

Evaluasi Keteknikan Dan Keekonomian Pada Rencana Pengembangan Lapangan X Berdasarkan Pedoman Tata Kerja POD SKK Migas

Farhan Rifqi Firmansyah

Pembimbing: *Ir. Sudono, S.T, M.T., I.P.M.*

Aries Prasetyo, S.T., M.T.

Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi 17530

Email: farhanrifqi05@gmail.com

Abstrak

Lapangan X ditemukan pertama kali pada tahun 1995 dan terdapat sumur gas disekitarnya. Produksi pada lapangan X dimulai pada tahun 2000. Namun terjadi konflik internal perusahaan yang membuat pengoperasian lapangan tersebut tidak dilanjutkan. Pemerintah mengambil lapangan X yang kontraknya masih terus berlanjut hingga 2041 dan akan melelangnya. Studi POFD dilakukan oleh perusahaan yang akan mengembangkan lapangan X. Jenis *drive mechanism* pada lapangan X merupakan *solution gas*. Data hasil evaluasi geologi dan geofisika menunjukkan bahwa *hydrocarbon in place* lapangan ini adalah 58.5 MMSTB. Skenario-2 merupakan skenario terbaik dengan kumulatif produksi sebesar 10.6 MMSTB atau *rrecovery factor* sebesar 18%. Perhitungan dan perencanaan proyek pengembangan lapangan juga telah diajukan dengan menerapkan standar HSE yang berlaku. Evaluasi keekonomian dengan menggunakan sistem kontrak PSC *Cost Recovery* dilakukan untuk mengetahui kelayakan secara keekonomian pengembangan lapangan X. Total investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan lapangan tersebut adalah sebesar 38,300 M US\$ dan menghasilkan indikator keekonomian IRR sebesar 44%, NPV@10% sebesar 62 M US\$, dan *pay out time* selama 3 tahun. Maka dapat disimpulkan bahwa lapangan X layak untuk dikembangkan.

Kata Kunci: Lapangan X, Studi POFD, PSC *Cost Recovery*.

1. Pendahuluan

Perencanaan pengembangan lapangan memegang peranan penting dalam lapangan Minyak dan Gas Bumi. SKK Migas bersama Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) melalui *plan of development* (POD) yang baik dapat memproduksi cadangan hidrokarbon yang merupakan aset negara secara optimal

dengan mempertimbangkan aspek teknis dan keekonomian.

Pedoman Tata Kerja (PTK) POD bermaksud untuk mengstandarisasi proses penyusunan, prosedur pengajuan, evaluasi, persetujuan dan monitoring POD. Semua hal tersebut diatur dalam pedoman yang dikeluarkan oleh Satuan

Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK MIGAS) dengan Nomor PTK-037/SKKMA0000/2018/S0 Revisi ke-2^[1].

Lapangan X sudah berproduksi sejak tahun 2000 dan memiliki 8 sumur. Beberapa data penting juga sudah dimiliki oleh lapangan X, mulai dari data *measured log*, data SCAL dan RCAL, data kompleks, histori produksi, hingga data keekonomian.

Dalam rangka mengetahui kelayakan pengembangan lapangan X, maka perlu dilakukan evaluasi perencanaan pengembangan lapangan untuk mengetahui kelayakan baik secara keteknikan, keekonomian, maupun memenuhi kaidah regulasi yang berlaku.

Tugas akhir ini bertujuan untuk menyusun rencana pengembangan lanjut Lapangan X yang layak secara keteknikan dan keekonomian yang nantinya akan diterapkan pada Lapangan X baik bagi Kontraktor maupun Pemerintah.

2. Tinjauan Pustaka

2.1 *Plan of Future Development (POFD)*

Plan of future development (POFD) atau POD Lanjutan adalah rencana pengembangan satu atau lebih lapangan dari struktur yang berbeda dari persetujuan POD sebelumnya di dalam suatu WK Eksploitasi. POD Lanjutan ini wajib mendapat persetujuan Kepala SKK Migas. Pedoman Tata Kerja (PTK) POD bermaksud untuk menstandarisasi proses penyusunan, prosedur pengajuan, evaluasi, persetujuan dan monitoring POD.



Gambar 1. Lingkup proses PTK POD (PTK-037.SKKMA0000/2017/S0)

2.2 Geologi, Geofisika, dan Reservoir

Ketiga kajian diatas (Studi GGR) wajib dilakukan dalam membuat laporan POD suatu lapangan. Studi geologi dalam laporan POD meliputi konsep sistem hidrokarbon/*petroleum system*, analisa geodinamik (*fold, fault, dan fracture*), lingkungan pengendapan, fasies, sekuen stratigrafi dan korelasi sumur, petrofisik, petrografi, biostratigrafi, z/zonasi reservoir dan atau geokimia sumuran pada lapangan minyak dan gas bumi dimaksud.

Studi geofisika meliputi data seismik 2D dan atau 3D dengan resolusi yang baik pada lapangan dimaksud. Data seismik dikoreksi dengan *check shot/vertical seismic profile (VSP)* dan atau dengan *synthetic wavelet* pada sumur mewakili struktur (*well seismic ties*). Data korelasi memperhatikan metode korelasi, pola karakter seismik, indikasi *direct hydrocarbon indicator (DHI)*, analisis pengolahan lanjut *amplitude versus offset (AVO)*, dan analisa lateral fasies seismik sehingga dapat membantu menjelaskan distribusi penyebaran reservoir.

Sudi reservoir meliputi kondisi awal reservoir, meliputi tekanan, suhu, *formation volume factor, solution gas oil ratio, oil formation volume factor*, dan *bubble point pressure*. Karakteristik batuan yang meliputi NTG, *clay volume, mineral content*, porositas, Sw, permeabilitas, *rock compressibility*, analisa *cut-off*, dan analisa log. Penjelasan

tenaga pendorong (*drive mechanism*) dan *fluid properties* yang juga didukung oleh hasil

2.3 Drilling and Completion

Pemboran dan kompleksi mencakup seluruh rencana dan aktivitas pengeboran, mulai dari target, jadwal, dan jumlah sumur pengeboran, perencanaan *casing design*, program sumur yang meliputi jenis lumpur dan desain *cementing*, hingga desain sumur. Tambahan lain yang dapat ditambahkan adalah target zona perforasi, perkiraan jumlah hari dan perhitungan biaya terkait.

2.4 Fasilitas Produksi

Fasilitas produksi yang akan dibangun atau hanya diperbaiki juga harus dimasukkan, termasuk peralatan utama dan kapasitasnya. Penjelasan lebih lanjut mengenai fasilitas produksi ini meliputi lokasi (*offshore/onshore*), *field lay out*, spesifikasi pemanfaatan dan penjualan hasil produksi, hingga perhitungan biaya untuk setiap fasilitas produksi lapangan yang digunakan.

2.5 Field Development Scenario

Skenario pengembangan yang ditampilkan merupakan skenario pengembangan terbaik dari aspek teknis dan keekonomian dalam mengembangkan suatu lapangan minyak dan gas bumi. Catatan lain apabila rencana pengembangan lapangan akan memanfaatkan fasilitas infrastruktur yang telah ada di daerah sekitar, maka harus dijelaskan secara rinci dan paling sedikit memuat beberapa informasi seperti posisi *Tie-In*, fasilitas yang perlu ditambahkan atau dimodifikasi, dan batas WK.

pengukuran laboratorium dari suatu data lapangan.

2.6 Health Safety and Environment (HSE) & Corporate Social Responsibility (CSR)

Kajian HSE menjelaskan mengenai kajian menyeluruh terhadap dampak suatu pengembangan lapangan terhadap kesehatan, keselamatan, dan lingkungan di sekitar lapangan yang akan dikembangkan.

Kajian CSR menjelaskan mengenai rencana pengembangan masyarakat sekitar lokasi yang terdampak pada pengembangan lapangan. Kedua kajian tersebut merujuk pada ketentuan dan peraturan perundang-undangan yang berlaku.

2.7 Abandonment & Site Restoration (ASR)

Rencana kerja dan kajian ASR suatu lapangan mencakup pengeboran dan fasilitas produksi. Perkiraan biaya ASR juga terdiri dari biaya *abandonment* untuk sumur dan biaya *site restoration* untuk fasilitas produksi.

2.8 Project Schedule & Organization

Jadwal rinci dalam pengembangan suatu lapangan dan keorganisasian menjadi sangat penting untuk dicantumkan. Rencana pengajuan dokumen POD, *approval document*, perizinan lingkungan, rencana waktu pengeboran dan kompleksi, rencana *workover*, hingga rencana *abandonment* dan *site restoration* adalah beberapa hal yang harus terjadwal dengan baik dan tepat.

2.9 Local Content

Local content berhubungan dengan penjelasan rencana penggunaan barang dan

jasa dalam negeri (TKDN) dengan menyebutkan perkiraan persentase TKDN terhadap total biaya berdasarkan hasil studi yang telah dilakukan. Perkiraan TKDN disampaikan dalam bentuk penggolongan barang dan jasa untuk setiap aktivitas pengembangan lapangan dimaksud.

2.10 Economics & Commercial

3. Metode Penelitian

3.1 Pengumpulan Data

Terdapat beberapa data yang diperlukan dalam membuat suatu perencanaan pengembangan lapangan. Data-data tersebut meliputi data *measured log* hampir di semua sumur, data RCAL (*Routine Core Analysis*) pada sumur I1, I3, dan W2, data kompleks dan histori produksi hanya pada sumur W2, W4, dan W5, hingga data keekonomian.

Tabel 1. Data Lapangan X

NO	DATA AVAILABILITY	WELL							
		I1	I3	W1	W2	W3	W4	W5	X1
1	Measured Log								
	Gamma ray log	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	SP Log	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Resistivity Log	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Neutron Log	✓	✓					✓	
	Density Log	✓	✓		✓	✓			
2	Log Interpretation								
	Clay Volume	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Porosity	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Water Saturation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Facies	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	RCAL								
	Core Porosity	✓	✓		✓				
	Core Permeability	✓	✓		✓				
4	SCAL								
	Capillary Pressure								✓
	Relative Permeability								✓
5	RFT								
6	Pvt (Non comp)								
7	Rescue File								
8	Economic Data								
9	Field Pressure Observation								
10	completion history				✓		✓	✓	
11	Production history				✓		✓	✓	

Berdasarkan data-data tersebut, lapangan X akan dikembangkan sebaik dan seefisien mungkin.

3.2 Studi Literatur

Salah satu data penting yaitu data seismik pada lapangan X tidak tersedia. Data seismik

Penjelasan perhitungan biaya pengembangan lapangan secara terperinci menjadi suatu hal yang wajib dicantumkan. Perhitungan yang dimaksud merupakan rangkuman atas biaya aktivitas pengeboran, fasilitas produksi, kegiatan *abandonment & site restoration*, hingga penjelasan biaya operasi langsung/tidak langsung dan *sunk cost* jika ada dan diperlukan.

menjadi suatu hal krusial, salah satunya adalah untuk mendapatkan lokasi pasti berdasarkan koordinat yang dimiliki. Kemudian akan dengan mudah mendapatkan kemungkinan basin lapangan X yang akan berguna untuk studi GGR. Maka, studi literatur diperlukan untuk mendapatkan data seismik lapangan X ataupun mencari solusi lain untuk menyelesaikan masalah di atas.

3.3 Pengolahan Data

Data yang sudah dimiliki akan diolah baik menggunakan *software* tNavigator dengan lisensi resmi dari *Rock Flow Dynamics* maupun menggunakan Excel. *Output* yang dihasilkan dari data yang telah diolah akan dianalisa secara keteknikan dan keekonomian.

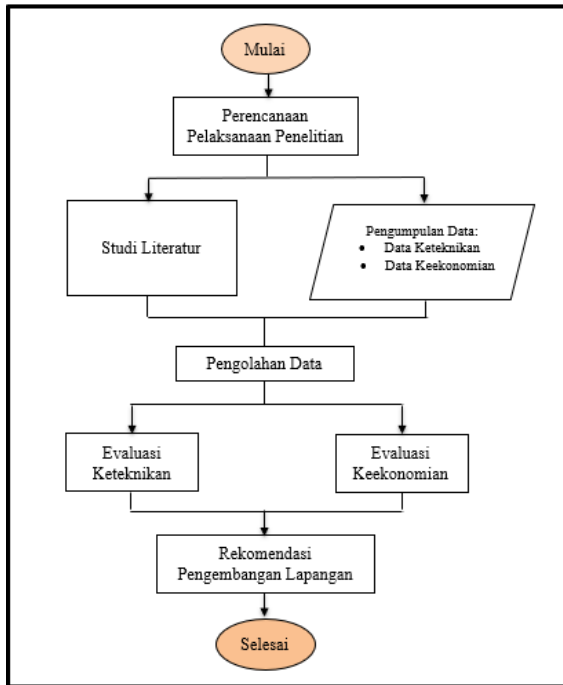
3.4 Evaluasi Keteknikan & Keekonomian

Evaluasi keteknikan dan keekonomian lapangan X didapat setelah semua data geologi, reservoir, pemboran, dan produksi lapangan selesai diolah.

3.5 Rekomendasi Pengembangan Lapangan

Rekomendasi pengembangan pada lapangan X dilakukan setelah melakukan evaluasi dan kajian keteknikan serta

keekonomian secara terperinci, baik, dan tepat. Penjelasan lengkap mengenai metode penelitian disajikan pada gambar 2.

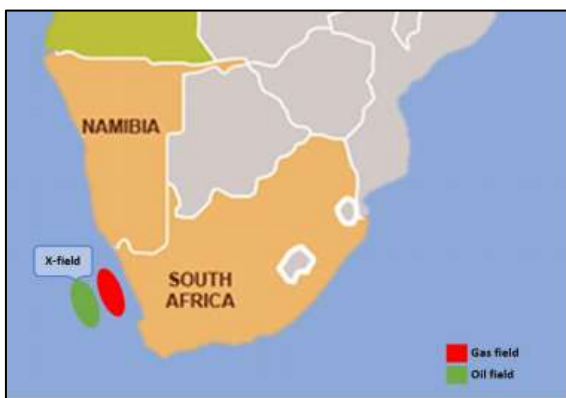


Gambar 2. Diagram alir metodologi penelitian

4. Hasil dan Pembahasan

4.1 Geological Findings and Reviews

Lapangan X ditemukan pertama kali pada tahun 1995 dengan produksi awal di tahun 2000. Lapangan X terletak di kawasan Afrika Selatan di dekat *South Atlantic* seperti ditunjukkan pada gambar 3.



Gambar 3. Lokasi Lapangan X

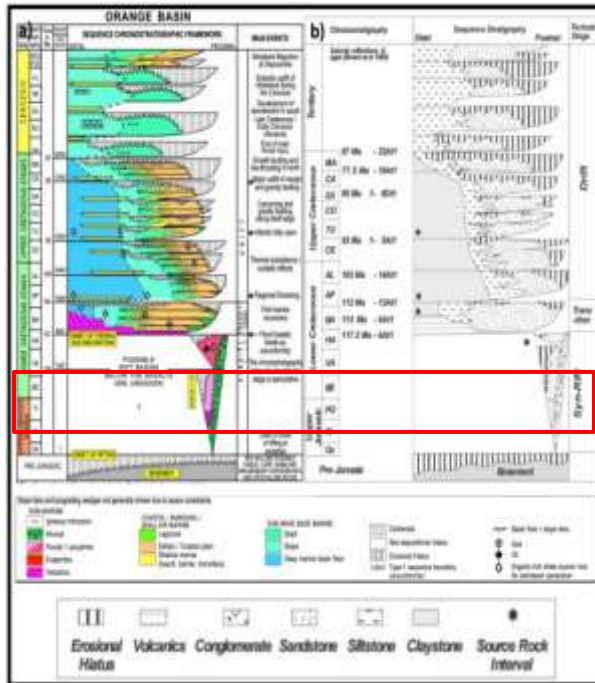
Afrika Selatan memiliki empat basin utama yaitu 1 di area *onshore* dan 3 basin di area *offshore*. Keempat basin tersebut memiliki potensi minyak dan gas bumi seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.



Gambar 4. Peta Afrika Selatan (Petroleum Agency SA, 2017)

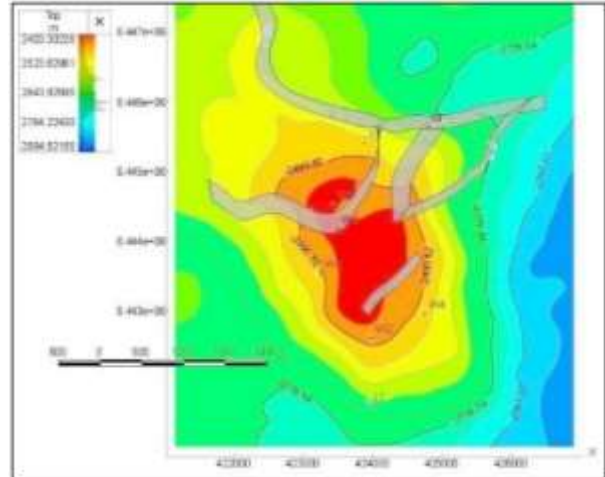
Berdasarkan gambar 4 tersebut, dapat disimpulkan bahwa lingkungan pengendapan lapangan X berada di daerah *Orange Basin*. Sedimen yang ditemukan hingga saat ini di cekungan Mesozoikum lepas pantai Afrika Selatan hampir seluruhnya berasal dari klastik. Umumnya suksesi *synrift* sebelumnya di cekungan ini mewakili endapan danau dan sungai, dengan vulkanik dan plastik vulkanik yang umum terutama di sepanjang margin barat. Suksesi *synrift* biasanya ditindih oleh endapan kontinental lebih lanjut, atau langsung oleh sedimen laut delta dan dangkal. Suksesi *drift* utama diwakili oleh endapan tebal sedimen laut, mulai dari beting hingga lingkungan laut dalam. Suksesi argillaceous diselingi oleh kipas lantai cekungan dan suksesi turbidit berpasir yang ditemukan oleh

ketidaksesuaian yang menunjukkan jeda waktu seperti terlihat pada gambar 5a & 5b.



Gambar 5a. Kolom stratigrafi Orange Basin (Petroleum Agency SA, 2014); 5b. Chronostratigraphic dan sequence stratigraphic Orange Basin (Brown et al., 1995)

Peta kontur lapangan X menunjukkan beberapa hal seperti gross interval, net porous, iso-net pay, iso-porosity, iso-permeability, iso-water salinity, iso-hydrocarbon pore volume. Peta kontur ini yang akan digunakan sebagai acuan untuk model 3D. Pada peta kontur (gambar 6) diketahui bahwa lapangan X memiliki empat segmen berbeda yang dibatasi oleh patahan. Segmen 1 merupakan yang paling besar dan terdapat sumur W1, W2, W3, W4, W5, I1, dan I3, sedangkan sumur X1 dan W3 berada di segmen 2.



Gambar 6. Peta Contour Lapangan X

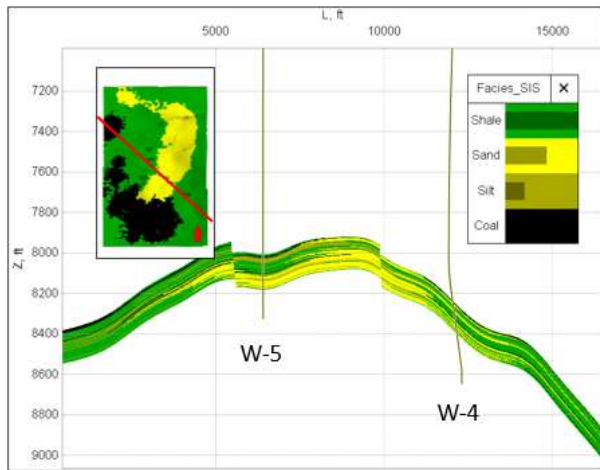
Analisa nilai *cutoff* kemudian dilakukan untuk memisahkan zona reservoir dengan zona non-reservoir dan zona pay dengan zona non-pay. Analisa ini dilakukan secara bertingkat untuk hasil perhitungan saturasi air, porositas dan Vsh. Penentuan nilai Sw dilakukan dengan membuat silang antara Vsh-PHIE, porosity core/permeability core, dan PHIE-Sw. Berdasarkan ketiga plot silang tersebut diperoleh nilai *cutoff* untuk Sw sebesar 0.36, porositas 0.14, dan Vsh 0.34. Hasil *cutoff* untuk setiap sumur ditunjukkan pada tabel 2.

Tabel 1. Parameter Cut Off

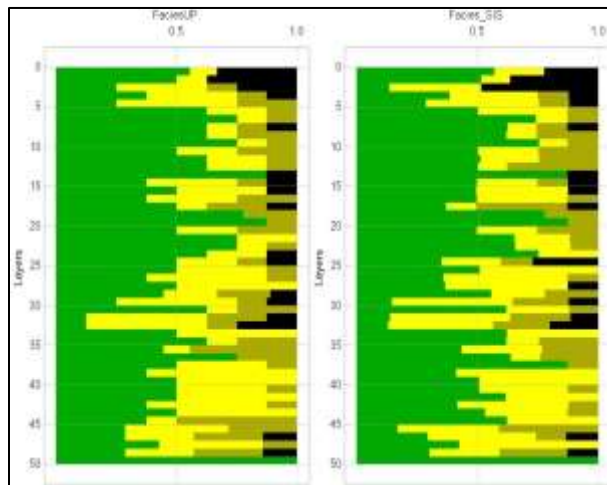
Summary	Well							
	I1	I3	W1	W2	W3	W4	W5	X1
Gross (m)	507	1962.11	370	410	502.3	400	514	315.27
Net Reservoir (m)	27	1007.8	4	42.5	36.5	79	13.3	28
Net Pay (m)	-	12	1	24.5	8	6.3	3.5	1.3
Avg Porosity (v/v)	-	0.197	0.155	0.252	0.169	0.228	0.237	0.21
Avg Vsh (v/v)	-	0.217	0.127	0.165	0.09	0.189	0.189	0.253
Avg Sw (fraction)	-	0.369	0.332	0.225	0.305	0.196	0.297	0.248

Quality control adalah salah satu hal terpenting untuk meyakinkan model yang telah dibuat tetap mempertahankan karakteristik asli dari data yang digunakan. QC juga membandingkan bagaimana log asli vs blocked well vs model 3D, mengingat ini adalah pendekatan geostatistik berbasis sumur seperti

yang ditunjukkan pada gambar 7 dan gambar 8. QC dilakukan menggunakan metode SIS atau SGS pada software tNavigator, karena metode tersebut merupakan metode dengan hasil terbaik dimana input data dan hasil tidak jauh berbeda, tidak lebih dari 5% (gambar 8).



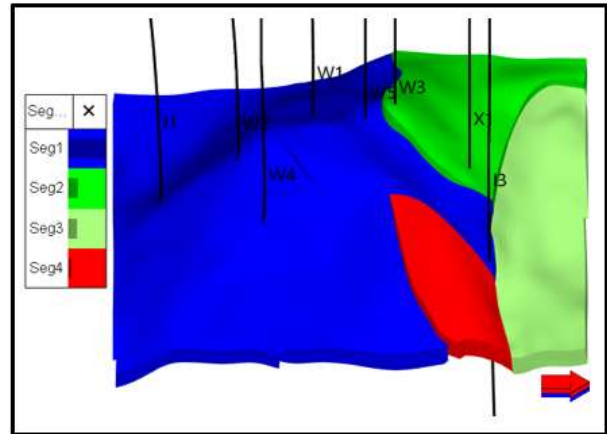
Gambar 7. *Facies cross section*



Gambar 8. *VPC facies blocked well vs model 3D*

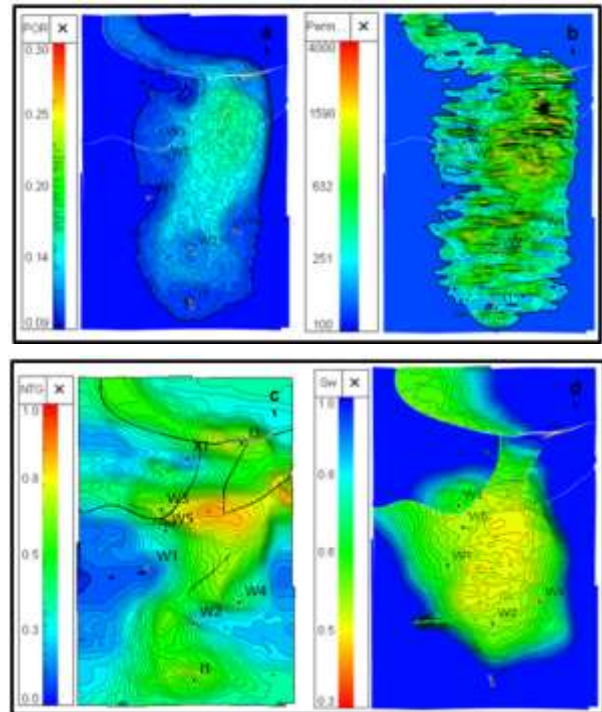
Pemodelan properti reservoir secara vertikal dan lateral diperoleh dari analisis petrofisika dan diintegrasikan dengan struktur kedalaman. Total sel ditentukan di seluruh properti, termasuk 837800 total blok dengan 400757 blok aktif. 3D grid yang digunakan

untuk memodelkan reservoir memiliki dimensi 118 x 142 x 50 (gambar 9).



Gambar 9. *Model 3D*

Distribusi properti reservoir pada lapangan X juga disebar menggunakan software tNavigator seperti pada gambar 10.



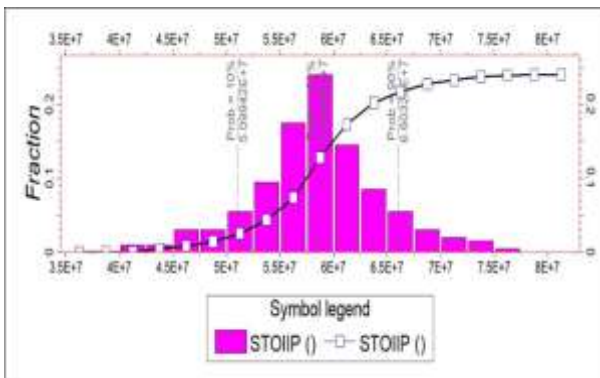
Gambar 10a. *Avg porosity distribution*; 10b. *Avg Permeability XY*; 10c. *Avg NTG distribution*; 10d. *Avg water saturation*

4.2 Reservoir Description and Reserve Calculation

Perhitungan cadangan statik reservoir menggunakan persamaan Monte Carlo untuk melihat persentase ketidakpastiannya, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 11 – 12.

Tabel 2. Hasil *STOIPP*.

STATIC					
Area, Ft	GRV	NRV	PV	HCPV	STOIPP, MMSTB
114963900.9	14848.3	6421.0	927.2	395.9	58.5



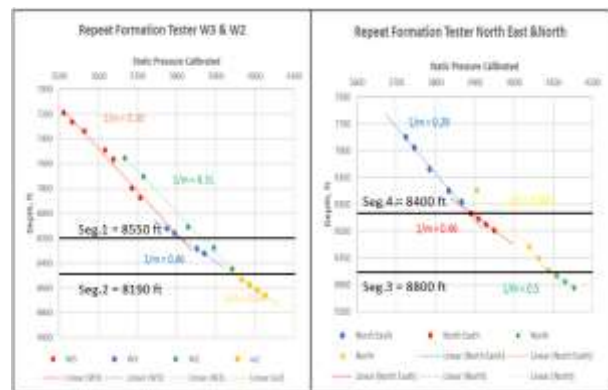
Gambar 12. Hasil *STOIPP* dengan metode Monte Carlo

Tenaga pendorong atau *drive mechanism* pada lapangan X ini merupakan *Solution Gas Drive*. Hal ini disebabkan pada beberapa kriteria yang sama dengan kondisi lapangan. Pada gambar 13 dapat dijelaskan bahwa tekanan reservoir turun secara drastis dan berkelanjutan, nilai *GOR* (*gas oil ratio*) awalnya rendah dan kemudian naik secara drastis, dan nilai *RF* berkisar antara 5%-30%.

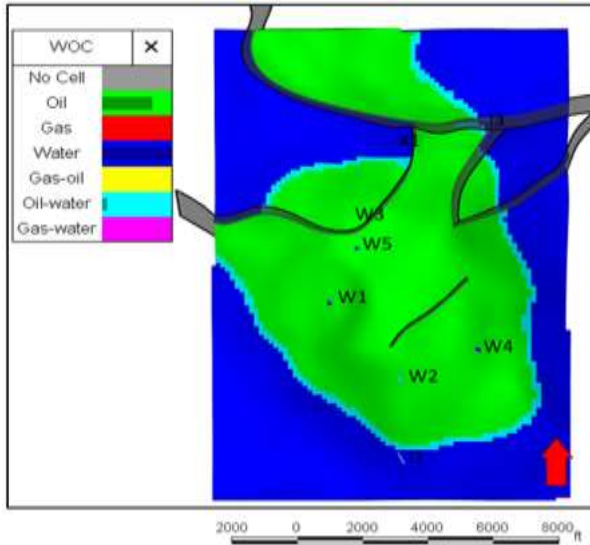


Gambar 13. Grafik Histori Produksi dan Tekanan Fluida

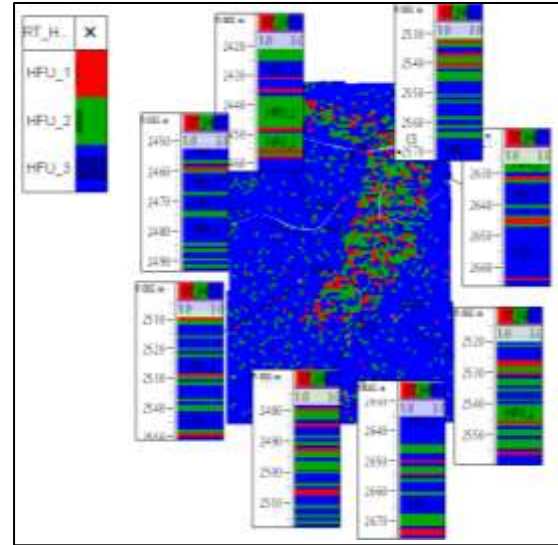
Data *RFT* (*repeat formation tester*) yang ada juga dapat digunakan untuk melihat batas *water oil contact*. Pada gambar 14, titik perpotongan antara kedalaman dan *static pressure calibration* ditandai sebagai nilai kontak fluida dari setiap segmen, yang mana dapat dikatakan juga sebagai *water oil contact*. Hasil dari setiap titik tersebut dimasukkan kedalam software *tNavigator* untuk mengetahui kontak fluida secara 3D (gambar 15).



Gambar 14. *Repeat Formation Tester* (RFT)



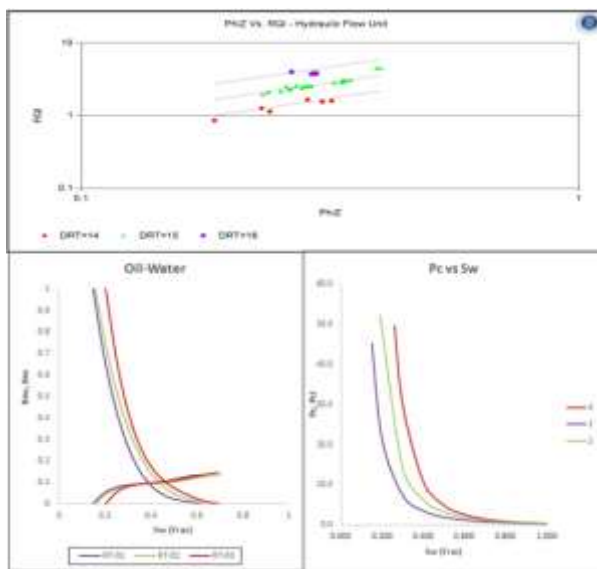
Gambar 15. Water Oil Contact – Lapangan X



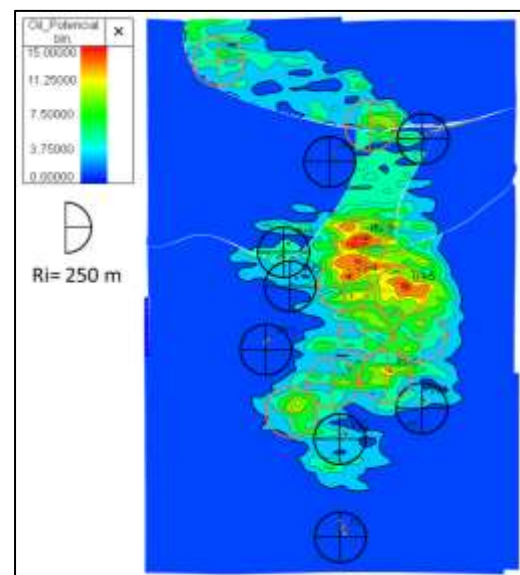
Gambar 17. Persebaran Batuan Lapangan X

Pengelompokan batuan atau *rock typing* dilakukan melakukan percobaan dengan beberapa metode seperti PGS, HFU, Winland, dan lain sebagainya. Pada akhirnya metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*) dipilih karena memiliki 3 *rock type* (gambar 16) dan persebaran batuan seperti yang ditunjukkan pada gambar 17.

Wilayah yang memiliki potensi fluida dapat dilihat pada gambar 18, semakin merah area maka potensi minyak tinggi. Pada gambar tersebut juga dapat dilihat sumur *infill* yang direkomendasikan dan ditandai dengan lingkaran berwarna orange, sedangkan lingkaran berwarna hitam merupakan sumur yang sudah ada sebelumnya.

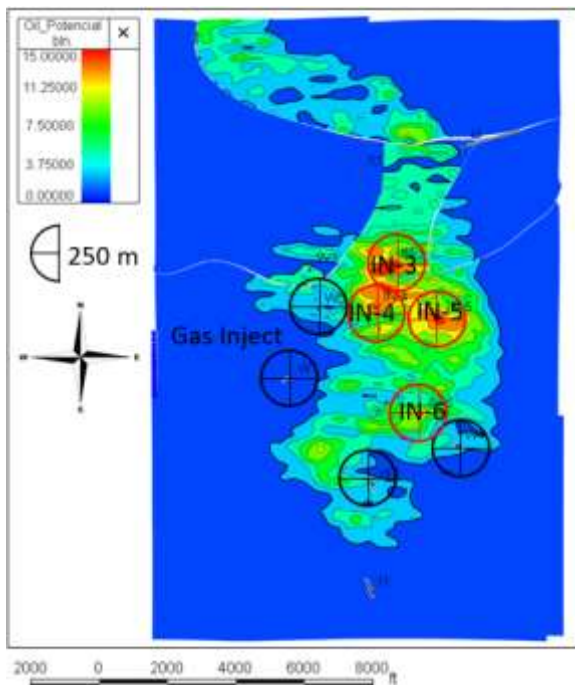


Gambar 16. Rock Typing – Metode HFU



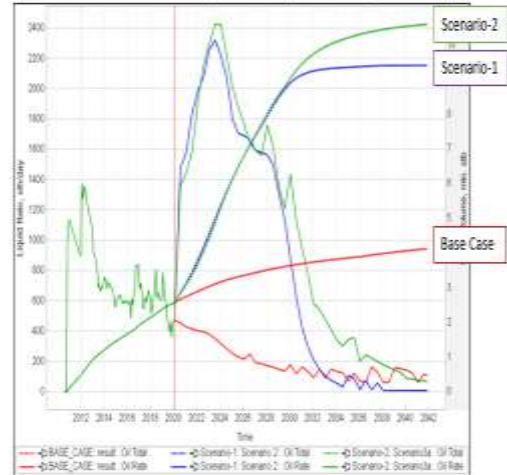
Gambar 18. Oil Map Potential

Selanjutnya skenario pengembangan lapangan dilakukan dengan menyiapkan 2 skenario. Skenario pengembangan pertama *Base Case* + 4 sumur *infill* (IN3, IN4, IN5, dan IN6), sedangkan untuk skenario ke-2 hanya dilakukan penambahan sumur injeksi (gambar 19). Perbandingan hasil antara skenario pengembangan pertama dan kedua dapat dilihat pada gambar 20.



Gambar 19. Skenario Pengembangan Lapangan X

Scenario	Np (MMSTB)	Δ NP to BC	RF (%)	Δ RF to BC
End of HM	2.8		4.8	
Base Case : Existing Condition	4.1		7.0	
Case-1 : Base Case+ Infill-3 + Infill-4 + Infill-5 + Infill-6	9.4	5.3	16.1	11.3
Case-2 : Base Case + Infill-3 + Infill-4 + Infill-5 + Infill-6 + Injection	10.6	1.2	18.1	11.0

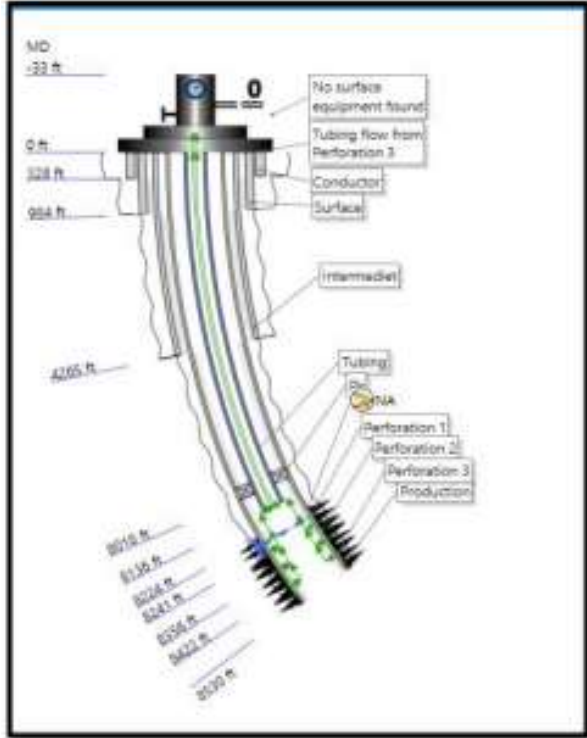


Gambar 20. Skenario Pengembangan Lapangan X

4.3 Drilling Engineering

Operasi pengeboran pada lapangan X dilakukan di lepas pantai. Secara umum, operasi pengeboran terdiri dari dua tahap, yaitu tahap persiapan dan tahap operasi. Tahap persiapan dilakukan sebelum tahap operasi. Pengeboran akan dilakukan dengan menggunakan lumpur berbasis air tawar.

Tipe sumur *slant well* (gambar 21) digunakan pada lapangan X dengan jumlah hari kerja operasi pengeboran (termasuk operasi pengeboran dan penyelesaian) diperkirakan sekitar 29 hari. Hari itu tidak termasuk pengangkutan rig, rig up, dan kegiatan persiapan selama 30 hari.



Gambar 21. Skenario Pengembangan Lapangan X

4.4 Production and Facility Engineering

Fasilitas produksi dirancang dan ditentukan kapasitasnya berdasarkan hasil skenario dari pengembangan reservoir yang dilakukan tim sub-surface yang telah dijelaskan sebelumnya. Perencanaan fasilitas produksi Lapangan X berlokasi di Afrika Selatan, *Offshore Oil Field*.

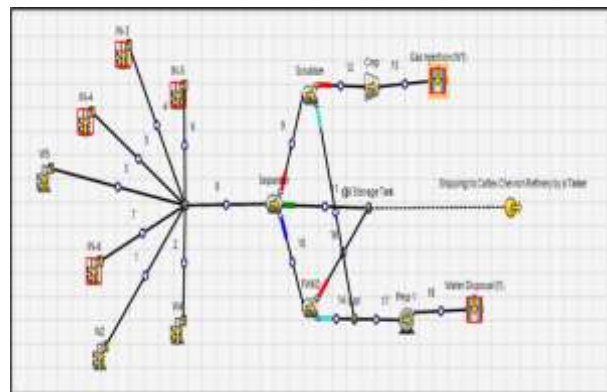
Data fluida diperlukan untuk menentukan desain fasilitas produksi yang dapat memberikan perolehan minyak semaksimal dan sebersih mungkin sesuai dengan ketentuan yang ditetapkan. Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi pendesainan fasilitas produksi dan lebih mempertimbangkan aspek geologi, sosial dan aksestabilitas. Selain itu, limbah yang dihasilkan harus dipastikan tidak berdampak buruk terhadap lingkungan.

Critical Rate ditentukan untuk membatasi kecepatan laju aliran produksi minyak agar tidak terjadi coning. Berikut hasil yang didapatkan pada ketiga sumur produksi (Tabel 3).

Tabel 3. Hasil *Critical Rate*

Well	$k_{h,MD}$	$k_{h,0}$	Depth	QWC	μ_{oil}	ρ_{oil}	API	μ_{gas}	ρ_{gas}	μ_{water}	ρ_{water}	μ_{rock}	ρ_{rock}	μ_{matrix}	ρ_{matrix}	μ_{skin}	ρ_{skin}
W1	30	37	825	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	0.9	7.5	1.3	2.5	578		184
	30	37	880	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	1.3	4.5	1.3	2.5	578		184
	30	37	940	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	1.4	3.2	1.3	2.5	578		184
W2	50	5	880	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	1.7	4.1	1.3	2.5	578		184
	40.0	4	880	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	2.9	2.7	1.3	2.5	578		184
	50	38	825	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	0.9	1.4	1.3	2.5	578		184
W3	120.00	22	825	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	0.6	38.1	1.3	2.5	578		184
	40	41	825	848	28	1	38.0	0.02	0.18	800	0.9	7.5	1.3	2.5	578		184

Pada studi aspek fasilitas produksi, khususnya terkait penyaluran minyak dan gas yang diproduksi. Produksi lapangan X akan dijual dan dialirkan ke perusahaan terdekat yaitu Caltex Chevron Refinery, gas injeksi menggunakan sumur W1, dan *water disposal* menggunakan sumur I1 (Gambar 23).



Gambar 23. *Layout* Lapangan X

4.5 Project Schedule

Perencanaan proyek disajikan dalam bentuk jadwal proyek, yang merupakan bagian dari pemetaan jadwal kerja di lapangan X. Penjadwalan yang baik, penyampaian rencana

pengembangan (Post-POD), pengeboran, produksi, hingga pelaksanaan program dan kegiatan restorasi site disajikan dalam bab ini. Perusahaan akan mengatur jadwal waktu yang direncanakan untuk skenario yang akan diterapkan dalam pengembangan lapangan X. Jadwal waktu disajikan dalam tabel 4.

Tabel 4. Hasil *Critical Rate*

No.	Description	2020				2021				2022				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
		Q-1	Q-2	Q-3	Q-4	Q-1	Q-2	Q-3	Q-4	Q-1	Q-2	Q-3	Q-4																			
1	POD Approval																															
2	Environment Impact Assessment																															
3	APE and WPNB																															
4	Feed Study																															
5	POD Preparation Phase																															
6	Drilling Infill Well																															
	infill 3																															
	infill 4																															
	infill 5																															
	infill 6																															
	infill 6																															
7	Gas Injection																															
8	Production																															
	W-2																															
	W-4																															
	W-5																															
	infill 3																															
	infill 5																															
9	Plug and Abandonment																															

Analisa laju produksi setelah *acidizing* dilakukan untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *matrix acidizing* pada Sumur X. Indikator keberhasilan dapat dilihat dari laju produksi gross yang dihasilkan. Keberhasilan *acidizing* dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan laju produksi sebelum *acidizing*. *Operating point* sebelum dan setelah *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 9. Setelah dilakukan *matrix acidizing*, besarnya laju produksi mengalami kenaikan menjadi 243 BFPD dari sebelumnya 140 BFPD atau mengalami kenaikan sekitar 57 %.

4.6 Analisa Kurva IPR Future

Status Lapangan X adalah *Post-POD 1* atau biasa dikenal dengan *POFD (plan of future*

development). Dalam hal ini, *PSC-CR (Production Sharing Contract-Cost Recovery)* digunakan sebagai sistem kontrak. Pekerjaan lain dilakukan untuk meningkatkan produksi dengan melakukan *workover* pada 3 sumur yang telah diproduksi (W2, W4, dan W5). Pengeboran dan *reservoir engineer* memutuskan untuk mengebor 5 sumur *infill* yaitu dengan IN- 1, IN-2, IN-3, IN-4, dan IN-5. Pengeboran *infill* adalah sarana untuk meningkatkan efisiensi sapuan dengan meningkatkan jumlah sumur di suatu daerah.

Analisis keekonomi terbaik yang dibuat berdasarkan strategis di bawah ini :

- **Base Case**

Dalam skenario ini, pengembangan yang telah dilakukan operator di lapangan X hanyalah uji alur pengujian dimana sumur W-2, W-4, dan W-5, Berdasarkan desain produksi yang ada minyak kumulatif yang diproduksi 4,1 MMSTB dengan *Recovery Factor* 7%.

- **Skenario-1**

Dalam skenario-1, menambahkan sumur baru sebanyak 4 sumur termasuk sumur IN-3, IN-4, IN-5, dan IN-6. Minyak kumulatif tersebut menghasilkan 9,4 MMSTB dengan *Recovery Factor* 16,1%.

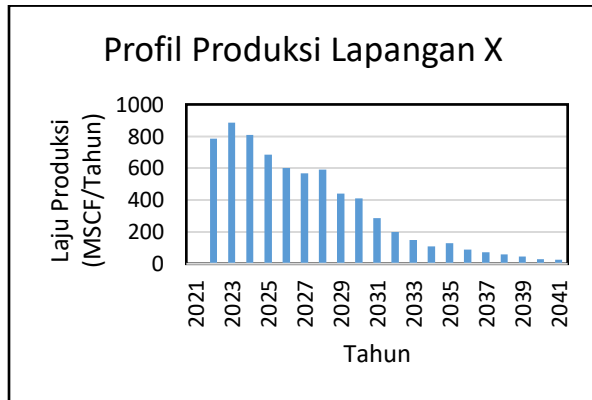
- **Skenario-2**

Dalam skenario 2, Base Case menambahkan *Infill Well* dan mengganti

sumur W-1 yang ada ke dalam sumur injeksi. Minyak kumulatif tersebut diproduksi 10,6 MMSTB dengan Recovery Factor 18,1%.

Skenario 2 dipilih sebagai skenario paling optimal untuk mengembangkan lapangan X tersebut. Profil produksi tahunan pada Lapangan X dapat dilihat pada tabel 5 berikut:

Tabel 5. Profil Produksi Lapangan X



Analisa keekonomian Lapangan X dapat dilihat rinciannya pada Tabel 6 dan Tabel 7 dan Gambar 4.24. Total pendapatan sekitar 438.416 M-US\$. Investasi minimum 38.300 M-US\$ dengan total pengeluaran sekitar 107.300 M-US\$. Tingkat pengembalian internal sekitar 44% dengan 63 M-US\$ NPV dan 3 tahun waktu pembayaran/*payout time*.

Tabel 6. Revenue Distribution

Revenue Distribution	Contractor	Government	Unit
Total Net Recovery	92,207		M US\$
Total Net Share	155,358	87,280	M US\$
Total Tax		103,572	M US\$
Total Take	247,565	190,852	M US\$
Total Revenue		438,416.84	M US\$

Tabel 7. Revenue Distribution

Economic Indicators	Oil	Unit
Total Minimum Investment	38,300	M US\$
Total Expenditure	107,300	M US\$
Net Present Value @10%	62,305	M US\$
Payout Time	3.0621	Years
Internal Rate of Return	43.9183%	
Profit to Investment Ratio	1.58	

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui seberapa sensitif parameter yang dipilih berpengaruh terhadap performa ekonomi proyek pengembangan. Analisis sensitivitas dilakukan pada model Kontrak Bagi Hasil *PSC-CR* menimbang bahwa model tersebut layak diterapkan pada pengembangan Lapangan X. Untuk memperoleh hasil analisis digunakan metode *Spider Diagram* sebagai fungsi perubahan harga, produksi, *capital cost*, *non-capital cost*, dan *operating cost*.

Berdasarkan hasil *spider diagram*, dapat dikatakan bahwa parameter keekonomian yang paling sensitif pada pengembangan Lapangan X adalah harga minyak dan laju produksi. Perubahan pada kedua parameter tersebut sangat mempengaruhi indikator keekonomian pada pengembangan Lapangan X. Selain itu, proyek ini juga cukup sensitif terhadap biaya

capital untuk IRR, NPV, dan PIR, serta *operating cost* untuk POT dan GOI. Peningkatan biaya *capital*, *non-capital*, dan *operating* masih dapat ditoleransi sebab menghasilkan nilai IRR di atas MARR yaitu 15%. Hasil analisis sensitivitas di atas menunjukkan bahwa dalam pengembangan Lapangan X, parameter yang sangat sensitif merupakan parameter yang harus diperhatikan, sebab perubahan terhadap parameter tersebut akan memberikan hasil keekonomian yang jauh berbeda pada setiap perubahan nilai.

5. Kesimpulan

1. Lapangan X memiliki *Original Oil In Place* (OOIP) sebesar 58.5 MMSTB.
2. Skenario 2 adalah skenario terbaik, yaitu membor empat sumur usulan dengan satu sumur injeksi gas dari sumur eksisting (W1). Skenario 2 menghasilkan perolehan minyak sebesar 10,6 MMSTB atau *recovery factor* adalah 18,1%.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Ali Ghalambor, Boyun Guo, dan William C. Lions. 2007. "*Petroleum Production Engineering A-Computer Assisted Approach*". Elsevier Science & Technology Books. University of

3. Lapangan X memiliki dua fasilitas injeksi yang berbeda; injeksi air akan digunakan untuk pembuangan air di sumur I1 dan injeksi gas akan menggunakan sumur eksisting W1. Produksi minyak diangkut dan dijual ke perusahaan terdekat yaitu *Caltex Chevron Refinery*.
4. Hasil evaluasi keekonomian (*PSC - Cost Recovery*) dengan total investasi 38.300 MUS\$ menghasilkan IRR = 44%, NPV@10%= 62 M-US\$, POT 3 tahun.
5. Lapangan X layak untuk dikembangkan secara keteknikan dan keekonomian.

6. Saran

1. Pengembangan Lapangan X sangat sensitive terhadap factor harga minyak, produksi minyak, dan investasi kapital, serta tidak sensitif terhadap faktor Opex.
2. Pengembangan lapangan akan lebih layak apabila dilakukan dengan kaidah keteknikan yang baik dalam operasi produksi dan melakukan efisiensi biaya kapital.

Louisiana at Lafayette. Brown, Kermit E. 1977, *The Technology of Artificial Lift Volume 1*. University of Tulsa: Oklahoma

[2] Beggs, H. D. 1991. *Production Optimization Using Nodal Analysis*, Oil and Gas Consultant International Inc., Tulsa, Oklahoma.

- [3] Boyun, Guo. 2005. *Offshore Pipelines*. University of Louisiana at Lafayette.
- [4] Cameron Nick, Bate Ray, Clure Val, and Benton Jeremy, *Oil and Gas Habitats of the South Atlantic: Introduction*. United Kingdom.
- [5] Campher Curnell, 2009. *Geological Modelling of the Offshore Orange Basin, West Coast of South Africa*. Earth Science Department, University of the Western Cape. South Africa.
- [6] Craft, B.C., and Hawkins, M.F. 1959. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Louisiana State University. America.
- [7] Islami, M. Irkham. 2015. *Evaluasi Harga Keekonomian Gas Berdasarkan Perubahan Kesepakatan Pembangunan CPP Antara Produsen dan Pembeli Gas* [Tugas Akhir]. Kota Deltamas: Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- [8] Lubiantara, B. 2012. *Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas*. Jakarta.
- [9] P. Granando, J. De Vera, and K. R. McClay, 2009. *Tectonostratigraphic Evolution of the Orange Basin, South West Africa*. *Trabajos de Geología*, Universidad de Oviedo, 29: 321-328.
- [10] Paton Douglas, Kuhlmann Gesa, Primio D. Rolando, Spuy V. D. David, 2007. *Insight into the Petroleum System Evolution of the Southern Orange Basin, South Africa*. *South African Journal of Technology*. South Africa.
- [11] Petrolea Energy Company. 2017. *Plan of Development Lapangan "Y"*. Dokumen tidak dipublikasi.
- [12] Petrolea Energy Company. 2018. *Plan of Development Lapangan "Tersseract"*. Dokumen tidak dipublikasi.
- [13] Petrolea Energy Company. 2021. *Plan of Development Lapangan "X"*. Dokumen tidak dipublikasi.
- [14] R. C. Salley and D. van der Spuy, 2016. *Oil and Gas Basin of Africa*. DOI: 10.18814/epiiugs/2016/v39i2/95786. London.
- [15] Shindu M. Arya. 2014. *Rencana Pengembangan Lapangan Hartini* [Tugas Akhir]. Kota Deltamas: Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi dan Sains Bandung.
- [16] SKK MIGAS. 2017. *Pedoman Tata Keja (PTK) tentang Plan of Development*. PTK-037/SKKMA0000/2017/S0. Jakarta. Indonesia.
- [17] www.offshorecrew.com

LAMPIRAN

PERATURAN PERUNDANG-UNDANGAN YANG BERLAKU

A	Undang-Undang Republik Indonesia	Tentang	Keterkaitan Dengan Rencana Kegiatan
1	Undang-Undang No. 4 Tahun 1985	Perikanan	Terkait dengan pemasangan pipa di dasar laut
2	Undang-Undang No. 23 Tahun 1992	Kesehatan	Terkait dengan pemeliharaan kesehatan pekerja dan masyarakat sekitar rencana kegiatan
3	Undang-Undang No. 26 Tahun 2007	Penataan Ruang	Terkait dengan kesesuaian lokasi rencana kegiatan dengan tata ruang
4	Undang-Undang No. 5 Konversi Tahun 1994 Internasional	Pengesahan mengenai Keanekaragaman Hayati	Terkait dengan upaya pengelolaan keanekaragaman hayati yang ada di beberapa bagian lokasi proyek
5	Undang-Undang No. 1 Tahun 1995	Perseroan Terbatas	Terkait dengan status hukum institusi pemrakarsa
6	Undang-Undang No. 23 Tahun 1997	Pengelolaan Lingkungan Hidup	Terkait dengan arti penting studi amdal
7	Undang-Undang No. 22 Tahun 2001	Minyak dan Gas Bumi	Terkait dengan operasional usaha perminyakan dan gas bumi

8	Undang-Undang No.65 Tahun 2001	Pajak Daerah	Terkait dengan kewajiban pemrakarsa untuk membayar pajak untuk daerah
9	Undang-Undang No. 20 Tahun 2002	Ketenagakerjaan	Terkait dengan tatacara dan pengaturan recruitment dan hak serta kewajiban pemrakarsa terhadap tenaga kerja
10	Undang-Undang No. 19 Tahun 2003	Badan Usaha Milik Negara	Terkait dengan status pemrakarsa sebagai Badan Usaha Milik Negara
11	Undang-Undang No. 32 Tahun 2004	Pemerintah Daerah	Terkait dengan hubungan pemrakarsa dengan kewenangan pemerintah daerah sebagai daerah otonom
12	Undang-Undang No. 33 Tahun 2004	Pertimbangan Keuangan antara Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah	Terkait dengan pengaturan kewajiban pemrakarsa untuk membayar pajak untuk daerah dan pemerintah pusat

PERATURAN PEMERINTAH YANG BERLAKU

B	Peraturan Pemerintah Republik Indonesia	Tentang	Keterkaitan Dengan Rencana Kegiatan
1	PP No. 47 Tahun 1997	Rencana Tata Ruang Wilayah Nasional	Kesesuaian lokasi rencana kegiatan dengan tata ruang

2	PP No. 68 Tahun 1998	Konversi Sumberdaya Alam dan Kawasan Pelestarian Alam	Terkait dengan upaya konservasi di sekeliling wilayah studi
3	PP No. 68 Tahun 1998	Konversi Sumberdaya Alam dan Kawasan Pelestarian Alam	Terkait dengan upaya konservasi di sekeliling wilayah studi
4	PP No. 85 Tahun 1999	Perubahan PP No. 18 Tahun 1999 Tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun	Terkait dengan pengaturan dan pengawasan limbah B3 yang dihasilkan oleh rencana kegiatan
5	PP No. 19 Tahun 1999	Pengendalian Pencemaran dan/atau Perusakan Laut	Pengaturan dan pengendalian pencemaran dan/atau perusakan laut yang terkait dengan kegiatan di pantai
6	PP No. 41 Tahun 1999	Pengendalian Pencemaran Udara	Terkait dengan pengaturan dan pegendalian pencemaran udara yang mungkin terjadi
7	PP No. 82 Tahun 1999	Angkutan di Perairan	Pengangkutan dan pengawasan tentang lalulintas kapal laut yang

			digunakan dalam rencana kegiatan
8	PP No. 81 Tahun 2000	Kenavigasian	Terkait dengan operasional dermaga
9	PP No. 150 Tahun 2000	Pengendalian Kerusakan Tanah Produksi Biomasa	Terkait dengan pengaturan dan pengendalian kerusakan tanah yang ditimbulkan oleh proyek untuk produksi biomassa
10	PP No. 74 Tahun 2001	Pengelolaan Bahan Berbahaya dan Beracun (B3)	Terkait dengan pengaturan, penanganan, dan pengawasan limbah B3 yang dihasilkan oleh rencana kegiatan
11	PP No. 42 Tahun 2002	Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi	Terkait dengan hak dan kewajiban Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi dalam pembinaan kegiatan migas oleh pemrakarsa
12	PP No. 51 Tahun 2002	Perkapalan	Terkait dengan operasional dermaga
13	PP No. 109 Tahun 2006	Penanggulangan Keadaan Darurat Tumpahan Minyak	Terkait dengan upaya penanggulangan tumpahan minyak di laut

14	PP No. 38 Tahun 2007	Pembagian Urusan Pemerintah antara Pemerintah, Pemerintah Daerah Provinsi dan Pemerintah Daerah Kabupaten/Kota	Terkait dengan hubungan pemrakarsa dengan kewenangan Pemerintah Daerah
15	PP No. 27 Tahun 2012	Izin Lingkungan	Terkait dengan izin kegiatan yang berkaitan dengan AMDAL

PERATURAN KEPUTUSAN PRESIDEN YANG BERLAKU

C	Keputusan Presiden Republik Indonesia	Tentang	Keterkaitan Rencana Kegiatan dengan
1	Keppres No. 18 Tahun 1978	Ratifikasi <i>International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage</i> 1969	Terkait dengan pengaturan, pencegahan dan penganggulangan pencemaran minyak

2	Keppres No. 46 Tahun 1986	Pengesahan <i>Convention for the Prevention of Pollution from Ships</i> (Marpol 1973/1978/Annex I & II)	Terkait dengan upaya-upaya pencegahan dan pengendalian pencemaran air laut yang diakibatkan oleh kegiatan lalu lintas kapal laut
3	Keppres No. 32 Tahun 1990	Pengelolaan Kawasan Lindung	Terkait dengan pengaturan pengelolaan kawasan lindung yang terpengaruh oleh rencana kegiatan
4	Keppres No. 43 Tahun 1991	Konversi Energi	Terkait dengan upaya-upaya konservasi energi yang akan dilaksanakan oleh pemrakarsa dalam operasionalisasi proyek
5	Keppres No. 102 Tahun 2006	Penanggulangan Keadaan Darurat Tumpahan Minyak di Laut	Terkait dengan pengaturan, pencegahan dan penanggulangan pencemaran minyak

PERATURAN KEPUTUSAN MENTERI YANG BERLAKU

D	Keputusan Menteri	Tentang	Keterkaitan Dengan Rencana Kegiatan
----------	--------------------------	----------------	--

1	Kep. Men Perhubungan No. 215/N.506/PHB-87	Pengadaan Fasilitas Penampungan Limbah dari Kapal	Terkait adanya kewajiban pemrakarsa untuk mengadakan fasilitas penampungan limbah dari kapal-kapal
2	Kep.Men.Neg Kependudukan dan Lingkungan Hidup No. 02/Men KLH/I/1988	Pedoman Penetapan Baku Mutu Lingkungan	Terkait dengan batas Baku Mutu Lingkungan untuk berbagai parameter lingkungan yang harus diacu oleh pemrakarsa
3	Kep.Men.Hub. No.KM 23 Tahun 1990	Usaha Salvage dan/atau Pekerjaan Bawah Air (PBA)	Terkait dengan pekerjaan pemasangan pipa
4	Kep.Men Perhubungan No. KM 86 Tahun 1990	Pencegahan Pencemaran Minyak dari Kapal-Kapal	Terkait dengan upayaupaya pengaturan, pengawasan dan pencegahan terjadinya pencemaran minyak dari kapal-kapal
5	Kep. MPE No. 06P/0746/M.PE/1991	Pemeriksaan Keselamatan Kerja Instalasi, Peralatan & Teknis	Adanya kewajiban untuk melakukan pemeriksaan keselamatan kerja untuk instalasi, peralatan dan teknis secara rutin

10 Kep. MPE No. 103.K/008/MEM/1994	Pengawasan atas RKL dan RPL nanti Pelaksanaan Rencana Pemantauan Lingkungan Dalam Bidang Pertambangan dan Energi	akan dilaksanakan dan dilaporkan dengan tertib oleh pemrakarsa, karena pelaksanaan dan laporan itu akan selalu dievaluasi oleh institusi Pembina kegiatan migas
11 Kep. Men LH No. 13/MENLH/1995	Baku Mutu Emisi Sumber Tidak Bergerak	Baku mutu emisi sumber tidak bergerak ini akan diacu dalam setiap operasi alat non mobil yang mengeluarkan emisi
12 Kep. Men LH No. 48/MENLH/11/1996	Baku Tingkat Kebisingan	Baku mutu tingkat kebisingan ini akan diacu dalam setiap operasi alat yang mengeluarkan kebisingan
13 Kep. Men LH No. 49/MENLH/11/1996	Kebauan	Baku mutu ini akan diacu dalam setiap operasi kegiatan yang menimbulkan kebauan

14	Kep. Men LH No. 50/MENLH/11/1996	Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi	Pedoman ini akan dijadikan acuan agi pemrakarsa dalam pemasangan pipa
15	Kep. MPE No. 300.K/M/PE/1997	Keselamatan Kerja Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi	Pedoman ini akan dijadikan acuan agi pemrakarsa dalam pemasangan pipa
16	Kep. MESDM No. 1457 K/38/MEM/2000	Pedoman Teknis Pengelolaan Lingkungan di Bidang Pertambangan dan Energi	Pedoman ini akan menjadi pertimbangan penting dalam penyusunan AMDAL
17	Kep. Men. Neg. LH No. 4 Tahun 2001	Kriteria Baku & Pedoman Penentuan Kerusakan Terumbu Karang	Terumbu karang merupakan salah satu komponen lingkungan hidup yang terkena dampak kegiatan
18	Kep. Men. Neg. LH No. KM 53 Tahun 2002	Tatanan Kepelabuhanan	Terkait dengan operasional Dermaga
19	Kep. Men. Neg. LH No. KM 53 Tahun 2002	Pengelolaan Pelabuhan Khusus	Terkait dengan operasional Dermaga

20	Kep. Men. Neg. LH No. KM 53 Tahun 2002	Organisasi Tata Kerja Kantor Pelabuhan (KANPEL)	Terkait dengan operasional Dermaga
21	Kep. Men. Kes. No. 876/Men.Kes/SK/VII/2001	Pedoman Analisis Dampak Kesehatan Lingkungan	Pedoman untuk mengkaji aspek kesehatan masyarakat dalam AMDAL
22	Permen. Kesehatan No. 416 Tahun 1990	Syarat-syarat dan Pengawasan Kualitas Air Bersih	Terkait dengan syarat-syarat pengawasan kualitas air untuk keperluan domestic
23	Kep. MNLH No. 112 Tahun 2003	Baku Mutu Air Limbah Domestik	Terkait dengan pengaturan mutu air limbah domestic yang keluar dari IPAL rencana kegiatan
24	Kep. MNLH No. 128 Tahun 2003	Tatacara dan Persyaratan Teknis Pengelolaan Tanah Terkontaminasi oleh Minyak Bumi Secara Biologis	Pedoman ini akan digunakan oleh pemrakarsa dalam penganganan tanah yang kemungkinan terkontaminasi oleh kegiatan

25	Kep. MNLH No. 129 Tahun 2003	Baku Mutu Emisi Usaha dan atau Kegiatan Minyak dan Gas Bumi	Pedoman ini akan dijadikan acuan dalam upaya pengendalian emisi dari kegiatan operasional
27	Per. Men. Hub. No. KM 7 Tahun 2005	Sarana Bantu Navigasi Pelayanan (SBNP)	Terkait dengan operasional dermaga
28	Kep. MN.LH No. 51 Tahun 2005	Baku Mutu Air Laut	Pedoman dalam pengelolaan kualitas air laut
29	Kep. MN. LH No. 45 Tahun 2005	Pedoman Penyusunan Laporan Pelaksanaan RKL dan RPL	Pedoman dalam penyusunan laporan pelaksanaan RRKL dan RPL
30	Per. Men. Negara Lingkungan Hidup No. 8 Tahun 2006	Pedoman Penyusunan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan Hidup	Pedoman ini digunakan acuan dalam penyusunan dokumen AMDAL

31	Per. Men. Negara Lingkungan Hidup No. 11 Tahun 2006	Jenis Rencana Usaha dan Atau Kegiatan yang Wajib Dilengkapi dengan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan Hidup	Berdasarkan Peraturan ini rencana kegiatan PPGM termasuk dalam rencana kegiatan yang wajib dilengkapi AMDAL
32	Per. Men. ESDM No. 045 Tahun 2006	Pengelolaan Lumpur Bor, Limbah Lumpur dan Serbuk Bor pada kegiatan Pengeboran Minyak dan Gas Bumi	Sebagai acuan dalam pengelolaan lumpur bor, limbah lumpur dan serbuk bor yang dihasilkan kegiatan ini
33	Kep-Men No. 19 Tahun 2010	Baku Mutu Air Limbah Bagi Usaha dan/atau Kegiatan Minyak dan Gas serta Panas Bumi	Terkait dengan pengawasan pencemaran air limbah kegiatan ini

PERATURAN KEPUTUSAN BAPEDAL YANG BERLAKU

E	Keputusan/Peraturan Kepala Bapedal, dan lainnya	Tentang	Keterkaitan dengan Kegiatan
1	Petunjuk Pelaksanaan No. Pol. Juklak 29/VII/1991	Pengawasan, Pengendalian dan Pengamanan Bahan Peledak Non Organik ABRI	Bahan peledak kemungkinan akan digunakan terutama dalam pelaksanaan kompleksi
2	Kep. Ka. Bapedal No. 56/BAPEDAL/09/1995	Pedoman Mengenai Ukuran Dampak Penting	Pedoman ini akan diacu untuk menentukan dampak pennting dalam studi AMDAL
3	Kep. Ka. Bapedal No. 01/BAPEDAL/09/1995	Tatacara dan Persyaratan Teknis Penyimpanan dan Pengumpulan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun-B3	Akan diacu dalam system pelaporan penyimpanan dan penanganan limbah B3
4	Kep. Ka. Bapedal No. 02/BAPEDAL/09/1995	Dokumen Limbah B3	Akan diacu dalam system pelaporan penyimpanan dan penanganan Limbah B3

5	Kep. Ka. Bapedal No. 03/BAPEDAL/09/1995	Persyaratan Teknis	Hanya sebagai pertimbangan bahwa persyaratan teknis
		Pengelolaan Limbah B3	pengolahan limbah B3 sangat berat, sehingga kemungkinan pengolahan limbah B3 oleh pemrakarsa akan diserahkan pada pihak ketiga yang memiliki kompeten
6	Kep. Ka. Bapedal No. 04/BAPEDAL/09/1995	Tatacara Persyaratan Penimbunan Hasil Pengolahan, Persyaratan Lokasi Bekas Pengolahan dan Lokasi Bekas Penimbunan Limbah B3	Hanya seagai pertimbangan bahwa persyaratan teknis pengolahan limbah B3 sangat berat, sehingga kemungkinan pengolahan limbah B3 oleh pemrakarsa akan diserahkan pada pihak ketiga yang memiliki kompeten
		Simbol dan Label Limbah B3	Simbol dan Label Limbah B3 yang akan diacu oleh pemrakarsa

8	Kep. Ka. Bapedal No. 255/BAPEDAL/01/1995	Tata Cara & Persyaratan Penyimpanan dan Pengumpulan Minyak Pelumas Bekas	Sebagai pedoman dalam pengelolaan minyak pelumas bekas
9	Kep. Ka. Bapedal No. 205/BAPEDAL/1995	Metode Pemantauan Emisi Udara	Pedoman ini akan diikuti oleh pemrakarsa dalam pelaksanaan pemantauan emisi udara akibat rencana kegiatan dan tertuang dalam dokumen RPL
10	Kep. Ka. Bapedal No. 229/11/1996	Pedoman Teknis Kajian Aspek Sosial Dalam Penyusunan AMDAL	Pedoman ini akan diacu untuk pertimbangan dalam proses penyusunan dokumen amdal
11	Kep. Ka. Bapedal No. 255/BAPEDAL/08/1996	Tatacara dan Persyaratan Penyimpanan dan Pengumpulan Minyak Pelumas Bekas	Prosedur ini akan diikuti oleh pemrakarsa dalam mekanisme penyimpanan dan pengumpulan minyak pelumas bekas

12	Kep. Ka. Bapedal No. 124/12/1997	Panduan Kajian Aspek Kesehatan Masyarakat Dalam Penyusunan AMDAL	Pedoman ini akan diacu dan untuk pertimbangan dalam proses penyusunan dokumen AMDAL
13	Kep. Ka. Bapedal No. 08 Tahun 2000	Keterliabatan Masyarakat dan Keterbukaan Informasi Dalam Proses Analisi Mengenai Dampak	Pedoman ini diacu dalam pelaksanaan kegiatan sosialisasi dan konsultasi masyarakat

PERATURAN LAIN-LAIN YANG BERLAKU

F	Lain-Lain	Tentang	Keterkaitan Dengan Rencana Kegiatan
1	Panduan Pengelolaan Lumpur Bor PERTAMINA- PPKA Tahun 1994		Panduan ini akan diacu oleh pemrakarsa dalam penanganan lumpur bor

2	Standard Pertambangan Migas No. 50.54.2-1994	Sistem Persiapan Transmisi dan Distribusi Gas	Panduan ini akan diacu oleh pemrakarsa dalam pembangunan dan pemeliharaan system perpipaan transmisi dan distribusi gas
3	Codes and Standards		Panduan ini akan diacu oleh pemrakarsa dalam pelaksanaan kegiatan dalam proyrk PGM
4	Protokol 1996 atas Konvensi tentang Pencegahan Pencemaran Laut oleh Dumping Limbah dan Bahan Lain ,1972 dan Resolusi yang diadopsi oleh Sidang Khusus		Pedoman dalam upaya pencegahan pencemaran laut oleh berbagai bahan pencemar

SOFTWARE TNAVIGATOR

