

Economic Evaluation of Condensate Production  
Enhancement Using Gas Recycling Simulation Scenarios in  
Jambi Merang Reservoir Area

## **Economic Evaluation of Condensate Production Enhancement Using Gas Recycling Simulation Scenarios in Jambi Merang Reservoir Area**

Saladin Muhammad<sup>1</sup>, Adi Tikam Laharan<sup>2</sup>

JOB Pertamina Talisman Jambi Merang<sup>1</sup>, JOB Pertamina Talisman Jambi Merang<sup>2</sup>

### **Abstract**

The key difference between oil-field and gas-field production-exploitation strategy lays mainly on how the hydrocarbon is put into market. Oil-field hydrocarbon production is dominated by the fluid-phase with not much hydrocarbon-volatility unlike gas-dominated-hydrocarbon in the gas-field. Hydrocarbon in gas form is very volatile and prone to diffusing into atmosphere thus to reduce storage cost and to avoid hydrocarbon losses the production of hydrocarbon-gas need to synergize with the gas consumer and regulated by gas-sales-agreement.

In wet-gas and retrograde-gas reservoir, gas production always accompanied by condensate production. If the gas production is high enough, the accompanied condensate will have economic value for the overall project economies, and unlike gas, the sales of condensate is not regulated by the gas-sales-agreement. However, to produce high volume of condensate, the production of gas need to be set high and will definitely exceed the gas-sales-agreement. To solve this problem, a procedure of gas recycling is often used where the excess dry-gas is then reinjected into reservoir.

Simulation study on cycling scenario is proposed to assess gas recycling economic potential on Jambi Merang Area with two main field, Sungai Kenawang and Pulau Gading. This scenario is where all of the gas-sales are provided from Sungai Kenawang field, whereas on Pulau Gading, produced gas is recycled and only the extracted condensate is produced. Economic evaluation from this scenario is calculated using newly proposed gross split contract for Indonesian upstream business activities after that the result will be compared to similar gas field in the industry.

**Keywords:** lapangan gas, gas kondensat, gas recycling

### **1. Pendahuluan**

Gas-kondensat merupakan tipe reservoir gas yang paling umum di temukan di seluruh dunia<sup>[1]</sup>. Sehingga banyak studi telah dilakukan untuk meningkatkan perolehan kondensat pada jenis reservoir ini. Salah satu teknologi yang paling umum adalah teknologi *gas recycling*<sup>[2,3]</sup>.

Pada kegiatan produksi reservoir gas-kondensat, tekanan reservoir semakin lama akan semakin mengecil seiring berjalannya waktu sehingga ketika tekanan lebih kecil daripada tekanan embunnya, maka kondensasi hidrokarbon dapat terjadi<sup>[2,4,5]</sup>. Kondensasi dapat merusak permeabilitas relatif batuan terhadap gas<sup>[2,4]</sup>, dikarenakan sebagian kondensat yang mengembun di dalam batuan, memiliki saturasi kurang dari

saturasi kritisnya sehingga tidak dapat mengalir bersama gas dan menyumbat pori-pori batuan<sup>[6]</sup>. Berkurangnya permeabilitas berdampak pada penurunan *productivity index*, penurunan *productivity index* ini akan terus meningkat seiring dengan meningkatnya akumulasi kondensat dan jumlah kondensat terlarut dalam gas<sup>[7]</sup> sehingga *productivity index* dapat berkurang hingga 70% *productivity index* awal<sup>[2]</sup> dimana nilai paling tinggi terjadi pada reservoir dengan *permeability-thickness* dibawah 1000 md-ft<sup>[4]</sup>.

*Gas recycling* merupakan salah satu metode yang dapat digunakan untuk meningkatkan kembali *productivity index* yang telah berkurang dengan menginjeksikan gas seperti CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, dan CH<sub>4</sub><sup>[1, 8]</sup>.

Selain digunakan untuk meningkatkan *productivity index*, kegiatan injeksi dapat meningkatkan perolehan kondensat suatu lapangan, dimana pada studi di lapangan gas lain, penggunaan injeksi CO<sub>2</sub> memberikan nilai *recovery* kondensat yang paling tinggi<sup>[9]</sup> namun diperlukan sumber CO<sub>2</sub> yang besar.

Dari ketersediaan gas injeksi yang ada dan dari keperluan penyimpanan gas kering untuk dijual kemudian hari maka untuk lapangan gas seperti di area Jambi Merang, *gas recycling* menggunakan gas kering menjadi opsi yang paling optimal.

Pengoperasian *gas recycling*, pada umumnya dapat digambarkan seperti pada Gambar 1 yaitu dengan menginjeksikan kembali gas kering yang didapatkan dari pemisahan gas-kondensat kedalam reservoir. Gas kering yang diinjeksikan akan tersimpan di dalam reservoir dan menggantikan gas-kondensat yang ada pada reservoir sehingga dari proses ini dapat ditingkatkan *recovery* kondensat<sup>[2]</sup> tanpa perlu melebihi PJBG yang ada<sup>[1,3]</sup> sehingga pada suatu saat gas kering di dalam reservoir dapat diambil kembali.

Selain itu dengan diinjeksikannya gas kering kedalam reservoir, kegiatan *gas recycling* dapat meningkatkan perolehan kondensat dengan cara menarik fraksi hidrokarbon berat (kondensat) menjadi gas kembali (*condensate revaporization*) dan juga meningkatkan titik embun gas reservoir<sup>[8,9,10]</sup>.

Dalam pengoperasiannya, semakin besar rasio *cycling* (rasio gas kering diproduksi yang diinjeksikan kembali) maka semakin tinggi perolehan kondensat<sup>[10]</sup>, rasio *cycling* optimum adalah 60-100% dari produksi gas kering<sup>[11]</sup> dan dengan tekanan injeksi diatas tekanan embun gas<sup>[2,5]</sup>. Dari kegiatan ini peningkatan perolehan kondensat di beberapa lapangan dapat mencapai 40%<sup>[12]</sup> hingga 75%<sup>[8]</sup>.

Walaupun *gas recycling* dapat secara efektif meningkatkan perolehan kondensat, namun nilai keekonomian proyek penting untuk diperhitungkan. Dikarenakan peningkatan produksi kondensat tidak selalu dapat

memberikan keuntungan terhadap ekonomi proyek secara keseluruhan<sup>[13]</sup>.

## 2. Deskripsi Lapangan dan Gas Kondensat

Sifat gas kondensat didapatkan dari tes fluida reservoir, *compositional PVT (Pressure Volume Temperature) test*, dan CCE (*Constant Composition Expansion*) test. Dari tes laboratorium PVT tersebut dan dari data kondisi operasi, didapat grafik *phase envelope* yang menunjukkan sifat fluida gas-kondensat (*retrograde gas*) seperti pada Gambar 2 dan Gambar 3.

Gambar 2 dan Gambar 3 merupakan diagram fasa dari lapangan Sungai Kenawang (SKN) dan lapangan Pulau Gading (PG). Keduanya merupakan fluida jenis gas kondensat (*retrograde gas*)<sup>[14]</sup> dengan potensi kondensat lapangan Pulau Gading lebih tinggi daripada lapangan Sungai Kenawang. Pada gambar tersebut, titik hijau menunjukkan hasil sampling yang menunjukkan kondisi tekanan dan suhu dimana kondensasi dapat terjadi sedangkan angka fraksi menunjukkan fraksi gas yang dapat diperoleh pada kondisi (suhu dan tekanan) tersebut yang dibatasi oleh garis merah.

Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa gas sebagian akan berubah fasa menjadi fasa cair apabila gas berada pada tekanan dibawah tekanan embunnya (titik B), dari titik B hingga titik C, laju kondensasi akan berkurang seiring berkurangnya tekanan reservoir. Untuk lapangan Sungai Kenawang, titik kritisnya tidak lagi terlihat dalam rentang suhu 0 – 600 °F dan garis operasi (warna hitam) menyentuh hanya pada garis kualitas (warna merah) terluar, keduanya mengindikasikan bahwa gas di Sungai Kenawang memiliki potensi kondensat lebih sedikit dibandingkan dengan potensi kondensat di lapangan Pulau Gading. Indikasi ini diperkuat dengan catatan produksi dimana rata-rata *Condensate Gas Ratio* (CGR) pada lapangan Sungai kenawang adalah 40 bbl/mmscf sedangkan pada Pulau Gading adalah 75 bbl/mmscf.

## 3. Studi Simulasi Gas Recycling

Dalam menentukan laju alir *gas recycling* yang paling optimum, dibuat skenario-skenario *gas recycling* di dalam simulator dengan satu simulasi sebagai dasar perbandingan (*base case*) seperti yang terlampir pada Tabel 1. *Gas recycling* hanya dilakukan di lapangan PG yang memiliki kandungan kondensat yang lebih tinggi dari SKN, sedangkan gas dari lapangan SKN digunakan untuk memenuhi PJBG.

Skema sumur injeksi dan sumur produksi diperlihatkan pada Gambar 4 dimana dalam mendesain skenario *gas recycling*, diasumsikan bahwa gas kering yang keluar dari separator sebelum diinjeksi bertekanan sebesar 100 psig, dan diinjeksikan kedalam reservoir dengan tekanan maksimum 2500 psig. Kegiatan *gas recycling* kemudian dihentikan ketika laju alir gas pada lapangan Sungai Kenawang tidak dapat mempertahankan *plateau* sehingga untuk menutupi kekurangan gas, kegiatan *gas recycling* di PG dihentikan yang kemudian dilanjutkan untuk produksi gas dengan laju 30 MMSCFD.

Pada skenario *base case* digunakan skenario dimana SKN berproduksi maksimum sebesar 95 MMSCFD dan PG berproduksi sebesar 30 MMSCFD sehingga total produksi gas maksimum adalah 125 MMSCFD.

Sedangkan pada kasus *gas recycling* produksi gas maksimum di SKN sebesar 125 MMSCF sedangkan pada PG produksi gas sebesar 0 MMSCFD dari tahun 2019 hingga 2025 sehingga total produksi maksimum adalah 125 MMSCFD. Kegiatan *gas recycling* dilakukan selama 6 tahun yaitu waktu dimana produksi gas SKN sudah tidak dapat lagi memproduksi gas sebesar 125 MMSCFD.

Gas yang direinjeksikan berupa gas dengan rantai karbon  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $iC_4$ , dan  $nC_4$  sehingga ada perbedaan laju produksi gas kondensat dengan laju injeksi gas kering (Gambar 5) dimana garis merah merupakan laju produksi gas basah, sedangkan garis biru merupakan laju injeksi gas kering. Perbedaan yang terjadi antara laju produksi dan injeksi dikarenakan hidrokarbon dengan fraksi berat

sudah dipisahkan di *surface facilities* sebagai kondensat yang dijual sehingga fraksi karbon yang ringan atau gas kering yang diinjeksikan memiliki volume yang lebih sedikit.

Setelah kegiatan *gas recycling* selesai, kompresor yang semula digunakan untuk menginjeksikan gas kering kedalam reservoir, kemudian digunakan untuk maintaining tekanan pada fasilitas permukaan sebesar 1100 psi dari tekanan kepala sumur paling rendah 350 psig.

Profil produksi baik *base case* maupun kasus *gas recycling* dapat dilihat pada Gambar 6 dan Gambar 7 dimana terdapat perbedaan *plateau* sepanjang 2 tahun antara keduanya. Perbedaan ini terjadi dikarenakan pada lapangan SKN skenario *gas recycling*, produksi gas maksimum pada 125 MMSCFD sehingga terjadi perubahan yang cepat terhadap tekanan reservoir sehingga mengakibatkan berkurangnya masa *plateau*. Kemudian apabila dilihat dari produksi gas lapangan PG, *economic limit* lapangan PG untuk skenario *gas recycling* lebih panjang 4 tahun daripada *base case*, hal ini disebabkan karena pada 6 tahun awal, tidak ada produksi gas yang dijual dari lapangan PG, namun gas kering yang terambil diinjeksikan kembali kedalam reservoir.

## 4. Evaluasi Ekonomi

### 4.1. Parameter Keekonomian

Nilai keekonomian tiap-tiap kasus dihitung berdasarkan skema *gross split* (Gambar 8) yang mengacu kepada permen ESDM No. 8 tahun 2017 dan No. 52 tahun 2017. Perbedaan yang mendasar antara skema keekonomian *gross split* dengan skema keekonomian *cost recovery* (Gambar 9) adalah bagaimana *revenue* dialokasikan antara pemerintah dengan kontraktor serta di dalam skema *gross split* kontraktor tidak diberikan hak pengembalian dana berupa *cost recovery*. Dari peraturan yang baru ini, maka kontraktor dituntut untuk lebih efisien dibandingkan apabila menggunakan skema keekonomian *cost recovery*.



Dalam menentukan pembagian atau *split* antara kontraktor dengan pemerintah, dibuatlah perhitungan sederhana, bagian kontraktor atau *contractor split* adalah *base split* ditambah *variable split* dan *progressive split* (Tabel 2). Namun apabila keekonomian suatu proyek tidak dapat menarik minat kontraktor, ataupun nilai pembagian hasil terlalu merugikan negara, maka pemerintah dapat secara langsung memberikan tambahan maupun mengurangi besarnya persentase bagi hasil ini. Untuk kontrak wilayah kerja (WK) Jambi Merang, digunakan *split* kontraktor sebesar 51.5% untuk produksi gas dan 46.5% untuk produksi minyak (Tabel 3). Selanjutnya untuk penerimaan negara melalui pajak, digunakan persen pajak penghasilan sebesar 40.5% mengikuti peraturan pajak Pertamina sebagai perusahaan milik negara.

Kemudian dari segi investasi (Capex), sensitivitas dilakukan untuk beberapa jenis kompresor untuk mendapatkan nilai keekonomian yang optimum. Kompresor dibagi untuk lapangan SKN dan lapangan PG. Kompresor pada lapangan SKN digunakan untuk memaintain tekanan fasilitas produksi sebesar 1100 psig dengan tekanan pada kepala sumur paling rendah adalah 350 psig dan produksi maksimum sebesar 125 MMSCFD pada kasus *gas recycling* dan 95 MMSCFD *base case*. Sedangkan pada lapangan PG, kompresor digunakan untuk menginjeksikan gas kedalam reservoir dengan tekanan maksimum 2500 psig dan rate maksimum sebesar 50 MMSCFD. Tabel 4 merupakan tabel harga kompresor yang akan digunakan untuk masing-masing skenario dimana peralatan no. 1 hingga no. 5 digunakan dalam skenario *gas recycling* sedangkan peralatan no. 6 dan no. 7 digunakan pada skenario *base case*.

Dari segi operasional (Opex), diasumsikan *operating cost* berdasarkan rata-rata opex yang sudah pernah digunakan pada wilayah kerja ini. Untuk gas, biaya yang dikenakan adalah sebesar 1 USD/MMBTU dengan *fixed cost* untuk penambahan kompresor sebesar 1,200 MUSD tiap 4 tahun yang digunakan untuk *overhaul* dan 108 MUSD tiap tahun

untuk personil. Untuk operasional produksi kondensat, biaya yang dikenakan adalah biaya transport dan *Facility Sharing Agreement* (FSA) dengan PetroChina dengan total sebesar 7 USD/BBL.

Untuk harga jual gas, digunakan asumsi harga jual 6 USD/MMBTU dan harga jual kondensat sebesar 58.6 USD/BBL.

#### 4.2. Trend Produksi Tiap Skenario

Terlihat dari trend produksi kondensat (Gambar 10), produksi kondensat untuk *base case* lebih rendah daripada skenario *gas recycling* (Gambar 11), terutama pada tahun 2019 hingga tahun 2026.

Namun, apabila dilihat dari trend produksi gas (Gambar 6), *base case* memiliki waktu *plateau* yang lebih lama dibandingkan dengan kasus *gas recycling* (Gambar 7). Perbedaan ini terjadi dikarenakan pada periode *gas recycling*, tidak ada produksi gas yang dijual dari PG ke konsumen. Sehingga untuk mengkompensasi permintaan gas atau PJBG maka produksi gas di SKN harus diset lebih besar daripada skenario *base case* sehingga mengakibatkan penurunan tekanan lebih tinggi daripada *base case*.

Dari perbedaan ini maka dapat disimpulkan bahwa untuk memproduksi kondensat lebih banyak daripada *base case*, diperlukan *plateau* yang lebih pendek. Sehingga perlu ditinjau secara ekonomi apakah keuntungan dari meningkatnya produksi kondensat lebih tinggi daripada kerugian dari berkurangnya *plateau*.

#### 4.3. Evaluasi Ekonomi Tiap Skenario

Dengan mengolah data-data produksi dari setiap skenario produksi dan berdasarkan skema perhitungan keekonomian *gross split* maka didapat rangkuman hasil studi seperti pada Tabel 5. Perhitungan ini dilakukan dari tahun diterapkannya kontrak *gross split* pada tahun 2019 hingga akhir kontrak *gross split* pada tahun 2039.

Gambar 12 dan Gambar 13 menunjukkan bahwa semakin tinggi laju reinjeksi maka semakin sedikit kumulatif gas yang dapat diproduksi namun semakin tinggi kumulatif

kondensat yang dapat diproduksi dimana produksi kondensat tertinggi dapat dicapai pada *gas recycling* sebesar 50 MMSCFD. Penambahan kondensat akibat *gas recycling* selama 6 tahun adalah sebesar 1,226,767 BBL kondensat atau lebih besar 3% dari kasus *base case*. Sedangkan produksi gas berkurang hingga 4.2 BSCF atau 0.7% dari *base case*.

Dari segi *gross revenue*, skenario produksi *gas recycling* lebih unggul dibandingkan skenario produksi *base case* (Gambar 14) dimana dapat menghasilkan tambahan pendapatan kotor sebesar 34.5 juta USD. Sedangkan dari sisi pengeluaran, biaya yang dikeluarkan kasus *gas recycling* memakan biaya 23 juta USD lebih tinggi dibandingkan dengan kasus *base case* (Gambar 15).

Walaupun memberikan *gross revenue* lebih tinggi, namun skenario produksi *gas recycling* tidak dapat memberikan nilai NPV yang lebih besar daripada kasus *base case* (Gambar 16) atau berkurang sebesar 13.5 juta USD. Hal ini disebabkan karena harga kompresor yang digunakan pada skenario produksi *gas recycling* lebih mahal daripada kompresor yang digunakan pada skenario *base case*. Pada *base case* total investasi kompresor adalah sebesar 24.7 juta USD sedangkan pada kasus *gas recycling* investasi kompresor memiliki total nilai hingga 40.6 juta USD pada *gas recycling* 50 MMSCFD. Selain itu, apabila dilihat dari waktu pemasangan kompresor pada Gambar 17, Gambar 18, dan Gambar 19, pada kasus *gas recycling* pemasangan kompresor lebih awal 6 tahun daripada *base case* sehingga berdampak pada *net present value* (NPV) secara keseluruhan.

Kemudian apabila dilihat dari seluruh kasus *gas recycling*, nilai NPV pada kasus *gas recycling* 50 MMSCFD paling tinggi dibandingkan dengan kasus *gas recycling* yang lain. Hal ini dikarenakan penerimaan *revenue* dari produksi kondensat paling tinggi pada awal-awal tahun (Gambar 11) yang menyebabkan nilai *Net Present Value* (NPV) lebih tinggi dibandingkan dengan skenario *gas recycling* yang lain.

#### 4.4. Sensitifitas Parameter

Hasil simulasi skenario produksi menggunakan *gas recycling* terbukti dapat meningkatkan produksi kondensat WK Jambi Merang namun gagal dalam meningkatkan keekonomian WK Jambi Merang.

Dari hasil ini, kemudian dilakukan perbandingan sensitifitas parameter yang berdampak pada kesuksesan kegiatan *gas recycling* sehingga dapat diketahui pada keadaan yang bagaimana kegiatan *gas recycling* dapat memberikan peningkatan ekonomi. Parameter-parameter ini adalah:

- 1) Konsentrasi kondensat di dalam gas
- 2) Harga kondensat
- 3) Harga sewa fasilitas
- 4) Besarnya investasi

Kemudian keempatnya dilakukan sensitivitas dengan nilai 0% pada grafik menunjukkan tidak adanya perubahan dari nilai sebelumnya.

Konsentrasi kondensat di dalam gas dipengaruhi oleh jenis gas-kondensat di dalam reservoir. Apabila dilihat dari beberapa lapangan gas kondensat lain, jenis gas kondensat dibagi menjadi empat<sup>[5]</sup> yaitu *poor*, *middle*, *high*, dan *near critical condensate gas* (Gambar 20, Gambar 21, dan Gambar 22). Sedangkan apabila dilihat dari produksinya, CGR dibawah 100 bbl/mmscf termasuk kedalam jenis *lean condensate gas* sedangkan CGR diatas 150 bbl/mmscf adalah *rich condensate gas*<sup>[15]</sup>. Apabila dilihat dari diagram fasanya (Gambar 2 dan Gambar 3), gas kondensat WK Jambi Merang khususnya untuk lapangan PG merupakan *poor gas condensate gas*. Hal ini juga diperkuat dengan data produksi kondensat di Pulau Gading dimana nilai *condensate gas ratio* (CGR) rata-rata adalah 75.6 bbl/mmscf, dan 40.1 bbl/mmscf di lapangan Sungai Kenawang.

Dari segi konsentrasi kondensat, hasil sensitifitas kandungan kondensat yang terproduksi antara *base case* dengan kasus *gas recycling* menunjukkan bahwa komposisi gas dengan konsentrasi kondensat yang 90% lebih besar daripada konsentrasi kondensat

lapangan PG, akan memberikan keuntungan lebih tinggi dibandingkan *base case*.

Gambar 23 memperlihatkan bahwa agar skenario produksi *gas recycling* dapat memberikan keuntungan pada lapangan dengan jenis kondensat *middle, high*, dan *near critical condensate gas*, atau minimal CGR sebesar 142 bbl/mmscf.

Dari segi harga kondensat, Gambar 24 menunjukkan bahwa dengan harga kondensat 58.6 USD/BBL, kegiatan *gas recycling* tidak memberikan peningkatan keekonomian. Namun dengan harga minyak diatas 71 USD/BBL maka kegiatan *gas recycling* dapat menjadi salah satu opsi untuk meningkatkan keekonomian lapangan gas kondensat WK Jambi Merang.

Dari segi transfer kondensat (Gambar 25), WK Jambi Merang menjual kondensat melalui *North Geragai Facilities* (NGF) PetroChina, sehingga ada biaya yang dikeluarkan untuk menyewa fasilitas milik PetroChina yang tertuang dalam FSA (*Facility Sharing Agreement*). Apabila besaran sewa FSA turun sebesar 45% dari nilai FSA awal, *gas recycling* dapat memberikan nilai keekonomian yang lebih tinggi daripada *base case*.

Dari segi investasi (Gambar 26), dengan usaha penghematan yang sama antara *base case* dengan *gas recycling* terlihat bahwa apabila dapat melakukan penghematan investasi hingga 30%, maka skenario *gas recycling* dapat memberikan nilai keekonomian lebih tinggi dibandingkan dengan produksi normal.

## 5. Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari studi ini adalah:

- 1) Dengan skenario *gas recycling*, perolehan kondensat WK Jambi Merang dapat meningkat hingga 1,226,767 BBL atau 3.4% lebih banyak daripada *base case*
- 2) Walaupun produksi kondensat meningkat, secara keekonomian skenario produksi ini tidak ekonomis, karena:

- a. Perolehan gas berkurang -4.8 TBTU atau 0.7% lebih sedikit dari *base case*
- b. Pengeluaran meningkat +23 MMUSD atau +2.3% lebih tinggi dari *base case*
- c. Investasi awal pada kasus *gas recycling* memiliki nilai yang lebih tinggi dibandingkan dengan kasus *base case*.

- 3) Parameter penting dalam kesuksesan kegiatan *gas recycling* yaitu kandungan kondensat, harga kondensat, Opex produksi dan transfer, serta investasi awal.
- 4) Hasil studi sensitifitas membuktikan bahwa dengan *condensate gas ratio* di lapangan Pulau Gading sebesar 75.6 bbl/mmscf atau yang tergolong *poor condensate gas*<sup>[5]</sup>, kegiatan *gas recycling* tidak memberikan kenaikan ekonomi. Untuk menaikkan keekonomian project maka diperlukan CGR diatas 142 bbl/mmscf.
- 5) Harga jual kondensat sebesar 58.6 usd/bbl, tidak memberikan keuntungan ekonomi terhadap kegiatan *gas recycling* di WK Jambi Merang. Agar kegiatan *gas recycling* memberikan nilai ekonomi lebih tinggi daripada operasi normal, maka diperlukan harga minyak minimal sebesar 71 usd/bbl.
- 6) Dengan nilai FSA sesuai *existing contract*, kegiatan *gas recycling* di lapangan Pulau Gading tidak memberikan nilai keekonomian. Agar kegiatan *gas recycling* memberikan nilai ekonomi lebih tinggi daripada operasi normal, maka diperlukan penurunan nilai FSA sebesar 45%.
- 7) Dengan strategi penghematan investasi hingga 30% skenario *gas recycling* dapat memberikan nilai keekonomian lebih tinggi dibandingkan dengan produksi normal.

## 6. Saran

- 1) Melakukan simulasi *gas recycling* dengan jenis-jenis fluida seperti yang dijelaskan pada Gambar 20, Gambar 21, dan Gambar 22 sehingga parameter konsentrasi kondensat terhadap keekonomian dapat dihitung dengan simulasi.

- 2) Melakukan sensitifitas terhadap besaran PJBG baik pada kasus dasar maupun pada *gas recycling*.
- 3) Melakukan studi pengadaan sewa kompresor sehingga harga yang didapat lebih murah dari apa yang dilakukan oleh studi ini.

## 7. Terimakasih

Studi ini dilakukan sebagai komitmen kami dalam terus memberikan inofasi dalam meningkatkan keekonomian lapangan WK Jambi Merang.

Selama menyusun studi ini penulis banyak mendapatkan bantuan, sehingga banyak ide dan masukan yang bisa penulis realisasikan kedalam tulisan ini. Untuk itu penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada:

- 1) Bapak Ridwan Widijanto sebagai Manager Subsurface yang telah banyak memberikan banyak masukan terhadap studi yang penulis kerjakan
- 2) Rekan-rekan tim subsurface Budi Rahman, Deni Nugraha, Dias Anugrah Massewa, Mici Winita Ayu, Emapatria Chandrayani, dan Astrid Emily yang telah banyak memberikan masukan baik untuk studi ini.
- 3) Rekan-rekan tim produksi, Pak Agus, Pak Yusuf dan rekan-rekan lainnya yang banyak memberikan banyak masukan berharga.

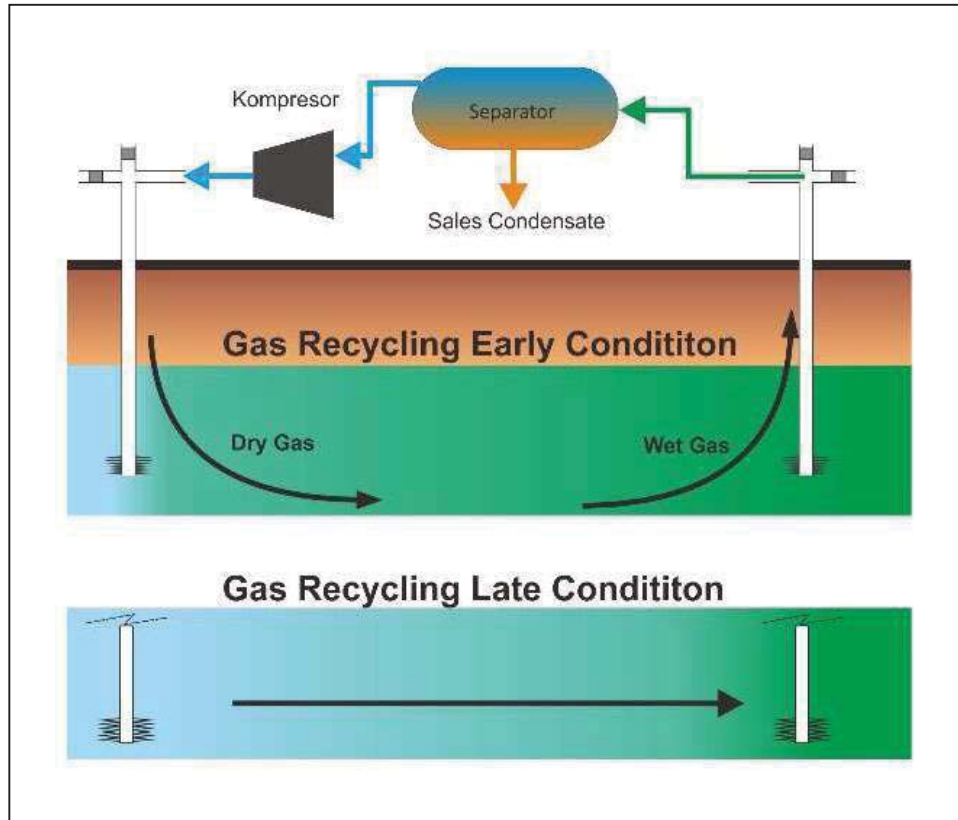
## 8. Daftar pustaka

- 1) Balogun, O., et. Al. (2017). Evaluating Gas Recycling Scheme in a Retrograde Gas Condensate Field Under Contractual Supply Obligations: Niger-Delta Case Study. Presented at Nigeria Annual International Conference and Exhibition Lagos, Nigeria, 31 July – 2 August 2017. SPE-189074-MS
- 2) Temizel, C. et. Al. (2016). An Investigation of Gas Recycling in Fractured Gas-Condensate Reservoirs. Presented at Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference by Society of Petroleum Engineers, 7-10 November 2016. SPE-182854-MS
- 3) Thornton, O. F. (1946). Gas-Condensate Reservoir-A Review. Presented at Tulsa, Okla, 12 November 1946. API-46-150
- 4) Bamum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W., Spillette, A. G. (1995). Gas Condensate Reservoir Behaviour - Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation. Presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition Dallas, USA, 22-25 October 1995. SPE-30767
- 5) Yisheng, F., Baozhu, L., Yongle, H., Zhidao, S., Yuxin, Z. (1998). Condensate Gas Phase Behavior and Development. Presented at the 1998 SPE International Conference and Exhibition, Beijing, China, 2-6 November 1998
- 6) Aziz, R. M. (1983). A 1982 Critique on Gas Cycling Operations on Gas-Condensate Reservoirs. Presented at the Middle East Oil Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, Bahrain, March 14-17 1983. SPE-11477.
- 7) Hinchman, S. B., Barree, R. D. (1985). Productivity Loss in Gas Condensate Reservoir. Presented at 60<sup>th</sup> Annual Technical Conference & Exhibition of te Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, NV, 22-25 September 1985. SPE-14203
- 8) Sayed, M. A., Al-Muntasheri, G. A. (2016). Mitigation of the Effects of Condensate Banking – A Critical Review. Presented at SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 26-28 February 2014. SPE-168153
- 9) Moradi, B., Tangsirifard, J. (2010). Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery in an Iranian Fractured Gas-Condensate Reservoir. Presented at Trinidad and Tobago Energy Resources Conference,

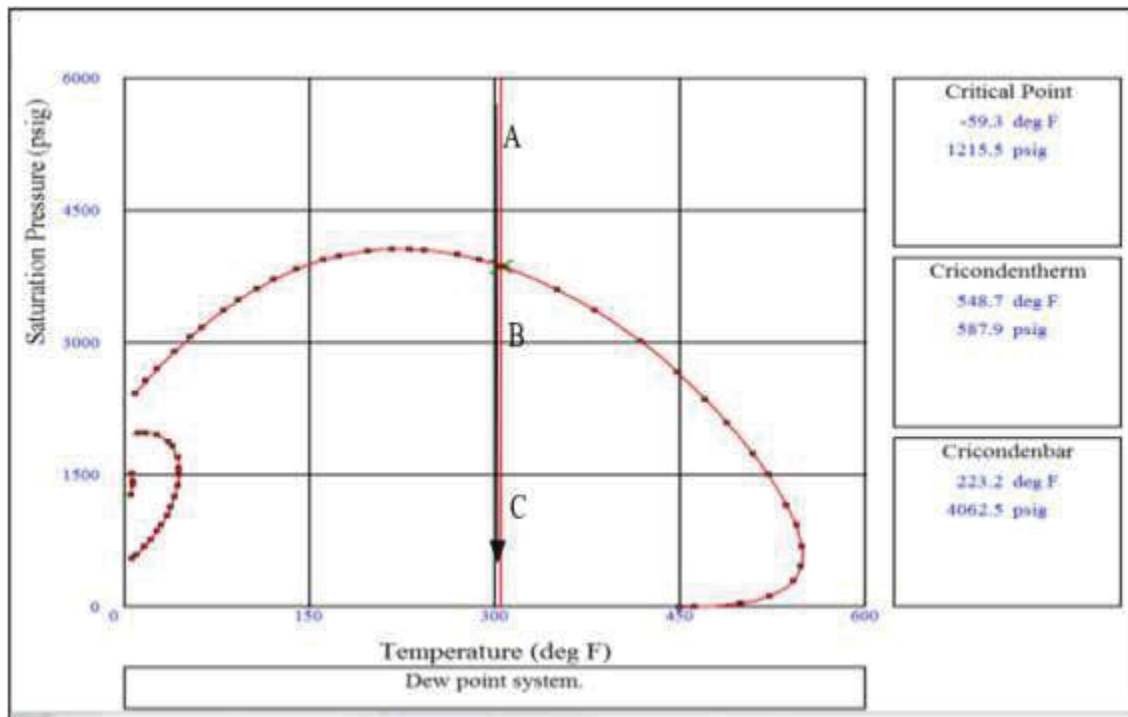


Port of Spain, Trinidad, 27-30 June  
2010. SPE-132840

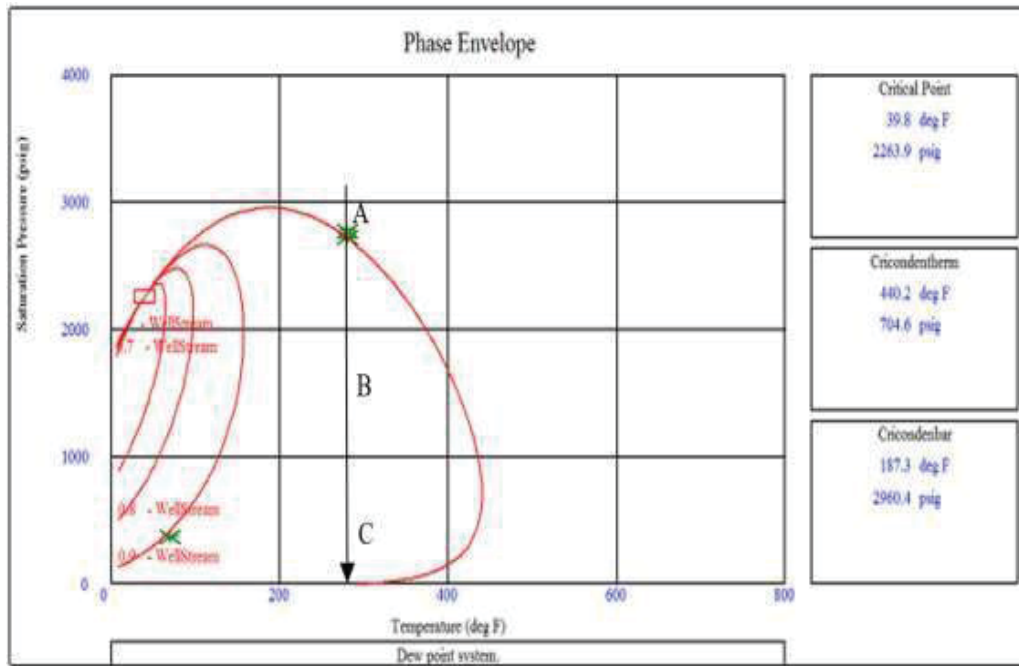
- 10) Adel, H. (2006). Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'Mel South Field, Algeria. Presented at First International Oil Conference and Exhibition in Cancun, Mexico, 31 August – 2 September 2006. SPE-104040
- 11) Havlena, Z. G., Pot, R., Griffith, J. D., Kiel, O. G. (1967). Condensate Recovery by Cycling at Declining Pressure. Presented at 18<sup>th</sup> Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of C. I. M. Banff, Alberta, 24 - 26 May 1967. PETSOC-67-04
- 12) Cobanoglu, M., Khayrutdinov, F. Linthorst, S., Iqbal, M. (2014). Improving Condensate Recovery of a Rich Sour Gas Condensate Field by Gas Recycling. Presented at SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia Muscat, Oman, 31 March – 2 April 2014. SPE-169731-MS
- 13) Yushkov, A. Y., Merkushev, P.V. (2015). Evaluation of Cycling Scenarios for Achimov Formations of Urengoyskoye gas-condensate field. Presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference Moscow, Russia. SPE-176582-MS
- 14) Ahmed, T.H. (1989). Hydrocarbon Phase Behavior. Gulf Publishing Company, Houston, Texas
- 15) Fan, L., Harris, B. W., Jamaluddin, A., Kamath, J., Mott, R., Pope, G. A., Shandrygin, A., Whitson, C. H. (2005). Understanding Gas-Condensate Reservoirs. Oilfield Review Winter 2005/2006 Edition



Gambar 1. Strategi produksi menggunakan gas recycling<sup>[7]</sup>



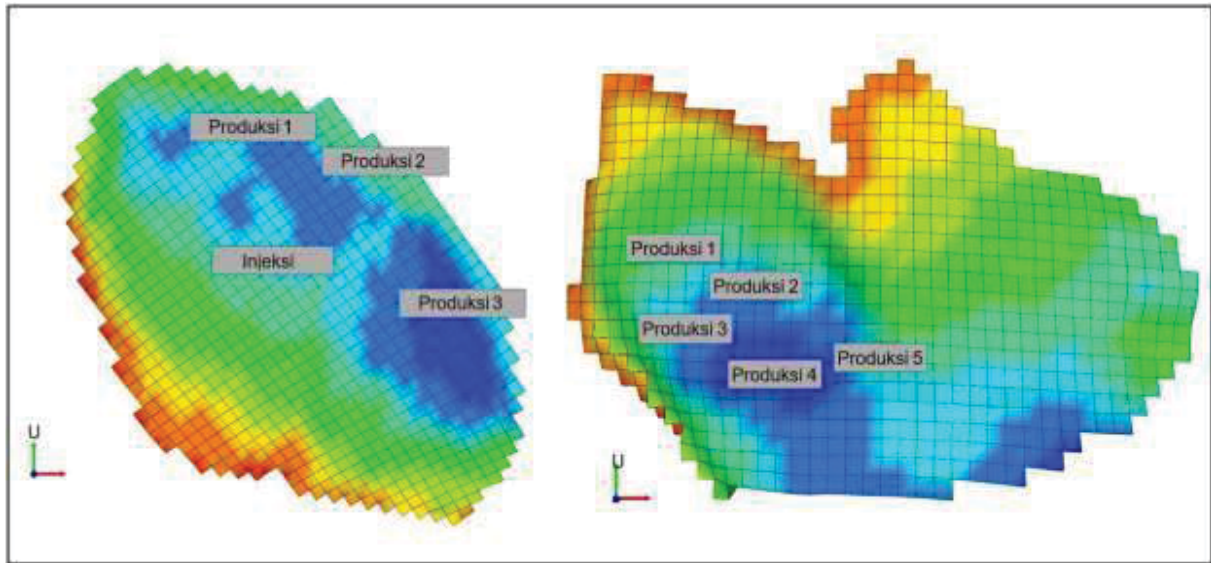
Gambar 2. Diagram fasa gas kondensat SKN



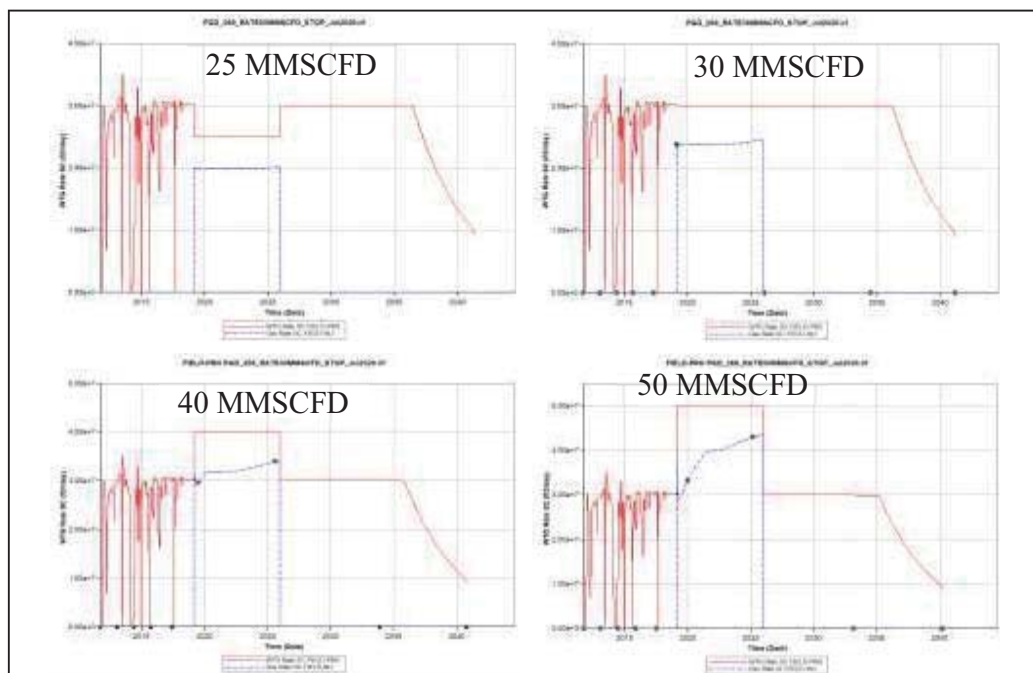
Gambar 3. Diagram fasa gas kondensat PG

Tabel 1. Skenario studi *gas recycling*

Skenario	SKN Gas Rate	PG Gas Rate
Base Case	95 mmcsfd hingga selesai	30 mmcsfd hingga selesai
1	125 mmcsfd hingga akhir	25 mmcsfd <i>recycling</i> , dilanjutkan 30 mmcsfd produksi
2	<i>plateau</i> , kemudian	30 mmcsfd <i>recycling</i> , dilanjutkan 30 mmcsfd produksi
3	dilanjutkan ke 95 mmcsfd	40 mmcsfd <i>recycling</i> , dilanjutkan 30 mmcsfd produksi
4	saat <i>gas recycling</i> selesai	50 mmcsfd <i>recycling</i> , dilanjutkan 30 mmcsfd produksi

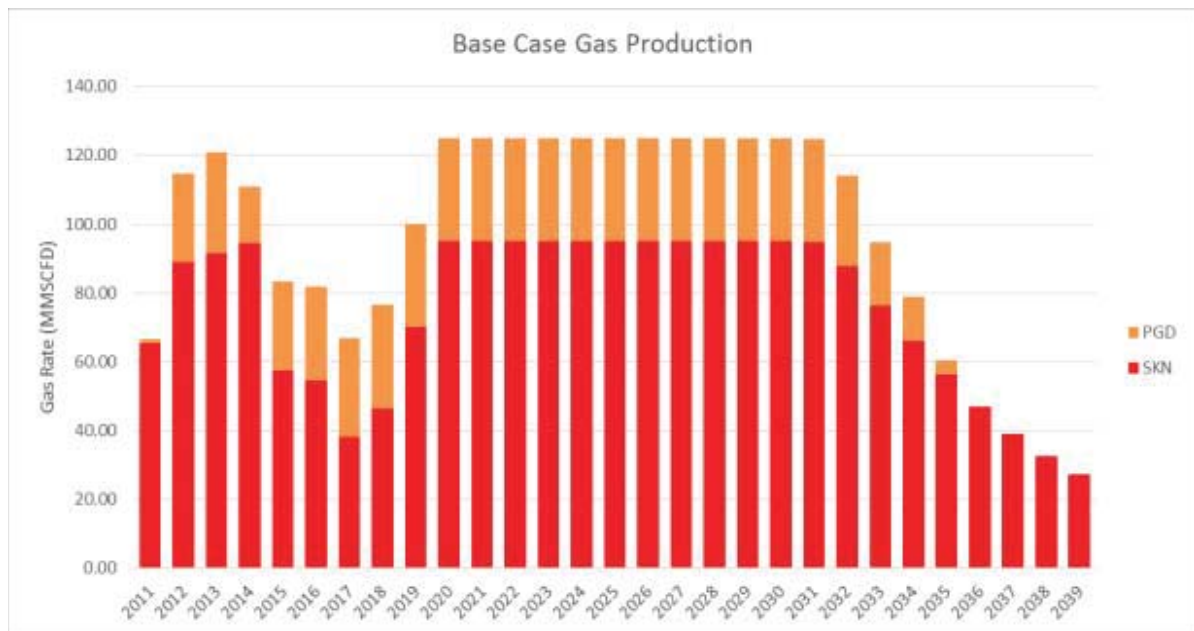


Gambar 4. Posisi sumur produksi dan injeksi

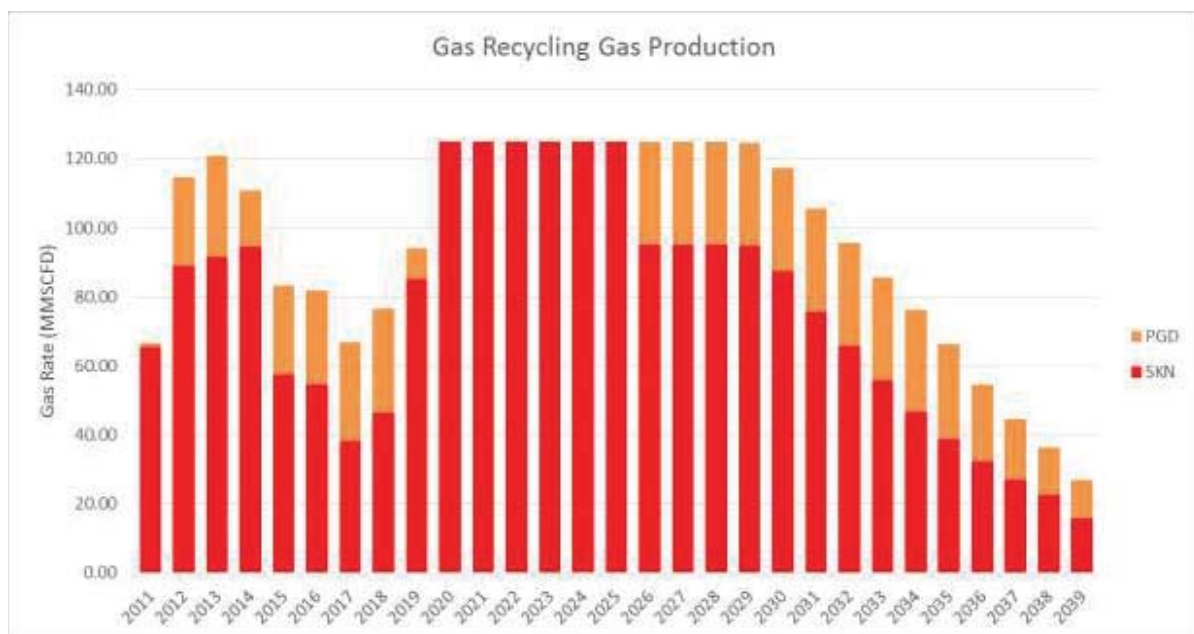


Gambar 5. Profil produksi dan injeksi pada kasus *gas recycling*

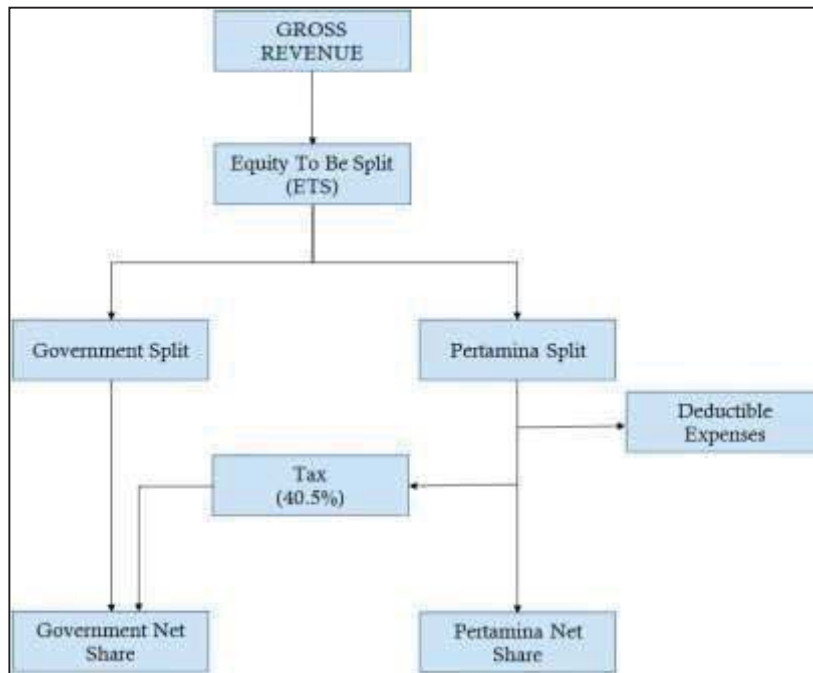




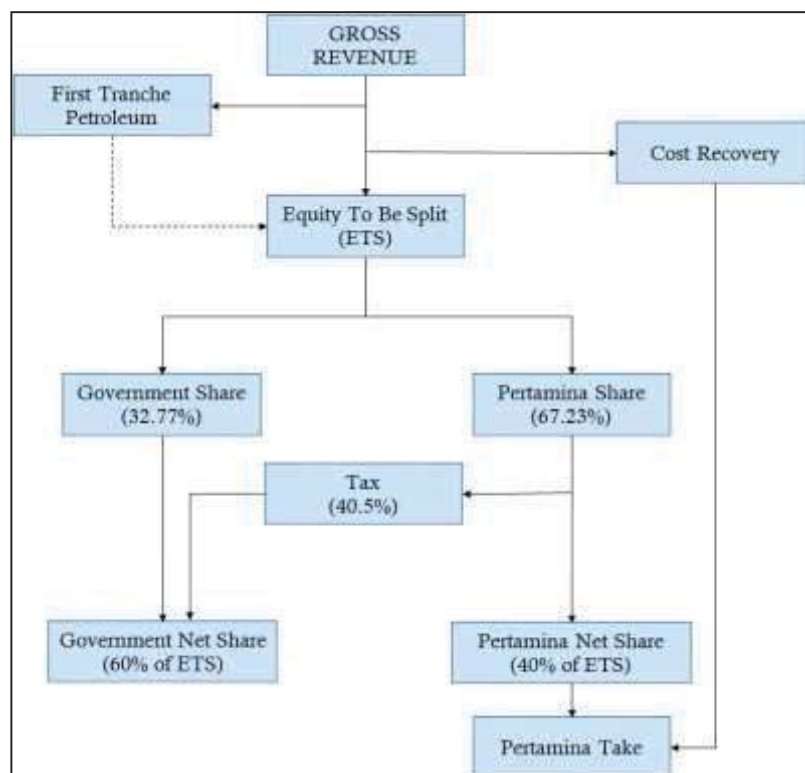
Gambar 6. Profil produksi gas skenario *base case*



Gambar 7. Profil produksi gas skenario *gas recycling*



Gambar 8. Skema *Gross Split* keekonomian proyek migas



Gambar 9. Skema *Cost Recovery* keekonomian proyek migas

Tabel 2. Parameter-parameter dalam keekonomian *gross split*

	Base Split				
	Karakteristik	Kontraktor	Negara		
	Oil Producer	43%	57%		
	Gas Producer	48%	52%		
VARIABLE SPLIT			VARIABLE SPLIT		
Karakteristik	Parameter	Tambahan Split ke Kontraktor	Karakteristik	Parameter	Tambahan Split ke Kontraktor
Status Lapangan	POD 1	5.0%	Jenis Reservoir	Konvensional	0.0%
	POD 2	3.0%		Non Konvensional	16.0%
		No POD	0.0%	Kandungan CO2 (%)	< 5
Lokasi Lapangan	Onshore	0.0%	5-10		0.5%
	Offshore (0-20m)	8.0%	10-20		1.0%
	Offshore (20-50 m)	10.0%	20-40		1.5%
	Offshore (50-150 m)	12.0%	40-60		2.0%
			≥ 60		4.0%
			< 100	0.0%	
Kedalaman Reservoir			Kandungan H2S (%)	100-1000	1.0%
				1000-2000	2.0%
				2000-3000	3.0%
				3000-4000	4.0%
				≥ 4000	5.0%
			Berat Jenis Oil (API)	< 25	1.0%
Ketersediaan Infrastruktur	≤ 2500 m	0.0%	TKDN (%)	≥ 25	0.0%
	> 2500 m	1.0%		30-50	2.0%
	Well Developed	0.0%		50-70	3.0%
PROGRESSIVE SPLIT	New Frontier Offshore	2.0%	Tahap Produksi	70-100	4.0%
	New Frontier Onshore	4.0%		Primer	0.0%
				Sekunder	6.0%
Karateristik	Parameter	Tambahan Split ke Kontraktor		Tersier	10.0%
Harga Minyak Bumi (US\$/bbl)	(85-ICP) x 0.25				
Harga Gas Bumi (US\$/MMBTU)	< 7	(7 - harga) x 2.5			
	7 - 10	0.0%			
	> 10	(10 - harga) x 2.5			
Jumlah kumulatif produksi minyak dan gas bumi (MMBOE)	<30	10.0%			
	30 - 60	9.0%			
	60 - 90	8.0%			
	90 - 125	6.0%			
	125 - 175	4.0%			
	≥ 175	0.0%			

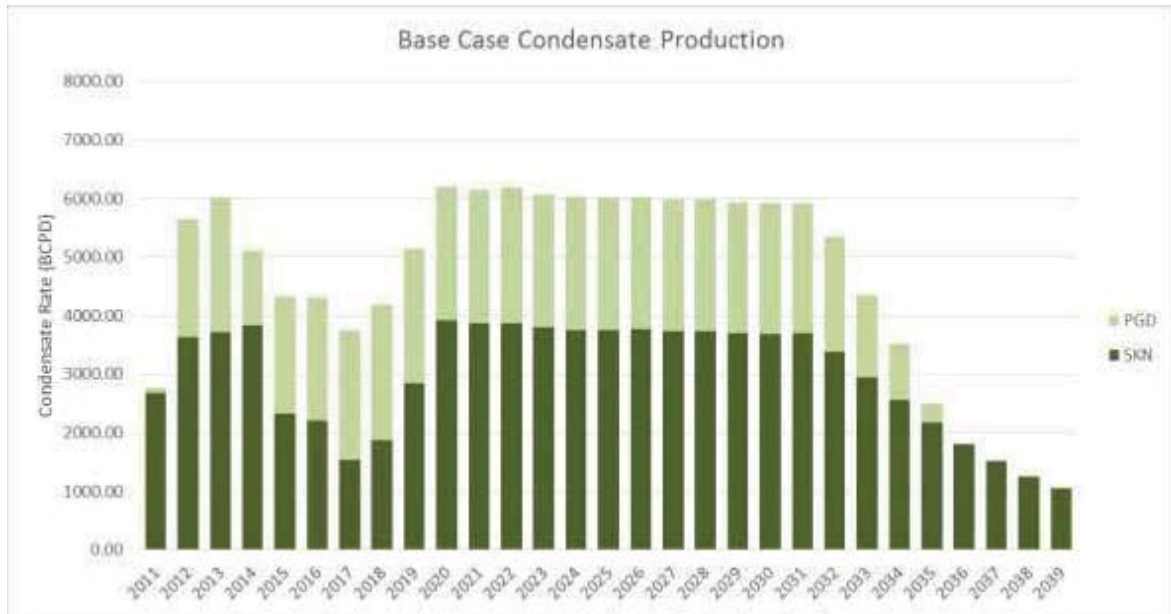
Tabel 3. Parameter-parameter dalam keekonomian *gross split*

No	Parameter	Nilai
1	Contractor Split	
	Oil	46.5%
	Gas	51.5%
2	Govt. Split	
	Oil	53.5%
	Gas	48.5%
3	Tax	40.5%

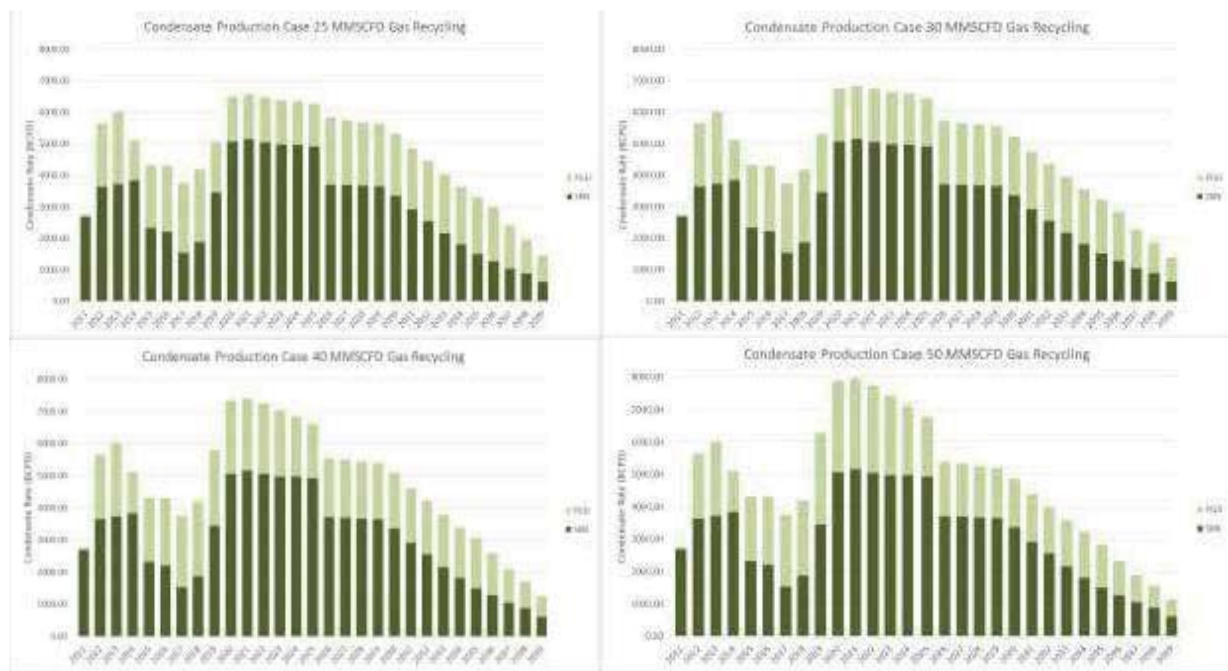
Tabel 4. Harga kompresor yang digunakan dalam evaluasi ekonomi

No	Gas Rate	Pressure Inlet	Pressure Outlet	Unit Cost	Scrubber	Cooler
	mmscfd	psia	psia	M\$	M\$	M\$
1	50	100	2500	20,237	188	1,442
2	40	100	2500	16,654	134	1,280
3	30	100	2500	16,654	107	1,037
4	25	100	2500	13,738	80	778
5	125	350	1100	16,654	456	1,620
6	95	350	1100	13,738	295	1,215
7	30	350	1100	9,037	80	421

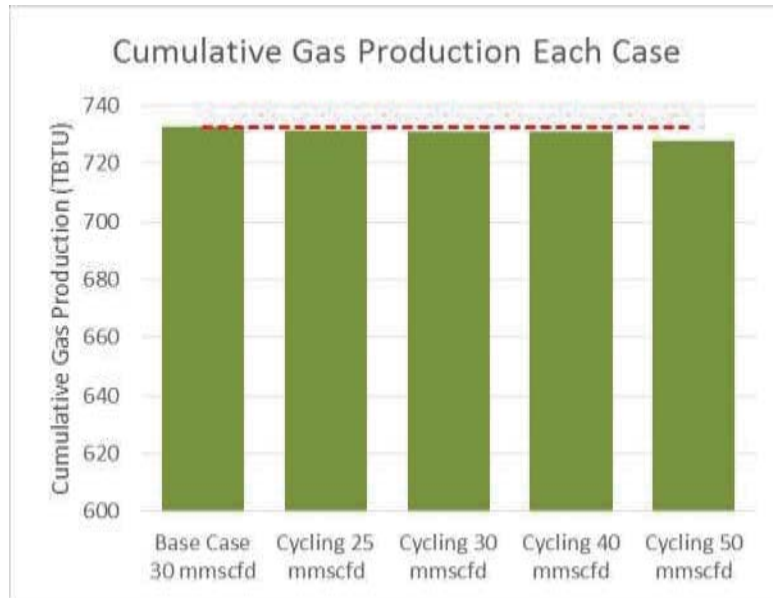




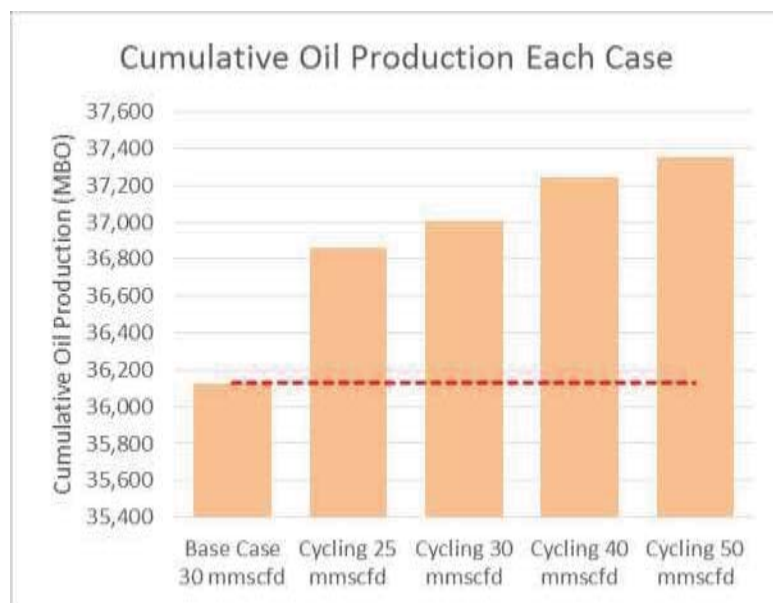
Gambar 10. Produksi kondensat *base case*



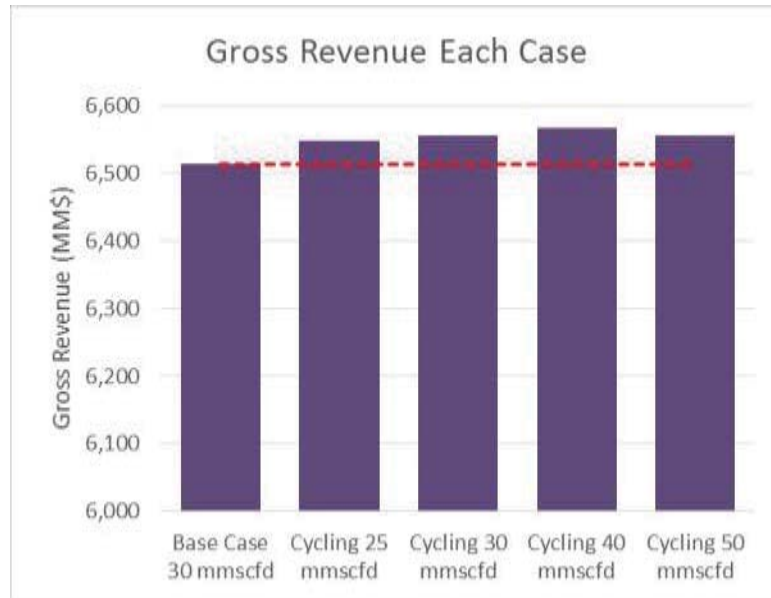
Gambar 11. Produksi kondensat kasus *gas recycling*



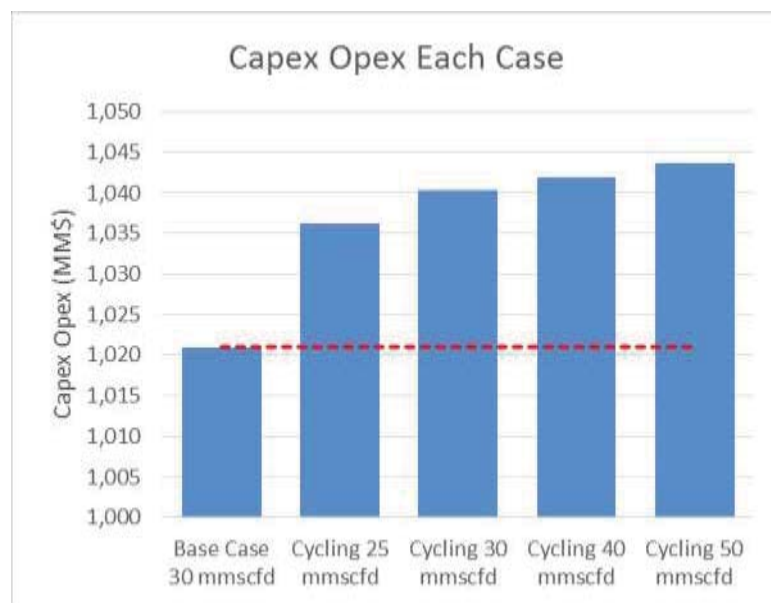
Gambar 12. Perbandingan produksi gas tiap kasus



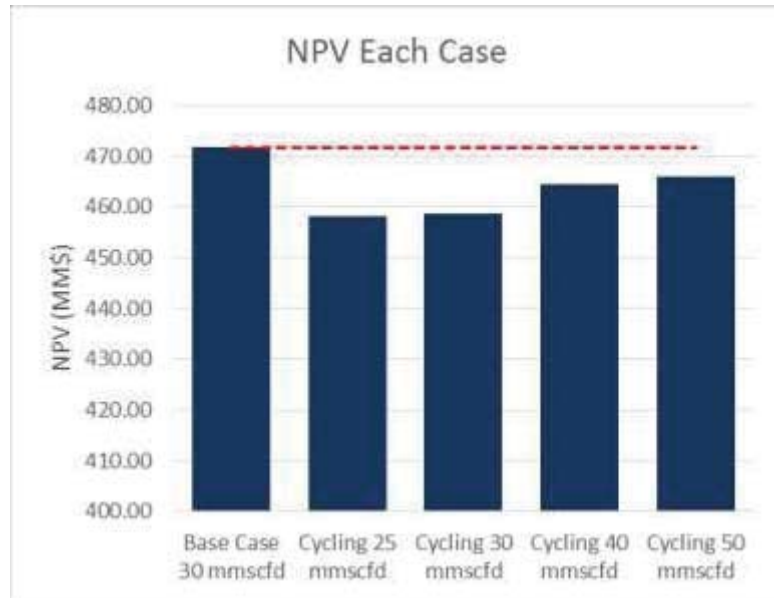
Gambar 13. Perbandingan produksi kondensat tiap kasus



Gambar 14. Perbandingan *gross revenue* tiap kasus



Gambar 15. Perbandingan biaya yang dikeluarkan tiap kasus

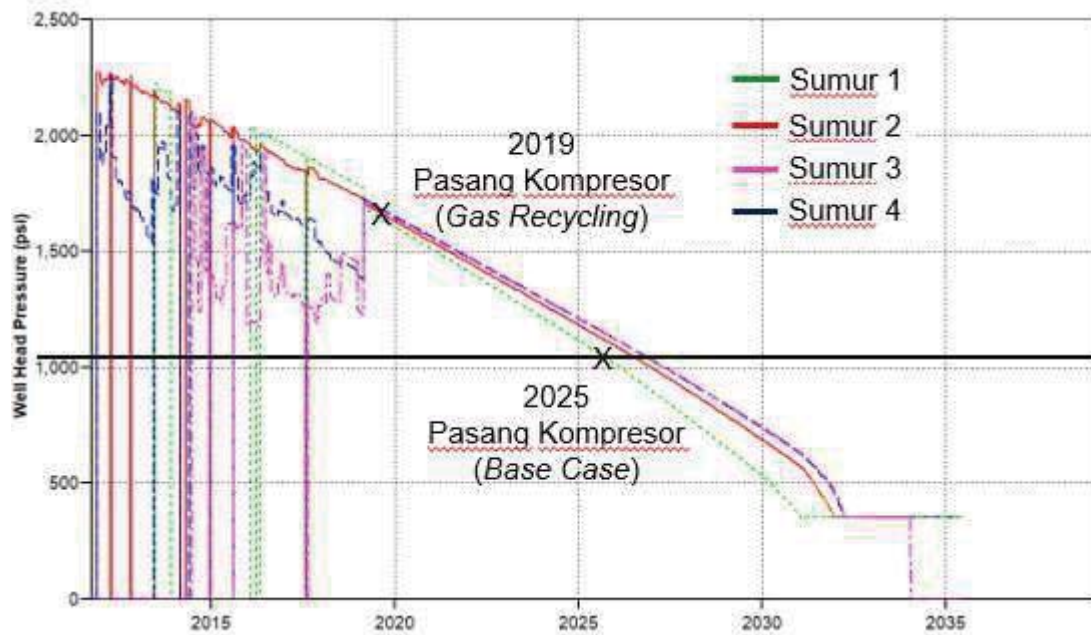


Gambar 16. Perbandingan NPV tiap kasus

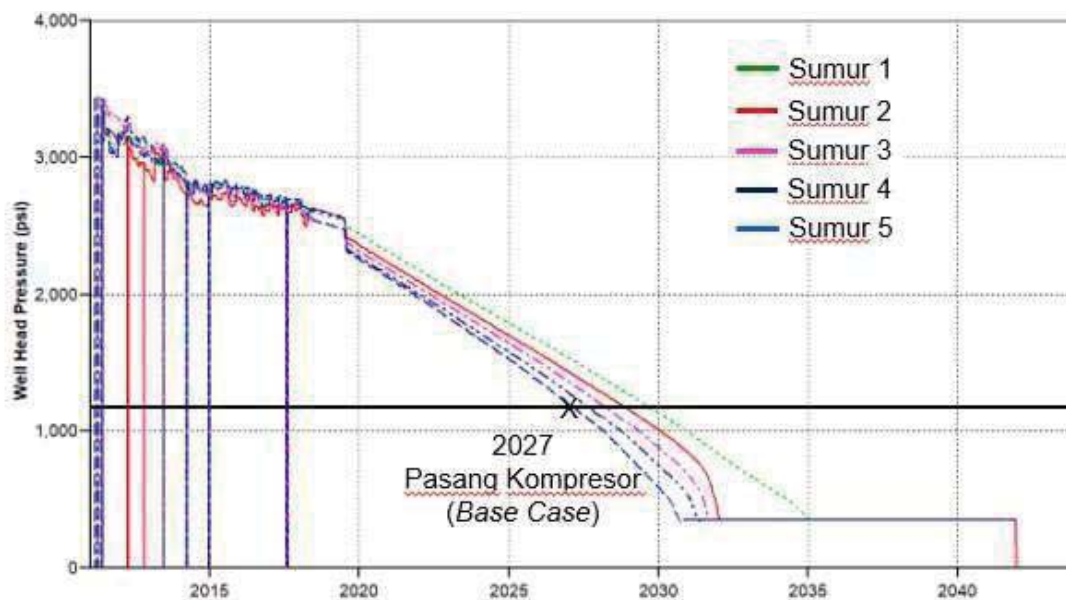
Tabel 5. Rangkuman hasil simulasi tiap-tiap kasus

No.	Parameter	Satuan	Base Case 30 mmscfd	Cycling 25 mmscfd	Cycling 30 mmscfd	Cycling 40 mmscfd	Cycling 50 mmscfd
1	Gas Production	TBTU	733	731	731	731	728
2	Oil Production	MBO	36,129	36,864	37,009	37,241	37,356
3	Gas Price	US\$/mmbtu	6	6	6	6	6
4	Oil Price	US\$/BBL	58.6	58.6	58.6	58.6	58.6
5	Gross Revenue	MMUS\$	6,513	6,548	6,556	6,567	6,556
6	Capex	MMUS\$	25	33	37	37	41
7	Opex	MMUS\$	996	1,003	1,004	1,005	1,003
8	Equity to be Split	MMUS\$	6,513	6,548	6,556	6,567	6,556
	● Contr. Equity	MMUS\$	3,249	3,264	3,268	3,273	3,267
	● Gov. Equity	MMUS\$	3,265	3,284	3,288	3,294	3,289
9	Contractor:						
	● Opex+Capex	MMUS\$	1,021	1,036	1,040	1,042	1,044
	● Net Cash Flow	MMUS\$	912	906	904	905	900
	● NPV @10%DF	MMUS\$	471.68	458.20	458.59	464.47	466.02
10	Pemerintah:						
	● Equity Split	MMUS\$	3,265	3,284	3,288	3,294	3,289
	● Tax	MMUS\$	1,316	1,322	1,323	1,326	1,323
	● Net Cash Flow	MMUS\$	4,581	4,606	4,611	4,620	4,612

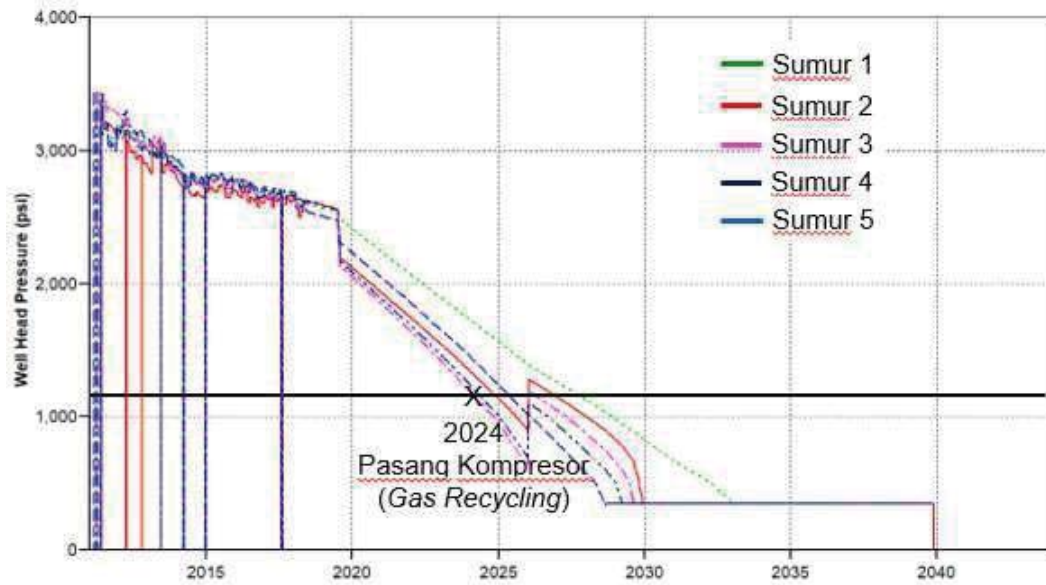




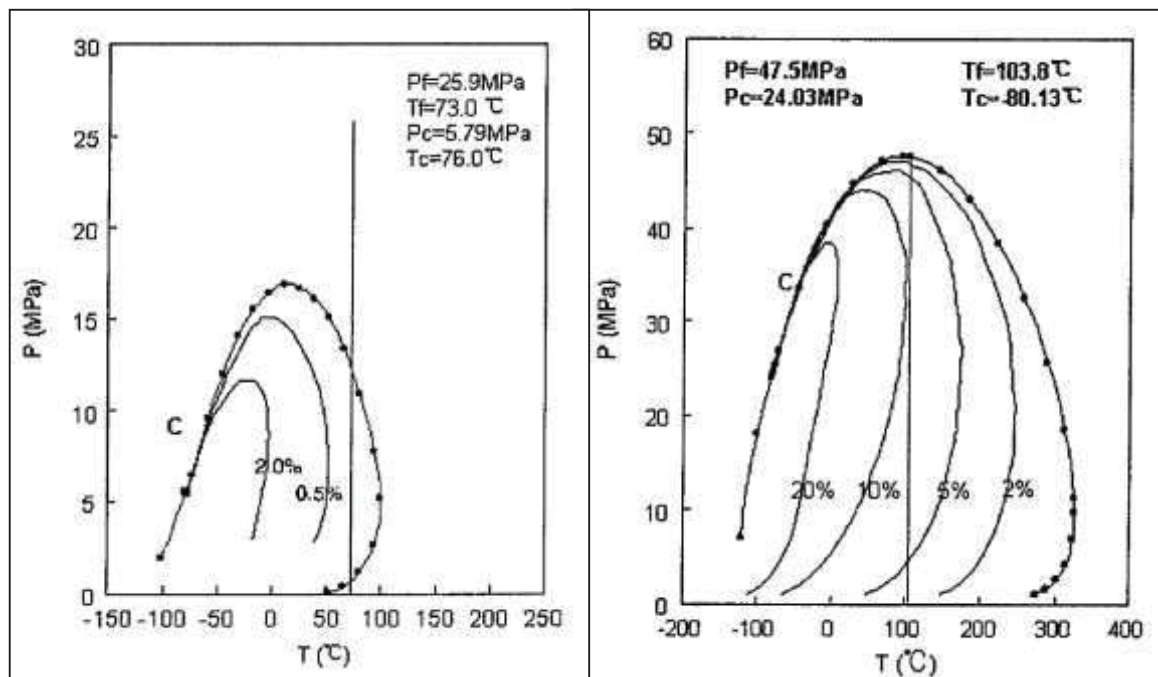
Gambar 17. Perbedaan tahun pemasangan kompresor kasus *base case* dan *gas recycling*



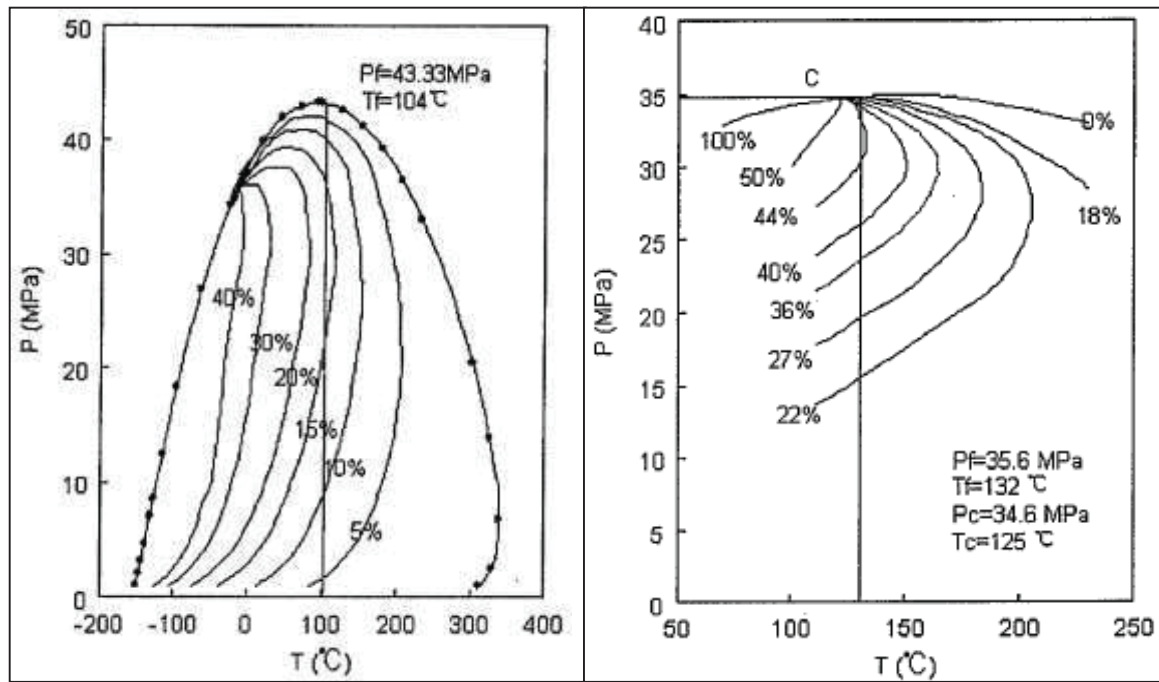
Gambar 18. *Pressure drop* dan waktu pemasangan kompresor Sungai Kenawang (*base case*)



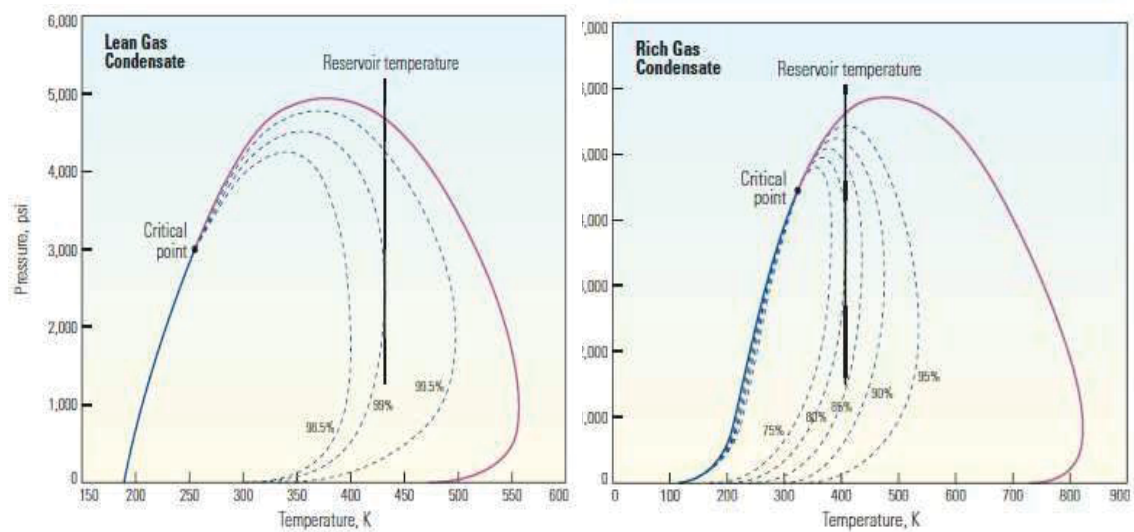
Gambar 19. *Pressure drop* dan waktu pemasangan kompresor Sungai Kenawang (*gas recycling*)



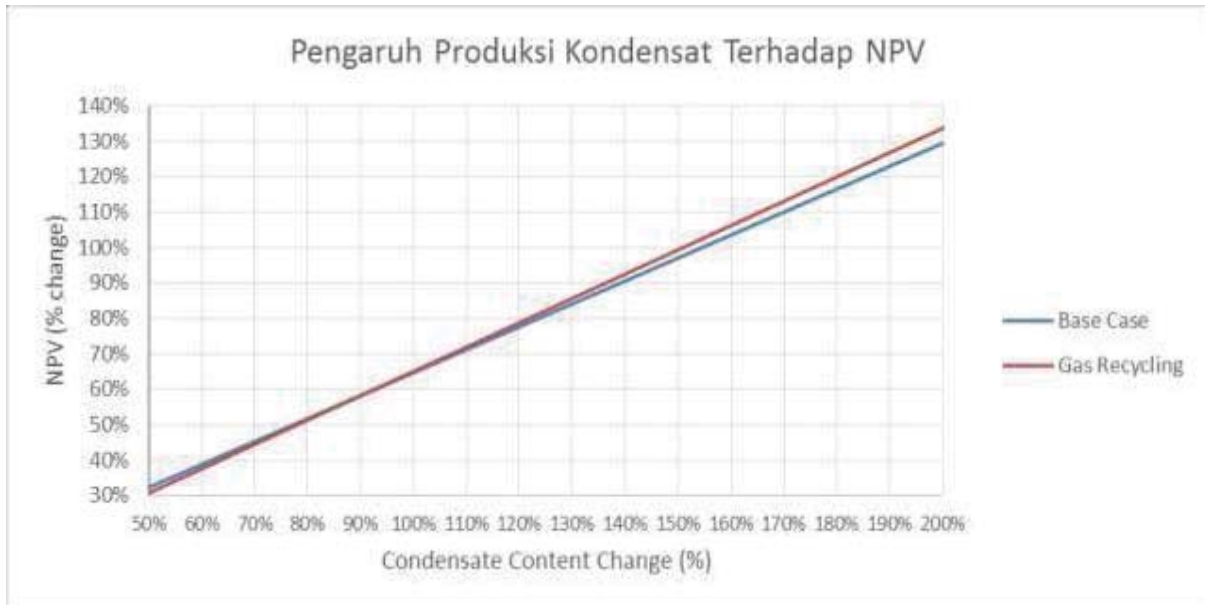
Gambar 20. Low & medium condensate content gas phase diagram <sup>[5]</sup>



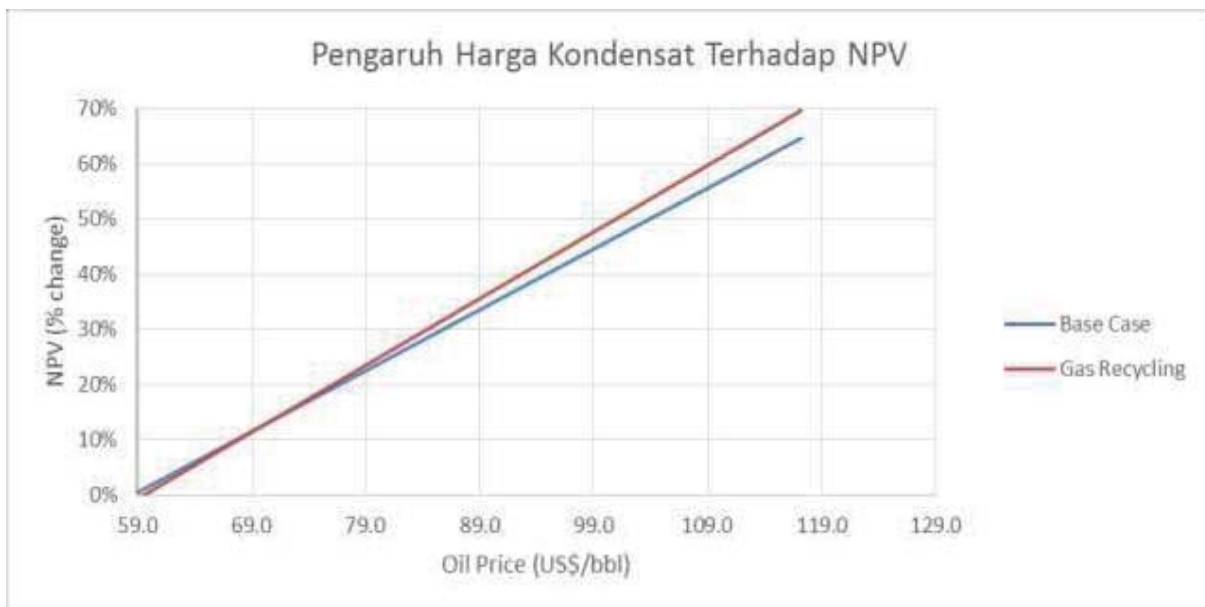
Gambar 21. High & near critical condensate content gas phase diagram <sup>[5]</sup>



Gambar 22. Lean-rich gas condensate phase envelope <sup>[15]</sup>



Gambar 23. Pengaruh konsentrasi kondensat terhadap NPV

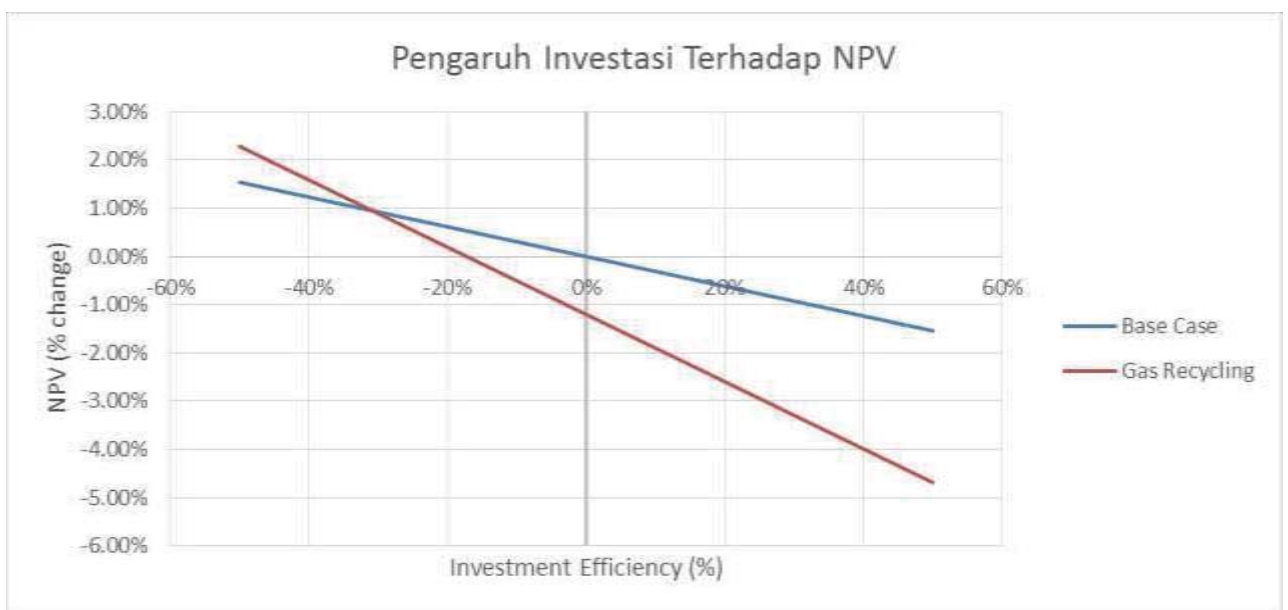


Gambar 24. Pengaruh harga jual kondensat terhadap NPV





Gambar 25. Pengaruh FSA terhadap NPV



Gambar 26. Pengaruh investasi terhadap NPV