

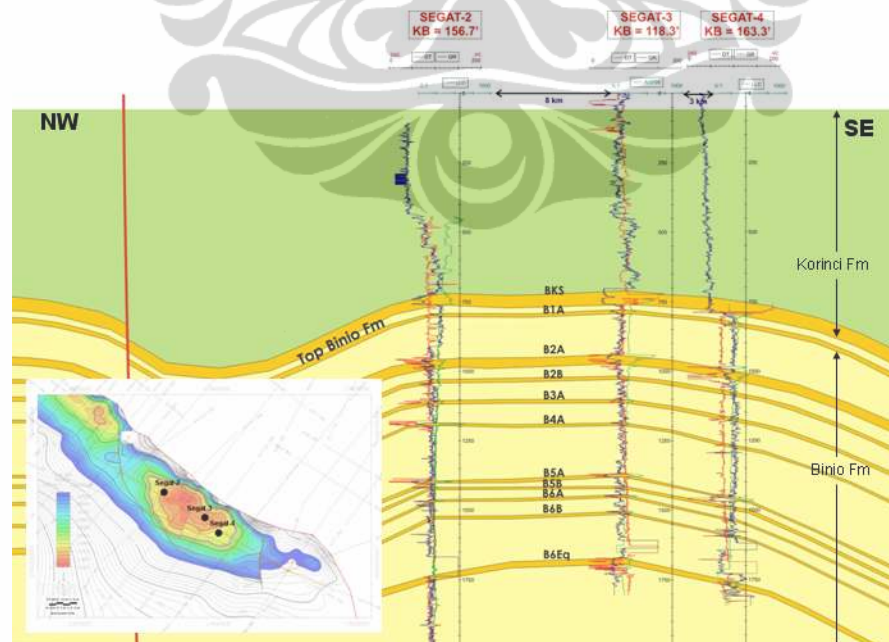
## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian yang telah dilakukan dari aspek teknis mempunyai beberapa hasil dari beberapa simulasi dan perhitungan berupa penentuan cadangan gas, perkiraan kemampuan produksi gas, pengembangan perencanaan pengeboran sumur gas, desain fasilitas produksi di permukaan dimulai dari pipa alir dan unit pengolahan gas, dan penghitungan keekonomian setiap skenario pengembangan.

#### 4.1 PENENTUAN VOLUME CADANGAN

Menentukan volume cadangan gas dengan terlebih dahulu membuat model geologi dari setiap struktur berdasarkan peta, informasi geologi dan geofisik yang kemudian dikorelasikan dengan data seismik seperti Gambar 4.1. Setelah dibuat model geologinya kemudian dilakukan perhitungan cadangan secara volumetrik untuk menentukan cadangan *Proven*, *Probable* dan *Possible*.



Gambar 4.1 Korelasi Struktur Formasi Binio di Lapangan Segat.

Sumur Segat-2, 3, dan 4 di Lapangan Gas Segat merupakan sumur yang telah dibor sebagai sumur eksplorasi untuk membuktikan dan mengetahui keberadaan serta luasan wilayah penyebaran hidrokarbon. Dari ketiga sumur tersebut setelah dilakukan korelasi terhadap masing-masing struktur diketahui bahwa Sumur Segat-2, 3 dan 4 berada pada struktur formasi Binio dengan beberapa lapisan reservoir antara lain B1a, B2a, B2b, B3a, B4b, B5a, B6a, B6b, dan B6eq seperti terlihat pada Gambar 4.1. Dengan persamaan (4.1) dapat diperoleh OGIP dengan *Recovery Factor* (RF) dari hasil tes terhadap sumur.

$$EUR_{GAS} = 43560 \frac{Ah\Phi(1-S_{wi})}{B_{gi}} RF \quad (4.1)$$

Tabel 4.1 Penghitungan Volumetrik Cadangan Gas di Lapangan Segat.

Segat  
1P

Formation	Reservoir	Area (km <sup>2</sup> )	Thickness (m)	Porosity (v/v)	Saturation (v/v)	1/Bg	OGIP (Bcf)	Recovery	Reserves (Bcf)
Binio	B1a	13.11	1.45	0.22	0.19	30.80	3.64	0.70	2.55
	B2a	17.69	6.65	0.37	0.11	30.80	42.13	0.70	29.49
	B2b	6.98	0.84	0.34	0.16	30.80	1.82	0.70	1.27
	B3a	17.28	2.23	0.33	0.17	39.70	14.73	0.70	10.31
	B4a	4.38	1.11	0.44	0.11	42.50	2.86	0.65	1.86
	B4b	18.24	0.40	0.39	0.15	42.50	3.61	0.65	2.35
	B5a	20.29	3.41	0.34	0.14	51.00	36.29	0.70	25.40
	B6a	5.53	1.22	0.31	0.21	53.10	3.07	0.70	2.15
	B6b	13.81	1.31	0.26	0.22	53.10	6.92	0.70	4.84
B6eq	16.91	4.40	0.28	0.28	58.00	30.24	0.55	16.63	
<b>sub-Total</b>							<b>145.31</b>		<b>94.31</b>

2P

Formation	Reservoir	Area (km <sup>2</sup> )	Thickness (m)	Porosity (v/v)	Saturation (v/v)	1/Bg	OGIP (Bcf)	Recovery	Reserves (Bcf)
Binio	B1a	19.41	2.59	0.25	0.21	30.80	5.39	0.75	4.04
	B2a	19.42	8.84	0.36	0.13	30.80	46.28	0.75	34.71
	B2b	19.42	2.42	0.31	0.20	30.80	5.08	0.75	3.81
	B3a	36.36	3.75	0.33	0.19	39.70	31.00	0.75	23.25
	B4a	33.29	1.85	0.38	0.15	42.50	21.88	0.75	16.41
	B4b	34.21	0.97	0.31	0.21	42.50	6.77	0.75	5.08
	B5a	40.62	3.89	0.33	0.16	51.00	80.26	0.80	64.21
	B6a	31.26	2.30	0.19	0.24	53.10	19.97	0.80	15.98
	B6b	21.98	2.06	0.27	0.26	53.10	16.83	0.80	13.46
B6eq	17.82	9.64	0.27	0.29	58.00	67.98	0.60	40.79	
<b>sub-Total</b>							<b>296.05</b>		<b>217.69</b>

3P

Formation	Reservoir	Area (km <sup>2</sup> )	Thickness (m)	Porosity (v/v)	Saturation (v/v)	1/Bg	OGIP (Bcf)	Recovery	Reserves (Bcf)
Binio	B1a	21.13	2.59	0.25	0.21	30.80	11.81	0.80	9.45
	B2a	21.13	8.84	0.36	0.13	30.80	63.10	0.80	50.48
	B2b	21.13	2.42	0.31	0.20	30.80	13.92	0.80	11.14
	B3a	48.04	3.75	0.33	0.19	39.70	67.22	0.85	57.14
	B4a	41.40	1.85	0.38	0.15	42.50	37.19	0.85	31.61
	B4b	41.40	0.97	0.31	0.21	42.50	14.71	0.85	12.50
	B5a	50.35	3.89	0.33	0.16	51.00	97.79	0.80	78.23
	B6a	37.57	2.30	0.19	0.24	53.10	23.99	0.90	21.59
	B6b	46.40	2.06	0.27	0.26	53.10	35.52	0.90	31.97
B6eq	22.72	9.64	0.27	0.29	58.00	86.71	0.65	56.36	
<b>sub-Total</b>							<b>451.96</b>		<b>351.02</b>

Perkiraan kemampuan sumur dikategorikan berdasarkan cadangan. Tabel 4.1 menampilkan *Original Gas In Place* (OGIP) dan *Recovery Factor* (RF) dari Lapangan Segat berdasarkan lapisan reservoirnya. Dalam penelitian ini akan diambil data dengan skenario *most likely* (90%P1+50%P2) seperti terlihat pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 OGIP dan *Reserve* Lapangan Segat

	Proven (IP)	Most Likely (90%P1+50%P2)	Proven+Probable (2P)
OGIP (BCF)	145.3	206.2	296.0
Reserve (BCF)	94.3	146.5	217.6

Skenario *most likely* diambil dengan memperhitungkan tingkat keyakinan dan perkiraan yang selalu hampir mendekati kenyataan dan yang umum digunakan oleh Pemerintah dalam hal ini BPMIGAS untuk menentukan besarnya cadangan gas jual.

#### 4.2 ANALISA KOMPOSISI DAN KARAKTERISTIK HIDROKARBON

Lapangan Segat memiliki gas dengan nilai komposisi *methane* yang tinggi dengan sedikit sekali komposisi *ethane* dan *propane*. Komposisi gas secara umum didominasi oleh *methane* sekitar 97,75-98,99%, Nitrogen kurang dari 3% dan tidak terdeteksi adanya komposisi H<sub>2</sub>S danb CO<sub>2</sub> pada saat dilakukan pengujian komposisi gas. Selain itu, gas juga memiliki heating value berkisar antara 992-1009 BTU seperti terlihat pada Tabel. 4.3. Komposisi gas yang rendah akan kandungan H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> menyebabkan fasilitas pengolahan gas di permukaan sangat sederhana.

Sebagai acuan adalah Sumur Segat-3, ini dikarenakan Sumur Segat-3 berada tepat di tengah-tengah Lapangan Segat dengan kemungkinan kepastian keberadaan gas yang tinggi. Tabel 4.4 menampilkan hasil DST sumur Segat-3, dari hasil pengetesan tersebut diperoleh data tekanan formasi sumur berkisar antara 470-904 psia dengan laju alir dari tiap lapisan bervariasi mulai dari 3 MMSCFD hingga

10,4 MMSCFD. Tabel 4.5 menampilkan perkiraan besar tekanan gas di reservoir sumur Segat-2, 3, dan 4.

Table 4.3 Komposisi gas di Lapangan Gas Segat. <sup>[17]</sup>

Component	Cylinder No.S6-68725		Cylinder No.A9226	
	Mole Percent	GPM	Mole Percent	GPM
Hidrogen Sulfida	0.00		0.00	
Carbon Dioxide	0.00		0.00	
Nitrogen	0.70		2.14	
Methane	98.99		97.75	
Ethane	0.21	0.06	0.10	0.03
Propane	0.07	0.02	0.01	0.00
Iso-Butane	0.02	0.01	0.00	0.00
N-Butane	0.01	0.00	0.00	0.00
Iso-Pentane	0.00	0.00	0.00	0.00
N-Pentane	0.00	0.00	0.00	0.00
Hexane	0.00	0.00	0.00	0.00
Heptane plus	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	100.00	0.09	100.00	0.03

Component	Cylinder No.S6-68725	Cylinder No.A9226
Gas gravity	0.5600	0.5630
GHV (BTU)	1009.00	992.00

Tabel 4.4 Drill Stem Test (DST) Sumur Segat-3.

		DST-1A	DST-2	DST-3	DST-4	DST-5
Date		Sep 28 to Oct 2	Oct 3-7	Oct 7-9	Oct 10-11	Oct 12-14
Formation		Binio-X4	Binio 5a	Binio 4a	Binio 3a	Binio 2a
Datum	m RT	546 m	455 m	400 m	370 m	325 m
Perforation Interval (gross)	m RT	545-560 m	452-458 m	390-402 m	364-376 m	322-339.5 m
Formation Pressure (RFT)		904 psia	829 psia	695 psia	651 psia	470-480 psia
Formation Temperature (DST)		75°C	64°C	55°C	52°C	49°C
Gauges Run		4 x WCQR	4 x WCQR	4 x WCQR	4 x WCQR	4 x WCQR
Depth of upper gauges	m RT	486.8	415.2	359.2	331.4	290.3
Depth of lower gauges	m RT	537.7	426.7	370.7	301.8	301.8
<b>Operations Summary :</b>						
Initial flow period	hrs	0.4	0.5	0.7	1.5	1.2
Initial shut-in	hrs	1.9	2.5	2.7	4.5	3.5
Main flow period	hrs	29.5	22.0	12.0	8.0	8.0
Final Rate	MMscf/d	10.4	14.5	3	4.9	7.9
Main build-up	hrs	22.0	20.0	14.5	14.0	12.8
Isochronal periods	hrs	3 x 3/3, 8/8	3 x 3/3, 8/8	-	-	-
Flow-after-flow periods	hrs	-	-	-	-	4 x 2 hrs
<b>Petrophysical Assumptions :</b>						
Net Pay		7.0 m	3.3 m	2.5 m	4.6 m	11.6
Porosity		20%	25%	18%	20%	28%
Sw		40%	40%	40%	40%	35%
<b>Interpretation Results :</b>						
Model		Radial, homogeneous. Infinite acting.	Radial composite. Single fault.	Radial, homogeneous. Single fault.	Radial composite.	Radial, homogeneous. Single fault.
Permeability-thickness	mD-m	1960	25200	170	-	-
Permeability	mD	280	7600	68	-	-
Darcy skin, S		+8.8	+1.9	-1.6	-0.8	+2.3
Rate dependent skin, D	MMscf/d	0.51	0.69	0	0	0.11
C	MMscf/d/psi <sup>2</sup>	1.9(10 <sup>-4</sup> )	7.1(10 <sup>-5</sup> )	-	-	7.4(10 <sup>-4</sup> )
n		0.85	0.72	-	-	0.87
AOF	MMscf/d	20	112	-	-	35

Tabel 4.5 Estimasi Tekanan Sumur Segat-2, 3, dan 4.

Sand	Segat-2		Segat-3		Segat-4	
	Kedalaman (ft.BRT)	Tekanan (psia)	Kedalaman (ft.BRT)	Tekanan (psia)	Kedalaman (ft.BRT)	Tekanan (psia)
B-1b					1147	481
B-2a	1113	499	1058	480	1170	491
B-3a	1262	655	1221	651		
B-4a	1344	699	1302	695		
B-5a	1551	819	1487	829	1616	842
B-5b	1573	829				
B-5c	1662	850				
B-6a			1564	807		
B-6b			1622	832		
B-6eq			1788	904	1920	917

### 4.3 PENENTUAN PEMBORAN SUMUR GAS

Pemboran dilakukan untuk memaksimalkan informasi dari Lapangan Segat dan memaksimalkan pengurusan cadangan gas dengan menentukan jumlah sumur yang akan diproduksi.

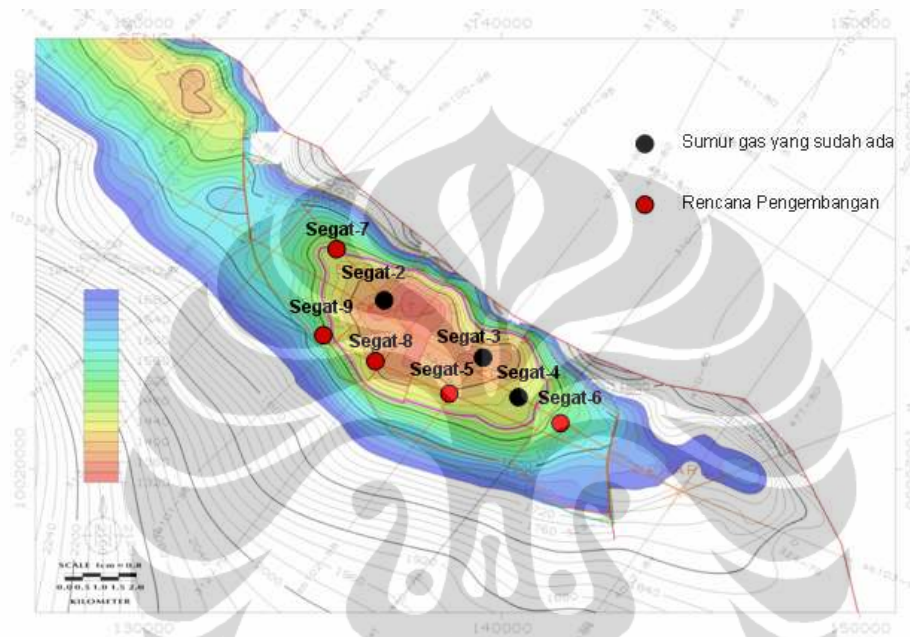
Sebelum pemboran sumur dilakukan perlu dipersiapkan beberapa kegiatan penunjang antara lain persiapan lahan, jalan akses masuk ke lokasi pemboran, desain sumur dan kompleksi untuk menentukan zona yang akan diproduksi, jenis dan kapasitas menara bor (*rig*) yang akan digunakan. Semua adalah untuk mengestimasi jadwal dan memperkirakan biaya selama pemboran dan kompleksi, baik itu biaya material dan biaya jasa pemboran.

Pemboran sumur gas di Lapangan Segat menggunakan *rig* darat (*onshore*). Sumur yang telah dibor kemudian dilakukan kompleksi atau kerja ulang yang merupakan kegiatan untuk melengkapi sumur dengan peralatan standar hingga siap untuk diproduksi.

Gambar 4.2 menampilkan jumlah sumur yang akan dioperasikan berjumlah delapan sumur yang terdiri dari tiga sumur yang telah dibor namun belum dilakukan kompleksi yaitu Segat-2, Segat-3, dan Segat-4 serta lima sumur yang belum dibor dan belum di kompleksi yaitu Segat-5, Segat-6, Segat-7, Segat-8, dan Segat-9. Penentuan urutan sumur berdasarkan jadwal akan dikembangkannya lapangan gas tersebut. Dimulai dari yang paling urutan yang paling terkecil yang artinya sumur berada pada posisi yang paling diyakini menghasilkan hidrokarbon kemudian urutan selanjutnya semakin melebar untuk memperluas jangkauan

pengurusan sumur sehingga jika pada sumur tersebut menghasilkan hidrokarbon maka jumlah cadangan pada lapangan tersebut semakin bertambah.

Jarak antar sumur diusahakan tidak terlalu dekat untuk menghindari perebutan tekanan dari reservoir itu sendiri. Jika terjadi demikian maka performa sumur akan berkurang.



Gambar 4.2 Rencana Pengembangan Sumur di Lapangan Segat

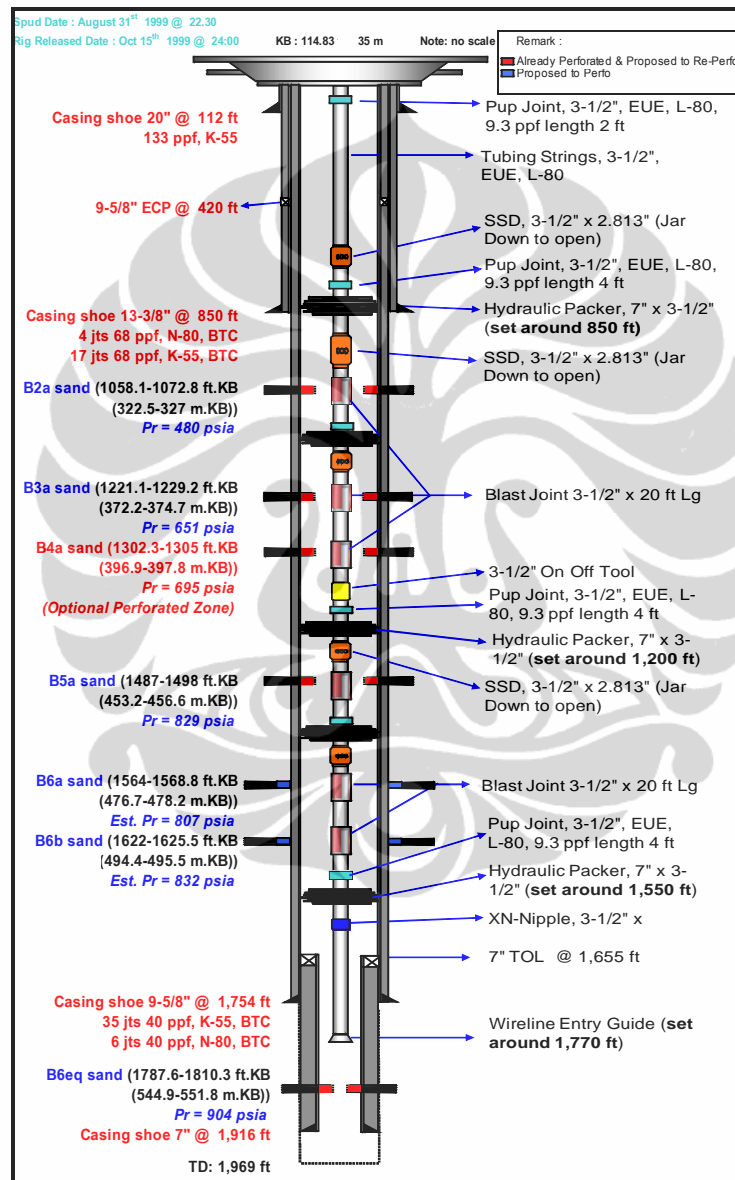
Rencana pengembangan Lapangan Segat diskenariokan menjadi enam skenario dengan tahap pengembangan yang berbeda untuk melihat kemampuan dari reservoir mengalirkan gas dan nilai keekonomiannya terlihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Skenario Pengembangan Lapangan Segat

	<u>Pengembangan 1</u>	<u>Pengembangan 2</u>	<u>Pengembangan 3</u>
<b>Skenario I</b>	Segat-2,3,4,5,6,7,8,9		
<b>Skenario II</b>	Segat-2,3,4,5,6,7	Segat-8,9	
<b>Skenario III</b>	Segat-2,3,4,5,6	Segat-7,8,9	
<b>Skenario IV</b>	Segat-2,3,4,5	Segat-6,7,8,9	
<b>Skenario V</b>	Segat-2,3,4,5	Segat-6,7	Segat-8,9
<b>Skenario VI</b>	Segat-2,3,4	Segat-5,6,7	Segat-8,9



Gambar 4.3 menampilkan jenis peralatan yang akan digunakan untuk kompleksi sumur gas tunggal di Lapangan Segat. Susunan peralatan kompleksi yang akan dipasang di tiap sumur gas di Lapangan Segat hampir sama pada tiap sumur hanya dibedakan berdasarkan jumlah lapisan yang akan diproduksi.



Gambar 4.3 Desain Kompleksi Sumur di Lapangan Segat

Estimasi biaya pemboran untuk jenis pemboran sumur gas di darat berkisar US\$ 2 Juta persumur dan biaya kompleksi sumur atau biaya untuk melengkapi sumur hingga siap untuk diproduksi sebesar US\$ 1,2 Juta per sumur.

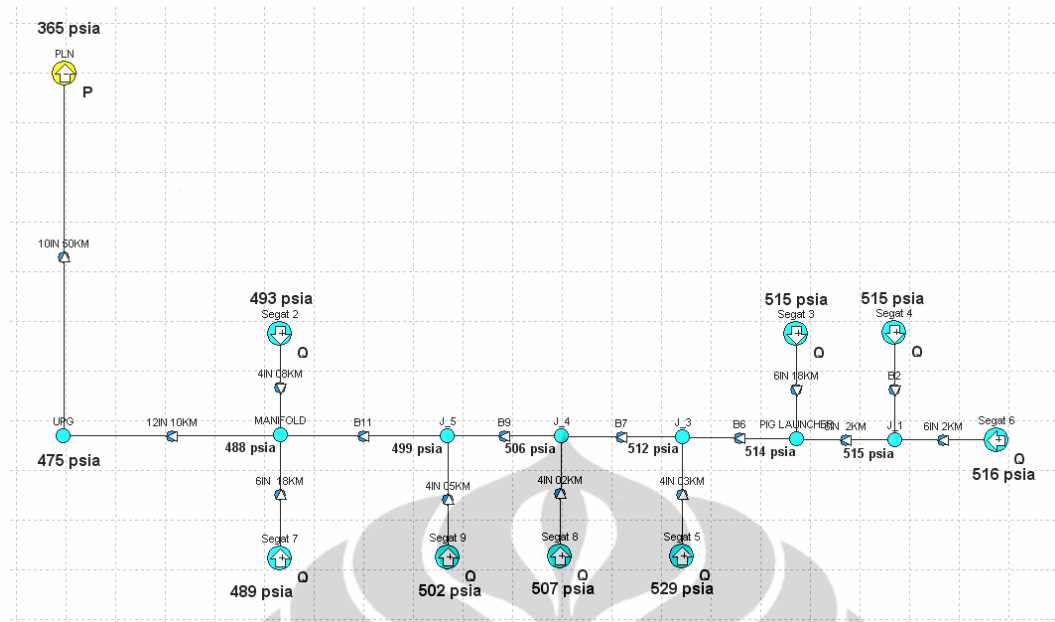
#### 4.4 PERKIRAAN KEMAMPUAN PRODUKSI

Penentuan perkiraan kemampuan produksi dengan melakukan penghitungan dan simulasi terhadap semua data yang berhubungan jumlah sumur, besarnya produksi harian yang diinginkan, tekanan di titik serah gas, usia sumur dan data cadangan gas.

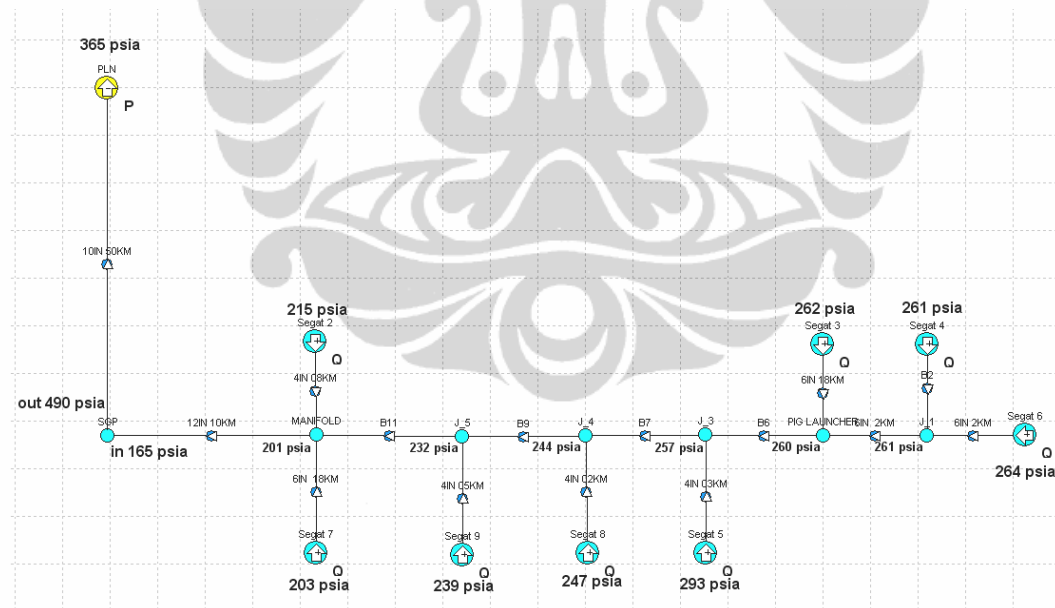
Lapangan Segat diskenariokan mulai berproduksi mulai tahun 2011 dengan kapasitas laju alir 25MMSCFD dengan tekanan di titik serah minimum 300 psig dari total sumur gas berjumlah delapan sumur gas.

Simulasi dilakukan dengan terlebih dahulu menentukan variabel yang diperlukan seperti tekanan pada tiap titik yang utama mengacu kepada tekanan di titik penyerahan gas. Penentuan tekanan gas tiap titik menggunakan *software* Pipesim dengan menarik mundur tekanan dari titik penyerahan gas hingga ke sumur. Tekanan gas di titik penyerahan gas kepada pembeli ditentukan sebesar minimum 300 psig. Simulasi tekanan gas memperhitungkan ukuran dan panjang pipa alir serta pada saat Sumur mengalir secara alami tanpa bantuan kompresor gas dan pada saat sumur dibantu dengan kompresor gas. Tekanan hisap ditentukan sebesar 150 psig di Unit Pengolahan Gas. Gambar 4.4 menampilkan simulasi tekanan dari sumur tanpa bantuan kompresor gas dengan hasil tekanan di sumur terjauh sebesar 516 psia. Sedangkan Gambar 4.5 menampilkan simulasi tekanan gas langsung dari sumur dengan bantuan kompresor gas dengan hasil tekanan gas di sumur terjauh sebesar 264 psia.





Gambar 4.4 Simulasi tekanan gas setiap titik jalur pipa tanpa gas kompresor. [18]



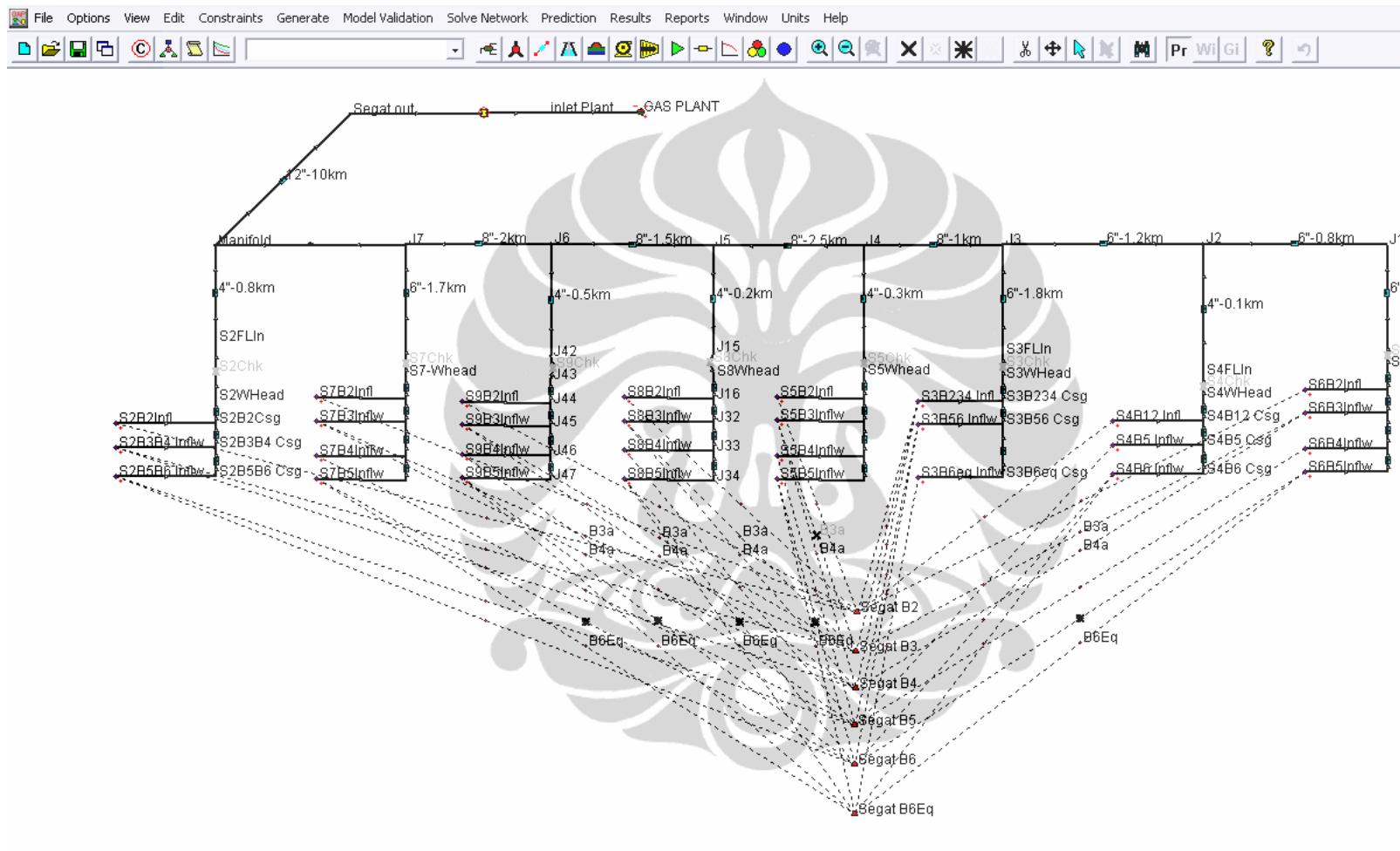
Gambar 4.5 Simulasi tekanan gas setiap titik jalur pipa dengan kompresor gas. [18]

Tekanan tiap titik pipa alir, sumur dan di Unit Pengolahan Gas akan dijadikan inputan kedalam simulasi menggunakan *software* GAP. Dalam Simulasi GAP

dibuat berdasarkan jumlah lapisan reservoir, tekanan sumur, tekanan reservoir dan besarnya cadangan gas yang diperoleh dari perhitungan volumetrik.

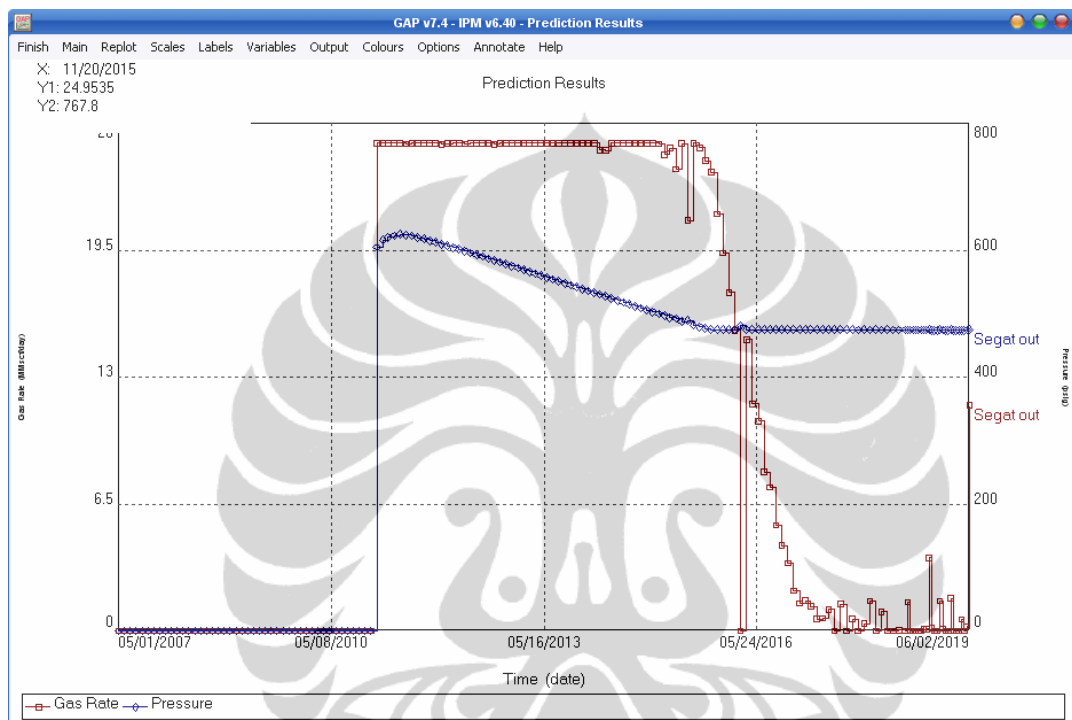
Simulasi dilakukan dengan menentukan jumlah sumur yang akan diproduksi sesuai dengan skenario yang sudah ditentukan sebelumnya. Simulasi dibuat sesuai batasan laju alir 25 MMSCFD dengan tekanan minimum di titik serah gas sebesar 300 psig. Gambar 4.6 menampilkan diagram alir dari tiap sumur gas dengan menghubungkan setiap lapisan reservoir tiap sumur yang saling berhubungan dan juga ukuran serta panjang pipa alir.





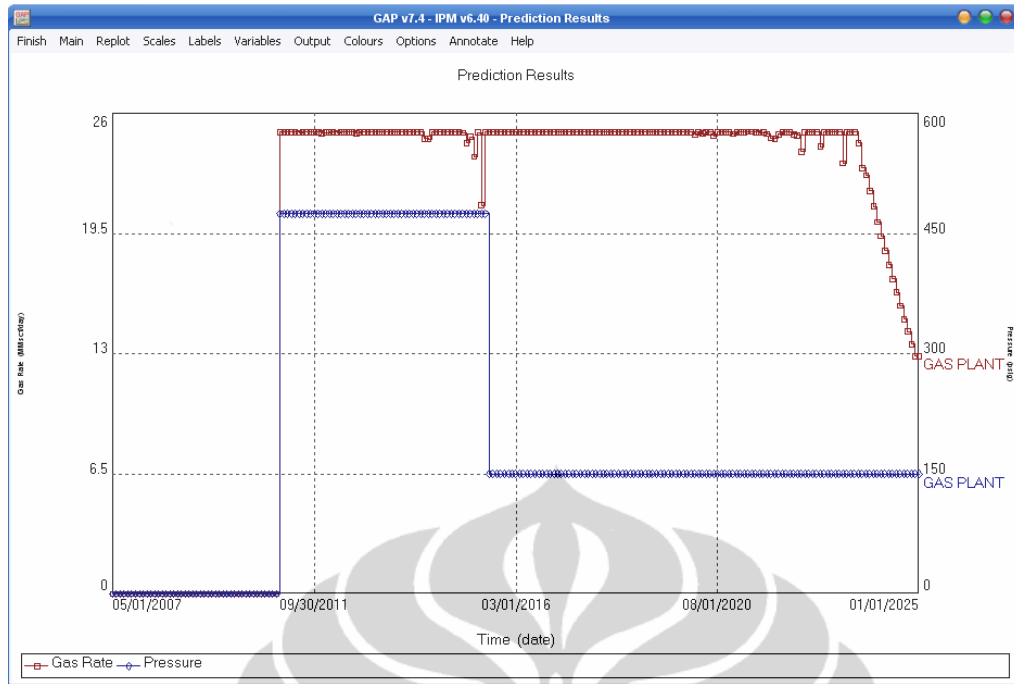
Gambar 4.6 Simulasi Reservoar Lapangan Segat.

Hasil simulasi Skenario I pada Gambar 4.7 menampilkan bahwa dengan dilakukannya pengaktifan delapan sumur gas secara bersamaan pada tahun yang sama dengan tekanan 475 psig di Unit Pengolahan Gas untuk mendapatkan tekanan di titik serah sebesar 300 psig dan laju alir sebesar 25 MMSCFD maka laju alir gas akan mulai menurun di tahun 2015, sehingga tahun 2015 tersebut menjadi acuan bahwa kita harus memasang gas kompresor untuk menaikkan kembali laju alir pada keadaan 25 MMSCFD.



Gambar 4.7 Hasil simulasi reservoir Skenario I di Lapangan Segat sebelum menggunakan kompresor gas.

Hasil simulasi pada Gambar 4.8 menampilkan bahwa dengan dilakukannya pengaktifan delapan sumur gas secara bersamaan pada tahun yang sama dengan tekanan 475 psig di Unit Pengolahan Gas untuk mendapatkan tekanan di titik serah sebesar 300 psig dan laju alir sebesar 25 MMSCFD dan dipasang gas kompresor pada tahun 2015 dengan menentukan tekanan hisap gas kompresor sebesar 150 psig dan tekanan buang sebesar 475 psig di Unit Pengolahan Gas didapat bahwa laju alir gas sebesar 25 MMSCFD dapat bertahan hingga tahun 2023 dan mulai menurun secara bertahap pada tahun 2023 hingga pada laju alir 13 MMSCFD dan tekanan 300 psig pada tahun 2025.



Gambar 4.8 Hasil simulasi reservoir Skenario I di Lapangan Segat menggunakan gas kompresor.

Hasil simulasi setiap skenario dapat dilihat pada Tabel 4.7. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa kebutuhan akan gas kompresor hampir sama untuk setiap skenario yaitu pada tahun 2015 dan hanya berbeda sekitar satu bulan. Cadangan gas mengalami waktu penurunan yang sama untuk semua skenario yaitu di September 2023.

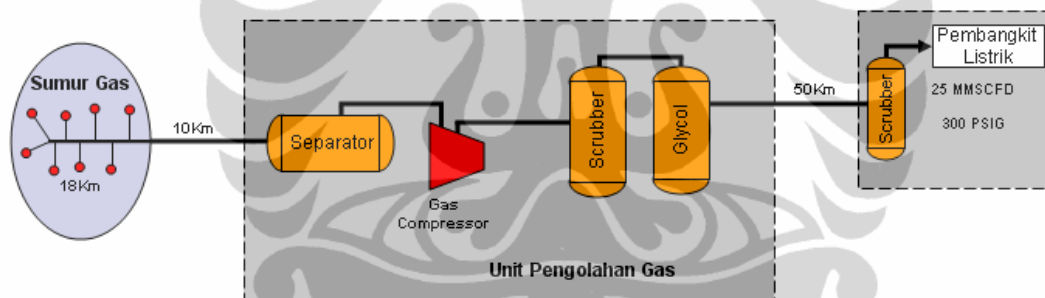
Tabel 4.7 Hasil Simulasi Reservoir Setiap Skenario di Lapangan Segat

	Pemboran Tahap 1.	Pemboran Tahap 2.	Pemboran Tahap 3.	Pemboran Tahap 4.	Kebutuhan Gas Kompresor	Laju Alir Gas Mulai Menurun
<b>Tahun</b>	<b>2010</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>		
<b>Skenario I</b>	8 Sumur (Desember)				September 2015	September 2023
<b>Skenario II</b>	6 Sumur (Desember)			2 Sumur (Juni)	September 2015	September 2023
<b>Skenario III</b>	5 Sumur (Desember)			3 Sumur (Januari)	September 2015	September 2023
<b>Skenario IV</b>	4 Sumur (Desember)		4 Sumur (Oktober)		September 2015	September 2023
<b>Skenario V</b>	4 Sumur (Desember)		2 Sumur (Oktober)	2 Sumur (Agustus)	Oktober 2015	September 2023
<b>Skenario VI</b>	3 Sumur (Desember)	3 Sumur (Desember)		2 Sumur (Agustus)	Oktober 2015	September 2023

#### 4.5 FASILITAS PRODUKSI

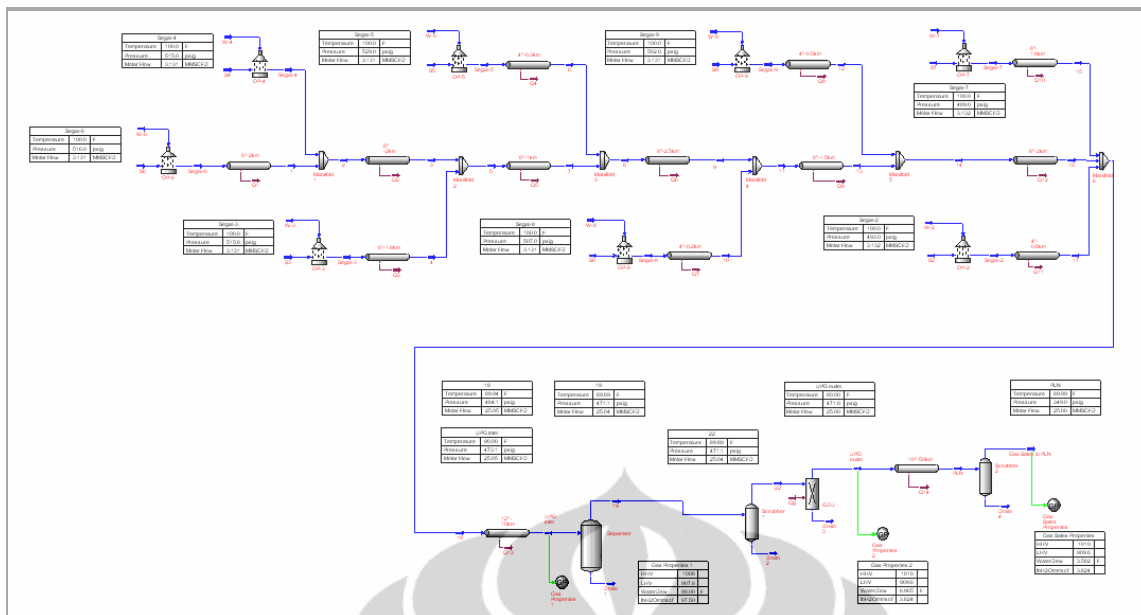
Fasilitas di permukaan di desain berdasarkan karakteristik dan spesifikasi gas yang ada dimulai dari desain ukuran pipa alir dari sumur menuju unit pengolahan gas, desain fasilitas unit pengolahan gas hingga ke stasiun penerimaan gas. Topografi lingkungan secara umum adalah daerah perkebunan dan rawa, dengan jalan yang masih belum terbentuk.

Simulasi menggunakan *software* Hysys dan Pipesim dengan memasukkan komposisi gas, tekanan, temperatur dari sumur hingga ke titik penyerahan gas. Dari hasil simulasi ini akan didapat kapasitas power dari gas kompresor dalam satuan *horsepower* dan pemilihan ukuran pipa untuk menghitung *pressure drop* tekanan sepanjang pipa. Biaya pembangunan pipa alir yang sangat berpengaruh terhadap total biaya investasi dalam pengembangan Lapangan Segat adalah pipa sepanjang 10 km dari *manifold* sumur hingga ke Unit Pengolahan Gas dan pipa alir sepanjang 50 km dari Unit Pengolahan Gas hingga ke PLN seperti terlihat pada Gambar 4.9.



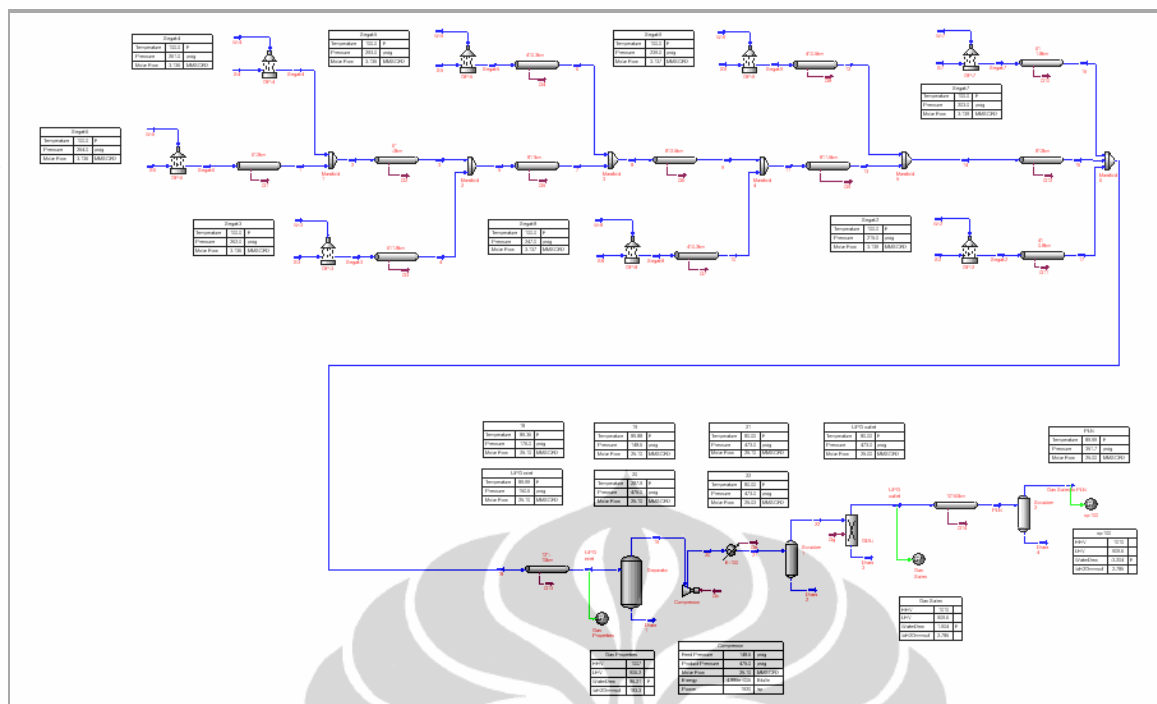
Gambar 4.9 Diagram alir proses transportasi gas Lapangan Segat.

Dari hasil simulasi seperti pada Gambar 4.10 dan 4.11 didapat bahwa jika pipa alir sepanjang 10 km tanpa kompresor gas dengan tekanan di sumur sekitar 500 psig menggunakan pipa berukuran 10 inch maka *pressure drop* yang terjadi sebesar 25 psig sedangkan jika menggunakan pipa berukuran 12 inch maka *pressure drop* hanya sebesar 11 psig. Dalam hal jika pipa alir sepanjang 10 km menggunakan kompresor gas dengan tekanan di sumur berkisar antara 250 psig menggunakan pipa berukuran 10 inch maka *pressure drop* yang timbul sebesar 70 psig dan daya gas kompresor yang dibutuhkan sebesar 2594 HP sedangkan jika menggunakan pipa berukuran 12 inch maka *pressure drop* hanya sebesar 25 PSI dan daya gas kompresor yang dibutuhkan sebesar 1920 HP.



Gambar 4.10 Hasil simulasi fasilitas produksi tanpa gas kompresor di Lapangan Segat.





Gambar 4.11 Hasil simulasi fasilitas produksi dengan kompresor gas di Lapangan Segat

Persamaan (4.2) dan (4.3) untuk penghitungan pembangunan pipa dan pemasangan kompresor gas:

Biaya pembangunan pipa alir <sup>[5]</sup> :

$$C_P = 350.000 + 871.000.d \quad (4.2)$$

$C_P$  : Biaya investasi pipa, US\$/km

$d$  : diameter pipa, meter

Biaya investasi pipa meliputi biaya ROW, pipa, *engineering*, dan tenaga kerja.

Biaya gas kompresor <sup>[5]</sup> :

$$C_C = 2.970.000 + 1.120P \quad (4.3)$$

$C_C$  : Biaya investasi kompresor gas, US\$

$P$  : Daya gas kompresor, *horsepower*

Biaya investasi kompresor gas meliputi biaya kompresor gas, *engineering*, dan pemasangan.

Tabel 4.8 menampilkan perbedaan biaya yang harus dikeluarkan jika akan membangun pipa sepanjang 10 km dengan menggunakan pipa berukuran 10inch dan 12 inch serta membandingkan dengan biaya pemasangan gas kompresor disesuaikan dengan kedua ukuran pipa tersebut. Dengan membandingkan selisih biaya, untuk membangun pipa 10km dengan ukuran 10inch dan 12inch selisih biaya pemasangan kedua ukuran pipa tersebut adalah sebesar US\$ 436.000 sedangkan jika memasang kompresor gas untuk menyesuaikan kedua ukuran pipa tersebut memberikan selisih biaya yang dikeluarkan sebesar US\$ 755.000. Maka lebih menguntungkan membangun pipa berukuran 12inch daripada pipa berukuran 10inch untuk pipa sepanjang 10km. Untuk pipa 50km jika membangun pipa 10inch dibandingkan dengan membangun pipa 12 inch diperlukan biaya tambahan sebesar US\$ 2.177.500, sedangkan biaya pemasangan gas kompresor untuk

mengakomodir pipa 12inch hanya menghemat US\$ 334.880. Sehingga lebih dipilih membangun pipa sepanjang 50km dengan ukuran pipa 10inch.

Tabel 4.8 Perbandingan biaya pemasangan pipa dan gas kompresor.

**Pembangunan Pipa 10KM**

Diameter Pipa Inch	Diameter Pipa m	Panjang Pipa Km	Biaya US\$
10	0.25	10	5,677,500
12	0.3	10	6,113,000
<b>Selisih</b>			<b>435,500</b>

**Pemasangan Gas Kompresor**

Psuction PSI	Pdischarge PSI	Daya HP	
(pipa 12") 150	475	1920	5,120,400
(pipa 10") 103	475	2594	5,875,280
<b>Selisih</b>			<b>754,880</b>

**Pembangunan Pipa 50KM**

Diameter Pipa Inch	Diameter Pipa m	Panjang Pipa Km	Biaya US\$
10	0.25	50	28,387,500
12	0.3	50	30,565,000
<b>Selisih</b>			<b>2,177,500</b>

**Pemasangan Gas Kompresor**

Psuction PSI	Pdischarge PSI	Daya HP	
(pipa 10") 150	475	1920	5,120,400
(pipa 12") 150	405	1621	4,785,520
<b>Selisih</b>			<b>(334,880)</b>

#### 4.6 KEEKONOMIAN

Evaluasi nilai keekonomian dengan melakukan perhitungan hingga mendapatkan nilai indikator keuntungan untuk menentukan skenario yang paling menarik dan menguntungkan untuk pengambilan keputusan.

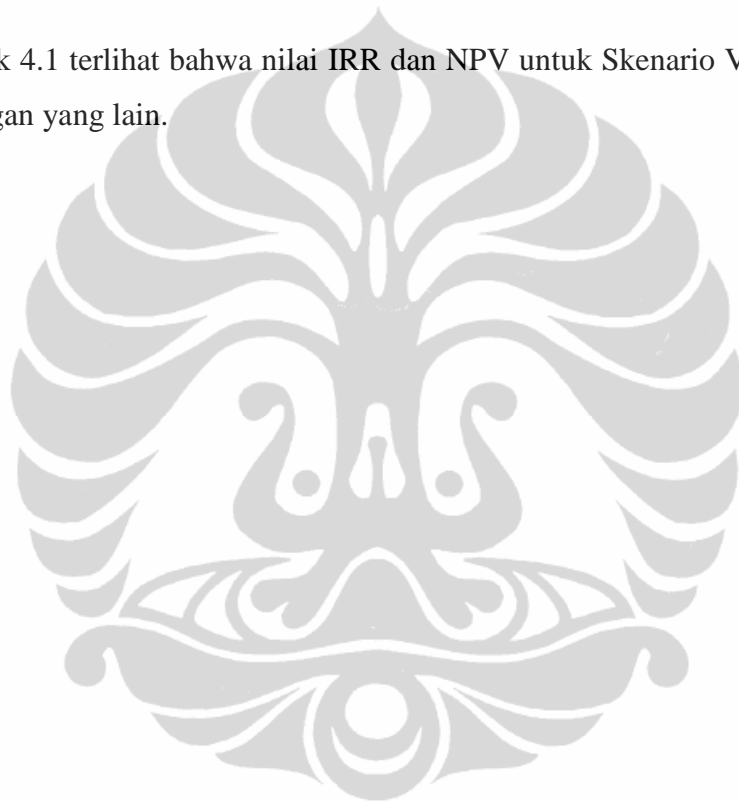
Indikator keuntungan tersebut adalah:

1. Rate of Return (IRR)
2. Net Present Value (NPV)
3. Government of Indonesia Take (GOI)

Perhitungan keekonomian untuk Skenario VI dapat dilihat pada Tabel 4.9. Nilai keekonomian dari Lapangan Segat berdasarkan skenario dapat dilihat pada Tabel 4.10.

Skenario VI memberikan nilai keekonomian yang paling menarik dibandingkan dengan skenario yang lain dan kecenderungan nilai keekonomian semakin menarik dari Skenario I menuju ke Skenario VI. Skenario VI memberikan nilai NPV sebesar US\$ 59,75 juta untuk Kontraktor Migas dengan IRR sebesar 38% tertinggi diantara skenario lain hingga mendekati target IRR yang ditargetkan sebesar 40% dan juga waktu pengembalian uang (POT) yang paling cepat, hanya 2,19 tahun.

Pada Grafik 4.1 terlihat bahwa nilai IRR dan NPV untuk Skenario VI lebih tinggi dibandingkan dengan yang lain.

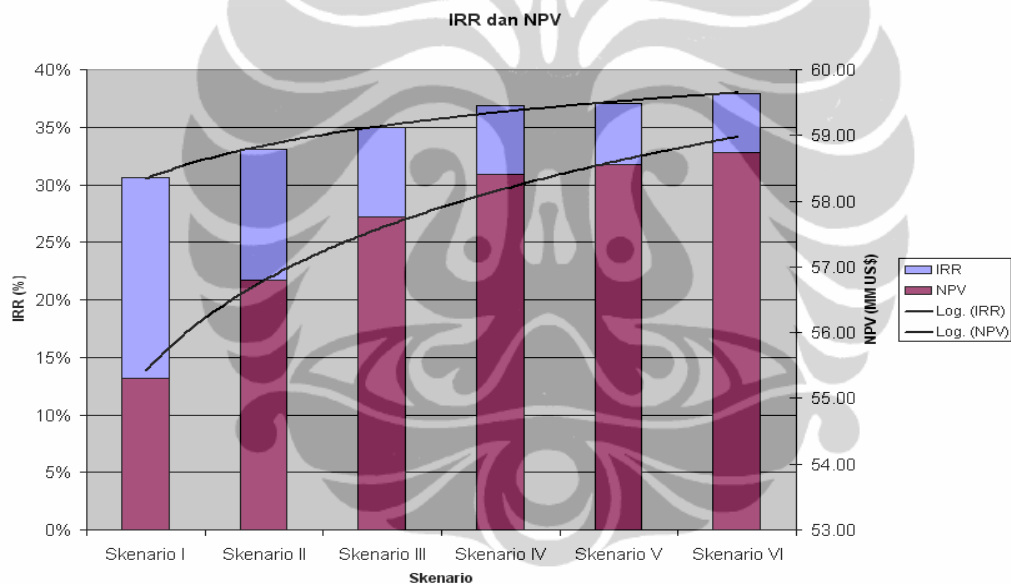


Tabel 4.9 Perhitungan keekonomian Skenario VI.

IN (US\$, '000)	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
<b>DAILY PRODUCTION</b>			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	10.4
<b>ANNUAL LIFTING</b>			8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	8,750	3,646
<b>PRICE</b>			5.00	5.15	5.30	5.46	5.63	5.80	5.97	6.15	6.33	6.52	6.72	6.72
<b>GROSS REVENUE</b>			43,750	45,063	46,414	47,807	49,241	50,718	52,240	53,807	55,421	57,084	24,498	526,043
FTP (First Tranche Petroleum)	20%		8,750	9,013	9,283	9,561	9,848	10,144	10,448	10,761	11,084	11,417	4,900	105,209
Gross Revenue After FTP			35,000	36,050	37,132	38,245	39,393	40,575	41,792	43,046	44,337	45,667	19,599	420,835
Investment Credit			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investment Credit Recovered			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Available for Cost Recovery			35,000	36,050	37,132	38,245	39,393	40,575	41,792	43,046	44,337	45,667	19,599	420,835
<b>COST RECOVERY</b>														
Beginning Unrecovered Cost	20,000	20,000	24,691	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64,691
Add - current year cost :														
Operating Cost			2,171	2,237	2,304	2,519	2,584	2,943	3,032	3,123	3,216	3,313	3,412	1,464
Non Capital Cost			2,520	-	-	7,680	-	5,120	-	-	-	-	-	15,320
Depreciation			4,451	4,006	4,089	3,690	3,983	3,585	3,226	22,063	697	2,710	3,564	56,054
Interest Cost Recovery			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL COST RECOVERY</b>	20,000	24,691	31,379	6,309	14,288	6,274	12,046	6,616	6,349	25,279	4,010	6,123	5,028	168,394
<b>TOTAL RECOVERED</b>			31,379	6,309	14,288	6,274	12,046	6,616	6,349	25,279	4,010	6,123	5,028	123,702
Gas Revenue used as Oil Cost Recovery			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost Recovery from Oil Revenue			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EQUITY TO BE SPLIT</b>														
Indonesia Share :			3,621	29,741	22,844	31,971	27,347	33,958	35,443	17,786	40,327	39,544	14,570	297,132
FTP			3,702	3,813	3,927	4,045	4,167	4,292	4,420	4,553	4,689	4,830	2,073	44,511
Equity Share			1,532	12,583	9,665	13,526	11,570	14,367	14,995	7,517	17,061	16,730	6,164	125,710
DMO			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxes			3,426	10,732	8,897	11,501	10,300	12,213	12,708	7,900	14,237	14,112	5,392	111,418
<b>TOTAL INDONESIA SHARE</b>			8,660	27,127	22,489	29,073	26,036	30,871	32,124	19,969	35,988	35,673	13,629	281,639
Contractor Shares :														
FTP Share			5,048	5,200	5,356	5,516	5,682	5,852	6,028	6,208	6,395	6,587	2,827	60,697
Investment Credit			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equity Share	57.69%		2,089	17,158	13,179	18,445	15,777	19,591	20,448	10,250	23,266	22,814	8,406	171,423
less: DMO			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
add: DMO fee			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxable Income			6,137	22,358	18,535	23,961	21,459	24,443	26,476	16,458	29,660	29,401	11,233	230,120
Government Tax Entitlement	48.00%		(3,426)	(10,732)	(8,897)	(11,501)	(10,300)	(12,213)	(12,708)	(7,900)	(14,237)	(14,112)	(5,392)	(111,418)
Net Contractor Share			3,711	11,626	9,638	12,460	11,158	13,231	13,767	8,558	15,423	15,288	5,841	120,702
Total Cost Recovery			31,379	6,309	14,288	6,274	12,046	6,616	6,349	25,279	4,010	6,123	5,028	123,702
<b>TOTAL CONTRACTOR SHARE</b>			35,090	17,935	23,926	18,734	23,205	19,847	20,116	33,838	19,433	21,411	10,869	244,404
<b>LESS - EXPENDITURES</b>														
<b>1. OPEX :</b>														
Fixed Opex			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variable Opex			(2,171)	(2,237)	(2,304)	(2,519)	(2,594)	(2,943)	(3,032)	(3,123)	(3,216)	(3,312.9)	(3,412.2)	(1,464.4)
<b>Total Opex</b>			(2,171)	(2,237)	(2,304)	(2,519)	(2,594)	(2,943)	(3,032)	(3,123)	(3,216)	(3,313)	(3,412)	(1,464)
<b>2. CAPEX :</b>														
- Drilling Intangible			(2,520)	-	(7,680)	-	(5,120)	-	-	-	-	-	-	(15,320)
- Drilling Tangible			(1,080)	-	(1,920)	-	(1,280)	-	-	-	-	-	-	(4,280)
- Facilities			(43,428)	-	(2,919)	-	(5,426)	-	-	-	-	-	-	(51,774)
Gas Compressor			-	-	-	-	(5,120)	-	-	-	-	-	-	(5,120)
- Others			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Capex</b>			(47,028)	-	(12,519)	-	(11,826)	-	-	-	-	-	-	(71,374)
<b>TOTAL EXPENDITURES</b>			(49,200)	(2,237)	(15,038)	(2,594)	(14,770)	(3,032)	(3,123)	(3,216)	(3,313)	(3,412)	(1,464)	(103,702)
Production Bonus			-	(1,000)	-	-	-	(1,000)	-	-	-	-	-	(2,000)
<b>NET CONTRACTOR'S CASHFLOW</b>			(49,200)	31,854	15,632	8,888	16,140	8,435	15,815	16,993	30,621	16,121	17,999	9,405
			Total Saleable Gas		91.1 BCF	CONTRACTOR		NPV 2010	10%	58.7				
			Gross Revenue		526.0 US\$ MM	IRR			38%	2.19				
			Capex		71.4 US\$ MM	PGT								
			Opex		32.3 US\$ MM	GOVERNMENT		NPV 2010	10%	145.7				
			Cont'r Cash Flow		138.7 US\$ MM									
			Gov't Cash Flow		281.6 US\$ MM									
			% Gov't Take		54%									

Tabel 4.10 Perbandingan keekonomian setiap Skenario.

Indikator Keuntungan		Skenario I	Skenario II	Skenario III	Skenario IV	Skenario V	Skenario VI
Total Gas Jual	BCF	91.15	91.15	91.15	91.15	91.15	91.15
Flow Rate Gas	MMSCFD	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
Harga Gas (eskalasi 3%)	US\$/MMBTU	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Gross Revenue	MM US\$	526.04	526.04	526.04	526.04	526.04	526.04
Capex	MM US\$	71.37	71.37	71.37	71.37	71.37	71.37
Opex	MM US\$	33.01	32.91	32.63	32.20	32.18	32.33
Cash Flow Kontraktor Migas	MM US\$	138.50	138.53	138.61	138.74	138.75	138.75
Cash Flow Pemerintah	MM US\$	281.17	281.23	281.43	281.73	281.74	281.64
Gov't Take	%	53%	53%	53%	54%	54%	54%
NPV Kontraktor Migas	MM US\$	55.30	56.80	57.77	58.41	58.56	58.75
NPV Pemerintah Indonesia	MM US\$	143.46	144.35	144.97	145.52	145.76	145.66
IRR	%	31%	33%	35%	37%	37%	38%
POT	Year	2.70	2.52	2.39	2.20	2.20	2.19



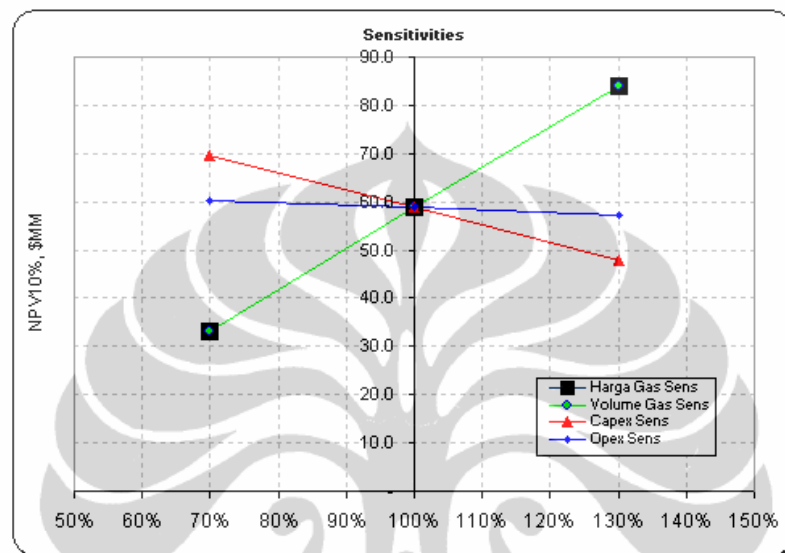
Grafik 4.1 Perbandingan IRR dan NPV setiap skenario.

Walaupun Skenario VI paling menarik daripada skenario yang lain, namun IRR nya belum mencapai target sebesar 40% sehingga diperlukan cara untuk meningkatkan IRR. Cara untuk meningkatkan IRR adalah dengan menaikkan harga gas atau dengan meningkatkan jumlah volume gas yang dialirkan. Untuk menentukan sensitifitas faktor yang mempengaruhi terhadap nilai IRR dan NPV maka dibuat grafik sensitivity. Grafik sensitivity dibuat dengan nilai sensitivitas sebesar 70%, 100% dan 130%. Maksud dari

nilai sensitivitas tersebut adalah untuk mendapatkan deviasi terbesar dari tiap faktor yang akan mempengaruhi peningkatan atau penurunan nilai IRR dan NPV jika terjadi pengurangan atau penambahan nilai biaya serta harga gas dan juga volume gas.

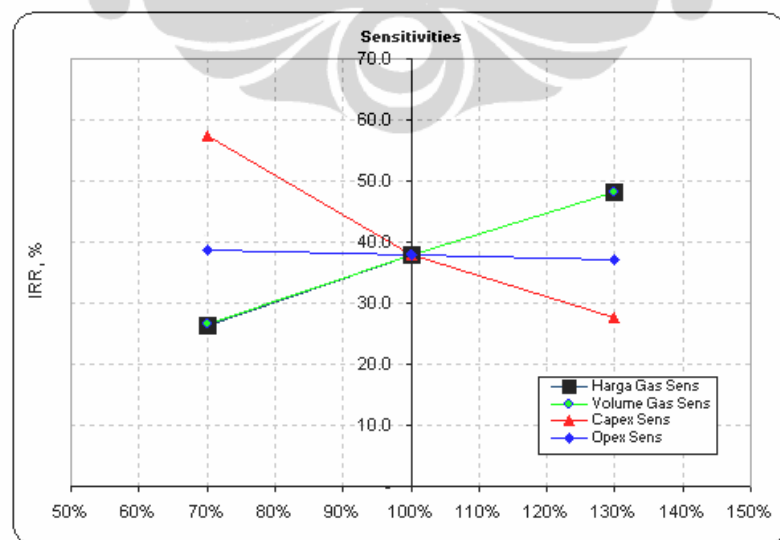
**NPV10%** dalam US\$ juta

Sensitivity	Harga Gas Sens	Volume Gas Sens	Capex Sens	Opex Sens
70%	33.2	33.3	69.5	60.3
Skenario VI 100%	58.7	58.7	58.7	58.7
130%	84.1	84.0	48.0	57.2



**IRR** dalam %

Sensitivity	Harga Gas Sens	Volume Gas Sens	Capex Sens	Opex Sens
70%	26.4	26.5	57.3	38.8
Skenario VI 100%	38.0	38.0	38.0	38.0
130%	48.2	48.2	27.7	37.0



Grafik 4.2 Sensitivitas terhadap NPV dan IRR pada Skenario VI.



Dari Grafik 4.2 dapat diambil kesimpulan bahwa faktor yang sangat berpengaruh terhadap nilai NPV dan IRR adalah harga gas dan volume gas yang dialirkan.

Dari Tabel 4.11 diperoleh nilai untuk menaikkan IRR hingga 40% adalah dengan menaikkan harga jual gas menjadi US\$ 5,33 per MMBTU dari harga gas sebelumnya sebesar US\$ 5,00 per MMBTU.

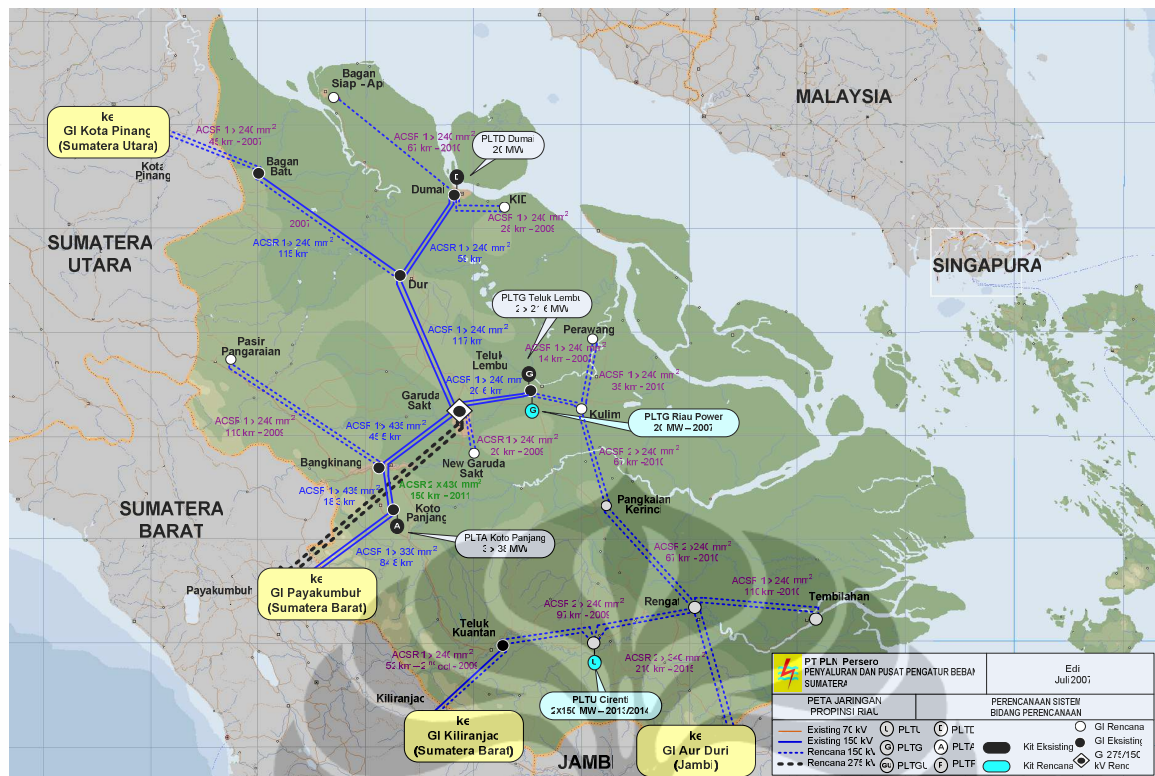
Selain menaikkan harga jual gas, dapat juga menaikkan volume laju alir gas menjadi 26,6 MMSCFD dari volume gas sebelumnya sebesar 25 MMSCFD.

Tabel 4.11 Perbandingan keekonomian setiap skenario perubahan harga dan volume gas.

Indikator Keuntungan		Skenario VI	Skenario VI dengan Perubahan Harga Gas (Target IRR=40%)	Skenario VI dengan Perubahan Volume Gas (Target IRR=40%)
Total Gas Jual	BCF	91.15	91.15	97.13
Flow Rate Gas	MMSCFD	25.00	25.00	26.60
Harga Gas (eskalasi 3%)	US\$/MMBTU	5.00	5.33	5.00
Gross Revenue	MM US\$	526.04	560.69	560.57
Capex	MM US\$	71.37	71.37	71.37
Opex	MM US\$	32.33	32.33	32.33
Cash Flow Kontraktor Migas	MM US\$	138.75	149.10	149.06
Cash Flow Pemerintah	MM US\$	281.64	305.89	305.81
Gov't Take	%	54%	55%	55%
NPV Kontraktor Migas	MM US\$	58.75	64.31	64.29
NPV Pemerintah Indonesia	MM US\$	145.66	158.65	158.60
IRR	%	38%	40%	40%
POT	Year	2.19	2.00	2.00

Biaya investasi yang harus dikeluarkan sangat besar sehingga perlu alternatif lain untuk mengurangi biaya investasi. Biaya yang terbesar adalah biaya untuk pembangunan pipa alir berukuran 10inch sepanjang 50km. Untuk itu perlu dibandingkan biaya yang harus dikeluarkan antara membangun pipa atau membangun transmisi listrik.

Di Propinsi Riau, masih belum terbangun jaringan listrik yang melewati jalur pipa gas. Berdasarkan perencanaan jaringan transmisi listrik PT. PLN (Persero) untuk Propinsi Riau tahun 2007, akan dibangun jalur transmisi listrik sepanjang 67 km yang dekat dengan rencana pembangunan pipa alir seperti terlihat pada Gambar 4.12 . Biaya pembangunan transmisi listrik berkisar antara US\$ 250.000 / Km.<sup>[6]</sup>.



Gambar 4.12 Rencana pengembangan transmisi listrik Propinsi Riau

Dari hasil perhitungan pada Tabel 4.12 diperoleh kesimpulan bahwa biaya akan lebih rendah jika membangun transmisi listrik daripada membangun pipa alir dari Unit Pengolahan Gas ke titik penyerahan gas di PLN.

Tabel 4.12 Perbandingan biaya pembangunan pipa alir dan transmisi listrik.

#### Pembangunan Pipa Alir

Diameter Pipa Inch	Diameter Pipa m	Panjang Pipa Km	Biaya US\$
10	0.25	50	28,387,500

#### Pembangunan Transmisi Listrik

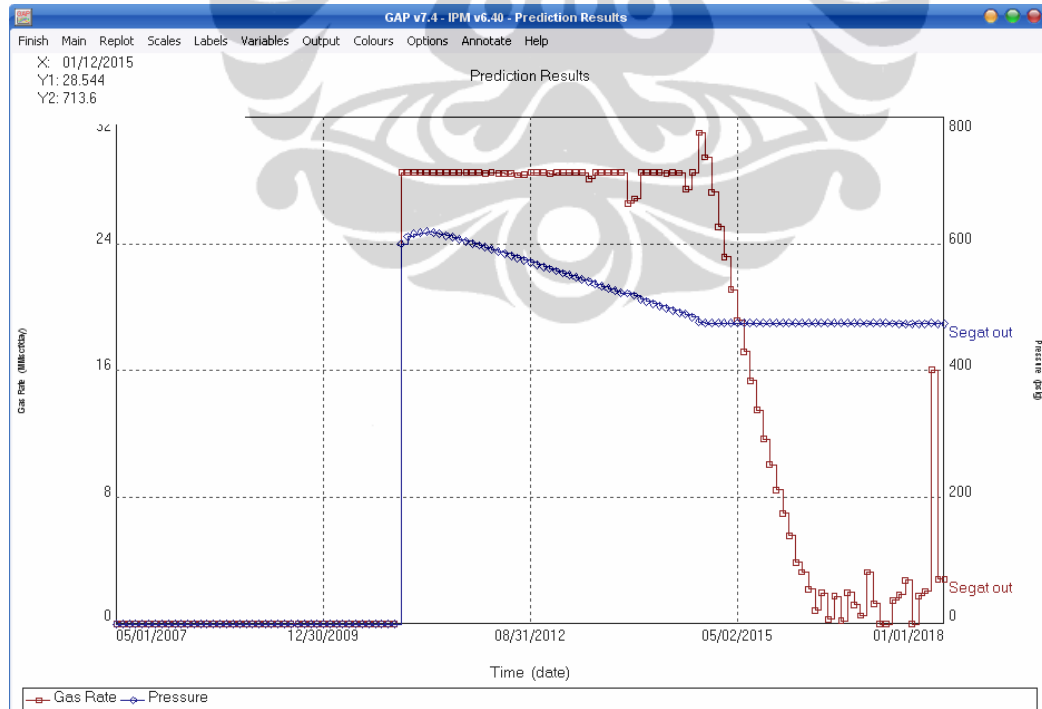
Panjang Transmisi Listrik KM	Biaya per KM US\$	Biaya US\$
67	250,000	16,750,000

Tabel 4.13 menampilkan perbandingan hasil simulasi nilai keekonomian dengan merubah titik serah gas dan mengoptimalkan kemampuan reservoir.

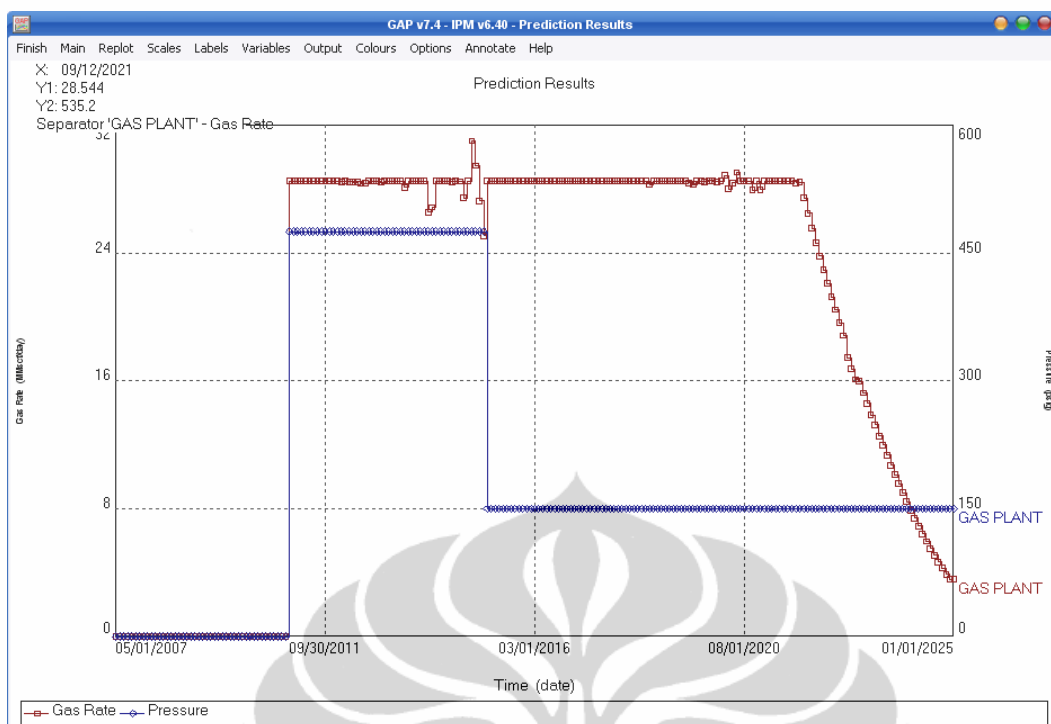
Perubahan titik serah sangat mempengaruhi nilai keekonomian. Dengan variabel sama seperti Skenario VI namun merubah titik serah menjadi di Unit Pengolahan Gas maka harga jual gas turun hingga menjadi US\$ 3,78 per MMBTU dan juga menurunkan NPV untuk Kontraktor Migas namun akan mempercepat pelaksanaan produksi karena proyek dapat dilakukan secara paralel antara produsen gas membangun pipa dan pembeli gas dalam membangun transmisi listrik.

Dengan titik serah yang sama seperti pada Skenario VI dengan harga jual gas US\$ 5,00 per MMBTU dan laju alir 25 MMSCFD namun dengan mengoptimalkan kemampuan reservoir yang sanggup mencapai laju alir 28,5 MMSCFD maka diperoleh nilai IRR sebesar 43% dan peningkatan terhadap NPV yang cukup tinggi.

Kemampuan reservoir sanggup hingga laju alir sebesar 28.5 MMSCFD seperti terlihat pada Gambar 4.13 dan 4.14 sehingga untuk meningkatkan nilai keekonomian setelah dilakukan perubahan titik serah menjadi di Unit Pengolahan Gas maka diperoleh nilai NPV yang lebih tinggi dan peningkatan IRR menjadi 44%.



Gambar 4.13 Hasil simulasi reservoir Lapangan Segat sebelum menggunakan gas kompresor dengan laju alir 28,5MMSCFD.



Gambar 4.14 Hasil simulasi reservoir Lapangan Segat sesudah menggunakan gas kompresor dengan laju alir 28,5MMSCFD.

Dengan mengoptimalkan laju alir maksimum reservoir selama 10 tahun dan merubah titik serah gas menjadi di Unit Pengolahan Gas maka diperoleh nilai keekonomian yang dapat dijadikan alternatif pemilihan skenario penjualan gas.

Tabel 4.13 Perbandingan nilai keekonomian dengan merubah titik serah gas dan mengoptimalkan kemampuan reservoir.

Indikator Keuntungan		Skenario VI	Skenario VI dengan Memaksimalkan Volume Gas dari Reservoir	Skenario VI dengan Merubah Titik Serah Menjadi di Unit Pengolahan Gas	Skenario VI dengan Merubah Titik Serah Menjadi di Unit Pengolahan Gas dan Memaksimalkan Volume Gas dari Reservoir
Total Gas Jual	BCF	91.15	103.91	91.15	103.91
Flow Rate Gas	MMSCFD	25.00	28.50	25.00	28.50
Harga Gas (eskalasi 3%)	US\$/MMBTU	5.00	5.00	3.78	3.78
Gross Revenue	MM US\$	526.04	599.69	397.62	453.28
Capex	MM US\$	71.37	72.35	59.19	59.88
Opex	MM US\$	32.33	32.67	24.35	24.59
Cash Flow Kontraktor Migas	MM US\$	138.75	160.40	106.22	122.64
Cash Flow Pemerintah	MM US\$	281.64	332.27	205.85	244.17
Gov't Take	%	54%	55%	52%	54%
NPV Kontraktor Migas	MM US\$	58.75	70.19	45.79	54.44
NPV Pemerintah Indonesia	MM US\$	145.66	172.89	105.23	125.83
IRR	%	38%	43%	40%	45%
POT	Year	2.19	1.88	1.80	1.60

Pada Tabel 4.13 terlihat bahwa dengan pemindahan titik serah dapat dijadikan alternatif dalam pembahasan perjanjian jual beli gas untuk mempercepat terealisasinya pemanfaatan gas bumi di lapangan gas Segat sebagai bahan bakar turbin pembangkit listrik karena dapat dilakukan secara paralel antara PLN sebagai penyedia turbin pembangkit listrik serta jaringan listrik dan Kontraktor Migas sebagai produsen gas. Juga dapat menurunkan harga gas dari US\$ 5,00 per MMBTU menjadi US\$ 3,78 per MMBTU. Penurunan ini dapat menurunkan biaya yang dikeluarkan oleh PLN dalam hal harga gas namun harus membangun transmisi listrik.

Dengan dialirkannya gas ke pembangkit listrik PLN sebesar 25-28.5 MMSCFD maka daerah Pekanbaru akan mendapatkan suplai listrik sebesar 84-92MW atau dapat menutupi defisit listrik sebesar 61% dari defisit listrik 150MW untuk 10 tahun ke depan.

