinsi Jawa Timur No. 1 tahun 2006 tanggal 9 Maret 2006 tentang penunjukan Perusahaan sebagai wakil Keikutsertaan Pemerintah Provinsi Jawa Timur dalam bentuk saham pengelolaan minyak dan gas bumi pada Kontrak Kerja Sama (KKS) Blok Cepu.

Modal dasar PJUC, sebagaimana ditetapkan dalam Akta Pendirian No. 5 tanggal 14 Maret 2007 adalah Rp 2.000.000.000,- (dua milyar rupiah) terbagi atas 2.000 (dua ribu) 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); 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).

VII.2. VISI DAN MISI PERUSAHAAN



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

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



VII.3. 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 Pendapatan Asli Daerah (PAD) Provinsi Jawa Timur

Meningkatkan Perekonomian Provinsi Jawa Timur

VII.4. STRATEGI PERUSAHAAN

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

Bermitra dengan strategic partner untuk pembiayaan PI 2,2423% di Blok Cepu dengan cara Business to Business (B to B)

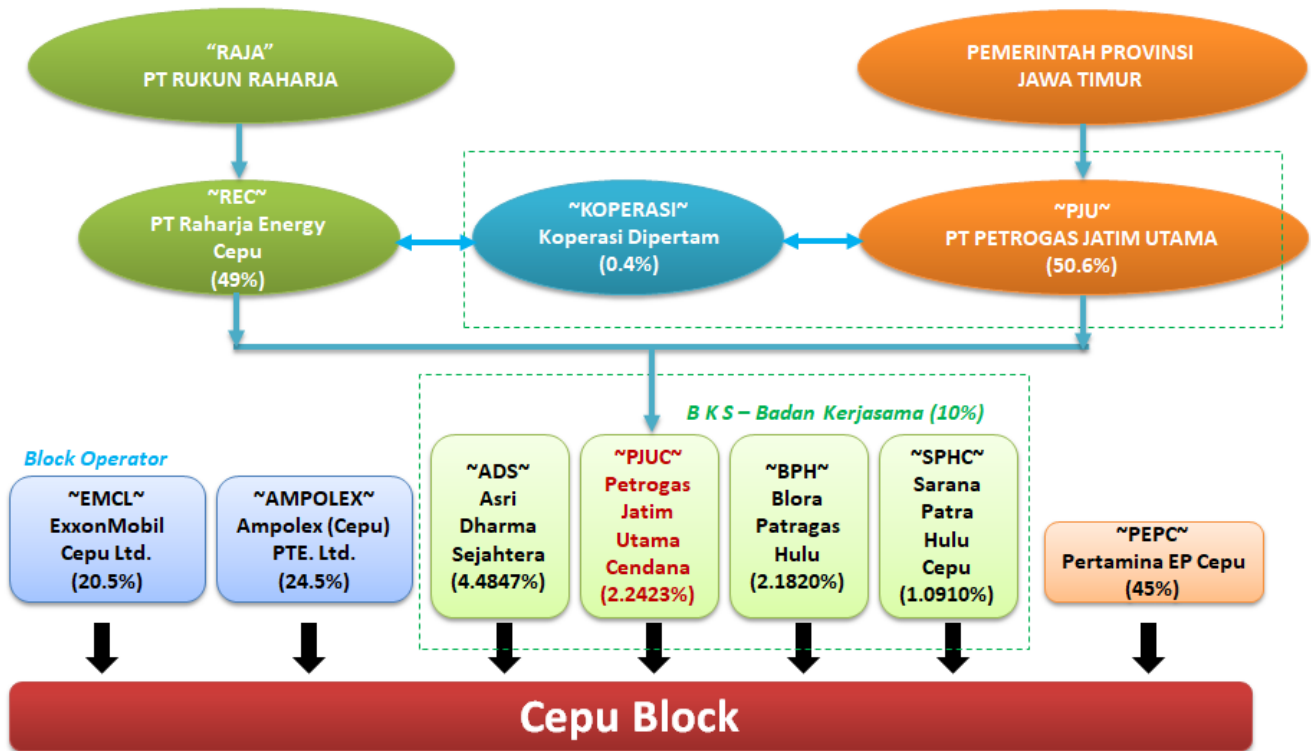
Melakukan penjualan minyak bumi lapangan Banyu Urip dengan bekerja sama dengan anggota Badan Kerjasama (BKS) lainnya dan Pertamina E&P Cepu (PEPC) untuk menjual minyak bumi ke Pertamina Persero melalui FSO Gagak Rimang

STRATEGI

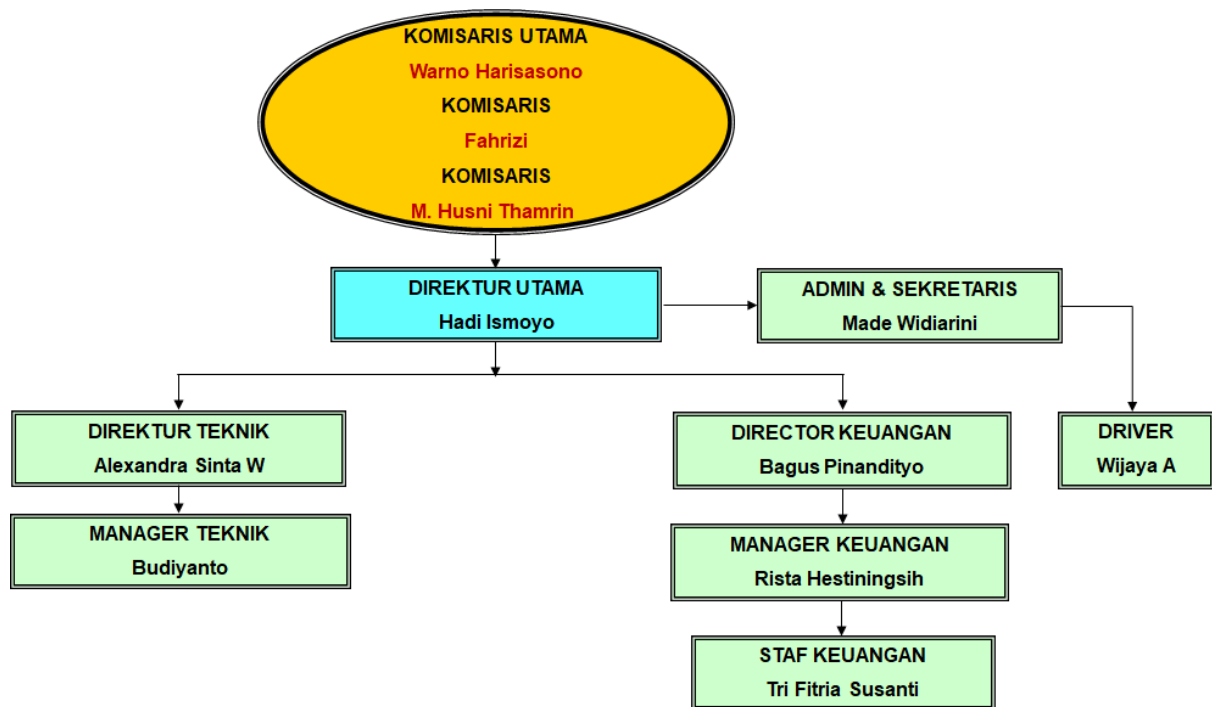
VII.5. KEBIJAKAN MANAJEMEN



VII.6. PEMEGANG SAHAM



VII.7. STRUKTUR ORGANISASI



No	Karyawan	Jabatan
A. Susunan Komisaris		
1	Warno Harisasono	Komisaris Utama (PJU)
2	Fahrizi	Komisaris (REC)
3	M. Husni Thamrin	Komisaris (PJU)
B. Susunan Direksi		
1	Hadi Ismoyo	Direktur Utama (PJU)
2	Alexandra Sinta Wahjudewanti	Direktur Teknik (REC)
2	Bagus Pinandityo	Direktur Keuangan (REC)
C. Karyawan		
1	Budiyanto	Manager Teknik
2	Rista Hestningsih	Manager Acc. & Fin.
3	Ni Made Kade Widiarini	Admin. & Sekretaris
4	Tri Fitria Susanti	Staf Keuangan

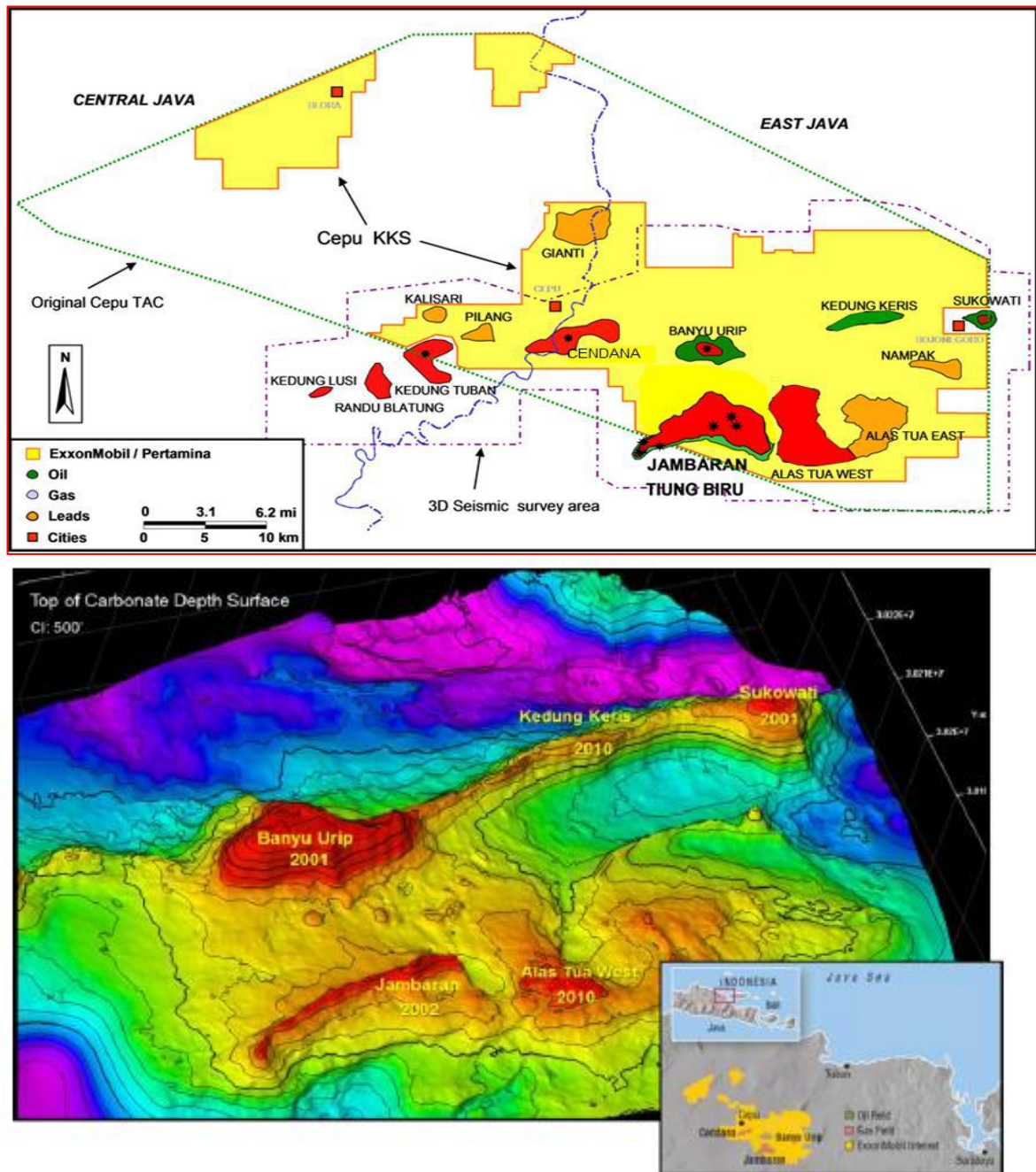
5	Wijaya E	Non Staff / Driver
---	----------	--------------------

VIII. TEKNIKAL



VIII.1. 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), seperti bisa dilihat di gambar di bawah.



Gambar-1. Peta 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.

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 saat ini dalam tahap pengembangan.

VIII.2. 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.

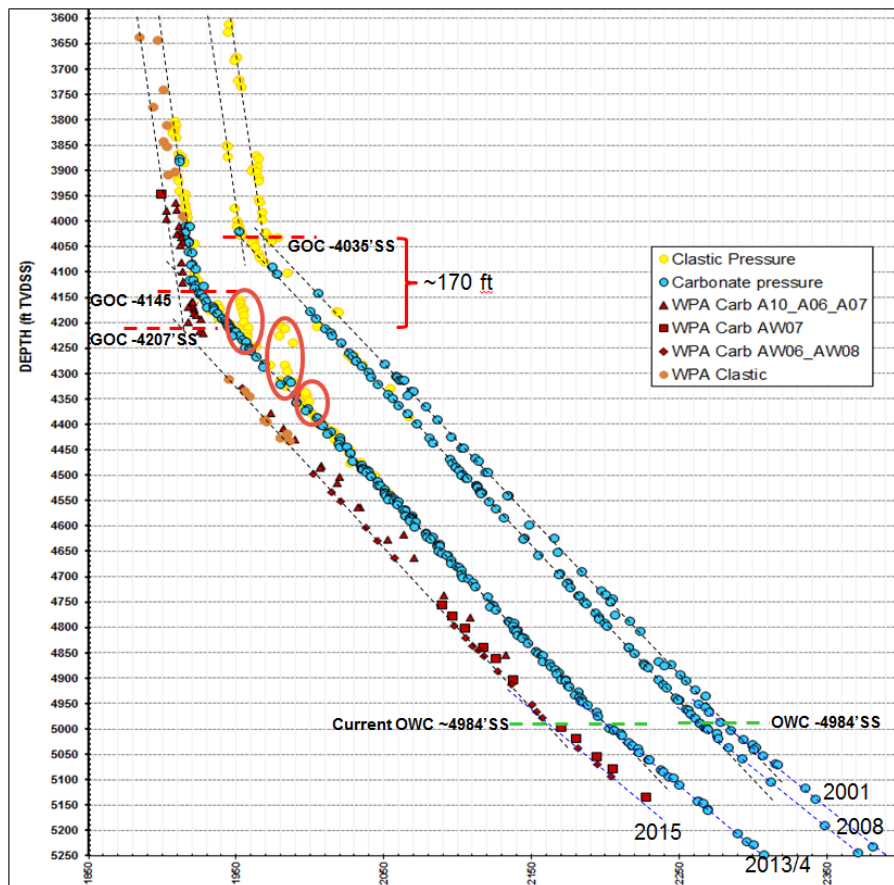
8.2.1. Cadangan

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

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

Berdasarkan data-data actual produksi lapangan dan data-data hasil pengeboran serta berdasarkan hasil simulasi (Dinamis Data) cadangan terambil Lapangan Banyu Urip meningkat sekitar 60% menjadi **729 MMBO**.

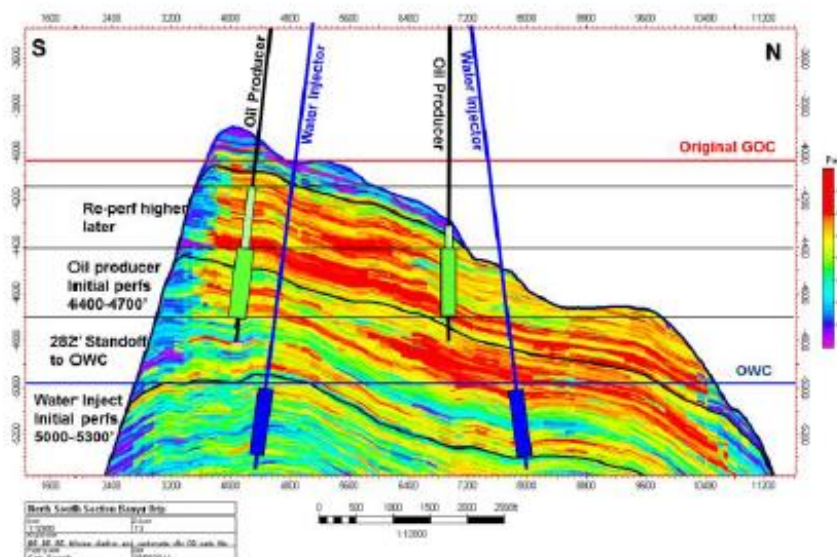
Data pressure menunjukkan konektivitas yang baik pada reservoir karbonat, reservoir klastik maupun antara reservoir karbonat dan reservoir klastik. Terjadi pergeseran gradient pressure yang seragam antara tahun 2001, 2008, 2013 dan 2015 baik di reservoir karbonat dan klastik terkait produksi dan adanya 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-2. Gradien Tekanan Banyu Urip

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

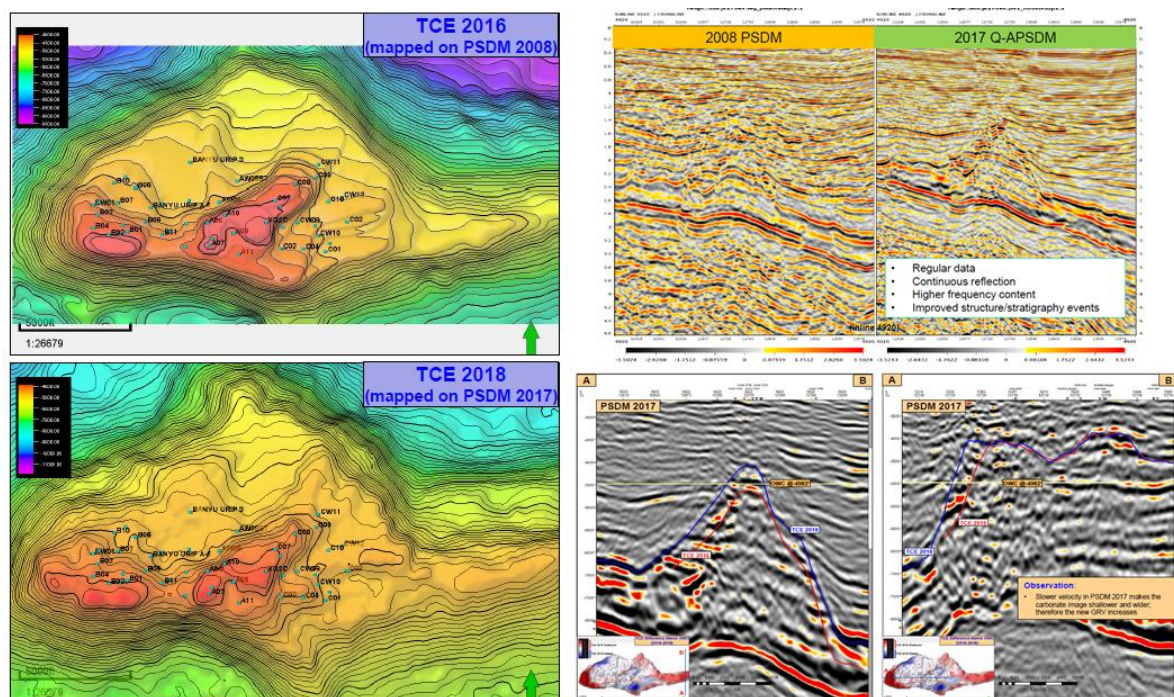


Gambar-3. Perforasi Lapangan Banyu Urip

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

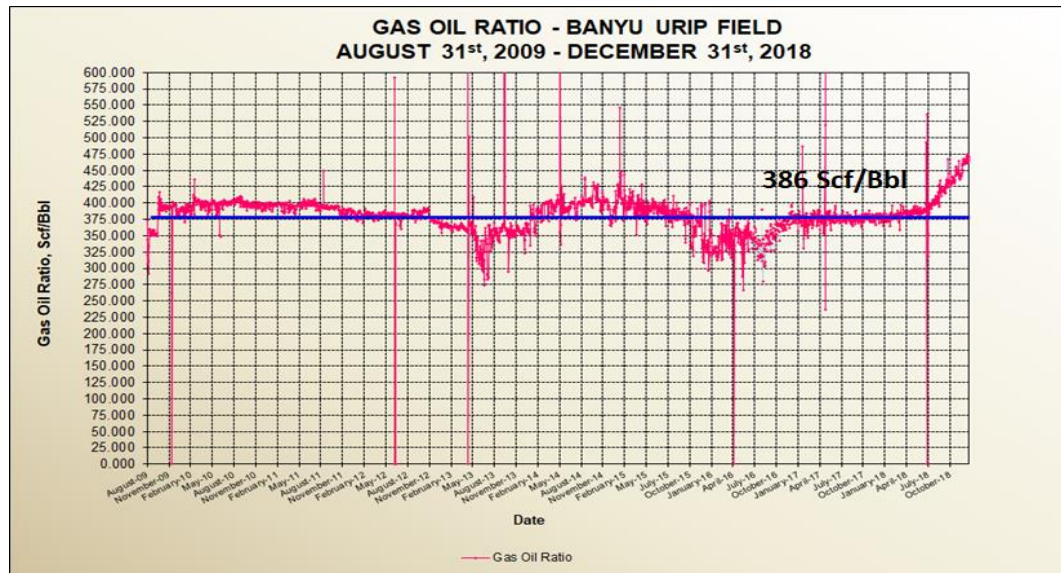
- Meningkatkan resolusi seismik untuk mendukung advance interpretation di Banyu Urip Carbonate.
- Memperbaiki area seismik yang terpengaruh oleh atenuasi (pembiasan) dari *shallow gas*.
- Meningkatkan kualitas seismik pada Banyu Urip Clastic agar dapat menentukan kemenerusan horizon lebih baik.
- Berupaya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

Telah terjadi peningkatan *Gross Volume Reservoir (GRV)* sebesar ~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 detil terutama *Facies Seismic*. Sedangkan Aspek Reservoir yaitu *Reservoir Modelling* (Dinamis Data), antara lain: penggunaan *Dual Porosity – Dual Permeability* dan monitoring kinerja reservoir.



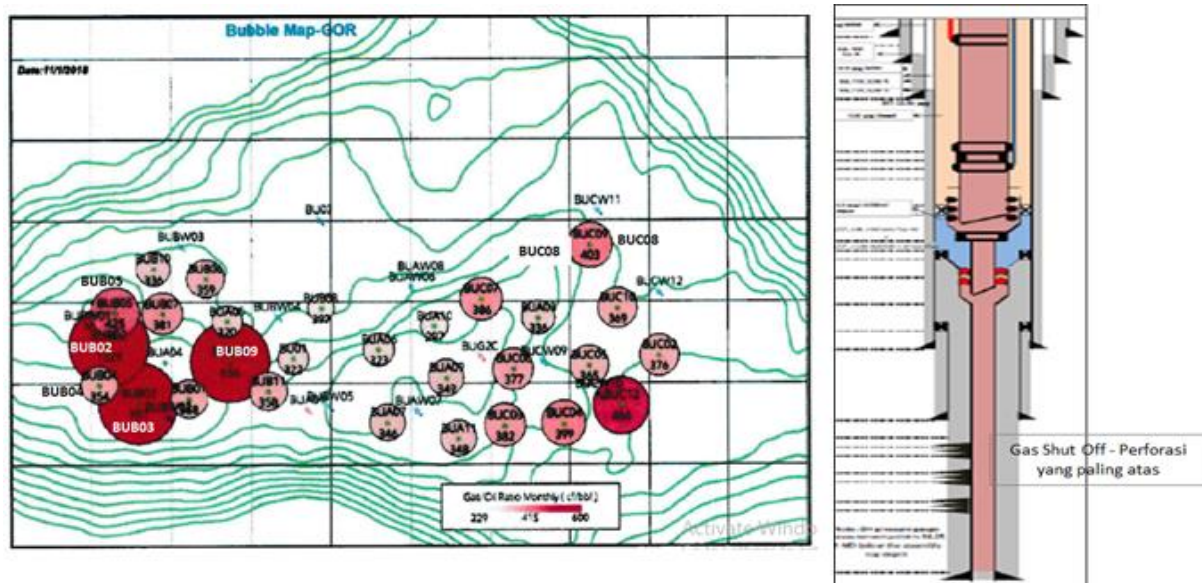
Gambar-4. Peta Top Carbonat Envelope dan Seismik Lapangan Banyu Urip

Sepanjang produksi mulai dari 31 Agustus 2009 sampai dengan saat ini, pihak operator selalu melakukan Pengamatan Kinerja Reservoir. Berdasarkan data *Gas Oil Ratio* (GOR) dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2018 secara keseluruhan memperlihatkan angka yang stabil ini memperlihatkan bahwa belum terjadi *gas coning*.



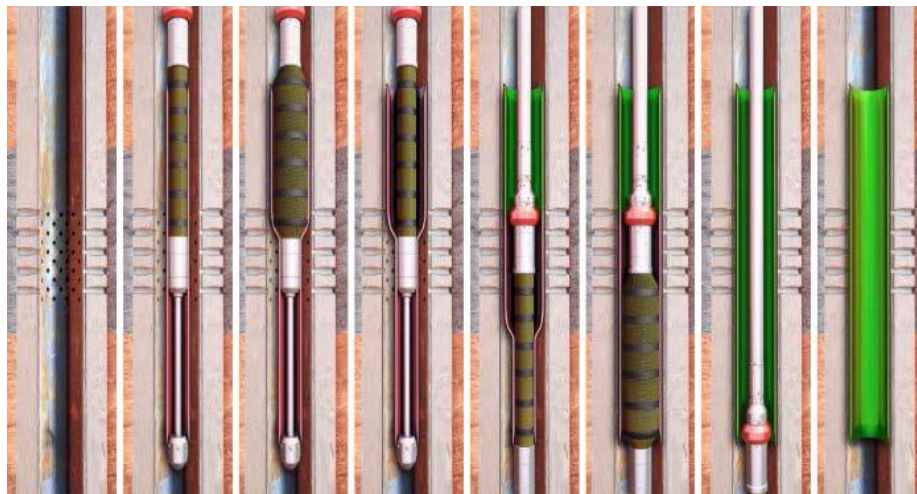
Gambar-5. *Gas Oil Ratio* Lapangan Banyu Urip

Namun telah ditemukan beberapa sumur produksi minyak yang produksi gasnya mengalami peningkatan. 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.



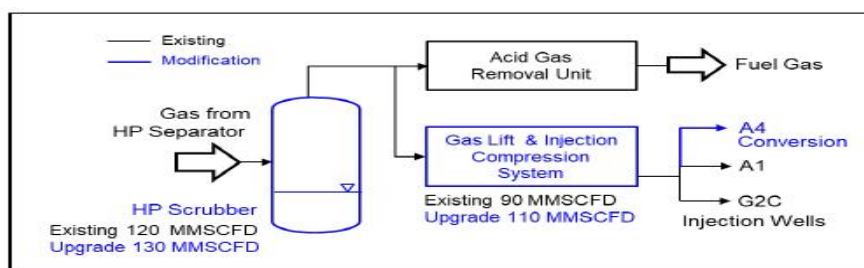
Gambar-6. *Bubble Map* dan Perforasi Lapangan Banyu Urip

Gas shut off dilakukan untuk menurunkan *Gas Oil Ratio (GOR)* 7 sumur produksi yaitu B-02, B-03, B-04, B-05, B-07, B-09 dan C-08. *Gas Shut off* ini dilakukan dengan metode *casing patch*, kemungkinan sukses 97% berdasarkan pengalaman di Escoco Canada dimana 100% berhasil. Dimana dilakukan pada perforasi yang paling atas dimana gas mulai masuk. Pekerjaan *Gas Shut off* dilakukan selama 120 hari (untuk masing-masing sumur selama 15 hari 24 jam operasi), akan dimulai pada Q2-2019. Dari gambar di bawah (warna hijau) dimana perforasi sudah tertutup. Dengan metode ini dapat menahan laju produksi gas masuk ke reservoir minyak dan dapat meningkatkan *recovery* minyak sebesar 6 – 7 MMBO.



Gambar-7. Metoda *Casing Patch* pada Pelaksanaan *Gas Shut Off*

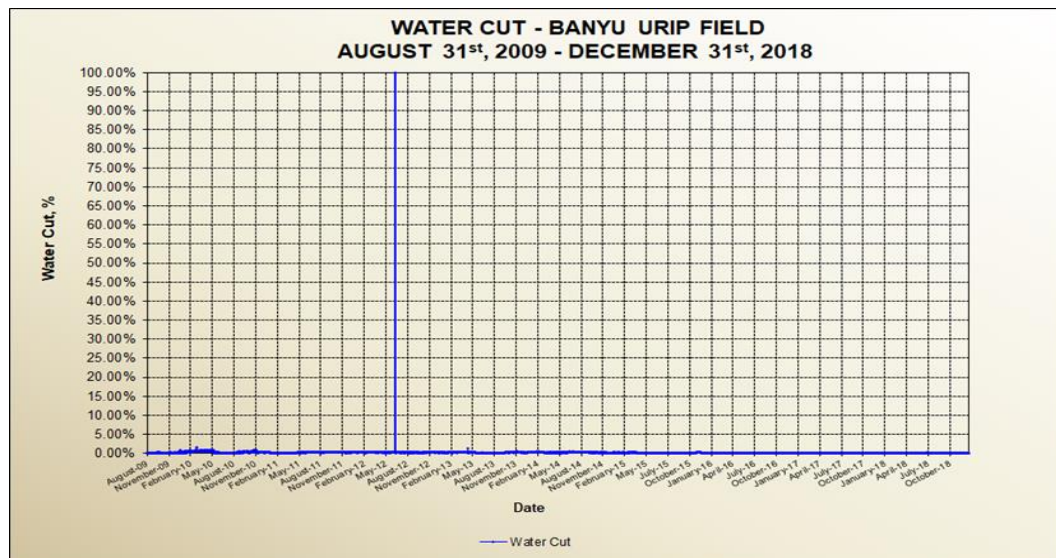
Agar *gas shut off* ini optimum, maka harus didukung oleh kemampuan pemanfaatan gas di permukaan, agar gas tidak dilakukan flaring dan diinjeksikan kembali ke reservoir, untuk itu dari sisi surface perlu dilakukan upgrade kapasitas *Gas Handling (Gas Enhancement)* yaitu HP scrubber dari 120 MMSCFD menjadi 130 MMSCFD dan meningkatkan fasilitas gas injeksi (*gas lift & injection compression system*) dari 90 MMSCFD menjadi 110 MMSCFD.



Gambar-8. *Gas Handling Capacity Upgrade*

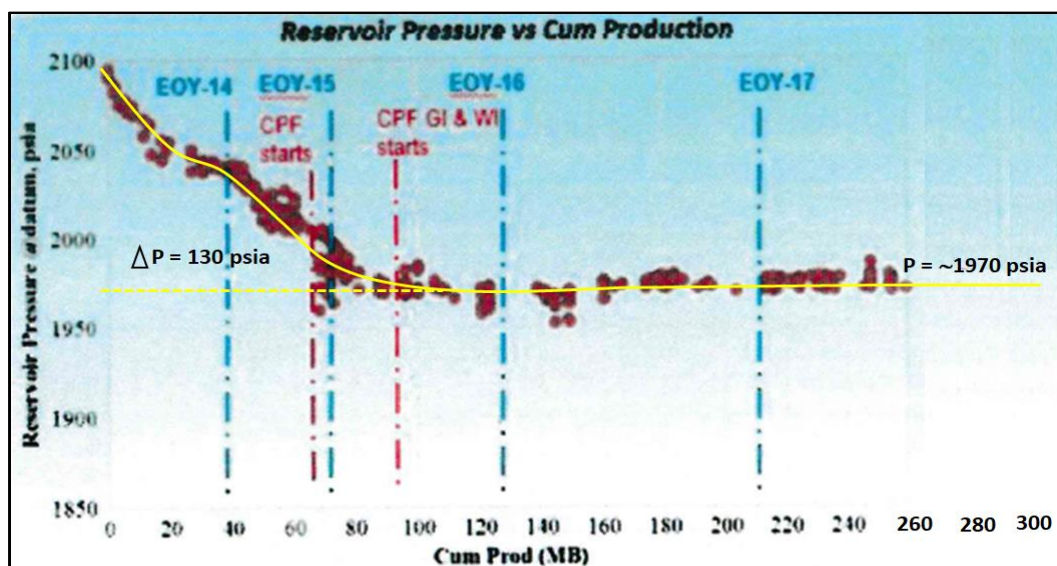


Sedangkan untuk *Water Cut (WC)* dari 31 Agustus 2009 – 31 Desember 2018 memperlihatkan *Water Cut* masih di bawah **0,2%**, ini memperlihatkan bahwa terjadi pergerakan *Oil Water Contact* yang tidak significant, belum terjadi *Water Coning*



Gambar-9. *Water Cut* Lapangan Banyu Urip

Tekanan Reservoir Banyu Urip masih tinggi (**~1970 psia**) sedangkan penurunan tekanan reservoir **130 psia** (dengan kumulatif produksi sampai 31 Desember 2018 sebesar **283,97 MMBO**)



Gambar-10. Tekanan Reservoir Lapangan Banyu Urip

Analisa yang dilakukan berdasarkan perkembangan data baru *GGR* dan *Reservoir Modelling* (Dinamis Data) menunjukkan perkiraan cadangan minyak terambil selama periode *PSC* meningkat **94 MMBO** menjadi **823 MMBO** dari sebelumnya **729 MMBO**, sehingga sisa cadangan sebesar **539,03 MMBO**

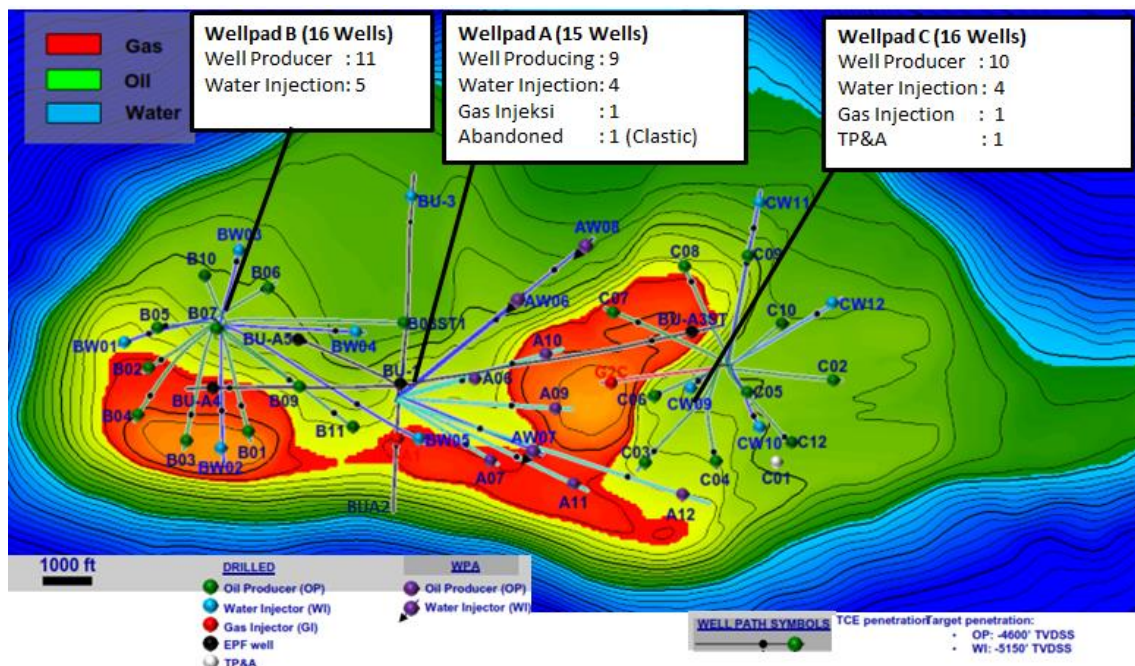
8.2.2. Produksi

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.

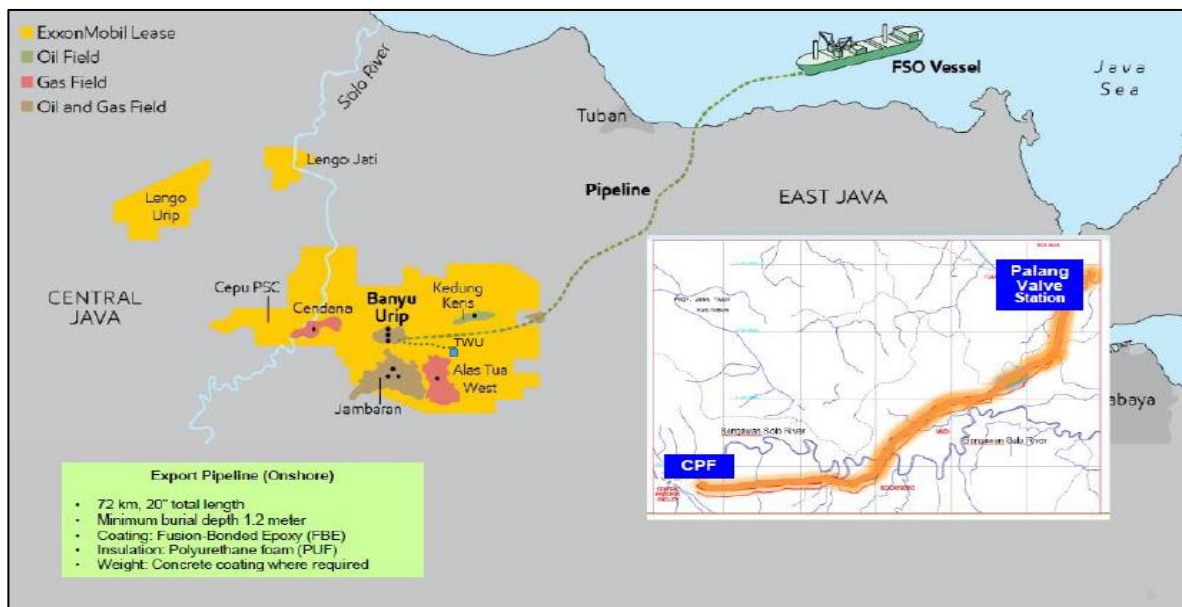
Well Pad B First Oil (WPBFO) dimulai pada tanggal 21 Maret 2015 sampai 27 November 2015, kemudian tanggal 12 December 2015 *Central Production Facilities (CPF)* beroperasi dengan produksi maksimum dapat mencapai 98.000 BOPD, kemudian produksi terus meningkat dan pada tahun 2018 rata-rata produksi minyak 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-11. Sumur pada Wellpad A, B, dan C

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

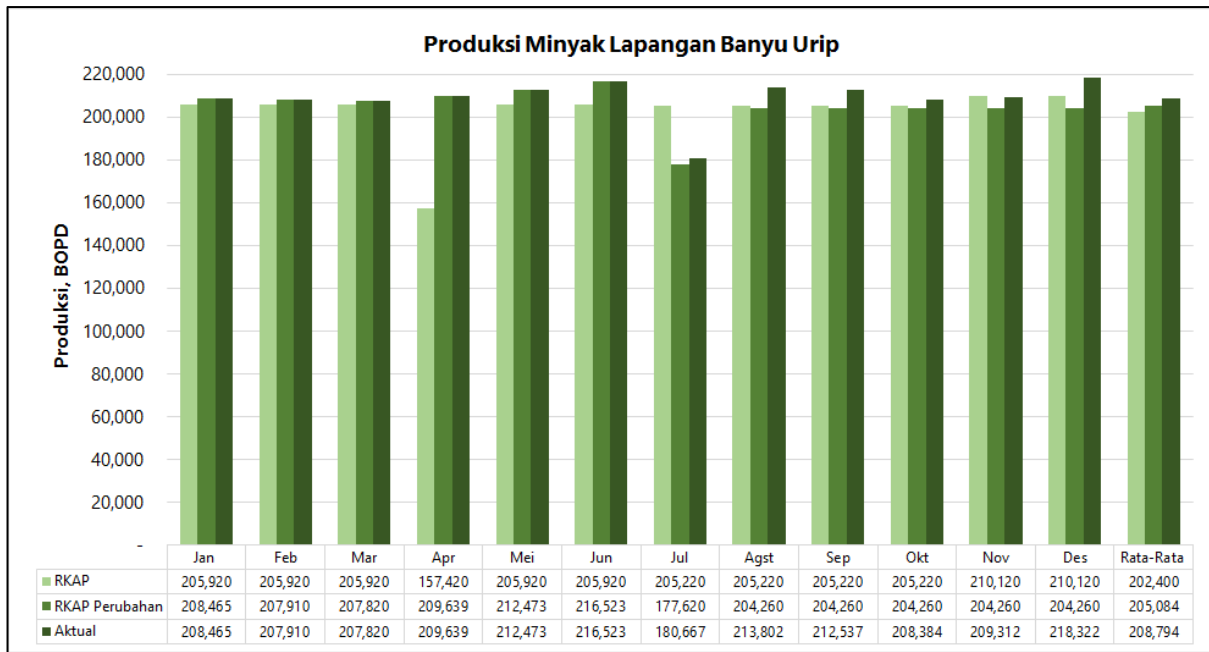


Gambar-12. Produksi Minyak dari CPF ke FSO

Produksi minyak dari 1 Januari 2018 – 31 Desember 2018 telah mencapai **76.209.693** Barrel atau 101,81% dari yang ditargetkan pada RKAP 2018 Perubahan yaitu sebesar 74.855.815 Barrel. Dengan rata-rata produksi tahun 2018 sampai bulan Desember sebesar **208.794** BOPD atau 1,81% lebih tinggi dari RKAP 2018 Perubahan yaitu sebesar 205.084 BOPD.

Tabel-1. Target vs Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2018

Produksi Minyak Tahun 2018														
	Bulan	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Agst	Sep	Okt	Nov	Des	Rata-Rata dan Kumulatif
RKAP	Produksi (BOPD)	205,920	205,920	205,920	157,420	205,920	205,920	205,220	205,220	205,220	205,220	210,120	210,120	202,400
	Kumulatif (BBL)	6,383,520	5,765,760	6,383,520	4,722,600	6,383,520	6,177,600	6,361,820	6,361,820	6,156,600	6,361,820	6,303,600	6,513,720	73,875,900
RKAP Perubahan	Produksi (BOPD)	208,465	207,910	207,820	209,639	212,473	216,523	177,620	204,260	204,260	204,260	204,260	204,260	205,084
	Kumulatif (BBL)	6,462,426	5,821,466	6,442,411	6,289,158	6,586,659	6,495,693	5,506,220	6,332,060	6,127,800	6,332,060	6,127,800	6,332,060	74,855,815
Aktual	Produksi (BOPD)	208,465	207,910	207,820	209,639	212,473	216,523	180,667	213,802	212,537	208,384	209,312	218,322	208,794
	Kumulatif (BBL)	6,462,426	5,821,466	6,442,411	6,289,158	6,586,659	6,495,693	5,600,664	6,627,870	6,376,105	6,459,906	6,279,353	6,767,981	76,209,693

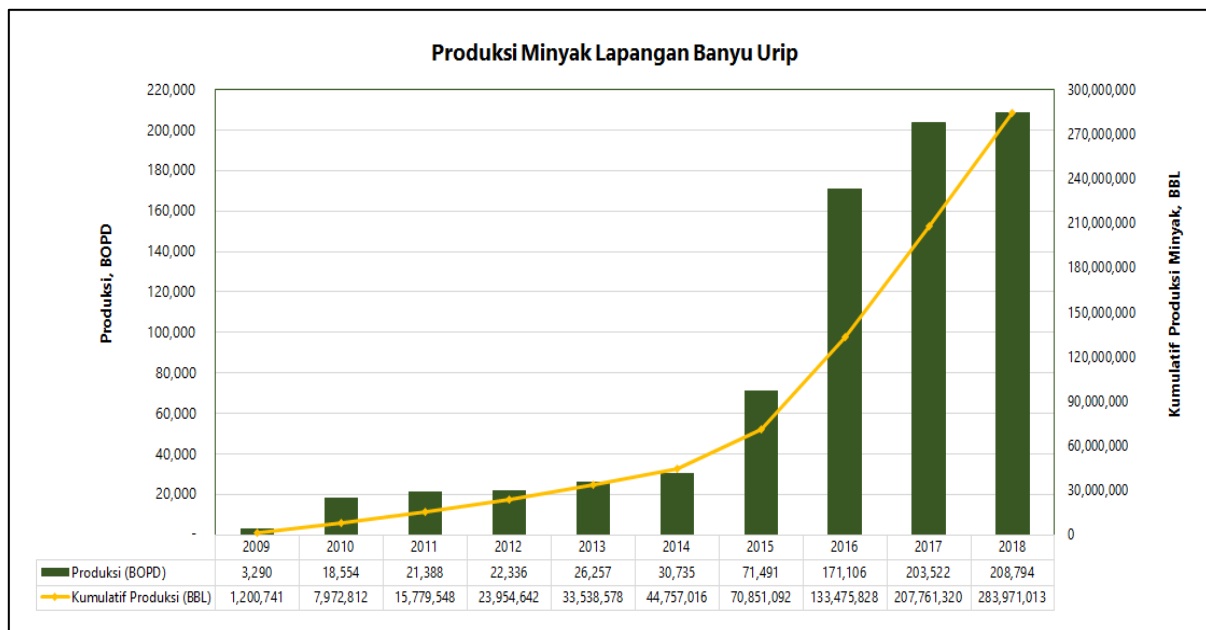


Gambar-13. Target vs Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2018

Produksi aktual dari 2009 – 2018 dapat dilihat pada tabel dan grafik di bawah ini

Tabel-2. Aktual Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2009 - 2018

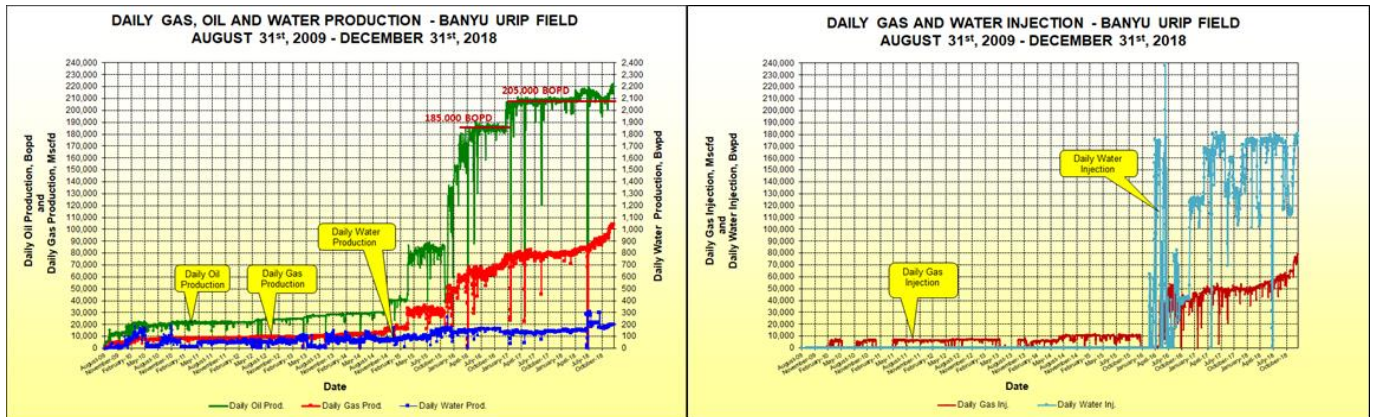
Produksi Minyak										
Tahun	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Produksi (BOPD)	3,290	18,554	21,388	22,336	26,257	30,735	71,491	171,106	203,522	208,794
Produksi per Tahun (BBL)	1,200,741	6,772,071	7,806,736	8,175,094	9,583,936	11,218,438	26,094,076	62,624,735	74,285,492	76,209,693
Kumulatif Produksi (BBL)	1,200,741	7,972,812	15,779,548	23,954,642	33,538,578	44,757,016	70,851,092	133,475,828	207,761,320	283,971,013



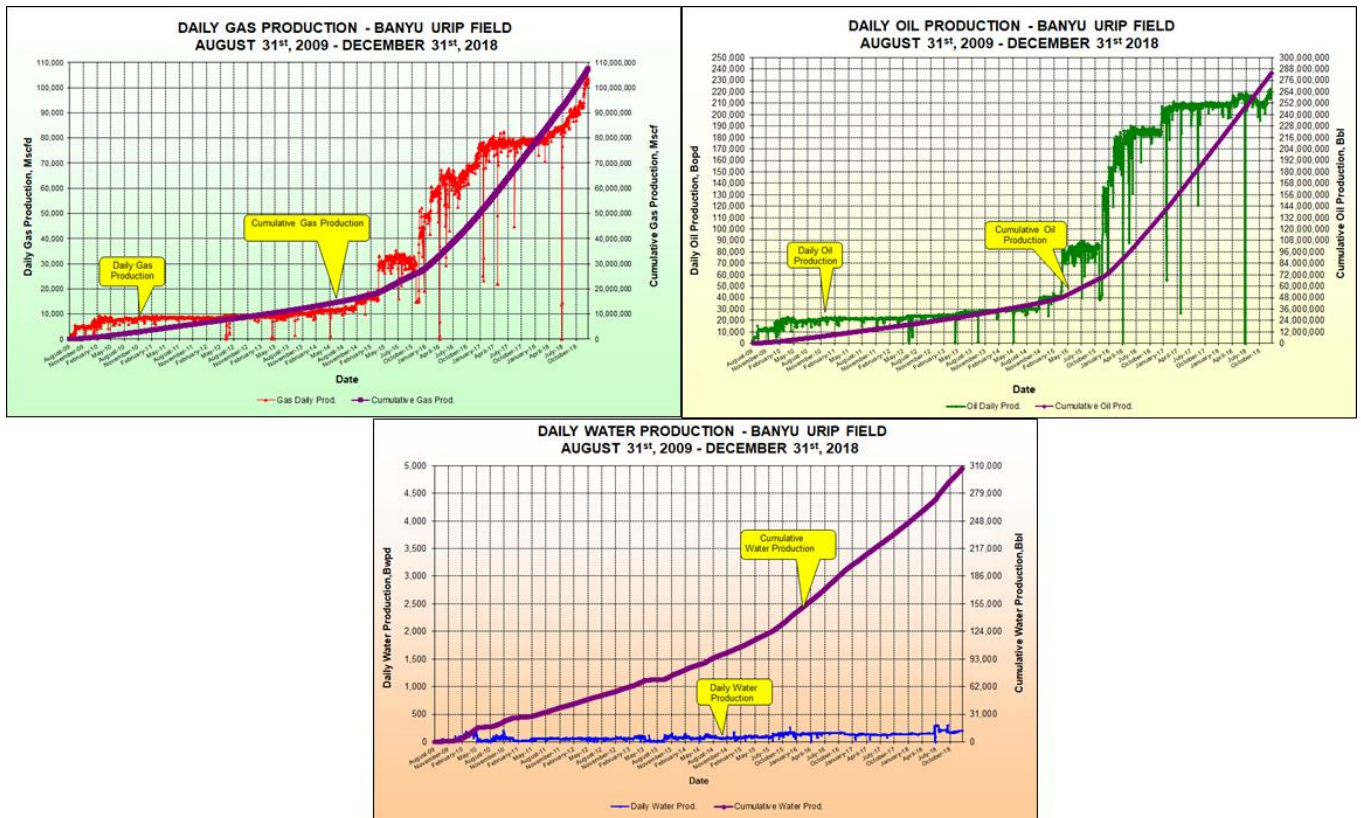
Gambar-14. Produksi Lapangan Banyu Urip Tahun 2009 - 2018

Sedangkan Kumulatif produksi 31 Agustus 2009 - 31 Desember 2018 :

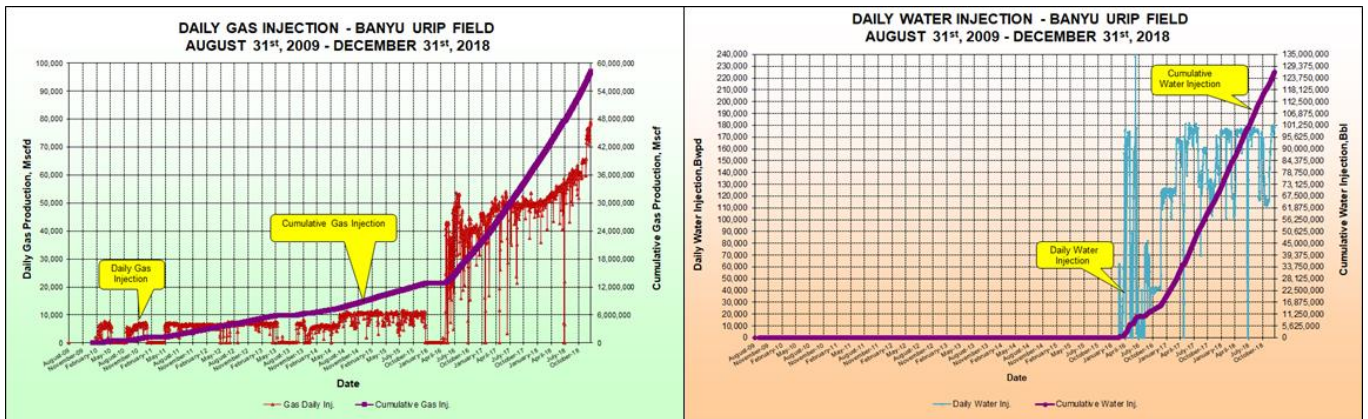
- Kumulatif Produksi Minyak = 283.971.013 BBL
- Kumulatif Produksi Gas = 107.706.007 MSCF
- Kumulatif Produksi Injeksi Gas = 58.193.382 MSCF
- Kumulatif Produksi Air = 307.028 BBL
- Kumulatif Produksi Injeksi Air = 126.642.121 BBL



Gambar-15. Produksi Gas, Minyak, Air dan Gas Injeksi, Air Injeksi Lapangan Banyu Urup

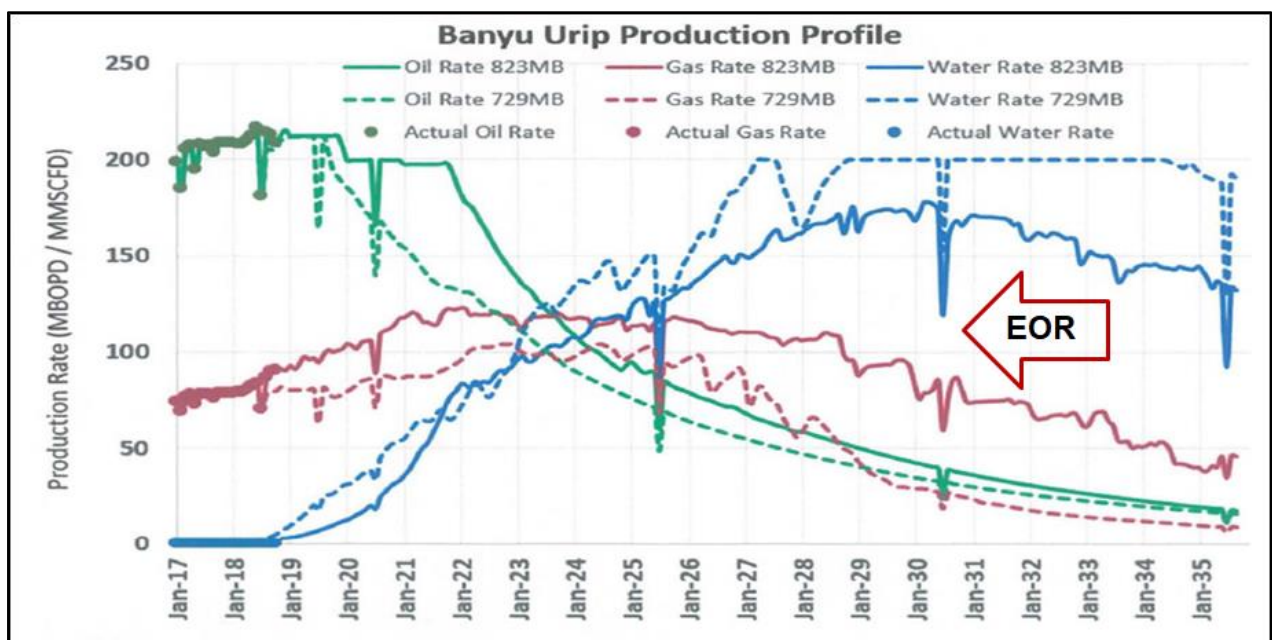


Gambar-16. Produksi dan Kumulatif Gas, Minyak, Air Lapangan Banyu Urup



Gambar-17. Produksi dan Kumulatif Gas dan Air Injeksi Lapangan Banyu Urip

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



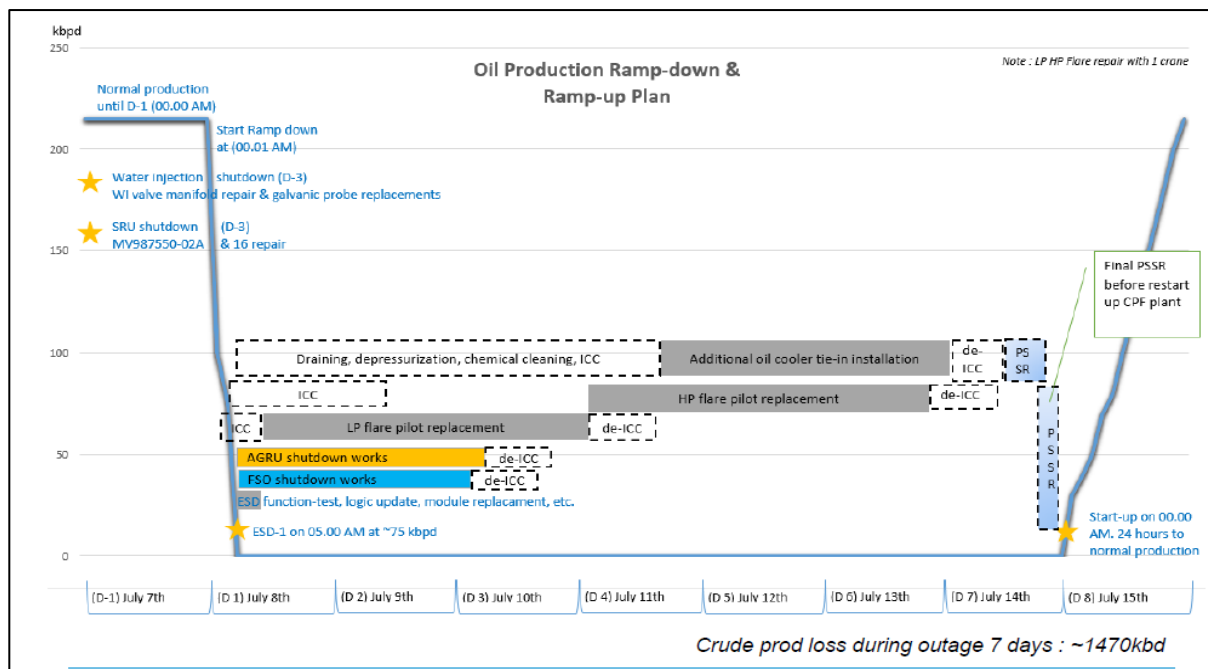
Gambar-18. Produksi dan Kumulatif Gas dan Air Injeksi Lapangan Banyu Urip

8.2.3. Kegiatan Operasional Tahun 2018

Pada tahun 2018 telah dilaksanakan *Annual Shutdown* untuk pemeliharaan rutin, persiapan kegiatan tersebut antara lain :

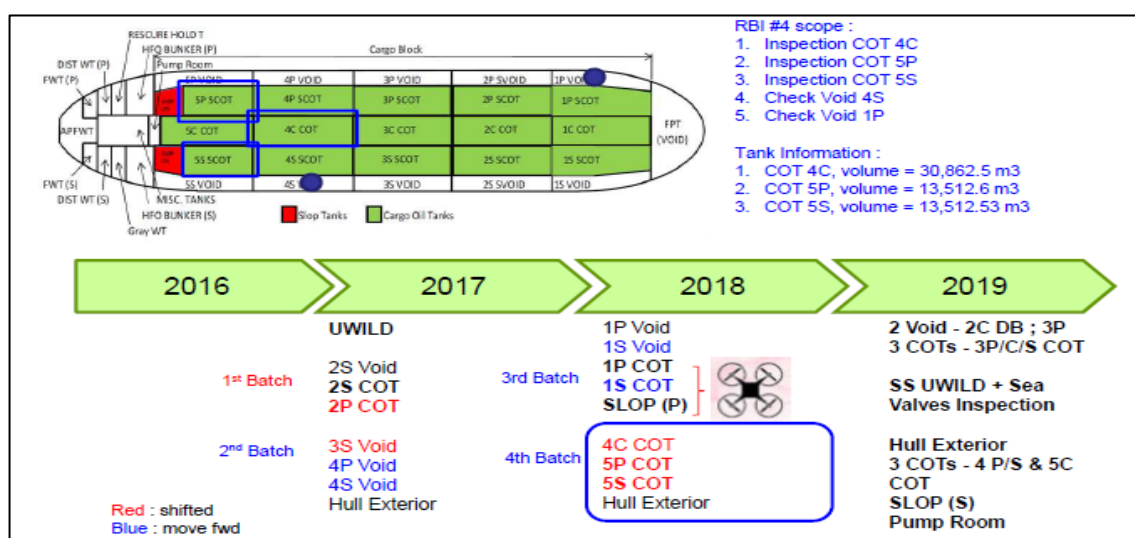
- Persiapan eksekusi kerja untuk *annual shutdown* yaitu :
 - Sebelum dilaksanakan *Central Production Facility (CPF) Shutdown* terlebih dahulu, dilaksanakan *shutdown* yaitu *Water Injection Shutdown* kemudian *Sulfur Recovery Unit Shutdown*
 - Pengerjaan Utama (*Shutdown Drivers*): Validasi kemampuan *Emergency Shutdown/ESD-1* yang diikuti oleh MCP (*Manual Call Point*) test untuk CPF dan FSO; Penggantian *pilot assembly Low Pressure/LP Flare* dan *High Pressure/HP Flare*; Pemasangan *tie in* baru tambahan *crude oil cooler*.
 - Persiapan Pengerjaan :
 - *Isolation, depressurization*, dan rencana *purging*
 - *Isolation Confirmation Certificate (ICC)*
 - Persiapan Dokumen-dokumen ijin kerja (e-PTWS)
 - Rencana Keselamatan Kerja *Shutdown* telah diterima
- *Supporting* kontrak dan *purchase orders* status: Item-item yang berperan penting dalam mendukung kontrak-kontrak dan *purchase orders* telah dikomunikasikan kepada kontraktor.
- Pengerjaan Pre-S/D dan status persiapan lapangan :
 - *Scaffolding, staging material*, finalisasi jadwal
 - *Temporary equipment staging*, pelatihan dan rencana orientasi, dan lainnya
- Finalisasi rencana *Shutdown* dan *Start-Up (Ramp down – Ramp Up Profile)*, akan difokuskan pada 3 hal yaitu *Additional oil cooler tie in*, *HP Flare pilot replacement*, *LP Flare pilot replacement*.

Aktual *Annual Shutdown* 4,5 hari (8 – 12 Juli 2018) dari yang direncanakan 7 hari (8 – 14 Juli 2018), sehingga bisa saving minyak ~477.790 bbl dari yang direncanakan sebesar 1.470.000 bbl, berikut ini *Ramp down Ramp up Annual Shutdown*.



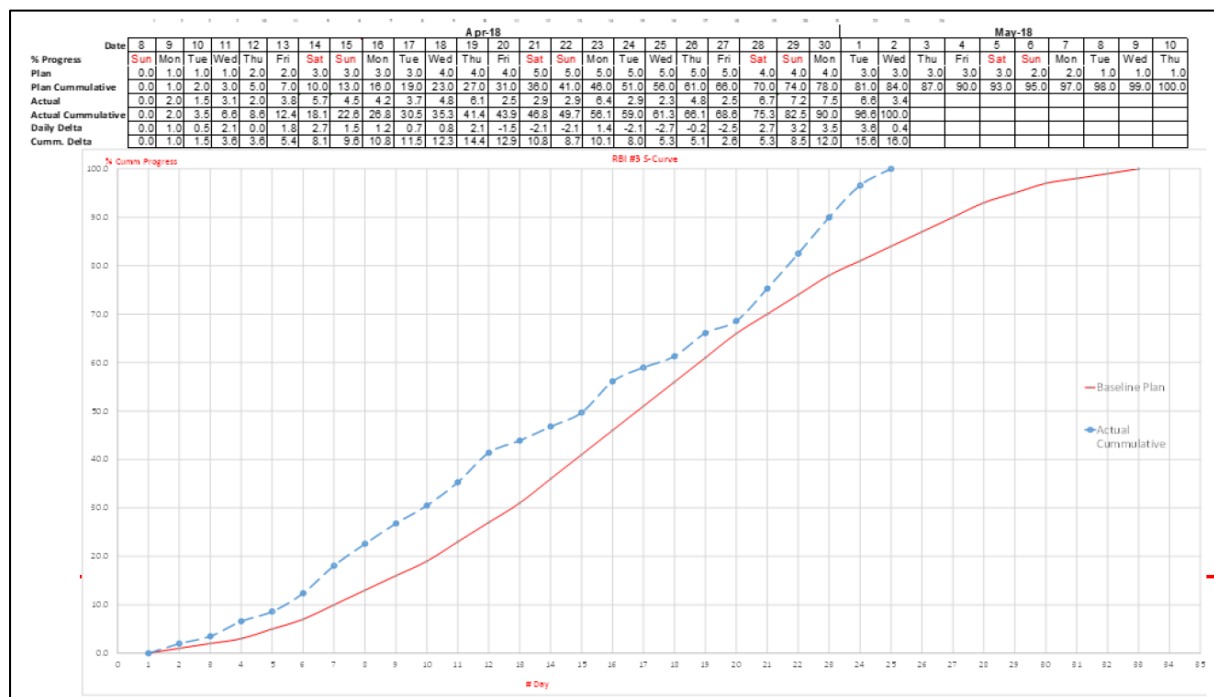
Gambar-19. Ramp down Ramp Up Annual Shutdown

Sesuai dengan peraturan *American Bureau of Shipping (ABS) Class* dan *Biro Klasifikasi Indonesia (BKS) Class* bahwa *Floating Storage Offloading (FSO)* Gagak Rimang harus dilakukan inspeksi terhadap seluruh *Cargo Tank* dan Tanki lainnya yang ada di FSO Gagak Rimang setiap 5 tahun. FSO Gagak Rimang menjadwalkan *Risk Base Inspection (RBI)* dilakukan setiap tahun dengan urutan jadwal yang telah ditentukan, sehingga diharapkan pada tahun ke 5 umur FSO telah dilakukan secara menyeluruh. Berikut ini gambar dari Cargo Block FSO Gagak Rimang.



Gambar-20. Cargo Block FSO Gagak Rimang

RBI (*Risk Base Inspection*) pada *Batch#3* dilakukan pada tanggal 9 April 2018 – 2 Mei 2018 (24 hari) dari yang direncanakan 9 April 2018 – 9 Mei 2018 (31 hari).



Gambar-21. Aktual vs Baseline Plan Waktu Pelaksanaan RBI Batch#3

Lingkup inspeksi untuk kegiatan RBI#3 terdiri dari : 1P void, 1S void, 1P *Cargo Oil Tank* (COT), 1S COT, dan SLOP (P) dengan tambahan inspeksi pada 2P void (pemeriksaan *weep*), 2P COT (*Crude Oil Washing /COW Machine* PM), dan 4S void (pemeriksaan *weep*). Hasil inspeksi dari RBI pada Batch #3 yaitu :

- Kondisi tangki (*coating, general corrosion, pitting/grooving, deformation, fracture, cleanliness/housekeeping*) masih dalam kondisi bagus/zona hijau (aman)
- Struktur tangki kargo masih bagus

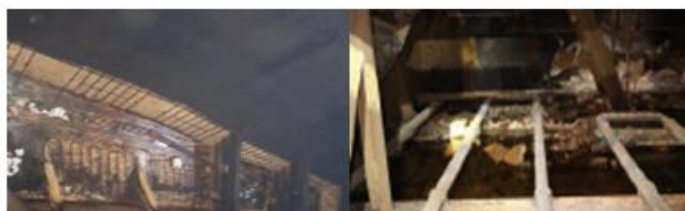
Tabel-3. *Inspection Score* untuk RBI pada Batch#3
range yaitu : 0 – 3 (Bagus), 3 – 4 (Medium), 4 – 6 (jelek)

Inspection Location	1. Coating	2. General Corrosion	3. Pitting / Grooving	4. Deformation	5. Fracture	6. Cleanliness / Housekeeping
Average Score - 1P Void	0	0	0	0.1	0	0.4
Average Score - 1S Void	0.1	0	0	1	0	0.1
Average Score - 1P COT	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
Average Score - 1S COT	0.1	0	0	0	0	0.3
Average Score - Slop P	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1

- Ditemukan adanya buckling/lekukan (1P Void Tank, 1S Void Tank)
- Ada residu dan sedimen tetapi bisa diabaikan dan ditemukan adanya garam (1P Void Tank, 1S Void Tank)
- Ada endapan lumpur/sludge (1P COT, 1S COT, Slop P)
- Ada anoda yang menyebabkan kerusakan lapisan (1P COT, 1S COT, Slop P)
- Ada Weep Check/Leleran Minyak (2P Void, 4S Void)
- Dilakukan juga Crude Oil Washing/COW (2P COT)
- Tidak ditemukan adanya kebocoran, hanya minor leak crude leak weep 1P Void
- Dilakukan Leak test (dengan menggunakan bubble dan tekanan) pada tangki yang berdekatan 2P Void, tidak ditemukan adanya leak
- Pemeriksaan Visual dan ECT dari 1P COT dengan Class Attendant Surveyor tidak ditemukan CraCK atau Pinhole



Buckling (Lekukan)



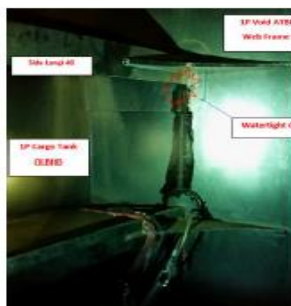
Sludge (Endapan Lumpur)



Anode



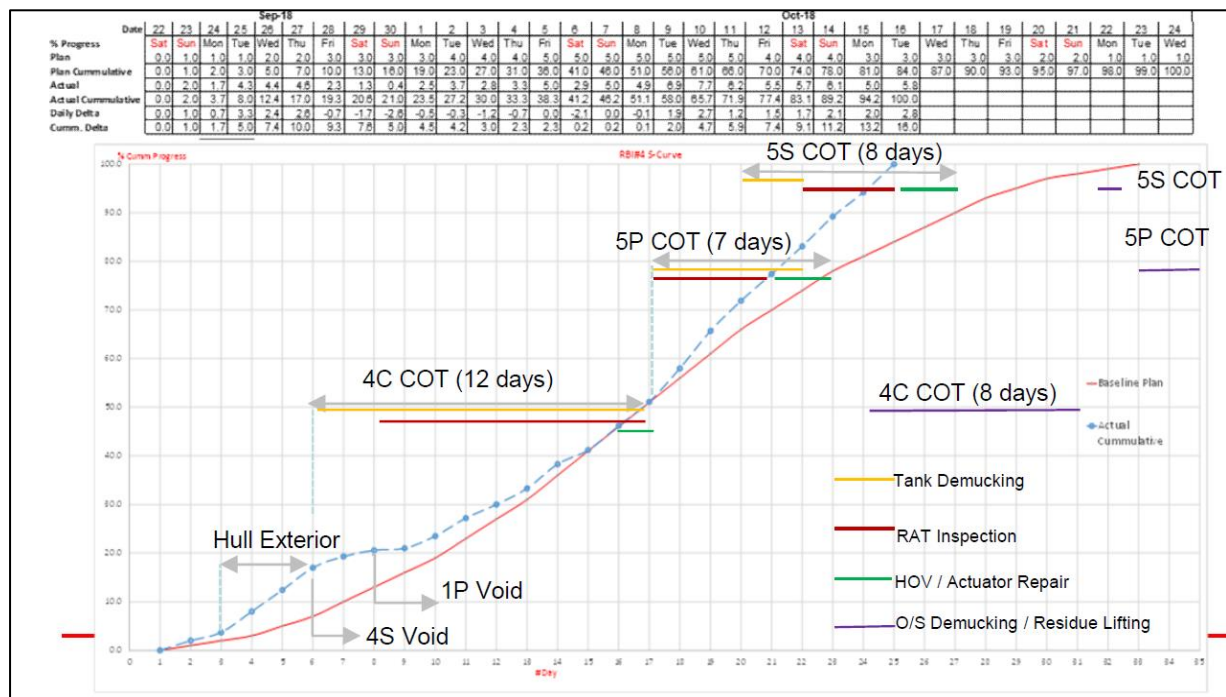
Week Check (Leleran Minyak)



Leak

Gambar-22. Hasil Inspeksi RBI pada Batch#3

Sedangkan RBI batch#4 dilakukan pada tanggal 22 September 2018 – 16 Oktober 2018 (25 hari) dari yang direncanakan 22 September 2018 – 24 Oktober 2018 (33 hari).



Gambar-23. Aktual vs Baseline Plan Waktu Pelaksanaan RBI Batch#4

Lingkup inspeksi untuk kegiatan RBI#4 terdiri dari : 4C COT, 5P COT, 5S COT dan Hull Exterior. Hasil inspeksi dari RBI pada Batch #3 yaitu :

- Ditemukan residu padatan (pasir) dan sudah diangkat
- Beberapa Anut (anti corrotion material /dari Aluminium) hilang, sudah dipasang lagi
- Pemeriksaan rembesan temuan RBI-2, tambalan sementara tidak bocor, namun pada Oktober 2019 harus dilakukan permanen repair
- Pelaksanaan Inspeksi dengan Visual, foto, Video (dinding atas), kemudian diberi komentar oleh Class dan dinilai dengan scoring mengenai coating, corrotion, deformation, fracture dan cleaningness.
- Hasil Scoring masih di zone aman (hijau) dengan score : 1-3 dan tidak perlu tindak lanjut (Class).

Tabel-4. *Inspection Score* untuk RBI pada Batch#4
range yaitu : 0 – 3 (Bagus), 3 – 4 (Medium), 4 – 6 (jelek)

Inspection Location	1. Coating	2. General Corrosion	3. Pitting / Grooving	4. Deformation	5. Fracture	6. Cleanliness / Housekeeping
Average Score – 4C COT	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2
Average Score – 5P COT	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2
Average Score – 5S COT	0.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.3
Average Score – Main Deck	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Average Score – Ship Side Hull	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0



Gambar-24. Hasil Inspeksi RBI pada Batch#4

Selain itu dilakukan pemeliharaan rutin fasilitas produksi antara lain meliputi :

- Melakukan optimasi produksi sesuai dengan kemampuan fasilitas operasi produksi
- Meningkatkan kapasitas produksi minyak dari 217 KBOPD menjadi 220 KBOPD
- Melakukan pekerjaan perawatan pada sumur-sumur, baik sumur produksi maupun sumur injeksi air
- Perawatan berkala pada *Vapor Recovery Compressor (VRC)* dan *Gas Turbin Generator*
- Melakukan perbaikan dan inspeksi pada Sistem *Sulfur Recovery Unit (SRU)*
- Melakukan *Vacum Dehydration Unit* pada *Lube Di Fuel Gas Compressor (FGC)* Train A
- *Engine exchange Gas Turbine Generator C* sebagai pencegahan terjadinya *hot corrosion issue* pada gas turbine
- Melakukan Inspeksi Berkala Pada Boiler Unit Untuk Sistem Penguapan
- Pembersihan *River Water Intake*

Central Production Facility (CPF) Major Equipment Availability dan Reliability (Gas Turbine Power Generator, Fuel Gas Compressor, Gas Injection Compressor, Gas Lift Compressor, Crude Oil Shipping Pump). Bahwa rata-rata pada tahun 2018 untuk Availability yaitu 95,70% dan Reliability yaitu 98,68%

Tabel-5. CPF Major Equipment Availability dan Reliability

CPF Major Equipment Availability dan Reliability

Metric	Tahun 2018												
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	YTD
Major Equipment Availability (%)	93.33	93.33	98.49	99.13	99.34	93.13	92.48	94.00	94.63	96.71	94.68	93.98	95.70
Major Equipment Reliability (%)	93.33	93.33	100	100	99.34	99.65	99.85	99.65	99.94	99.92	100	99.20	98.68

Breakdown CPF Major Equipment Availability dan Reliability Desember 2018

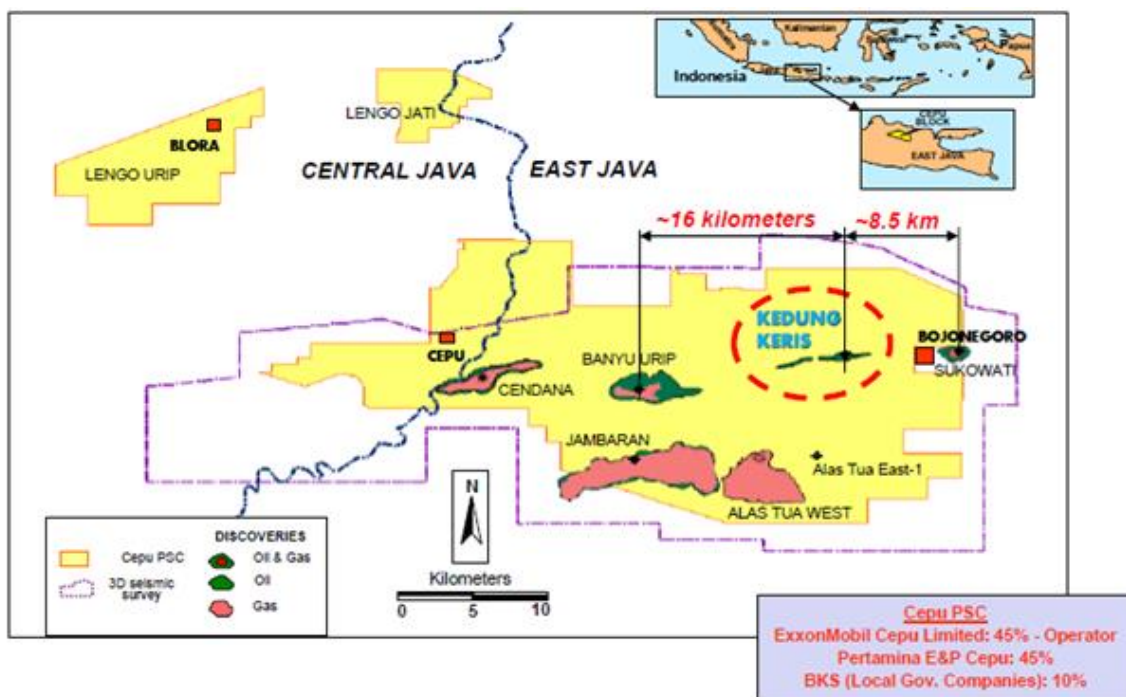
No	Tag Number	Description	Running Hours	Unschedule Downtime		Schedule Downtime		Availability	Reliability
				Date	Duration (hour)	Date	Duration (hour)		
1	IDBC-GEN833500	GAS TURBINE POWER GENERATOR A	582	-	0	-	0	100.00%	100.00%
2	IDBC-GEN833530	GAS TURBINE POWER GENERATOR B	744	-	0	-	0	100.00%	100.00%
3	IDBC-GEN833560	GAS TURBINE POWER GENERATOR C	739.75	3-Dec-18	4.25	-	0	99.43%	99.43%
4	IDBC-GEN833600	GAS TURBINE POWER GENERATOR D	658.75	17-21 Dec 18	85.25	-	0	88.54%	88.54%
5	IDBC-GEN833630	GAS TURBINE POWER GENERATOR E	161.25	-	0	7-31 Dec 18	582.75	21.67%	100.00%
6	IDBC-GEN833660	GAS TURBINE POWER GENERATOR F	86.75	-	0	-	0	100.00%	100.00%
7	IDBC-CFG966511	FUEL GAS COMPRESSOR A	0	-	0	-	0	100.00%	100.00%
8	IDBC-CFG966611	FUEL GAS COMPRESSOR B	744	-	0	-	0	100.00%	100.00%
9	IDBC-CAR653511	GAS INJECTION COMPRESSOR A	726.75	-	0	-	0	100.00%	100.00%
10	IDBC-CAR653611	GAS INJECTION COMPRESSOR B	0	-	0	-	0	100.00%	100.00%
11	IDBC-CAS654561	GAS LIFT COMPRESSOR A	1448	-	0	-	0	100.00%	100.00%
12	IDBC-CAS654661	GAS LIFT COMPRESSOR B	1448	-	0	-	0	100.00%	100.00%
13	IDBC-PAX642502A	CRUDE OIL SHIPPING PUMP A	634	-	0	-	0	100.00%	100.00%
14	IDBC-PAX642502B	CRUDE OIL SHIPPING PUMP B	517	-	0	-	0	100.00%	100.00%
15	IDBC-PAX642502C	CRUDE OIL SHIPPING PUMP C	337	-	0	-	0	100.00%	100.00%
Average								93.98%	99.20%

Tabel-6. Kegiatan Operasional Forecast vs Aktual

Kegiatan	Satuan	RKAP Sept 2017	RKAP Perubahan	Relalisasi	Keterangan
Annual Shutdown	Hari	7	7	4,5	Shutdown dan Start-Up (Ramp down – Ramp Up Profile), difokuskan pada 3 hal yaitu Additional oil cooler tie in, HP Flare pilot replacement, LP Flare pilot replacement
Risk Base Inspection (RBI) Batch#3	Hari	31	31	24	Tangki 1P void, 1S void, 1P Cargo Oil Tank (COT), 1S COT, dan SLOP (P) dengan tambahan inspeksi pada 2P void (pemeriksaan weep), 2P COT (Crude Oil Washing /COW Machine PM), dan 4S void (pemeriksaan weep)
Risk Base Inspection (RBI) Batch#4	Hari	33	33	25	Tanki 4C COT, 5P COT, 5S COT, Hull Exterior, dengan tambahan inspeksi pengecekan untuk 1P Void dan 4S Void

VIII.3. 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.



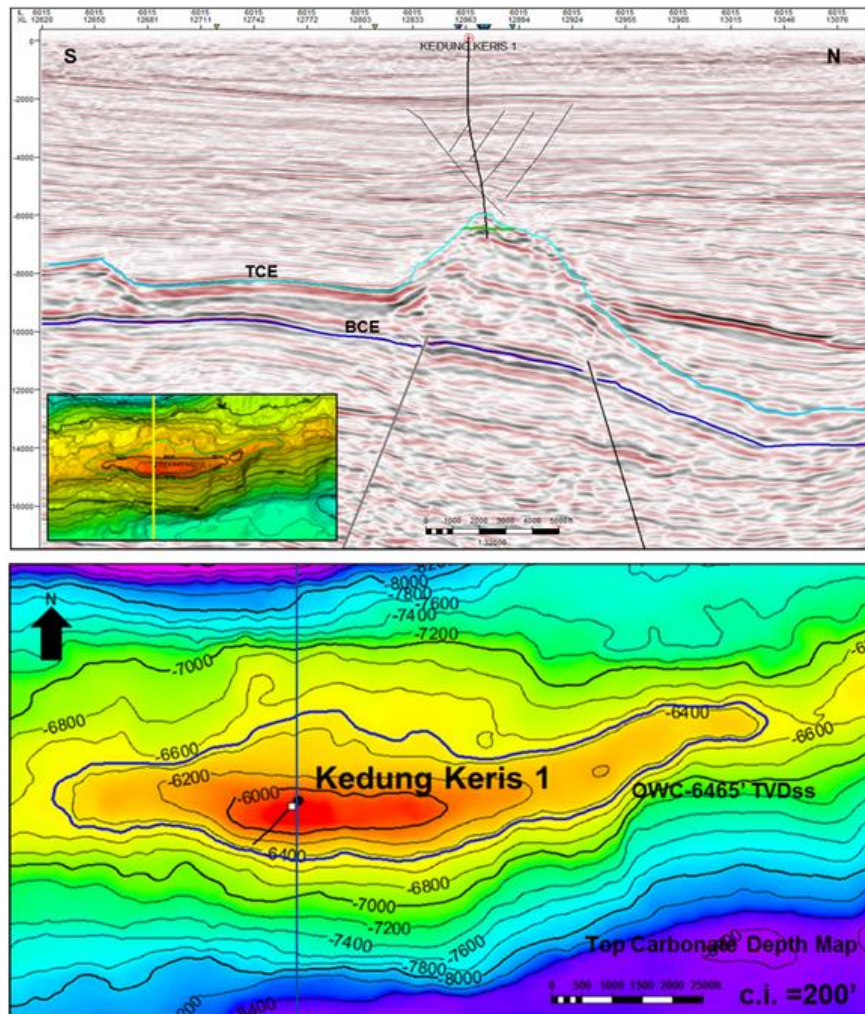
Gambar-25. Jarak Lapangan Kedung Keris dengan Banyu Urip

8.3.1. Cadangan

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

Sumur Kedung Keris (KK)-1 dibor pada bulan April 2011, status saat ini sumur KK-1 yaitu TP&A (Temporary Plugged and Abandoned) setelah selesai dilaksanakan pemboran. Maksimum oil column penetration ~560 ft dengan Oil Water Contact

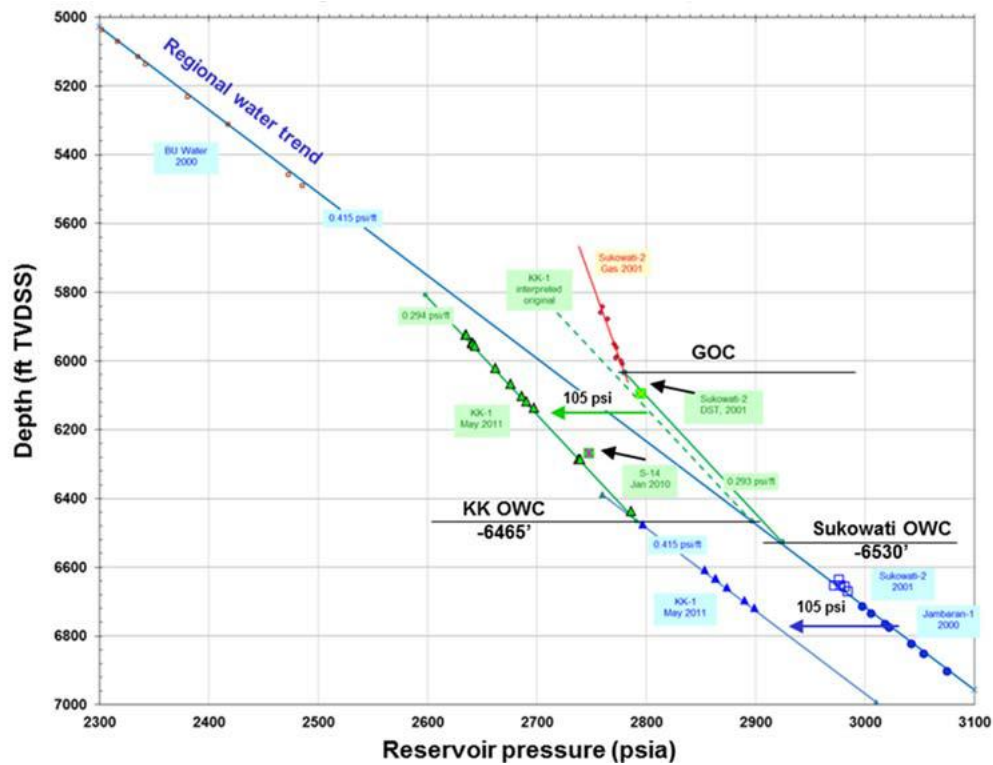
(OWC) 6.464 ft TVDSS. Data yang baik dari 3D PSDM didapatkan dan memberikan interpretasi yang jelas terhadap garis seismik *Top Carbonate Envelope* (TCE).



Gambar-26. Top Carbonate Envelope dan Seismic Interpretation KK-1

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.

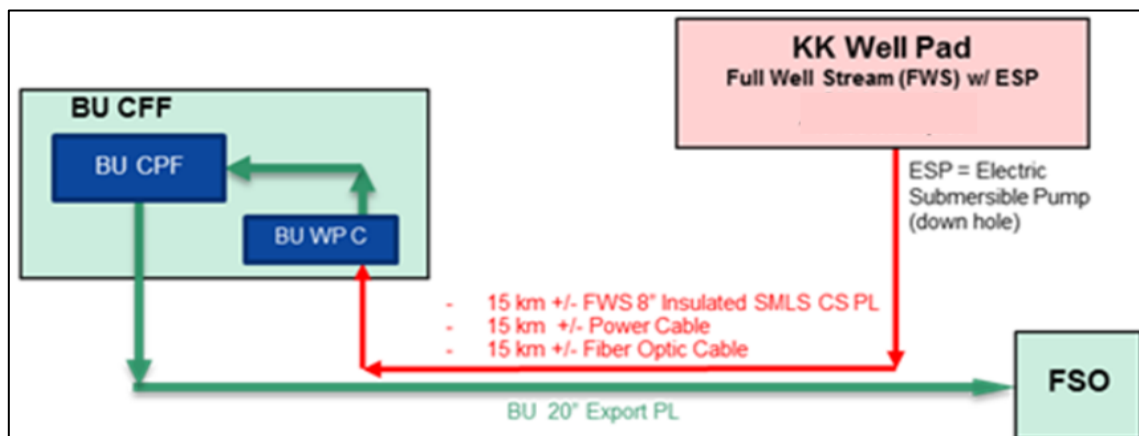
Cadangan Lapangan Kedung Keris sebesar **12,60 MMBO** dengan produksi awal 2700 BOPD dan *peak production* 6700 BOPD



Gambar-27. Gradien Tekanan KK-1

8.3.2. Produksi

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.

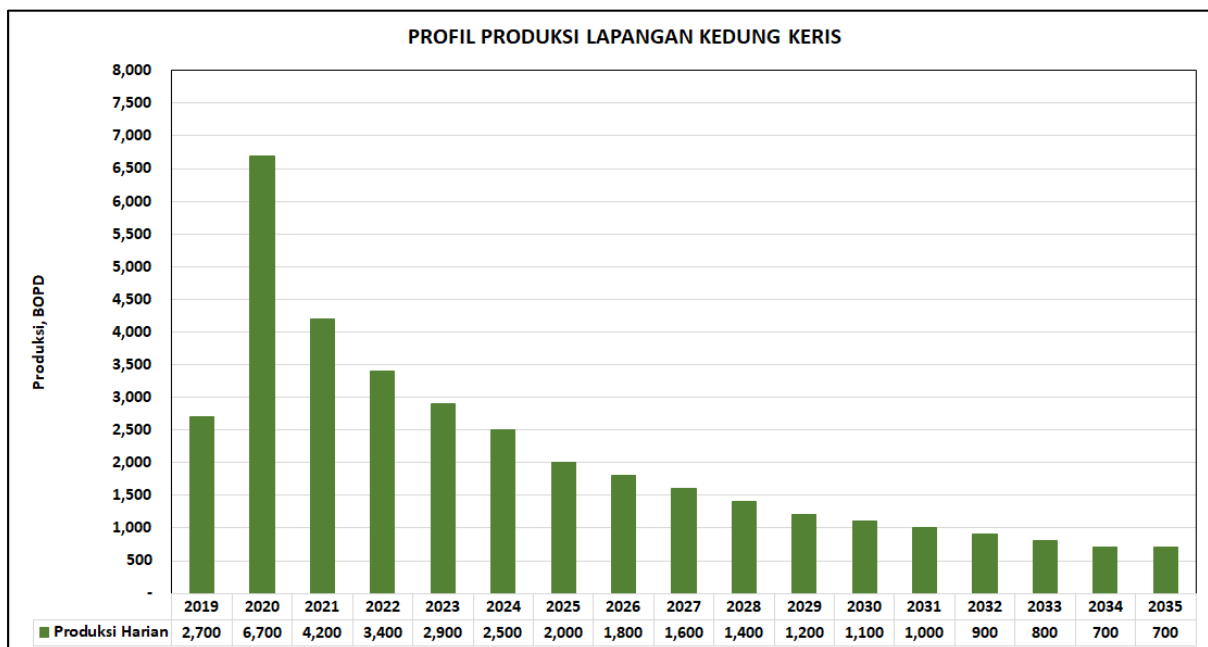


Gambar-28. Skenario Pengembangan Lapangan Kedung Keris

Ruang lingkup POD Lapangan Kedung Keris adalah sebagai berikut :

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

Target produksi Lapangan Kedung Keris pada Q3/Q4 Tahun 2019, profil produksi dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

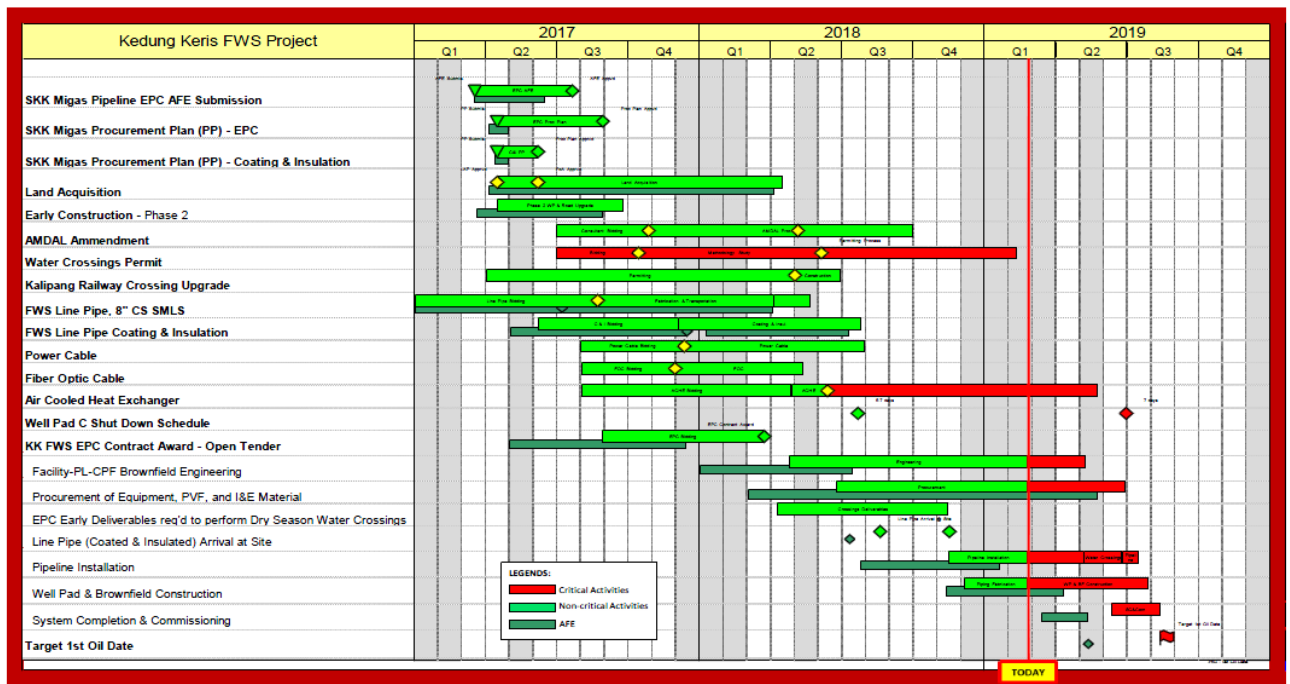


Gambar-29. Profil Produksi Lapangan Kedung Keris

8.3.3. Kegiatan Operasional Tahun 2018

Kegiatan operasional Lapangan Kedung Keris pada tahun 2018 masih dalam tahap pengembangan, berikut ini jadwal proyek.

Tabel-7. Jadwal Proyek Kedung Keris



Tabel-8. Kegiatan Operasional Forecast vs Aktual

Kegiatan	Satuan	RKAP Sept 2017	RKAP Perubahan	Realisasi	% Capaian	Keterangan
Full Well Stream (FWS) Line Pipe, 8"	Bulan	April 2018	April 2018	Mei 2018	100% (Delay 1 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Full Well Stream (FWS) Line Pipe Coating & Insulation	Bulan	Juli 2018	Agustus 2018	Juli 2018	100%	Sesuai jadwal RKAP Sept 2017
Power Cable	Bulan	Juni 2018	Juni 2018	Juli 2018	100% (Delay 1 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Fiber Optic Cable	Bulan	Maret 2018	Maret 2018	Mei 2018	100% (Delay 2 Bulan)	Terdapat keterlambatan kinerja eksekusi dari vendor
Kalipang Railway Crossing Upgrade	Bulan	Januari 2018	Agustus 2018	Juni 2018	100%	Delay dari RKAP Sept 2017 karena menunggu izin dari PT KAI
Perijinan Water Crossing	Bulan	Juni 2018	Agustus 2018		On Progress	Belum mendapatkan izin dari Bupati Bojonegoro
Land Acquisition	Bulan	April 2018	April 2018	April 2018	100%	Sesuai jadwal

IMB untuk Konstruksi EPC belum diperoleh. Salah satu syarat untuk terbitnya IMB yaitu perijinan dari Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat untuk *River Water Crossing* sudah diperoleh tanggal 20 Desember 2018. IMB ini diperlukan agar Konstruksi pipa /EPC segera ada kemajuan, jika IMB belum ada, maka pekerjaan pipa baru hanya dapat di gelar dan di las, tetapi belum bisa ditanam, dimana ini amat rawan dari gangguan vandalisme (jika tidak segera ditanam). Karena itu EMCL minta bantuan BKS/Pemda Bojonegoro untuk meminta segera menerbitkan IMB.

IX. LAPORAN KEUANGAN



IX.1. LAPORAN POSISI KEUANGAN ATAS PSC CEPU

Berdasarkan Financial Quarterly Report (FQR) Preliminary Kwartal Keempat Blok Cepu (31 Desember 2018) yangtelah dikirimkan kepada SKK Migas, Total Pendapatan Kotor Blok Cepu sejumlah **\$5,583,604,000** dengan total produksi minyak **76,400,000** barrels minyak dan harga rata-rata **\$73.08/BBL**.

Total Pendapatan Kotor Aktual 2018 tercatat 105% dibandingkan Budget 2018 (Perubahan), hal tersebut terutama disebabkan oleh lifting minyak Aktual 2018 dan harga rata-rata Aktual minyak tahunan yang lebih besar dibandingkan dengan Budget 2018 (Perubahan).

Rincian atas Laporan Posisi Keuangan Q4-2018 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel-9. Laporan Posisi Keuangan Q4-2018

DESCRIPTION	Budget \$,000 Amount	Actual \$,000 Amount	Over(Under) \$,000 Amount	% Diff	% Real
LIFTINGS					
Oil/Condensate MBBLs	73,876 @price \$71.88/BBL	76,400 @price \$73.08/BBL	2,524	3,42%	103,42%
Gas MMCF	-	-			
GROSS REVENUE	5,310,207	5,583,604	273,397	5,15%	105,15%
FIRST TRANCHE PETROLEUM	1,062,041	1,116,721	54,679	5,15%	105,15%
GROSS REVENUE AFTER FTP	4,248,166	4,466,883	218,717	5,15%	105,15%
INVESTMENT CREDIT	-	11,092	11,092	#DIV/0!	#DIV/0!
COST RECOVERY	617,934	605,502	(12,431)	-2,01%	97,99%
EQUITY TO BE SPLIT	3,630,232	3,850,288	220,056	6,06%	106,06%

Bagian Pendapatan Kontraktor sebesar **\$1,364,222,000** atau 24% dari Total Pendapatan Kotor, dan Bagian Pendapatan Pemerintah sebesar **\$4,219,381,000** atau 76% dari Total Pendapatan Kotor.

Pembagian Hak Blok Cepu 2018 antara Pemerintah dan Kontraktor menghasilkan perbandingan 76%:24% (Budget = 75%:25%).

Rincian Pembagian Hak Blok Cepu sampai dengan Q4-2018 dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel-10. Pembagian Hak Blok Cepu

Entitlement	Government Share		Contractor Share		Difference %	Real %
	Budget \$,000 Amount	Actual \$,000 Amount	Budget \$,000 Amount	Actual \$,000 Amount		
FTP (73.2143% vs 26.7857%)	777.566	817.599	284.475	299.121	5,15%	105,15%
ETS (73.2143% vs 26.7857%)	2.657.849	2.818.962	972.383	1.031.327	6,06%	106,06%
Lifting Price Variance	-	(13.317)	-	13.317	#DIV/0!	#DIV/0!
DMO	355.594	373.902	(355.594)	(373.902)	5,15%	105,15%
DMO Fee	(355.594)	(373.902)	355.594	373.902	5,15%	105,15%
Tax	553.018	596.137	(553.018)	(596.137)	7,80%	107,80%
Investment Credit	-	-	-	11.092	#DIV/0!	#DIV/0!
Cost Recovery	-	-	617.934	605.502	-2,01%	97,99%
TOTAL	3.988.433	4.219.381	1.321.774	1.364.222	3,21%	103,21%

75% 76% 25% 24%

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

Tabel-11. Bagian Pendapatan Blok Cepu

Entitlement by Revenue Type	\$,000 Amount				
	2014	2015	2016	2017	2018
First Tranche Petroleum	197,855 20%	234,260 20%	494,040 20%	771,230 20%	1,116,721 20%
Investment Credit	-	226,262 19%	203,063 8%	29,055 1%	11,092 0%
Cost Recovery	321,834 33%	710,779 61%	913,813 37%	853,237 22%	605,502 11%
Equity to be Split	469,588 47%	- 0%	859,285 35%	2,202,627 57%	3,850,288 69%
TOTAL	989,276 100%	1,171,302 100%	2,470,201 100%	3,856,149 100%	5,583,604 100%

Tabel-12. Prosentase Bagian Revenue

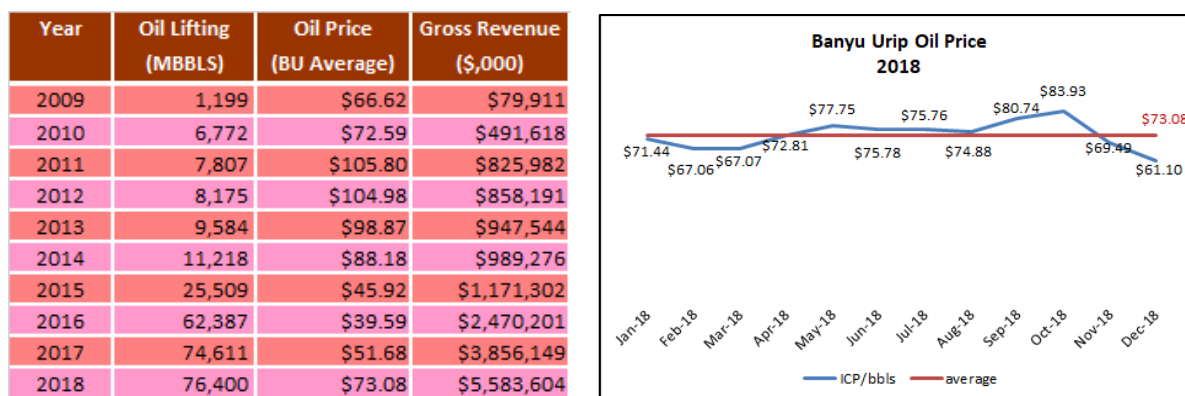
Entitlement by Parties	\$,000 Amount				
	2014	2015	2016	2017	2018
Government Share	591,413 60%	316,900 27%	1,124,779 46%	2,543,352 66%	4,219,381 76%
Contractor Share	397,863 40%	854,402 73%	1,345,422 54%	1,312,797 34%	1,364,222 24%
TOTAL	989,276 100%	1,171,302 100%	2,470,201 100%	3,856,149 100%	5,583,604 100%

Tabel diatas menunjukkan bahwa 2018 adalah tahun keempat Lapangan Banyu Urip Blok Cepu berada pada Tahapan Produksi Puncak. Selain itu Kontraktor berhak atas Investment Credit, dan alokasi pendapatan terbesar adalah untuk Cost Recovery dan Equity to be Split.

Lifting minyak terus meningkat setiap tahun, dengan harga yang berfluktuasi sesuai dengan kondisi pasar minyak dunia.

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

Tabel-13. Lifting dan Harga Minyak



Total Pendapatan Kotor 2018 (\$5,583,604,000) mengalami kenaikan yang cukup signifikan jika dibandingkan dengan 2017 (\$3,856,149,000), namun Total Bagian Kontraktor 2018 ternyata cenderung sama dibanding 2017.

Hal tersebut diatas disebabkan:

- Bagian Kontraktor dari Cost Recovery (CR) yang lebih rendah dibanding 2017.
- Walaupun Bagian Kontraktor dari Equity To Be Split (ETS) mengalami kenaikan dibandingkan dengan tahun 2017, namun kenaikan tersebut cenderung seimbang dengan penurunan CR.

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

Tabel-14. Perbandingan Entitlement 2017 vs 2018

Entitlement by Revenue Type	2017		2018		Diff. Cont.
	Gov. (55.3572%)	Cont. (44.6428%)	Gov. (73.2143%)	Cont. (26.7857%)	
First Tranche Petroleum	564,651	206,579	817,599	299,121	92,542
Investment Credit	-	29,055	-	11,092	(17,963)
Cost Recovery	-	853,237	-	605,502	(247,734)
Equity to be Split	1,612,638	589,989	2,818,962	1,031,327	441,337
Lifting Price Variance	4,980	(4,980)	(13,317)	13,317	18,297
TOTAL Before Tax	2,182,268	1,673,881	3,623,244	1,960,360	
Tax 44%	361,083	(361,083)	596,137.17	(596,137)	
TOTAL After Tax	2,543,352	1,312,797	4,219,381	1,364,222	

Financial Quarterly Report Q4-2018 menunjukkan bahwa, pengeluaran aktual untuk operasi minyak adalah sebesar **\$281,092,000**, dibandingkan dengan budget sebesar **\$255,149,000**, atau diatas budget sebesar 110%.

Posisi diatas budget tersebut terutama disebabkan oleh pengeluaran Production Capital yang melampaui budget dikarenakan kenaikan produksi minyak.

Sedangkan untuk pengeluaran aktual operasi gas adalah sebesar **\$156,150,000**, dibandingkan dengan budget sebesar **\$286,498,000**, atau masih dibawah budget dengan tingkat penyerapan budget sebesar 56%.

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

Tabel-15. Biaya Proyek Blok Cepu

CLASSIFICATION	YEAR TO DATE DECEMBER 31, 2018 (\$,000 Amount)						
	Non-Capital		Capital		Total		
	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual	
OIL OPERATIONS							
Expenditures :							Budget Absorption
Exploration	-	1,665	-	-	-	1,665	#DIV/0!
Production	163,769	142,745	54,652	104,186	218,420	246,931	113%
Administration	36,146	32,430	583	67	36,729	32,496	88%
Total Expenditures	199,914	176,840	55,235	104,253	255,149	281,092	110%

CLASSIFICATION	YEAR TO DATE DECEMBER 31, 2018 (\$,000 Amount)						
	Non-Capital		Capital		Total		
	Budget	Actual	Budget	Actual	Budget	Actual	
GAS OPERATIONS							
Expenditures :							Budget Absorption
Exploration	3,180	1,146	-	-	3,180	1,146	36%
Production	-	-	271,835	151,536	271,835	151,536	56%
Administration	11,483	6,468	-	-	11,483	6,468	56%
Total Expenditures	14,663	7,614	271,835	151,536	286,498	159,150	56%

Sejak April 2013 sampai dengan Desember 2017, Pengeluaran Blok Cepu juga termasuk pengeluaran untuk Pengembangan Lapangan Gas (Jambaran+Tiung Biru dan Cendana). Pertamina EP Cepu (PEPC) ditunjuk sebagai Sub(Operator) atas pengembangan gas.

Berdasarkan analisa keekonomian yang dilakukan PJUC, disimpulkan bahwa proyek Lapangan Gas Jambaran Tiung Biru tidak ekonomis. Selanjutnya, bersama-sama

dengan seluruh anggota Badan Kerjasama (BKS), diputuskan untuk Pull-Out dari proyek gas.

Terkait keputusan Pull-Out dari proyek gas tersebut, maka PJUC telah mendapatkan pembayaran kembali atas Cash Call yang telah dibayarkan terkait proyek gas sebesar **\$3,759,036** di bulan Desember 2018.



IX.2. LAPORAN KEUANGAN PJUC (AUDITAN)

Laporan Keuangan PJUC untuk tahun Buku 2018 diaudit oleh Akuntan Publik Chatim, Atjeng, Soegeng & Rekan, dengan opini Wajar Tanpa Pengecualian.

Selama periode tahun buku 2018 PJUC telah melakukan upaya dan strategi bisnis secara terukur dalam upaya mengukur keberhasilan perusahaan dalam menghasilkan laba, sehingga dapat menggambarkan prospek, pertumbuhan, dan potensi perkembangan perusahaan dengan mengandalkan sumber daya yang ada.

Tabel-16. Opini Akuntan Publik Chatim, Atjeng, Soegeng & Rekan

 CHATIM ATJENG SUGENG & REKAN Registered Public Accountants		KANTOR AKUNTAN PUBLIK NOMOR IZIN USAHA 1259/KM.1/2011		<i>Kantor Akuntan Publik Chatim, Atjeng, Sugeng & Rekan</i>	
Nomor : 00018/3.0239/AU.1/02/1593-1/1/03/2019 Hal : Laporan Auditor Independen		Number : 00018/3.0239/AU.1/02/1593-1/1/03/2019 Subject : Independent Auditor's Report			
Yang Terhormat, Pemegang Saham, Komisaris & Direksi PT Petrogas Jatim Utama Cendana		To: The Stock holders, Commissioners & Directors PT Petrogas Jatim Utama Cendana			
Kami telah mengaudit laporan keuangan PT Petrogas Jatim Utama Cendana dari halaman 1 sampai dengan 55, yang terdiri dari laporan posisi keuangan tanggal 31 Desember 2018, serta laporan laba rugi dan pendapatan komprehensif lain, laporan perubahan ekuitas, dan laporan arus kas untuk periode 1 Januari sampai dengan 31 Desember 2018, serta ikhtisar kebijakan akuntansi signifikan dan informasi penjelasan lainnya.		We have audited the accompanying financial statement of PT Petrogas Jatim Utama Cendana from pages 1 to 55, which comprise the statement of financial position as of Desember 31, 2018, and statements of income and other comprehensive income, statement of changes in equity, and statements of cash flows for the period ended as of January 1 to Desember 31, 2018, and a summary of significant accounting policies and other explanatory information.		yang relevan dengan penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan untuk merancang prosedur audit yang tepat sesuai dengan kondisinya, tetapi tidak untuk tujuan pernyataan opini atas keefektifitasan pengendalian internal entitas. Suatu audit juga mencakup pengevaluasian atas ketepatan kebijakan akuntansi yang digunakan dan kewajaran estimasi akuntansi yang dibuat oleh manajemen, serta pengevaluasian atas keseluruhan penyajian laporan keuangan.	
Tanggung jawab manajemen atas laporan keuangan Manajemen bertanggung jawab atas penyusunan dan penyajian wajar laporan keuangan dari halaman 1 sampai dengan 55 sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia, dan atas pengendalian internal yang dipandang perlu oleh manajemen untuk memungkinkan penyusunan laporan keuangan yang bebas dari kesalahan penyajian material, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan.		Management's responsibility for the financial statements Management is responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements from pages 1 to 55 present in accordance with Indonesian Financial Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.		Kami yakin bahwa bukti audit yang telah kami peroleh adalah cukup dan tepat untuk menyediakan basis bagi opini audit kami.	
Tanggung jawab auditor Tanggung jawab kami adalah untuk menyatakan suatu opini atas laporan keuangan ini berdasarkan audit kami. Kami melaksanakan audit berdasarkan Standar Audit yang ditetapkan oleh Institut Akuntan Publik Indonesia. Standar tersebut mengharuskan kami untuk mematuhi ketentuan etika serta merencanakan dan melaksanakan audit untuk memperoleh keyakinan memadai tentang apakah laporan keuangan bebas dari kesalahan penyajian material.		The auditor's responsibility Our responsibility is to express an opinion on such financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Standards on Auditing established by the Indonesian Institute of Certified Public Accountants. Those standards require that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.		We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a reasonable basis for our audit opinion.	
Suatu audit melibatkan pelaksanaan prosedur untuk memperoleh bukti audit atas angka-angka dan pengungkapan dalam laporan keuangan. Prosedur yang dipilih bergantung pada pertimbangan auditor, termasuk penilaian atas risiko kesalahan penyajian material dalam laporan keuangan, baik yang disebabkan oleh kecurangan maupun kesalahan. Dalam melakukan penilaian risiko tersebut, auditor mempertimbangkan pengendalian internal		An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error. In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of financial		Opini Menurut opini kami, laporan keuangan dari halaman 1 sampai dengan 55 menyajikan secara wajar, dalam semua hal yang material, posisi keuangan PT Petrogas Jatim Utama Cendana tanggal 31 Desember 2018, serta kinerja keuangan dan arus kasnya untuk periode 1 Januari sampai dengan 31 Desember 2018 sesuai dengan Standar Akuntansi Keuangan di Indonesia. Hal Lain Laporan Keuangan PT Petrogas Jatim Utama Cendana per 31 Desember 2017 dan untuk tahun yang berakhir pada tanggal 31 Desember 2017 tersebut telah diaudit oleh Auditor Independen lain sesuai Laporan Auditor Independen No. 031/LAI/KAP.BSN/III/2018 tertanggal 19 Maret 2018 yang menyatakan opini tanpa modifikasi atas laporan keuangan tersebut.	
				Other Matter Financial Statement of PT Petrogas Jatim Utama Cendana as of Desember 31, 2017 and for the year then ended as of Desember 31, 2017 had been audited by the other public accounting to issuing Independent Auditor's Report No 031/LAI/KAP.BSN/III/2018 date March 19, 2018 who expressed an unmodified opinion on the financial statements.	
				 Tjitohar Sawarjono, CPA NRAP : AP.0033	
				Surabaya, 18 Maret 2019 / March 18, 2019	
Perkantoran Pulomas Satu Gd. III Lantai 2 Ruang 8-9 Jend. A. Yani No. 2 Jakarta 13210 Indonesia Telp. +6221-47807847 Fax. +6221-4895925 e-mail : kap_cak@icbn.net.id Kantor Cabang : J. Sunggal No. 173/139 A Medan Telp. +6261-8474748, 77861296 Fax. +6261-8480430 J. Citaram No. 2 Surabaya 60241 Telp. +6231-5678036, 5682215, 5623334 Fax. +6231-5686240 email : kap_csr.prp@yahoo.com					

Tabel-17. Laporan Posisi Keuangan

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA

LAPORAN POSISI KEUANGAN

Per 31 Desember 2018 dan 31 Desember 2017

(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA

STATEMENTS OF FINANCIAL POSITION

As of December 31, 2018 and December 31, 2017

(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	December 31, 2018	December 31, 2017	
ASET LANCAR			CURRENT ASSETS
Kas dan Bank	6.749.854	4.991.799	Cash on hand and in banks
Piutang	6.724.929	8.820.152	Accounts receivable
Persediaan	1.224.860	1.184.470	Inventories
Uang Muka & Biaya Dibayar Dimuka	7.061	78.216	Advances and prepayments
JUMLAH ASET LANCAR	14.706.704	15.074.637	TOTAL CURRENT ASSETS
ASET TIDAK LANCAR			NON-CURRENT ASSETS
Aset tetap, bersih	1.598	5.649	Fixed assets, net
Aset minyak dan gas bumi, bersih	42.640.704	64.583.080	Oil and gas properties, net
Aset lain-lain	2.195.813	1.934.249	Other assets
Aset pajak tangguhan	0	0	Deferred tax asset
JUMLAH ASET TIDAK LANCAR	44.838.116	66.522.978	TOTAL NON-CURRENT ASSETS
JUMLAH ASET	59.544.820	81.597.615	TOTAL ASSETS
LIABILITAS DAN EKUITAS (DEFISIENSI MODAL)			LIABILITIES AND EQUITY (CAPITAL DEFICIENCY)
LIABILITAS JANGKA PENDEK			CURRENT LIABILITIES
Utang	554.769	668.493	Accounts payable
Utang pajak	1.245.877	1.186.800	Taxes payable
Biaya yang masih harus dibayar	353	273.147	Accrued expenses
Bagian lancar utang pada pemegang saham	18.956.681	16.217.362	Current portion of due to shareholder
JUMLAH LIABILITAS JANGKA PENDEK	20.757.681	18.345.802	TOTAL CURRENT LIABILITIES
LIABILITAS JANGKA PANJANG			NON-CURRENT LIABILITIES
Liabilitas pajak tangguhan, bersih	2.423.000	4.574.307	Deferred tax liability, net
Utang pada pemegang saham, setelah dikurangi bagian jangka pendek	22.626.601	48.778.411	Due to a shareholder, net of current portion
Imbalan kerja karyawan	119.296	143.831	Employee benefits
Provisi ASR	1.400.351	996.026	Provision of ASR
JUMLAH LIABILITAS JANGKA PANJANG	26.569.249	54.492.575	TOTAL NON-CURRENT LIABILITIES
JUMLAH LIABILITAS	47.326.929	72.838.376	TOTAL LIABILITIES
EKUITAS (DEFISIENSI MODAL)			EQUITY (CAPITAL DEFICIENCY)
Modal saham			Share capital
Modal dasar - 2.000 saham			Authorized - 2,000 shares
Rp1.000.000 per saham (dalam Rupiah penuh)			at par value of
Modal yang ditempatkan dan disetor penuh - 500 saham	53.905	53.905	Rp1,000,000 each (full amount)
Tambahan Modal Disetor - Tax Amnesty	1.420	1.420	Issued and fully paid - 500 shares
Saldo laba	12.162.566	8.703.913	Additional Paid in Capital - Tax Amnesty
JUMLAH EKUITAS	12.217.891	8.759.238	Retained earnings
JUMLAH LIABILITAS DAN EKUITAS	59.544.820	81.597.615	TOTAL EQUITY
			TOTAL LIABILITIES AND EQUITY

Catatan atas laporan keuangan terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these financial statements.

Tabel-18. Laporan Laba Rugi & Penghasilan Komprehensif

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

Untuk Tahun yang Berakhir Pada Tanggal-Tanggal
31 Desember 2018 dan 2017
 (Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA
STATEMENTS OF INCOME AND OTHER
COMPREHENSIVE INCOME

For the Year Ended
December 31, 2018 and 2017
 (Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	Dec 31, 2018	Dec 31, 2017	
PENDAPATAN	43.885.318	37.409.428	REVENUE
BEBAN LANGSUNG			DIRECT COSTS
Beban Eksplorasi	(5.847)	460.632	Exploration expenses
Beban Produksi	1.611.730	2.992.531	Production expenses
Beban Umum dan Administrasi	931.913	1.520.302	General and administration expenses
Beban Penyusutan, Deplesi, dan Amortisasi	23.139.780	19.593.274	Depreciation, depletion and amortization expenses
Beban Abandonment Well (Site Restoration)	404.325	996.026	Abandonment Well (Site Restoration) Expenses
TOTAL BEBAN LANGSUNG	26.081.901	25.562.765	TOTAL DIRECT COST
LABA BRUTO	17.803.417	11.846.663	GROSS PROFIT
Pendapatan Keuangan	4.612	5.200	Finance income
Beban Keuangan	97.590	97.526	Finance costs
Beban Operasi Lainnya	425.842	902.570	Other operating expenses
Laba Sebelum Beban Pajak	17.284.597	10.851.767	Income before expense tax
Beban Pajak Penghasilan	11.236.569	8.293.598	Income tax expense
LABA (RUGI) TAHUN BERJALAN	6.048.028	2.558.169	PROFIT FOR THE YEAR
PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN			OTHER COMPREHENSIVE INCOME
Pos-pos yang tidak akan direklasifikasi ke laba / rugi	67.717	(25.330)	Posts will not be reclassified to profit or loss
Pos-pos yang akan direklasifikasi ke laba rugi	0	0	Posts will be reclassified to profit or loss
JUMLAH PENGHASILAN KOMPREHENSIF LAIN TAHUN BERJALAN	67.717	(25.330)	TOTAL OTHER COMPREHENSIVE INCOME FOR THE YEAR

Catatan atas laporan keuangan terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these financial statements.

Tabel-19. Laporan Arus Kas

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA LAPORAN ARUS KAS Untuk Tahun yang Berakhir Pada Tanggal-Tanggal 31 Desember 2018 dan 2017 (Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)		PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA STATEMENTS OF CASH FLOWS For the Year Ended December 31, 2018 and 2017 (Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)	
	Dec 31, 2018	Dec 31, 2017	
ARUS KAS DARI AKTIVITAS OPERASI			CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES
Penerimaan kas dari pelanggan	2.095.223	(2.661.021)	Cash from Customer
Pembayaran kas kepada pemasok dan karyawan	(2.321.115)	(3.930.234)	Payment to Supplier and employee
Pembayaran kas untuk beban operasi	40.623.522	30.462.487	Payment for Operation Expense
Pembayaran bunga	0	0	Payment for interest
Pembayaran pajak penghasilan	(11.177.491)	(8.597.691)	Payment for Tax
Arus kas bersih digunakan untuk aktivitas operasi	29.220.139	15.273.541	Net cash provided by operating activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS INVESTASI			CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES
Penambahan aset minyak dan gas bur	(1.392.499)	(4.787.494)	Additions to oil and gas properties
Pembelian (penghapusan) aset tetap	0	(1.732)	Acquisition of fixed assets
Arus kas bersih diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas investasi	(1.392.499)	(4.789.226)	Net cash used in investing activities
ARUS KAS DARI AKTIVITAS PENDANAAN			CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES
Pembayaran dividen	(2.657.093)	(414.219)	Dividends payment
Penerimaan Pinjaman dari Pemegang Saham	(26.151.810)	(8.047.771)	Proceeds from due to a shareholder
Pembayaran Pinjaman kepada Pemegang Saham	2.739.319	(2.205.634)	Payment of due to a shareholder
Arus kas bersih diperoleh dari (digunakan untuk) aktivitas pendanaan	(26.069.584)	(10.667.624)	Net cash provided by financing Activities
Kenaikan (penurunan) bersih kas dan setara kas	1.758.056	(183.309)	Net Increase in Cash on Hand and In Bank
Kas dan setara kas awal periode	4.991.799	5.175.108	Cash on Hands and Bank At Beginning of Year
Kas dan setara kas akhir periode	6.749.855	4.991.799	Cash on Hands and Bank At End of Year

Catatan atas laporan keuangan terlampir merupakan bagian yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan secara keseluruhan.

The accompanying notes form an integral part of these financial statements.

Tabel-20. Laporan Perubahan Ekuitas

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA
LAPORAN PERUBAHAN EKUITAS
Untuk Tahun yang Berakhir Pada Tanggal-Tanggal
31 Desember 2018 dan 2017
(Disajikan dalam Dolar AS, kecuali dinyatakan lain)

PT PETROGAS JATIM UTAMA CENDANA
STATEMENTS OF CHANGES IN EQUITY
For the Year Ended
December 31, 2018 and 2017
(Expressed in US Dollars, unless otherwise stated)

	Modal ditempatkan dan disetor penuh <i>Issued and fully paid share capital</i>	Tambahan Modal Disetor <i>Additional Paid - in Capital</i>	Saldo laba Retained <i>earnings</i>	Jumlah ekuitas <i>Total equity</i>	
Saldo Per 1 Januari 2017	53.905	1.420	6.585.293	6.640.618	Balance as of January 31, 2017
Laba bersih tahun berjalan	0	0	2.558.169	2.558.169	Net income for the period
Tambahan modal disetor	0	0	0	0	Additional paid-in capital
Penghasilan komprehensif lain	0	0	(25.330)	(25.330)	Other comprehensive income
Koreksi saldo laba	0	0	0	0	Adjustment retained earnings
Pembayaran dividen (Catatan 14)	0	0	(414.219)	(414.219)	Dividend payment (Note 14)
Saldo per 31 Desember 2017	53.905	1.420	8.703.913	8.759.238	Balance as of December 31, 2017
Laba bersih tahun berjalan	0	0	6.048.028	6.048.028	Net income for the period
Tambahan modal disetor	0	0	0	0	Additional paid-in capital
Penghasilan komprehensif lain	0	0	67.717	67.717	Other comprehensive income
Koreksi Saldo Laba	0	0	0	0	Adjustment retained earnings
Pembayaran dividen (Catatan 14)	0	0	(2.657.093)	(2.657.093)	Dividend payment (Note 14)
Saldo per 31 Desember 2018	53.905	1.420	12.162.565	12.217.891	Balance as of December 31, 2018

Catatan atas laporan keuangan terlampir merupakan bagian
yang tidak terpisahkan dari laporan keuangan secara

The accompanying notes form an integral part of
these financial statements.

Tabel-21. Perbandingan Laporan Posisi Keuangan 2017 vs 2018

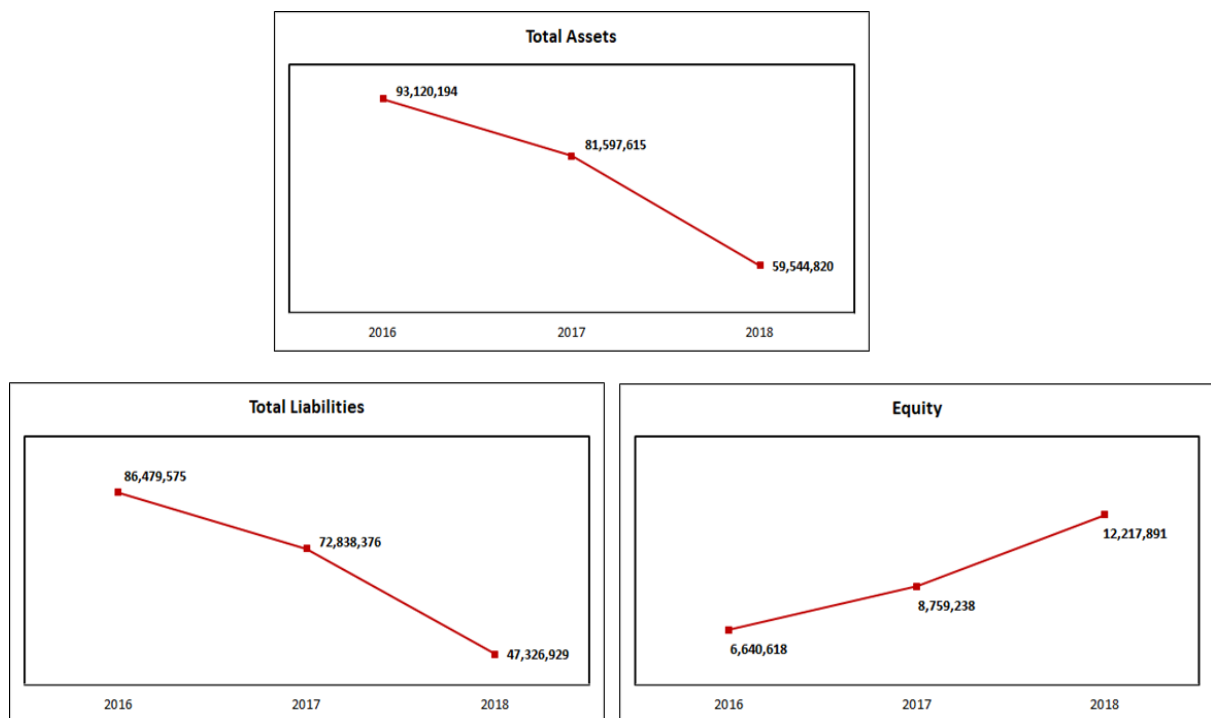
Financial Position	2016	2017	2018	2018 vs 2017	
	\$	\$	\$	% Diff	% real
Current Assets	12.360.033	15.074.637	14.706.704	-2,44%	97,56%
Non-Current Assets	80.760.162	66.522.978	44.838.116	-32,60%	67,40%
Total Assets	93.120.194	81.597.615	59.544.820	-27,03%	72,97%
Current Liabilities	31.023.769	18.345.802	20.757.681	13,15%	113,15%
Non-Current Liabilities	55.455.806	54.492.575	26.569.249	-51,24%	48,76%
Total Liabilities	86.479.575	72.838.376	47.326.929	-35,02%	64,98%
Share Capital Issued & Paid	53.905	53.905	53.905	0,00%	100,00%
Additional Pain in Capital	1.420	1.420	1.420	0,00%	100,00%
Retained Earnings	6.585.293	8.703.913	12.162.566	39,74%	139,74%
Equity	6.640.618	8.759.238	12.217.891	39,49%	139,49%
Total Liabilities & Equity	93.120.194	81.597.615	59.544.820	-27,03%	72,97%

Posisi Aset PJUC pada akhir tahun 2018 mengalami penurunan sebesar 27,03% dibandingkan tahun sebelumnya. Penurunan tersebut sejalan dengan tahapan produksi puncak, dimana Aset Minyak & Gas Bumi mengalami depresiasi dengan jumlah yang cukup material.

Posisi hutang PJUC pada akhir tahun 2018 mengalami penurunan 35,02% dibandingkan tahun sebelumnya. Hal ini dikarenakan revenue pada tahun ini meningkat dimana berpengaruh terhadap jumlah repayment hutang ke REC/DEC ikut meningkat.

Posisi ekuitas PJUC pada akhir tahun 2018 mengalami peningkatan sebesar 39,49% dibandingkan ekuitas tahun sebelumnya. Peningkatan laba bersih tahun 2018 yang signifikan mencapai 241,46% dibanding laba bersih tahun sebelumnya, menyebabkan peningkatan yang cukup tinggi pada total ekuitas.

Berikut grafik terkait Laporan Posisi Keuangan :



Gambar-30. Total Assets, Total Liability, dan Equity

Tabel-22. Perbandingan Laporan Laba Rugi Komprehensif 2017 vs 2018

Comprehensive Income	2016	2017	2018	2018 vs 2017	
	\$	\$	\$	% Diff	% real
Revenue	37.611.071	37.409.428	43.885.318	17,31%	117,31%
Direct Cost	(22.833.299)	(25.562.765)	(26.081.901)	2,03%	102,03%
Gain (Loss) From Operations	14.777.772	11.846.663	17.803.417	50,28%	150,28%
Other Income (Expenses)	(2.344.638)	(994.896)	(518.820)	-47,85%	52,15%
Income Before Tax	12.433.134	10.851.767	17.284.597	59,28%	159,28%
Tax Income (Expenses)	(7.604.121)	(8.096.574)	(13.367.184)	65,10%	165,10%
Deferred Tax Income (Expenses)	(2.736.272)	(197.024)	2.130.615	-1181,40%	-1081,40%
Income For The Year	2.092.741	2.558.169	6.048.028	136,42%	236,42%
Other Comprehensive Income (Expenses)	(524)	(25.330)	67.717	-367,34%	-267,34%
Total Comprehensive Income For The Year	2.092.217	2.532.839	6.115.745	141,46%	241,46%

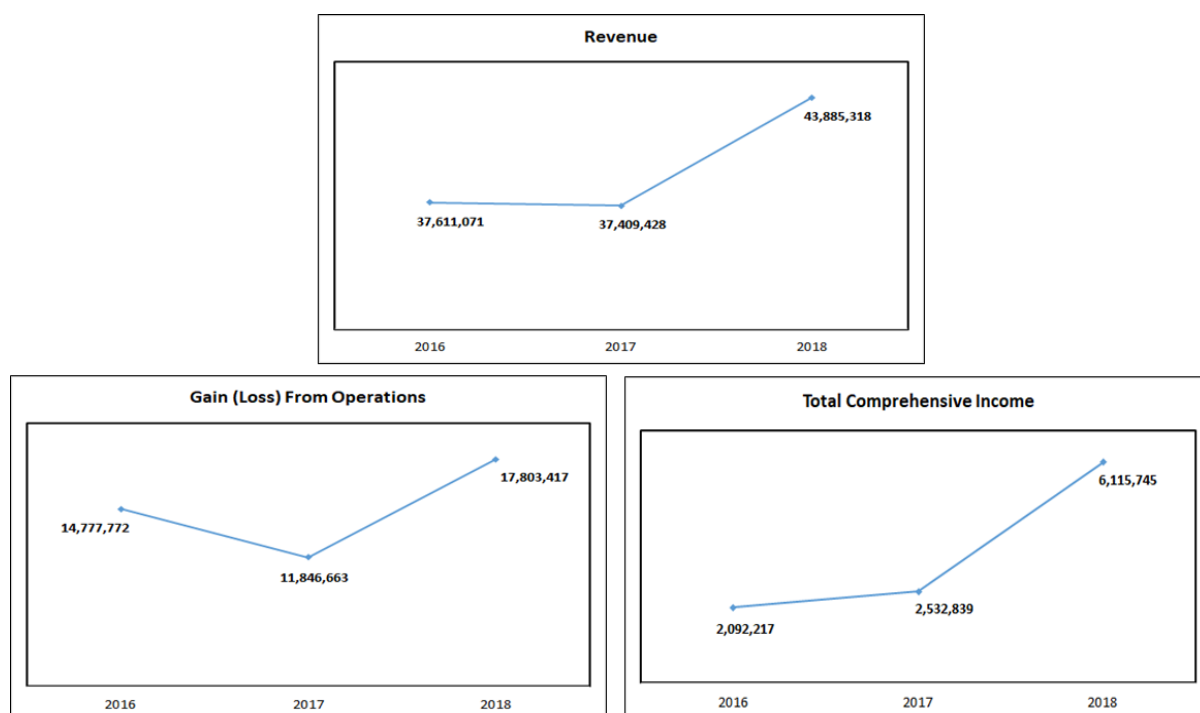
Total Pendapatan PJUC tahun 2018 sebesar **US\$ 43.885.318**, Laba Bruto sebesar **US\$ 17.803.471**, Laba Sebelum Pajak sebesar **US\$ 17.284.597** dan Laba Komprehensif Tahun Berjalan sebesar **US\$ 6.115.745**.

Pendapatan PJUC meningkat sebesar 17,31% dibandingkan tahun sebelumnya. Peningkatan ini selain disebabkan selain karena peningkatan produksi juga karena peningkatan harga minyak.

Pajak Migas (CnD Tax) meningkat sebesar 65,10% dibandingkan tahun sebelumnya. Hal ini disebabkan karena dimana ada peningkatan Revenue, secara otomatis pajak ikut meningkat.

Laba komprehensif meningkat signifikan sebesar 141,46% jika dibandingkan dengan tahun sebelumnya, selain disebabkan karena revenue yang meningkat, juga karena biaya operasional yang turun hingga hampir separo dibanding biaya operasional tahun sebelumnya.

Berikut grafik terkait Laporan Laba Rugi Komprehensif:



Gambar-31. Revenue, Gain (Loss) from Operations, dan Total Comprehensive Income

9.2.1. Rasio Keuangan

Tabel-23. Rasio Keuangan

Uraian	2016	2017	2018
CURRENT RATIO	39,84%	82,17%	70,85%
CASH RATIO	16,68%	27,21%	32,52%
QUICK RATIO	36,53%	75,29%	64,91%
DEBT TO ASSETS RATIO	92,87%	89,27%	79,48%
DEBT TO EQUITY RATIO	1302,28%	831,56%	387,36%
TOTAL ASSETS TURN OVER	40,39%	45,85%	73,70%
FIXED ASSETS TURN OVER	47,37%	57,92%	102,91%
GROSS PROFIT MARGIN	39,29%	31,67%	40,57%
OPERATING INCOME RATIO	33,06%	29,01%	39,39%
NET PROFIT MARGIN	5,56%	6,84%	13,78%
RETURN ON ASSETS	2,25%	3,14%	10,16%
RETURN ON EQUITY	31,51%	29,21%	49,50%

Yang paling menonjol dari rasio di atas adalah Debt to Equity Ratio (DER) yang mengalami penurunan cukup signifikan dalam 3 tahun terakhir. DER yang cukup besar dikarenakan investasi PJUC dibiayai oleh pihak ketiga melalui perjanjian CCFA. Di tahun 2018 seluruh investasi dibiayai dengan revenue karena adanya pergantian pemegang saham sehingga nilai DER menurun cukup tajam, di samping karena repayment yang meningkat. Repayment meningkat disebabkan revenue 2018 yang meningkat juga.

9.2.2. Pendapatan

Rincian Pendapatan PJUC dapat dilihat pada tabel di bawah ini :

Tabel-24. Pendapatan PJUC per Tahun dan per Jenis

Year	First Tranche Petroleum (FTP)	Investment Credit (IC)	Cost Recovery (CR)	Equity to be Split (ETS)	Domestic Market Obligation (DMO)	DMO Fee	Others	Total
2016	4,945,468	4,553,276	20,490,422	7,621,905	(6,181,835)	6,181,835	-	37,611,071
2017	4,632,128	651,510	19,132,125	12,993,665	(5,790,160)	5,790,160	-	37,409,428
2018	6,707,201	248,722	13,577,180	23,424,040	(8,384,001)	8,384,001	(71,825)	43,885,318

Tahun 2018 pendapatan PJUC meningkat 17,31% jika dibandingkan dengan pendapatan tahun sebelumnya.

Tabel-25. Perbandingan Revenue 2017 vs 2018

Comprehensive Income	2016	2017	2018	2018 vs 2017	
	\$	\$	\$	% Diff	% real
Revenue	37.611.071	37.409.428	43.885.318	17,31%	117,31%

Sedangkan bila dibandingkan dengan RKAP 2018 Perubahan, pendapatan PJUC meningkat 8,02%.

Tabel-26. Perbandingan Budget vs Aktual

Comprehensive Income	Budget	Actual	Actual vs Budget	
2018	\$	\$	% Diff	% Real
Revenue	40.628.005	43.885.318	8,02%	108,02%

Peningkatan Revenue disebabkan karena produksi yang meningkat pada tahun 2018 dan harga minyak yang naik sepanjang tahun 2018.

9.2.3. Beban Langsung

Beban langsung PJUC tiga tahun terakhir adalah sebagai berikut:

Tabel-27. Beban Lansung PJUC per Tahun dan per Jenis

Year	Exploration Expenses	Production Expenses	G&A Expenses	preciation, Depleti Amortizatio Exp	Abandonment Well (site restoration)	Total
2016	(47.387)	3.970.526	1.106.177	17.803.984	-	22.833.300
2017	460.632	2.992.531	1.520.302	19.593.274	996.026	25.562.765
2018	(5.847)	1.611.730	931.913	23.139.780	404.325	26.081.901

Beban langsung PJUC tahun 2018 meningkat 2,03% dibanding tahun sebelumnya. Sedangkan jika dibandingkan dengan budget meningkat 32,95%.

Tabel-28. Perbandingan Direct Cost 2017 vs 2018

Comprehensive Income	2016	2017	2018	2018 vs 2017	
	\$	\$	\$	% Diff	% real
Direct Cost	(22.833.300)	(25.562.765)	(26.081.901)	2,03%	102,03%

Tabel-29. Perbandingan Direct Cost Budget vs Aktual

Comprehensive Income	Budget	Actual	Actual vs Budget	
2018	\$	\$	% Diff	% Real
Direct Cost	(19.617.927)	(26.081.901)	32,95%	132,95%

9.2.4. Beban Operasional

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

Tabel-30. Rincian Beban Operasional & Others

Year	Finance Income	Finance Costs	Other Operating Expenses	Total
2016	203	97,654	2,247,187	(2,344,638)
2017	5,200	97,526	902,570	(994,896)
2018	4,612	97,590	425,842	(518,820)

Turun sebesar 47,85% dibanding tahun sebelumnya dan turun sebesar 39,18% dibanding budget.

Tabel-31. Perbandingan Beban Operasional & Other Income 2017 vs 2018

Comprehensive Income	2016	2017	2018	2018 vs 2017	
	\$	\$	\$	% Diff	% real
Other Income (Expenses)	(2.344.638)	(994.896)	(518.820)	-47,85%	52,15%

Tabel-32. Perbandingan B. Operasional & Other Income Budget vs Aktual

Comprehensive Income	Budget	Actual	Actual vs Budget	
2018	\$	\$	% Diff	% Real
Other Income (Expenses)	(853.030)	(518.820)	-39,18%	60,82%

Tabel-33. Perbandingan Operasional PJUC Budget vs Aktual

BIAYA OPERASIONAL PJUC		Budget	Actual	Actual vs Budget	
		\$	\$	% Diff	% Real
Biaya Karyawan		\$ 239.765	\$ 121.071	-49,50%	50,50%
Dana Pensiun/Jamsostek		\$ 4.795	\$ 5.195	8,35%	108,35%
Biaya Perjalanan Dinas		\$ 19.816	\$ 21.414	8,06%	108,06%
Biaya CSR & Sumbangan		\$ 12.604	\$ 545	-95,67%	4,33%
Biaya Kantor:					
	ATK & foto copy	\$ 577	\$ 1.027	78,17%	178,17%
	Telp., fax & internet	\$ 3.495	\$ 3.092	-11,54%	88,46%
	Materai & surat	\$ 220	\$ 290	32,17%	132,17%
	Service/repair peralatan & perabot kantor	\$ 1.732	\$ 1.697	-2,05%	97,95%
	Listrik, A/C & PDAM	\$ 473	\$ 406	-14,18%	85,82%
	Bensin, kendaraan, taxi, parkir & toll	\$ 4.497	\$ 3.856	-14,26%	85,74%
	Sewa kantor	\$ 17.613	\$ 17.277	-1,91%	98,09%
	Sewa kendaraan	\$ 8.708	\$ 11.081	27,24%	127,24%
	Asuransi	\$ 44.011	\$ 19.241	-56,28%	43,72%
	Training/Seminar/Presentasi/Workshop	\$ 6.370	\$ 1.201	-81,15%	18,85%
	Beban Perawatan dan Inventaris Kantor	\$ 884	\$ 833	-5,71%	94,29%
	Beban Meeting dan RUPS	\$ 4.537	\$ 3.127	-31,08%	68,92%
	Lain-lain kantor	\$ 1.044	\$ -	-100,00%	0,00%
Biaya Entertaint & Representasi		\$ 2.083	\$ 863	-58,56%	41,44%
Biaya Penyusutan A/T:					
	Penyusutan perabot & peralatan kantor	\$ 4.051	\$ 4.051	0,00%	100,00%
Iuran BKS		\$ 11.452	\$ 4.995	-56,38%	43,62%
Beban Imbalan Pasca Kerja (PSAK No.24 Rev)		\$ 6.264	\$ 22.492	259,04%	359,04%
Biaya Profesional & Konsultan		\$ 35.641	\$ 22.865	-35,84%	64,16%
Biaya Pajak atas bunga (PPH 23)		\$ 629.550	\$ 570.416	-9,39%	90,61%
Unrealized Gain (loss) Forex		\$ -	\$ (318.215)	#DIV/0!	#DIV/0!
TOTAL BIAYA OPERASIONAL		\$ 1.060.183	\$ 518.820	-51,06%	48,94%

9.2.5. Arus Kas

Tabel-34. Perbandingan Arus Kas 2017 vs 2018

Uraian	2017	2018	2018 vs 2017	
			% Diff	% Real
Arus Kas dari Aktivitas Operasi	15.273.541	29.220.139	91,31%	191,31%
Arus Kas dari Aktivitas Investasi	(4.789.226)	(1.392.499)	-70,92%	29,08%
Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan	(10.667.624)	(26.069.584)	144,38%	244,38%
Kenaikan (Penurunan) Bersih Kas & Setara Kas	(183.309)	1.758.056	-1059,07%	-959,07%
Kas & Setara Kas Awal Tahun	5.175.109	4.991.800	-3,54%	96,46%
Kas & Setara Kas Akhir Tahun	4.991.800	6.749.856	35,22%	135,22%

Posisi Kas dan Setara Kas akhir tahun 2018 naik sebesar 35,22% dibanding tahun sebelumnya. Hal ini disebabkan peningkatan revenue 2018.

Arus Kas dari Aktivitas Operasi 2018 surplus US\$ 29.220.139 disebabkan penerimaan kas dari operasional perusahaan meningkat. Arus Kas dari Aktivitas Investasi defisit US\$ 1.392.499 karena selama 2018, Cash Call dibiayai dengan Revenue. Sedangkan Arus Kas dari Aktivitas Pendanaan defisit US\$ 26.069.584 karena pembayaran repayment ke DEC/REC.

9.2.6. Likuiditas dan Sumber Modal

Tabel-35. Likuiditas & Sumber Modal

Rasio Lancar	2016	2017	2018
	\$	\$	\$
Current Assets	12.360.033	15.074.637	14.706.704
Current Liabilities	31.023.769	18.345.802	20.757.681
Rasio Lancar	39,84%	82,17%	70,85%

Rasio lancar 2018 mengalami penurunan 11,32% dibanding tahun sebelumnya hal ini disebabkan penurunan aset lancar sedangkan kewajiban lancarnya meningkat. Artinya kemampuan perusahaan dalam menyelesaikan kewajiban jangka pendeknya mengalami sedikit penurunan dibanding tahun sebelumnya.

9.2.7. Struktur Modal

Tabel-36. Struktur Modal

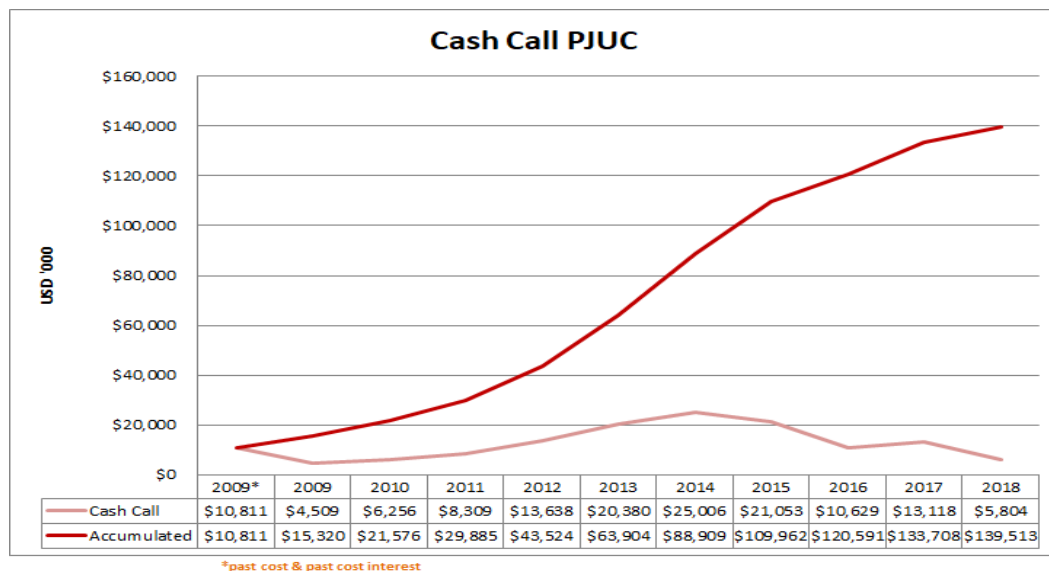
Struktur Modal	2016	2017	2018
	\$	\$	\$
Current Liabilities	31.023.769	18.345.802	20.757.681
Non-Current Liabilities	55.455.806	54.492.575	26.569.249
Equity	6.640.618	8.759.238	12.217.891
Total Liabilities & Equity	93.120.193	81.597.615	59.544.820

Total liabilitas dan ekuitas perusahaan pada tahun 2018 mengalami penurunan sebesar 27,03%. Penurunan ini disebabkan penurunan kewajiban jangka panjang, sedangkan ekuitas perusahaan meningkat disebabkan laba tahun berjalan juga meningkat cukup signifikan.

IX.3. CASH CALL, PINJAMAN, DAN PEMBAYARAN KEMBALI MODAL AKTUAL

Total Cash Call dari EMCL dari 1 Januari – 31 Desember 2018 adalah sebesar **\$5,804,233**. Dan total cash call sejak 2009 sampai dengan 31 Desember 2018 adalah sebesar **\$139,512,579**.

Data historis Cash Call sejak 2009-2018, sebagai berikut :



Gambar-32. Cash Call PJUC

Sampai dengan 31 Desember 2018, PJUC mempunyai hutang kepada PT. RAHARJA ENERGI CEPU, yang terbagi kedalam 3 Perjanjian Fasilitas. PJUC juga telah melakukan pembayaran kembali hutang sejak tahun 2010.

Selama 2018, PJUC tidak melakukan penarikan pinjaman dikarenakan masa ketersediaan fasilitas pinjaman dalam Cash Call Facility Agreement telah berakhir pada 31 Desember 2017. PJUC melakukan pembayaran kembali atas pinjaman sebesar **\$26,155,415** (pokok pinjaman \$21,754,931 dan bunga \$4,400,484) selama tahun 2018.

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

Tabel-37. Actual Repayment

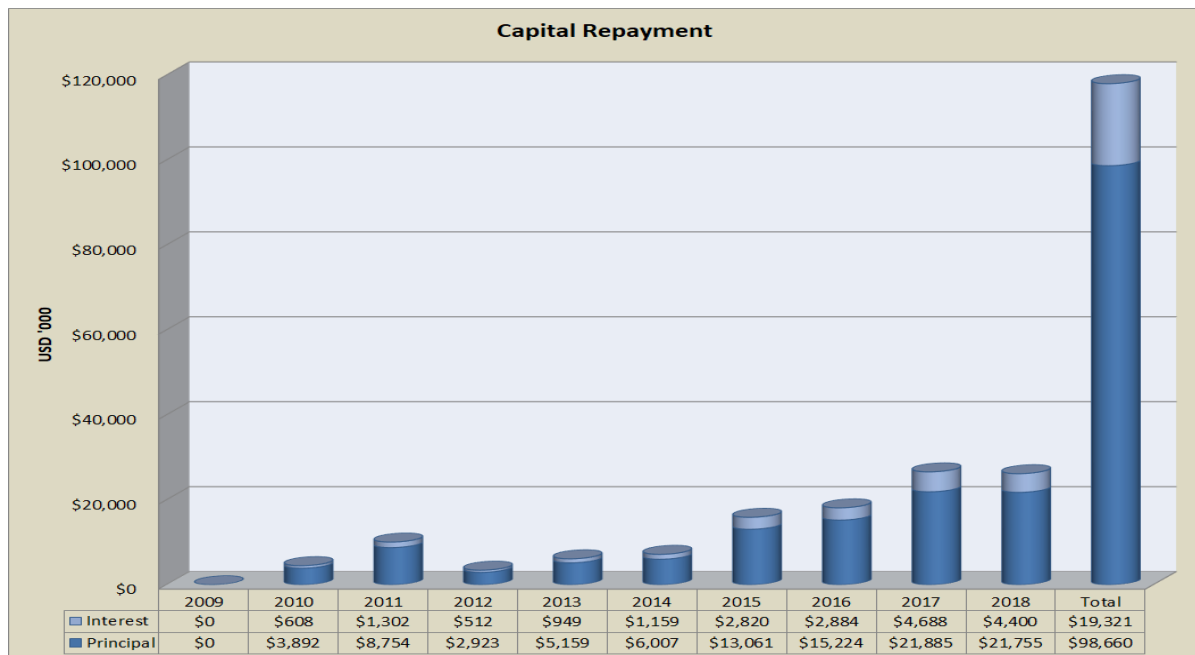
Loan Agreement	Lender	Borrower	Availability Period	Total Facility	Total Drawdown	Remaining Facility
1) Cash Call Facility Agreement (CCFA)	REC	PJUC	31 Dec 2016	\$137,000,000	\$120,590,737	\$16,409,263
~Financing PJUC's obligation on 2.2423% Cepu Project				Interest = Libor 1 Yearly + 5%		
Year	Facility Drawdown		Repayment		Principal Balance	
	Amount	Cummulative	Interest	Principal		
2009	\$ 15,714,122	\$ 15,714,122	\$ 0	\$ 0	\$ 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	\$ 8,753,587	\$ 17,239,457	
2012	\$ 13,638,458	\$ 43,523,599	\$ 511,579	\$ 2,922,793	\$ 27,955,121	
2013	\$ 20,380,055	\$ 63,903,654	\$ 948,610	\$ 5,159,105	\$ 43,176,071	
2014	\$ 25,005,699	\$ 88,909,354	\$ 1,158,912	\$ 6,006,825	\$ 62,174,945	
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	\$ 65,571,147	
2017	\$ 0	\$ 120,590,737	\$ 4,687,933	\$ 21,885,405	\$ 43,685,742	
2018	\$ 0	\$ 120,590,737	\$ 4,400,484	\$ 21,754,931	\$ 21,930,811	
Total	\$ 120,590,737	\$ 120,590,737	\$ 19,321,184	\$ 98,659,926	\$ 21,930,811	

Loan Agreement	Lender	Borrower	Availability Period	Total Facility	Total Drawdown	Remaining Facility
2) New CCFA	REC	PJUC	31 Dec 2017	Rp 218,243,200,028	Rp 167,572,033,300	Rp 50,671,166,728
~Financing PJUC's obligation on 2.2423% Cepu Project				Interest = Jibor 1 Yearly + 5%		
Year	Facility Drawdown		Repayment		Principal Balance	
	Amount	Cummulative	Interest	Principal		
2017	Rp 167,572,033,300	Rp 167,572,033,300	Rp 0	Rp 0	Rp 167,572,033,300	
2018	Rp 0	Rp 167,572,033,300	Rp 0	Rp 0	Rp 167,572,033,300	
Total	Rp 167,572,033,300 *	Rp 167,572,033,300	Rp 0	Rp 0	Rp 167,572,033,300	

Eq. \$ 12,599,401 @ Rate 13,300

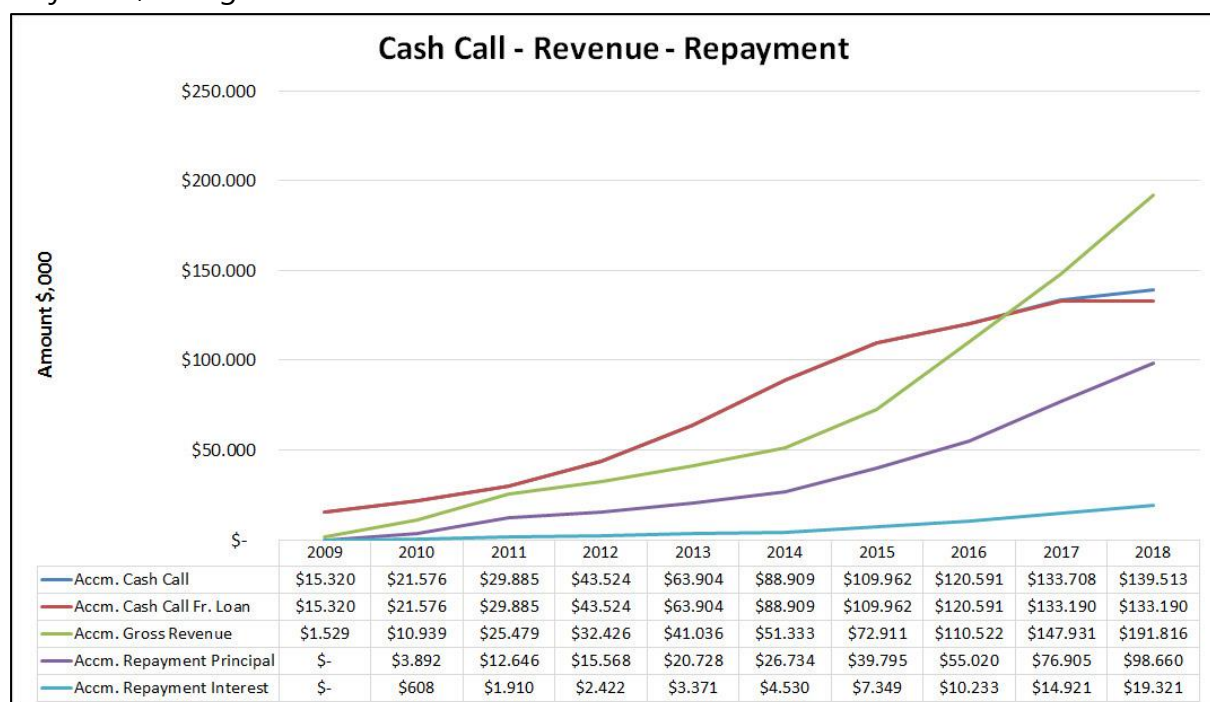
Loan Agreement	Lender	Borrower	Availability Period	Total Facility	Total Drawdown	Remaining Facility
3) Financing OPEX of PJUC	DEC	PJUC	31 Dec 2015	\$1,800,000	\$1,685,491	\$114,509
~Financing Operating Cost of PJUC-Management Fee~				Interest = Libor 1 Yearly + 5%		
Year	Facility Drawdown		Repayment		Principal Balance	
	Amount	Cummulative	Interest	Principal		
2009	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	
2010	\$ 293,360	\$ 293,360	\$ 0	\$ 0	\$ 293,360	
2011	\$ 397,242	\$ 690,602	\$ 0	\$ 0	\$ 690,602	
2012	\$ 253,471	\$ 944,073	\$ 0	\$ 0	\$ 944,073	
2013	\$ 362,451	\$ 1,306,524	\$ 0	\$ 0	\$ 1,306,524	
2014	\$ 306,948	\$ 1,613,472	\$ 0	\$ 0	\$ 1,613,472	
2015	\$ 72,019	\$ 1,685,491	\$ 0	\$ 0	\$ 1,685,491	
2016	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1,685,491	
2017	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1,685,491	
2018	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1,685,491	
Total	\$ 1,685,491	\$ 1,685,491	\$ 0	\$ 0	\$ 1,685,491	

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



Gambar-33. Pembayaran Kembali (Pokok dan Bunga).

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



Gambar-34. Perbandingan antara Cash Call , Pendapatan Kotor, dan Pembayaran Kembali Pinjaman

Saldo pinjaman pokok dan bunga per 31 Desember 2018 adalah sebagai berikut:

Tabel-38. Saldo Pinjaman Pokok dan Bunga

PRINCIPAL			
	TOTAL	TERBAYAR	SALDO 31/12/18
CCFA IDR (new)	Rp 167.572.033.300	Rp -	Rp 167.572.033.300
CCFA USD	\$ 120.590.737	\$ 98.659.926	\$ 21.930.811
OPEX PJUC USD	\$ 1.685.491	\$ -	\$ 1.685.491

INTEREST			
	TOTAL	TERBAYAR	SALDO 31/12/18
CCFA IDR (new)	Rp 29.029.513.754	Rp -	Rp 29.029.513.754
CCFA USD	\$ 23.058.502	\$ 19.321.184	\$ 3.737.318
OPEX PJUC USD	\$ 629.730	\$ -	\$ 629.730

IX.4. 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.

Rincian atas Pembagian Pendapatan dapat dilihat dibawah :

Tabel-39. Revenue Sharing based on Formula CCFA

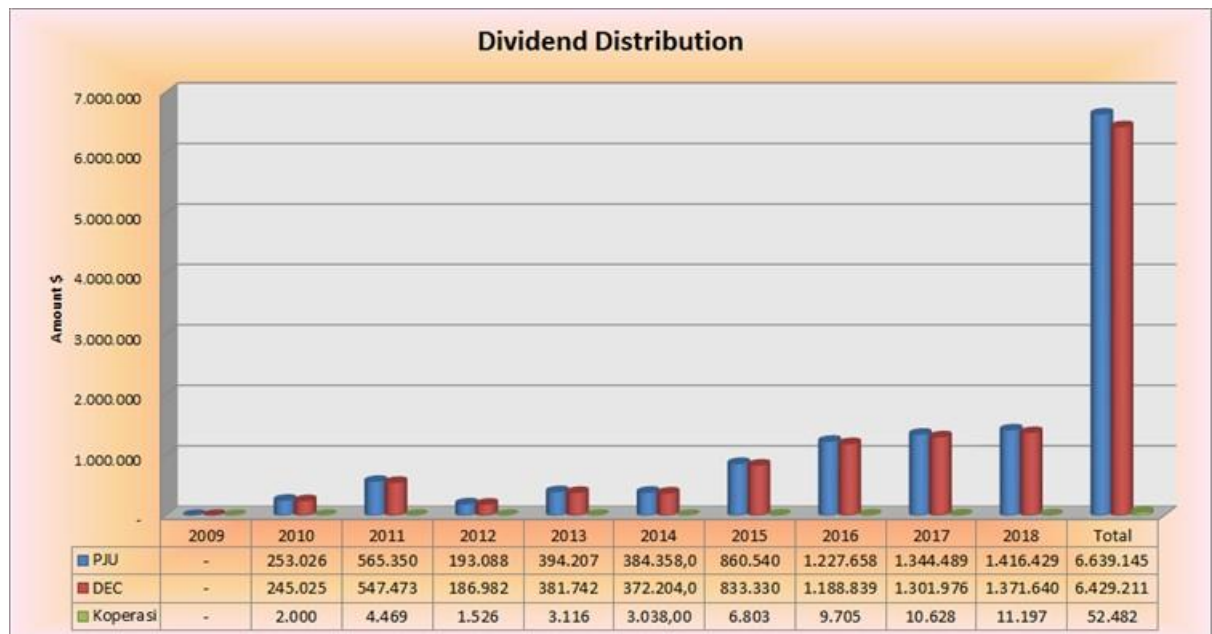
Year	Cash Revenue	Deductions*)	Revenue After Deduction	Capital Repayment (90%)	Dividend (10%)
2009	\$ 573,607	\$ -	\$ 573,607	\$ 516,246	\$ 57,361
2010	\$ 4,683,607	\$ 256,707	\$ 4,426,900	\$ 3,984,210	\$ 442,690
2011	\$ 11,915,358	\$ 742,431	\$ 11,172,927	\$ 10,055,634	\$ 1,117,293
2012	\$ 6,206,767	\$ 2,390,798	\$ 3,815,969	\$ 3,434,372	\$ 381,597
2013	\$ 9,526,799	\$ 1,736,154	\$ 7,790,645	\$ 7,011,580	\$ 779,065
2014	\$ 9,926,544	\$ 2,330,539	\$ 7,596,005	\$ 6,836,404	\$ 759,600
2015	\$ 20,189,268	\$ 3,182,534	\$ 17,006,734	\$ 15,306,061	\$ 1,700,673
2016	\$ 33,542,463	\$ 9,280,444	\$ 24,262,019	\$ 21,835,817.18	\$ 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
TOTAL	\$ 180,703,847	\$ 49,495,445	\$ 131,208,403	\$ 118,087,561	\$ 13,120,840

* Deductions = Operating Expenses PJUC, Management Fee, C&D Tax, Tax of Interest, Cash Call

PJUC akan membagikan Dividen kepada para Pemegang Saham sebagai hasil operasi perusahaan tahun 2018 sebesar **\$2,799,266**, dengan perincian:

- PT Petrogas Jatim Utama = \$1,416,429
- PT DSME ENR CEPU = \$1,371,640
- Koperasi Dipertam = \$ 11,197

Data historis Pembagian Dividen dapat dilihat dibawah ini:



Gambar-35. Historis Pembagian Dividend

X. KEGIATAN ORGANISASI DAN PERSONALIA



X.1. KEGIATAN ORGANISASI

10.1.1. 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.

10.1.2. Kegiatan Adminstrasi Legal

Melakukan dokumentasi legal secara sistematis.

10.1.3. Kegiatan CSR

Selama tahun 2018 tidak ada kegiatan CSR.

X.2. KEGIATAN PERSONALIA

10.2.1. 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 2018

10.2.2. Pengembangan dan Peningkatan Kualitas Sumber Daya Manusia

Pengembangan *skill, knowledge* dan *ability staff* melalui training

XI. DAFTAR PUSTAKA



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. Invoice