

## Analisis Tekno – Ekonomi Pemanfaatan Gas Suar Menjadi LPG di Lapangan XXX Kaltim

Safiq Zulfa Nur Rochmi, Agus Wahyudi dan Akhmad Sofyan  
Sekolah Tinggi Energi dan Mineral Akamigas, Cepu

### ABSTRAK

Tujuan pemanfaatan gas suar untuk Pengurangan import dan subsidi LPG. Secara garis besar terdapat 3 jenis infrastruktur pemanfaatan gas suar yang harus dikembangkan, yaitu Teknologi Gas Pre – Treatment, Teknologi Ekstraksi LPG, dan Moda Distribusi CNG Skala Kecil. Lokasi Kilang LPG yang dipilih sekitar SPU – Anggana dengan pertimbangan dapat diakses oleh kendaraan pengangkut LPG dan CNG. Pemanfaatan gas suar menjadi LPG, memberikan keekonomian yang positif yaitu Dari Perusahaan Swasta, Biaya prasarana pemanfaatan gas suar dengan produk akhir gas kering dan LPG membutuhkan investasi prasarana berkisar Rp. 173 miliar. Kompresi dan perpipaan Rp. 30 miliar, kilang LPG Rp. 110 miliar serta fasilitas dan jaringan gas kering 0.5 mmscfd Rp. 33 miliar. Kelayakan bisnis memberikan NPV Rp. 16.0 miliar dan IRR 14.7% pada saat 50% investasi prasarana dipenuhi oleh APBN. Jangka waktu pengembalian modal swasta yaitu 5.2 tahun. Dari pemerintah, bantuan investasi pemerintah berupa prasarana ini mencapai Rp. 86.5 miliar, pemerintah juga berkewajiban menyiapkan tungku untuk rumah tangga dengan perkiraan investasi Rp. 20 miliar. Manfaat bagi pemerintah dari nilai jual gas suar, PPN produk gas kering, PPh korporasi dan penghematan subsidi LPG 3Kg mencapai Rp. 29 – 32 miliar per tahunnya. Sedangkan dari konsumen, untuk menaikkan keekonomian proyek, maka harga jual gas diasumsikan setara 90% harga LPG existing ( Rp. 4,250), penghematan penggunaan bahan bakar LPG hanya separuh dari scenario sebelumnya yaitu sebesar Rp. 2,250/KK tiap bulannya. Apabila 1 mmscfd dapat dimanfaatkan konsumen sebanyak 100,000 KK, maka penghematan mencapai Rp. 225 juta. Hal ini menandakan bahwa proyek pengembangan fasilitas pemanfaatan gas di Lapangan XXX memiliki probabilitas menguntungkan yang sangat tinggi dimasa mendatang.

**Kata kunci:** gas suar, LPG, keekonomian

### ABSTRACT

*The purpose of the use of flare gas for Reduction of imports and subsidies of LPG. Broadly speaking, there are 3 types of flare gas utilization infrastructure that must be developed, namely Gas Pre - Treatment Technology, LPG Extraction Technology, and Small Scale CNG Distribution Mode. Location of selected LPG Refinery around SPU - Anggana with consideration can be accessed by LPG and CNG carrier vehicles. The utilization of flare gas into LPG gives positive economy from Private Company. The cost of infrastructure of flaring gas utilization with end product of dry gas and LPG requires infrastructure investment around Rp. 173 billion. Compression and piping Rp. 30 billion, LPG refinery Rp. 110 billion and facilities and dry gas network 0.5 mmscfd Rp. 33 billion. Business feasibility gives NPV Rp. 16.0 billion and IRR 14.7% when 50% of infrastructure investment is fulfilled by APBN. The payback period*

email: safiq\_zulfa@yahoo.com

is 5.2 years. From the government, the government's investment in infrastructure is Rp. 86.5 billion, the government is also obliged to prepare a furnace for households with an estimated investment of Rp. 20 billion. The government benefits from the selling value of flare gas, dry gas PPN product, corporate income and subsidized 3Kg LPG subsidy reach Rp. 29 - 32 billion per year. Meanwhile, from the consumer, to increase the project's economy, the gas selling price is assumed to be equal to 90% of the existing LPG price (Rp 4.250), the fuel consumption savings of LPG is only half of the previous scenario of Rp. 2,250 / KK per month. If 1 mmscfd can be used by consumers as much as 100.000 KK, then the savings reach Rp. 225 million. This indicates that the development project of gas utilization facilities in XXX Field has a very high probability of future profits.

**Key words:** flare gas, LPG, economic

## PENDAHULUAN

Peraturan Presiden Nomor 61 Tahun 2011 tanggal 20 September 2011 tentang Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca, dimana pemerintah mendukung investasi untuk meningkatkan pemanfaatan gas bumi. Kebijakan Energi Nasional (KEN) menuju tahun 2050 yang telah disusun oleh Dewan Energi Nasional dan ditetapkan oleh Pemerintah melalui Peraturan Pemerintah No 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) merupakan penjabaran dari UU No 30 Tahun 2007 tentang energy, yaitu asas kemanfaatan, rasionalitas, efisiensi berkeadilan, peningkatan nilai tambah, berkelanjutan, kesejahteraan masyarakat, pelestarian fungsi lingkungan hidup, ketahanan nasional, dan keterpaduan dengan mengutamakan kemampuan nasional. Indonesia memiliki banyak potensi gas alam.

Gas Suar (*flare gas*) adalah gas hidrokarbon yang dihasilkan oleh kegiatan eksplorasi dan produksi atau pengolahan minyak atau gas bumi yang dibakar karena tidak dapat ditangani oleh fasilitas produksi atau pengolahan yang tersedia sehingga belum dimanfaatkan. Gas yang dibakar dapat berasal dari berbagai sumber, yaitu adanya kelebihan gas dari produsen yang tidak dapat dipasok ke konsumen, gas yang tidak terbakar pada fasilitas proses, adanya gangguan dari sistem proses, pergantian atau perawatan peralatan serta proses *shutdown* yang membutuhkan pembakaran sementara.

Pemanfaatan gas suar seringkali terkendala

oleh volume gas yang relatif kecil dan menyebar, serta jauh dari infrastruktur pipa transmisi atau distribusi. Selain itu, belum adanya aturan baku yang memberikan dasar penetapan harga gas skala kecil, sehingga banyak pihak merasa khawatir dan keputusan baik untuk menyelamatkan sumber daya yang terbuang percuma bisa berujung menjadi temuan dan dianggap merugikan negara oleh para penegak hukum. Padahal gas suar tersebut masih mempunyai nilai untuk dimanfaatkan sebagai sumber energi sektor rumah tangga maupun pembangkitan skala kecil.

## METODE PENELITIAN

Adapun metodologi kegiatan yang dilakukan pada tahun 2016 adalah sebagai berikut:

### A. Pengumpulan Data

Dalam pelaksanaan kegiatan pengumpulan data ini perlu dilakukan Pendekatan Manajemen dan Pendekatan Teknis.

#### Pendekatan Manajemen

Pendekatan Manajemen dilakukan untuk mengendalikan dan mengkoordinasikan pekerjaan yang akan melibatkan tenaga ahli yang berpengalaman dari berbagai disiplin ilmu. Serta, diperlukan pendekatan kepada instansi terkait seperti Ditjen Migas KESDM, SKK Migas, BPH Migas, PT. Pertamina, Pemda Kalimantan Timur, dan Lembaga Litbang seperti LIPI (Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia).

### Pendekatan Teknis

Pendekatan teknis berupa pengumpulan data dan referensi yang diperlukan dalam kegiatan ini. Pengumpulan data dapat dilakukan melalui survey langsung dan/atau data sekunder yang ada pada Lapangan XXX Kalimantan Timur.

### B. Analisis dan Evaluasi

Data yang telah terkumpul selanjutnya dilakukan analisis dan evaluasi berdasarkan metode keteknikan dan keekonomian untuk menghasilkan suatu kajian kelayakan. Produksi gas dari Lapangan XXX berkisar 2 – 4 MMSCFD dan berupa *gas associated*. Untuk memastikan sisa cadangan dan pasokan gas secara *continue* maka kegiatan pertama yang akan dilakukan adalah studi bawah permukaan. Studi selanjutnya adalah analisis komposisi gas XXX untuk dijadikan masukan dalam proses seleksi teknologi pemanfaatan gas XXX. Proses seleksi teknologi terdiri dari *design process* (menggunakan *software* simulasi *process*) dan analisis keekonomian untuk menentukan teknologi mana yang paling optimal diterapkan pada Lapangan XXX dengan memasukan teknologi hasil litbang PPPTMGB “LEMIGAS” sebagai bagian dari teknologi pemanfaatan gas yang digunakan. Jenis teknologi pemanfaatan gas yang kemungkinan besar dapat diimplementasikan di Lapangan XXX sampai dengan pengguna akhir secara garis besar terdiri dari CNG, Mini LPG, Mini LNG dan *Adsorbed Natural Gas*.

Setelah terpilih teknologi pemanfaatan gas yang paling optimal untuk Lapangan XXX, dilakukanlah *Front End Engineering Design* (FEED) pada tahun 2017 untuk seluruh fasilitas pemanfaatan gas Lapangan XXX. Keluaran dari FEED adalah dokumen teknis dan dokumen harga penawaran sendiri (HPS) yang akan menjadi masukan dalam proses lelang (*procurement*) pada tahun berikutnya. *Output* dari kegiatan ini adalah:

- Kepastian cadangan gas
- Kelayakan teknis dari teknologi pemanfaatan gas di Lapangan XXX yang terintegrasi dengan teknologi hasil litbang LEMIGAS
- Kelayakan ekonomi

## HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

### A. Teknologi Pemanfaatan Gas

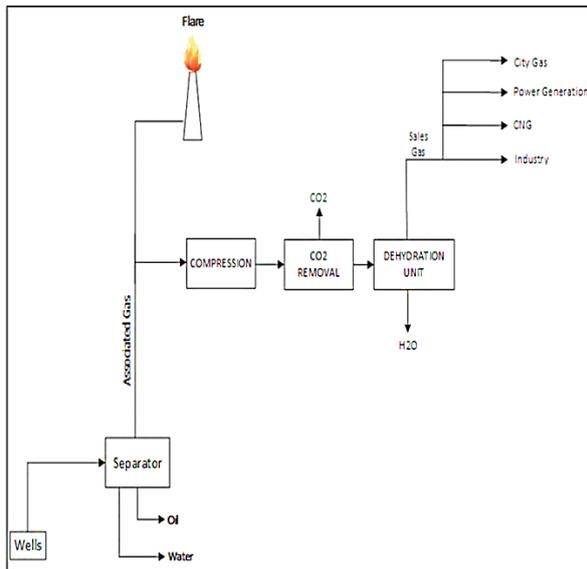
Untuk memanfaatkan gas pada Lapangan XXX yang merupakan lapangan minyak dengan produk *gas associated* diperlukan pengembangan infrastruktur tertentu. Secara garis besar terdapat 3 jenis infrastruktur pemanfaatan gas yang harus dikembangkan, yaitu :

#### • Teknologi Gas Pre-Treatment

*Gas associated* yang dihasilkan oleh lapangan minyak biasanya memiliki kandungan *impurities* yang relatif tinggi; oleh sebab itu diperlukan *unit gas treatment* yang berfungsi memurnikan *gas associated* dari pengotor –pengotornya seperti CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, air, dan sebagainya. Secara umum unit pengolahan gas terdiri atas :

- Unit Separasi; fungsi utama unit ini adalah memisahkan gas bumi dari hidrokarbon berat lainnya. Alat utama pada unit ini adalah Separator yang akan memisahkan gas bumi dari hidrokarbon berat berdasarkan berat molekul.
- Unit Kompresi; fungsi dari unit ini adalah menyediakan tekanan yang diperlukan gas untuk melanjutkan proses pengolahan selanjutnya.
- Unit CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S *removal*; fungsi dari unit ini adalah mereduksi *impurities* yang bersifat asam seperti CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S. Peralatan utama dari unit ini adalah sebuah kolom adsorpsi yang akan dialirkan adsorben untuk mengadsorb *impurities – impurities* yang ada pada gas. “LEMIGAS” memiliki produk inovasi pada unit ini berupa adsorben karbon aktif yang dapat digunakan untuk mengadsorpsi H<sub>2</sub>S. Untuk mereduksi CO<sub>2</sub>, “LEMIGAS” juga memiliki teknologi hasil riset dengan menggunakan K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (kalium karbonat) yang memiliki nilai keekonomian jauh lebih ekonomis dibandingkan dengan senyawa amine yang biasa dipakai pada umumnya
- Unit Dehidration (*Dryer*); fungsi dari unit ini adalah untuk mengurangi kandungan air dalam gas tersebut sehingga tidak terjadi proses pembekuan air dalam sistem

perpipaan pada fasilitas pengolahan gas. Pada fasilitas ini “LEMIGAS” juga memiliki hasil riset teknologi yang bisa dimanfaatkan yaitu suatu unit *dryer* yang memanfaatkan karbon aktif sebagai penyerapannya.



Gambar 1. Block diagram infrastruktur gas treatment untuk gas associated

#### • Teknologi Ekstraksi LPG

Pemilihan teknologi didasarkan pada kebutuhan dan efisiensi biaya. Untuk *recovery* LPG dari gas bumi tersedia beberapa pilihan proses antara lain dengan pendinginan menggunakan *refrigerant* (Propana atau ammonia).

*Recovery* LPG dengan pendingin propana adalah yang paling banyak digunakan untuk lapangan – lapangan gas skala kecil dan menengah. Beberapa contoh kilang LPG yang menggunakan pendingin Propana antara lain kilang LPG Cilamaya, Kilang LPG Cemara, Kilang LPG Tugu Barat, Kilang LPG Kaji, Kilang LPG Tambun, Kilang LPG SEP, Kilang LPG Titis Sampurna, dan Kilang LPG Tuban.

*Recovery* LPG dilakukan dengan menggunakan dua buah kolom fraksionasi yaitu kolom *Deethanizer* dan kolom *Debuthanizer*. Proses pendinginan dilakukan setelah dilakukan proses kompresi dan dehidrasi terlebih dahulu terhadap gas umpan. Gas selanjutnya didinginkan dengan menggunakan pendingin Propana. *Liquid* yang terbentuk dipisahkan dalam separator. *Liquid* yang keluar dari bagian bawah separator

selanjutnya diumpungkan ke kolom *deethanizer* untuk memisahkan fraksi etana dan yang lebih ringan. Produk bawah *deethanizer* berupa fraksi C3+ kemudian diumpungkan ke kolom *debuthanizer*. Dalam kolom *debuthanizer*, fraksi LPG berupa propana dan butana dipisahkan dari fraksi berat berupa *pentane* plus.

#### • Moda Distribusi CNG Skala Kecil

Fasilitas sistem *Mother Daughter* terdiri atas 2 yaitu Fasilitas *Mother Station* dan Fasilitas *Daughter Station*. Fasilitas yang ada pada *Mother Station* antara lain:

- *Compressor*, digunakan untuk menaikkan tekanan gas sampai 250 bar;
- *Dryer*, digunakan untuk memastikan kandungan air gas memenuhi spek;
- *Storage*, digunakan untuk penyimpanan sementara gas yang telah dikompres;
- *Truck dispenser*, digunakan untuk menyalurkan CNG ke truk pengangkut CNG atau CNG truck.

*Daughter Station*, terdiri atas fasilitas-fasilitas sebagai berikut:

- *Storage*, digunakan untuk menyimpan CNG yang didapat dari *Mother Station*;
- *Regulator*, digunakan pada konsumen industri atau pembangkit, umumnya berupa valve yang akan menyesuaikan tekanan gas yang dibutuhkan generator dari tekanan CNG;
- *Distribution Dispenser*, digunakan pada konsumen transportasi darat.

#### B. Data dan Hasil Kegiatan

Fasilitas produksi yang ada di Lapangan XXX adalah sebagai berikut:

##### • SP – 998

SP – 998 terletak di wilayah paling utara dari area North Mahakam yang menerima fluida produksi dari 7 sumur produksi yaitu XXX – 981, XXX–995, XXX – 998, XXX – 1013, XXX – 1019, XXX – 1042 dan XXX–1053 dengan *gross fluida* terproduksi sebesar 5,100 barel dengan rata – rata WC 60% sehingga produksi minyak net sekitar 2,000 bopd. Kontribusi produksi minyak terbesar

adalah sumur XXX – 1013 yaitu 1,104 bopd (54%) dengan mekanisme *lifting* menggunakan pompa ESP. Minyak hasil pemisahan selanjutnya dipompa ke SPU Anggana melalui *Trunk Line* 6 inch sepanjang 4.5 km. Fasilitas yang terdapat di SP – 998 masih sederhana terdiri dari *Test Tank* (8 unit), *Storage Tank* (7 unit), *Transfer Pump* (5 unit) dan *Trukline* 6 inch.

- SP – XXX

SP-XXX terletak di area North Mahakam sekitar 4.5 km di Selatan SP-YYY yang menerima *fluida gross* dari 10 sumur produksi yaitu XXX – 896, XXX – 950, XXX – 982, XXX – 1002, XXX – 1027, XXX – 1039, XXXL – 1040, XXX – 1041, XXX – 1051, dan XXX – 1049. *Fluida* terproduksi dari 10 sumur diperkirakan sebesar 4,500 barel dengan rata-rata WC 70%, sedangkan produksi minyak sekitar 1,400 bopd. Kontribusi terbesar adalah sumur XXX – 1041 yaitu 706 bopd (50%) yang masih mengandalkan *natural flow-ing*. Seperti halnya minyak dari SP – 998, maka minyak dari SP – XXX juga dipompakan menuju ke SPU Anggana melalui *Trunk Line* dengan diameter 8 inch. Fasilitas yang terdapat di SP – XXX pun masih sederhana terdiri dari *Test Tank* (7 unit), *Storage Tank* (2 unit), *Transfer Pump* (5 unit) dan *Trukline* 8 inch.

- SP – Site B

SP – Site B terletak di area North Mahakam sekitar 4.9 km di Selatan SP- XXX yang menerima *fluida gross* dari 19 sumur produksi. *Fluida* terproduksi dari 19 sumur diperkirakan sebesar 12,800 barel dengan rata-rata WC 86%, sedangkan produksi minyak sekitar 1,850 bopd. Hanya 3 sumur yang mampu memberikan produksi minyak berkisar 300 – 400 bopd. Minyak dari SP – Site B juga dipompakan menuju ke SPU Anggana melalui *Trunk Line* dengan diameter 8 inch. Fasilitas yang terdapat di SP – XXX pun masih sederhana terdiri atas *Test Tank* (13 unit), *Storage Tank* (4 unit), *Transfer Pump* (4 unit) dan

*Trukline* 8 inch. Dengan kecilnya produksi minyak dan *gas associated* dari SL – Site B, maka tidak dilakukan pengambilan sampel gas pada fasilitas tersebut.

- SPU/PPP Anggana

SPU/PPP Anggana terletak di area Anggana. SPU Anggana menerima *fluida gross* dari seluruh Stasiun Pengumpul (SP) di Area North Mahakam. Fasilitas produksi yang ada di SPU Anggana terdiri atas 2 buah FWKO, 2 buah *Wash Tank*, 4 buah *Storage Tank*, 3 buah *Transfer Pump*, 2 buah *Loading Pump*, 3 buah *Boiler*, serta 1 buah *Gas Engine Genset*.

- SP – Gas

Disamping memproduksi minyak, Lapangan XXX juga terdapat sumur-sumur gas *non – associated*. Beberapa sumur *gas non – associated* tersebut bargantian dan saling membackup untuk kebutuhan pembangkitan guna pemenuhan kebutuhan listrik operasi lapangan. Proses separasi gas untuk pembangkit listrik tersebut sangat sederhana yaitu *manifold* dan unit pemisahan separator dan *scrubber*, produk gas langsung digunakan untuk pembangkit listrik. Kebutuhan *gas non – associated* untuk pembangkit listrik umumnya kurang dari 1 MMSCFD. Fasilitas produksi gas bumi di Lapangan XXX terdiri atas Separator, *Scrubber*, *Dehydration Unit*, dan *Fuel Gas System*.

### C. Analisis dan Hasil Evaluasi

- *Subsurface*

Lapangan XXX juga menganalisa kedalaman reservoir dari Lapangan XXX, ketebalan reservoir dari Lapangan XXX, jenis batuan reservoir dari Lapangan XXX, porositas batuan dari Lapangan XXX, permeabilitas pada struktur XXX, karakteristik *fluida* dari Lapangan XXX, tekanan reservoir dari Lapangan XXX, gradient tekanan dari Lapangan XXX dan temperatur reservoir dari Lapangan XXX serta kandungan CO<sub>2</sub>

dari Lapangan XXX.

Reservoir di XXX sendiri berkarakter lenses, yaitu reservoir yang berlapis – lapis. *Production zone* pada reservoir XXX sebanyak 37 zone, dengan 42 zona perangkat reservoir. Tenaga pendorong untuk reservoir XXX adalah *solution gas drive* dan *water drive*. Reservoir XXX sendiri terdiri atas 3 blok, yaitu Blok AB, BF, dan FH.

• **Cadangan dan Produksi**

Cadangan awal minyak lapangan XXX adalah 153.822 MSTB, dengan RF total dari Lapangan XXX sebesar 29% maka pengambilan maksimum yang diperoleh adalah 44.72 MSTB. Kumulatif produksi minyak akhir tahun 2014 dari Lapangan XXX yaitu 32.82 juta barel. Jumlah sumur pada lapangan tersebut yaitu 131 sumur dengan jumlah sumur produksi 36 sumur. Laju penurunan produksi minyak berkisar 26 – 86% per tahun. Produksi minyak saat ini berkisar 5,600 bbl/d.

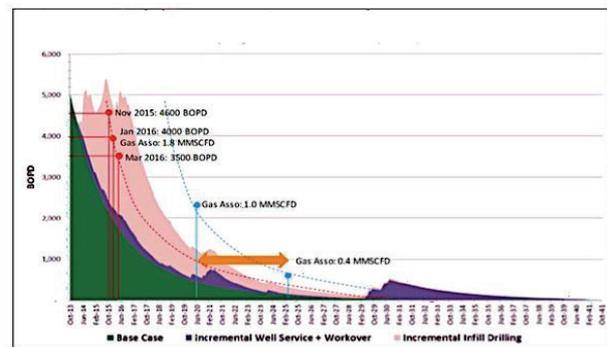
Tabel 1 Cadangan Minyak Lapangan XXX Kalimantan Timur

OOIP	153.82 MMSTB
EUR	44.72 MMSTB
<i>Recovery Factor Total</i>	29 %
<i>Remaining Reserve</i>	11.89 MMSTB (Status as of 1 January 2015)
<i>Cummulative Production</i>	32.82 MMSTB (Status as of 1 January 2015)
<i>Recovery Factor Current</i>	21.9 %

Cadangan awal gas pada Lapangan XXX sebesar 123.59 BSCF dengan RF total dari Lapangan XXX sebesar 57.4% maka pengambilan maksimum gas adalah 71.02 BSCF. Cadangan tersebut termasuk didalamnya adalah *gas associated* dan *non – associated*.

Tabel 2 Cadangan Gas Lapangan XXX Kalimantan Timur

OGIP	123.59 BSCF
EUR	71.02 BSCF
<i>Recovery Factor Total</i>	57.4 %
<i>Remaining Reserve</i>	28.58 BSCF (Status as of 1 January 2015)
<i>Cummulative Production</i>	42.44 BSCF (Status as of 1 January 2015)
<i>Recovery Factor Current</i>	34.4 %



Gambar 2 Perkiraan Produksi Minyak dan Gas Associated Lapangan XXX

Komposisi Gas di Lapangan XXX

Tabel 3 Hasil Analisa Kimia/Fisika dan Komposisi Gas Associated dan Non-Associated Lapangan XXX

KODE SAMPEL	: 659.1C/11/2016	659.1C/11/2016	709.1C/11/2016	719.1C/11/2016	729.1C/11/2016	739.1C/11/2016	749.1C/11/2016	759.1C/11/2016
COMPANY	: NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5	NKL PEP Asset 5
LOKASI	: Outlet Separator 990	Well Head 1035	Well Head 924	BS NKL	Well Head 901	Outlet Separator 992	Well Head 952	Well Head 997
TGL SAMPLING	: 2-Mar-16	2-Mar-16	2-Mar-16	3-Mar-16	3-Mar-16	3-Mar-16	3-Mar-16	3-Mar-16
JAM	: 15.00-15.30 WITA	15.30-16.10 WITA	16.20-16.45 WITA	09.30-09.50 WITA	11.10-11.40 WITA	14.00-14.30 WITA	14.30-14.50 WITA	15.12-15.40 WITA
SUHU	: 108 F			92 F		72 F		
TEKANAN	: 30 psig	360 psig	1000 psig	25 psig	1100 psig	260 psig	62 psig	1100 psig
COMPOUND	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL	% MOL
Nitrogen	0.5742	0.3706	0.3209	0.2482	0.3072	0.0361	0.0003	0.0442
Carbondioxide	2.7136	2.2901	7.9800	3.1523	10.4702	5.8255	4.1271	3.0480
Metane	67.0511	96.5290	84.6711	49.6381	15.3980	82.6474	83.2052	85.3938
Ethane	6.6373	0.0782	2.8839	12.4739	2.0247	6.8519	7.1800	6.5417
Propane	9.2049	0.0810	1.4887	16.3751	0.8010	2.6631	3.2992	2.9345
Iso Butane	3.5193	0.1064	0.3025	4.4919	0.1682	0.4621	0.6054	0.5484
N- Butane	4.1333	0.0000	0.3789	6.1024	0.1977	0.5439	0.7156	0.6579
Iso Pentane	1.9514	0.0099	0.1575	2.1759	0.0821	0.1820	0.2344	0.2181
N- Pentane	1.3347	0.0052	0.1298	1.6005	0.0646	0.1332	0.1687	0.1544
HexanePlus	2.8802	0.5295	1.6868	3.7408	0.4083	0.6314	0.3840	0.4609
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Relatif Density	: 0.9554	0.5947	0.7211	1.1311	0.8932	0.7071	0.6981	0.6806
HV Gross (BTU/CFT)	: 1554.8766	1009.5890	1063.8899	1822.3467	957.1767	1101.3036	1129.3198	1129.8724
HV NET (BTU/CFT)	: 1418.4420	909.8213	962.1978	1667.9475	863.6450	996.4632	1022.8936	1022.2283
CompresibilitasFaktor (Z)	: 0.9934	0.9978	0.9969	0.9905	0.9974	0.9969	0.9969	0.9970

Untuk gas *non - associated* di Lapangan XXX, basis cadangan awal sebesar 23 BSCF dan perkiraan *recovery factor* sebesar 54% sehingga maksimum pengambilan adalah 12.4 BSCF; yang berasal dari 22 sumur dan 22 layer. Gas *non - associated* di Lapangan XXX memiliki plateau produksi sebesar 6 tahun, dengan *rate* produksi plateau 5 MMSCFD. *Lifetime* per sumur XXX sekitar 3 - 18 bulan bergantung pada cadangan yang dimiliki oleh setiap sumur dan *treatment* yang akan dilakukan. Gas yang dihasilkan dari sumur gas *non - associated* rencananya akan dikomersialisasi oleh PT. Pertamina EP Asset 5 untuk pemenuhan kebutuhan gas pembangkit listrik Tanjung Batu PT. PLN.

Tabel 4 Well Basis Non-Associated

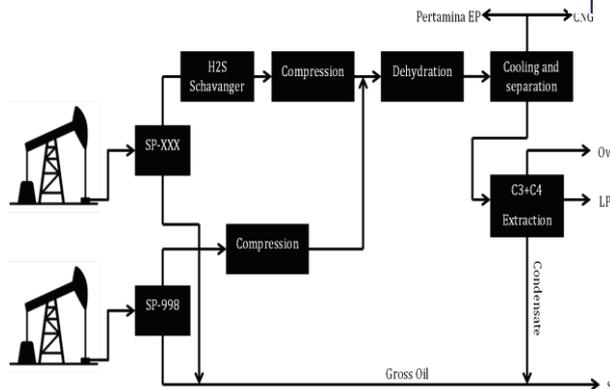
Cadangan well basis (workover 22 sumur, 22 layer)	IGIP =23 BSCF
	EUR =12.4 BSCF
	RF =54%
AOFP	2-9 MMSCFD
Plateau Produksi	6 tahun
Rate Plateau	5 MMSCFD
Lifetime per sumur	3-18 Bulan
Avg. Ref Qgi	0.5-1 MMSCFD

• **Pemanfaatan Gas Associated di Lapangan XXX**

Komposisi metana dalam gas asosiasi tersebut hanya berkisar 50 - 67% saja. Gas Asosiasi

di Lapangan XXX dihasilkan dari tiga Stasiun Pengumpul (SP) Minyak yaitu SP – 998, SP – XXX dan Site – B. Sebagian besar gas asosiasi tersebut dihasilkan dari SP – 998 dan SP – XXX. Gas asosiasi yang dihasilkan dari SP – 998 sekitar 1.2 MMscfd sedangkan dari SP – XXX sekitar 1 MMscfd.

Skenario Pemanfaatan Gas Associated



Gambar 3 Skenario Pemanfaatan Gas Associated

Gas yang keluar dari unit separasi merupakan gas bersih yang siap dikirim ke konsumen dalam bentuk CNG atau untuk kebutuhan internal PT Pertamina. Dari unit ekstraksi sendiri dihasilkan produk LPG mix, kondensat, dan gas. Gas yang keluar dari unit ekstraksi digunakan untuk kebutuhan bahan bakar kilang.

Lokasi Kilang LPG yang dipilih sekitar SPU Anggana

Dari sisi biaya, penempatan Kilang LPG di sekitar SPU Anggana relatif lebih mahal karena membutuhkan jaringan pipa yang cukup panjang mencapai kurang lebih 18 km. Selain memerlukan biaya pembangunan jaringan pipa yang cukup mahal, beban kompresor juga akan lebih tinggi. Namun demikian, akses kendaraan pengangkut LPG dan CNG serta mobilisasi peralatan lebih mudah karena lebih dekat dengan jalan umum. Tabel berikut memperlihatkan kelebihan dan kekurangan penempatan kilang LPG di sekitar SPU Anggana.

Tabel 5 Kelebihan dan Kekurangan Penempatan Kilang LPG di SPU Anggana

No	Kelebihan	Kekurangan
1	Jaringan pipa yang dibutuhkan lebih panjang	Akses jalan mudah dilalui kendaraan pengangkut LPG dan CNG
2	Diameter jaringan pipa yang dibutuhkan lebih besar	Mobilisasi peralatan relatif lebih mudah
3	beban kompresor lebih tinggi	

Desain Proses

a. Basic Design

Kilang LPG akan didesain pada kapasitas 1 MMscfd sedangkan kapasitas operasi diperkirakan berkisar 0,4 – 1 MMscfd selama kurang lebih 5 (lima) tahun sedangkan data komposisi dan kondisi operasi gas asosiasi sesuai pembahasan sebelumnya. Data pendukung adalah sebagai berikut;

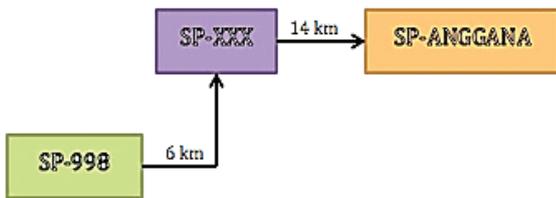
- a. Suhu udara
  - Minimum : 25 oC
  - Maksimum : 35 oC
  - Rata-rata : 30 oC
- b. Suhu tanah
  - Minimum : 25 oC
  - Maksimum : 35 oC
  - Rata – rata : 30 oC
- c. Kecepatan angin : 16 km/jam

Tabel 6 Spesifikasi Bahan Bakar Gas LPG untuk Keperluan Dalam Negeri sesuai Keputusan Dirjen Migas NO 25 K/36/DDJM/1990 Tanggal 14 Mei 1990

TEST	MIN	MAX	METHOD
Specific Gravity at 60/60 °F	to be reported	to be reported	ASTM D-1657
Vapour Pressure 100 °F, psig	-	120	ASTM D-1267
Weathering Test 36 °F, %vol	95	-	ASTM D-1837
Copper Corrosion 1 hr, 100 °F	-	No. 1	ASTM D-1838
Total Sulfur, grains/100 cuft		15	ASTM D-2784
Water Content	No Free Water	No Free Water	Visual
Composition:			ASTM D-2163
	-	0.2	
	97.5	-	
	-	2.0	
Ethyl or Butyl mercaptan added, ml/100 AG	50	50	

**b. Desain Proses Untuk Case Kilang LPG di SPU Anggana**

Pada case ini, gas asosiasi yang diproduksi dari SP – 998 dikirim ke SP – XXX melalui jaringan pipa sepanjang ±6 km. Di SP – XXX, gas dari SP – 998 bergabung dengan gas asosiasi yang diproduksi dari SP – XXX. Gabungan gas tersebut kemudian dikirim ke SPU Anggana sebagai lokasi kilang LPG melalui jaringan pipa sepanjang ±14 km.



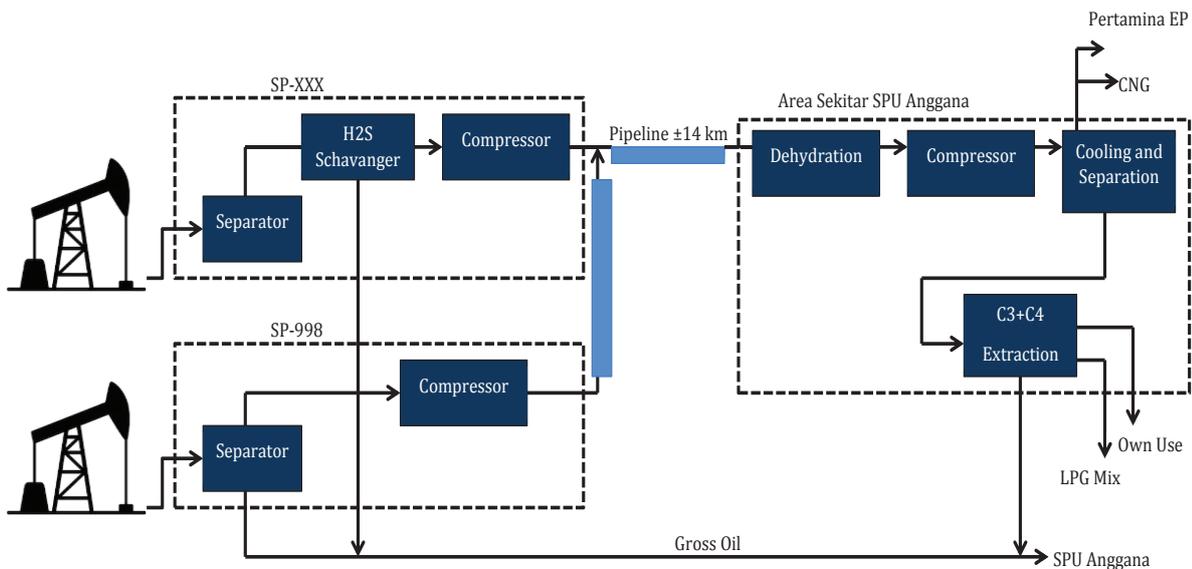
Gambar 4 Aliran Gas jika Kilang LPG ditempatkan di SPU Anggana

**c. Blok Diagram Process**

Gas asosiasi yang dihasilkan di SP – 998 dan SP – XXX memiliki tekanan yang relatif rendah yaitu 25 – 30 Psig sehingga dibutuhkan kompresor untuk mengalirkan gas tersebut ke

lokasi kilang LPG yang berlokasi di sekitar SPU Anggana.

Gas asosiasi yang keluar dari separator di SP – 998 mula – mula dikompresi kemudian dialirkan ke SP – XXX melalui *flowline* sepanjang 6 km. Gas dari SP – 998 tersebut selanjutnya bergabung dengan gas asosiasi dari SP –XXX yang sebelumnya telah dilewatkan ke unit H2S *Schavanger* dan dikompresi terlebih dahulu. Gabungan gas asosiasi tersebut selanjutnya dikirim ke kilang LPG yang ada di sekitar SPU Anggana melalui *flowline* sepanjang 14 km. Gas yang tiba di fasilitas kilang LPG selanjutnya dikompresi kembali dan dialirkan ke Unit Dehidrasi guna mengurangi kadar air dalam aliran gas. Gas selanjutnya didinginkan dan hidrokarbon berat terkondensasi dipisahkan. Hidrokarbon berat yang keluar dari bagian bawah unit separasi dialirkan ke unit ekstraksi LPG sedangkan gas yang keluar dari bagian atas unit separasi merupakan gas bersih yang siap dikirim ke konsumen dalam bentuk CNG atau untuk kebutuhan internal PT Pertamina. Dari unit ekstraksi sendiri dihasilkan produk LPG mix, kondensat, dan gas.



Gambar 5 Blok Diagram Proses Produksi di SPU Anggana

**d. Pemilihan Teknologi**

Pemilihan teknologi didasarkan pada kebutuhan dan efisiensi biaya. Untuk *recovery* LPG dari gas bumi tersedia beberapa pilihan proses antara lain dengan pendinginan menggunakan refrigerant (propana atau ammonia), ekspansi dengan *JT Valve* atau *Turbo Expander*, atau kombinasi keduanya. Untuk gas umpan berkapasitas kecil dan memiliki tekanan relatif rendah, penggunaan *refrigerant* merupakan pilihan terbaik. Dalam studi ini dipilih propana sebagai *refrigerant*. Untuk unit dehidrasi menggunakan *Molsieve* karena sebagian lean gas akan digunakan untuk CNG.

**e. Process Flow Diagram**

Berdasarkan teknologi proses yang telah dipilih, selanjutnya dibuat diagram alir proses (*Process Flow Diagram*) dan simulasinya dari Kilang LPG yang akan dibangun. Diagram alir proses dan simulasinya tersebut terdiri atas tiga, yaitu diagram alir proses dan simulasinya di SP – 998, SP – XXX dan SPU Anggana.

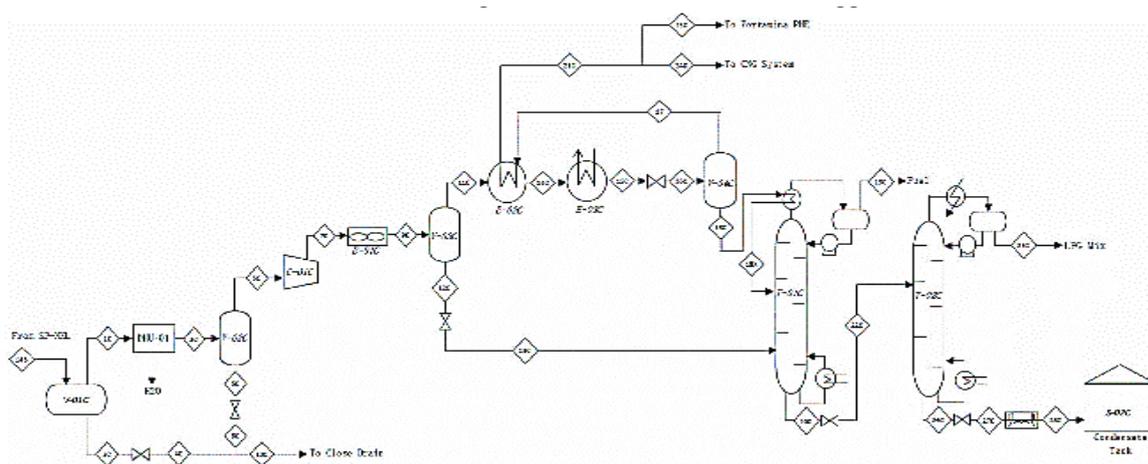
**f. Diagram Alir Proses dan Simulasi Proses di SPU Anggana**

Fasilitas proses yang ada di SPU Anggana berupa pemrosesan gas menjadi LPG terdiri atas

separator, *scrubber*, kompresor, *air cooler*, *dehydration unit*, *heat exchanger*, separator, kolom fraksinasi, tangki LPG, flow meter, pompa dan CNG system.

Gas selanjutnya dialirkan ke *discharge scrubber* (V – 03C) untuk memisahkan cairan yang terkondensasi. Dari *discharge scrubber*, gas kemudian dialirkan ke *Dehydration Unit* (DHU – 01) untuk mengurangi kandungan air hingga maksimum 7 lb/MMscf. Gas yang keluar dari *Dehydration Unit* kemudian didinginkan oleh *Heat Exchanger* (E – 02C) dengan sebagai pendinginnya adalah gas yang keluar dari separator (V – 04C). Gas kemudian didinginkan oleh media Propana dalam *Chiller* (E – 03C). Gas yang telah didinginkan selanjutnya diekspansi dan dialirkan ke separator (V – 04C). Produk bawah separator digunakan sebagai media pendingin pada kondenser di kolom

Deethanizer (T – 01C) dan kemudian diumpankan ke kolom tersebut. Produk atas kolom berupa gas digunakan sebagai bahan bakar internal (*ownuse*) sedangkan produk bawah berupa liquid dialirkan ke kolom Debutanizer (T – 02C). Produk atas kolom Debutanizer merupakan LPG *Mix* yang selanjutnya dikirim ke tangki LPG (S – 01C) sedangkan produk bawah kolom berupa kondensat dikirim ke Tangki Kondensat

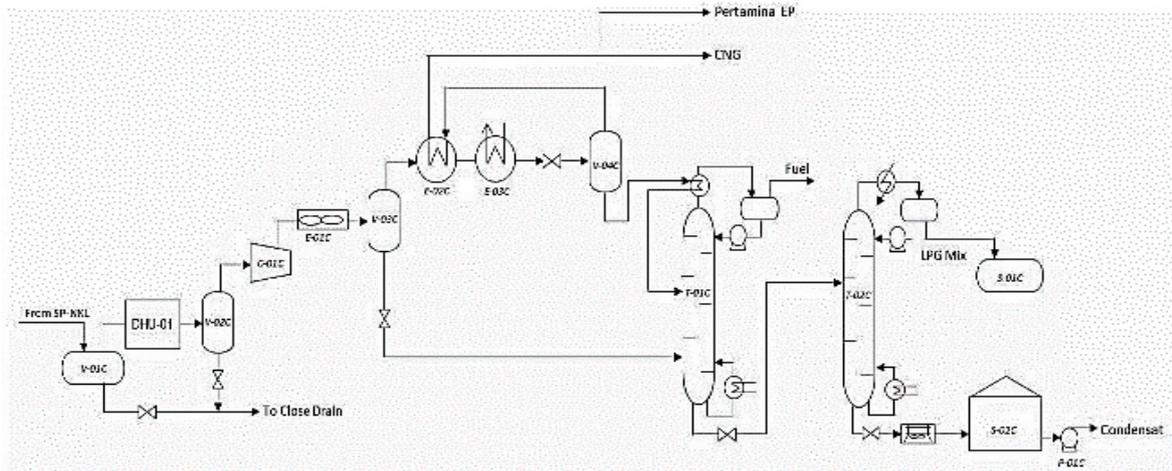


Gambar 6 Diagram Alir Proses Produksi LPG di SPU Anggana

(S – 02C).

Simulasi proses di SPU Anggana terdiri atas simulasi fasilitas penerimaan gas dari SP – XXX, recompresi gas, proses dehidrasi, proses

pendinginan dan pemisahan gas – kondensat, serta proses fraksinasi gas.



Gambar 7 Simulasi Proses Produksi LPG di SPU Anggana

Tabel 7 Neraca Massa Simulasi Proses Produksi LPG di SPU Anggana

Name	1C	2C	3C	4C	5C	6C	7C	8C	9C	14B	10C	11C	12C	13C	14C
Vapour Fraction	1.00	-	1.00	0.18	1.00	-	1.00	0.22	0.99	0.99	0.18	1.00	-	0.13	0.91
Temperature [F]	89.46	89.46	92.00	54.56	89.00	89.00	240.65	52.15	118.00	89.46	54.46	118.00	118.00	108.95	66.94
Pressure [psig]	183.99	183.99	10.30	5.00	182.30	182.30	585.30	5.00	580.30	183.99	5.00	580.30	580.30	330.30	575.30
Molar Flow (MMSCFD)	0.98	0.01	-	0.01	0.97	0.00	0.97	0.00	0.97	0.98	0.01	0.97	0.01	0.01	0.97
Mass Flow (Ton/d)	29.35	0.36	-	0.36	29.27	0.01	29.27	0.01	29.27	29.71	0.37	28.64	0.62	0.62	28.64
Liquid Volume Flow (barrel/day)	468.23	3.56	-	3.56	467.64	0.12	467.64	0.12	467.64	471.79	3.68	460.78	6.86	6.86	460.78
Composition (Mol %)															
CO2	3.21	0.40	3.22	0.40	3.22	0.52	3.22	0.52	3.22	3.19	0.40	3.24	1.25	1.25	3.24
Nitrogen	0.79	0.01	0.79	0.01	0.79	0.02	0.79	0.02	0.79	0.78	0.01	0.79	0.07	0.07	0.79
Methane	69.53	3.87	69.77	3.87	69.78	5.06	69.78	5.06	69.78	69.18	3.90	70.30	15.12	15.12	70.30
Ethane	7.46	2.02	7.49	2.02	7.49	2.65	7.49	2.65	7.49	7.44	2.04	7.51	5.52	5.52	7.51
Propane	9.69	8.52	9.72	8.52	9.72	11.20	9.72	11.20	9.72	9.68	8.59	9.65	17.61	17.61	9.65
i-Butane	2.76	5.67	2.77	5.67	2.77	7.47	2.77	7.47	2.77	2.78	5.72	2.71	9.50	9.50	2.71
n-Butane	3.47	9.80	3.48	9.80	3.48	12.91	3.48	12.91	3.48	3.51	9.88	3.37	15.14	15.14	3.37
i-Pentane	1.20	7.88	1.20	7.88	1.20	10.38	1.20	10.38	1.20	1.23	7.94	1.12	9.67	9.67	1.12
n-Pentane	0.81	6.96	0.82	6.96	0.82	9.18	0.82	9.18	0.82	0.85	7.02	0.75	7.87	7.87	0.75
n-Hexane	0.47	11.63	0.47	11.63	0.47	15.32	0.47	15.32	0.47	0.53	11.73	0.38	9.17	9.17	0.38
n-Heptane	0.24	16.34	0.24	16.34	0.23	21.38	0.23	21.38	0.23	0.32	16.47	0.16	8.22	8.22	0.16
n-Octane	0.02	3.05	0.02	3.05	0.02	3.91	0.02	3.91	0.02	0.03	3.07	0.01	0.85	0.85	0.01
H2O	0.36	23.85	0.01	23.85	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.48	23.23	0.01	0.00	0.00	0.01

H2O	0.36	23.85	0.01	23.85	0.01	0.00	0.01	0.00	0.01	0.48	23.23	0.01	0.00	0.00	0.01
Name	15C	16C	17C	18C	18X	19C	20C	21C	22C	23C	24C	25C	26C	27C	28C
Vapour Fraction	0.65	0.70	1.00	-	0.27	1.00	0.00	1.00	0.43	1.00	1.00	-	-	-	0.06
Temperature [F]	(38.00)	(57.91)	(57.91)	(57.91)	38.00	(12.93)	204.58	110.00	134.33	110.00	110.00	102.47	270.10	118.00	104.47
Pressure [psig]	570.30	335.30	335.30	335.30	330.30	325.30	335.30	330.30	125.00	330.30	330.30	120.00	130.00	127.00	0.30
Molar Flow (MMSCFD)	0.97	0.97	0.68	0.28	0.28	0.13	0.16	0.68	0.16	0.10	0.58	0.14	0.02	0.02	0.02
Mass Flow (Ton/d)	28.64	28.64	14.91	13.74	13.74	3.73	10.63	14.91	10.63	2.19	12.72	8.41	2.21	2.21	2.21
Liquid Volume Flow [barrel/day]	460.78	460.78	284.17	176.61	176.61	63.58	119.89	284.18	119.89	41.75	242.42	98.16	21.73	21.73	21.73
Composition (Mol %)															
CO2	3.24	3.24	3.17	3.40	3.40	7.48	0.00	3.17	0.00	3.17	3.17	0.00	0.00	0.00	0.00
Nitrogen	0.79	0.79	1.10	0.07	0.07	0.15	0.00	1.10	0.00	1.10	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00
Methane	70.30	70.30	89.05	25.51	25.51	56.65	0.00	89.05	0.00	89.05	89.05	0.00	0.00	0.00	0.00
Ethane	7.51	7.51	4.69	14.25	14.25	30.57	0.69	4.69	0.69	4.69	4.69	0.80	0.00	0.00	0.00
Propane	9.65	9.65	1.69	28.66	28.66	5.06	46.93	1.69	46.93	1.69	1.69	54.95	0.00	0.00	0.00
i-Butane	2.71	2.71	0.16	8.80	8.80	0.02	15.86	0.16	15.86	0.16	0.16	18.57	0.04	0.04	0.04
n-Butane	3.37	3.37	0.12	11.14	11.14	0.01	20.28	0.12	20.28	0.12	0.12	23.67	0.46	0.46	0.46
i-Pentane	1.12	1.12	0.01	3.77	3.77	0.00	7.12	0.01	7.12	0.01	0.01	1.75	38.51	38.51	38.51
n-Pentane	0.75	0.75	0.01	2.52	2.52	0.00	4.85	0.01	4.85	0.01	0.01	0.25	31.74	31.74	31.74
n-Hexane	0.38	0.38	0.00	1.30	1.30	0.00	2.79	0.00	2.79	0.00	0.00	0.00	19.09	19.09	19.09
n-Heptane	0.16	0.16	0.00	0.53	0.53	0.00	1.39	0.00	1.39	0.00	0.00	0.00	9.53	9.53	9.53
n-Octane	0.01	0.01	0.00	0.03	0.03	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.63	0.63	0.63
H2O	0.01	0.01	0.00	0.02	0.02	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

## • Keekonomian

### a. Estimasi Biaya Investasi Awal

Biaya investasi awal yang dibutuhkan untuk membangun fasilitas pemanfaatan gas associated di Lapangan XXX adalah sebesar US\$ 8,636 juta. Sebesar 89% dari biaya investasi awal merupakan biaya investasi peralatan, sedangkan sisanya yang sebesar 11% merupakan working capital. Biaya investasi peralatan yang mencapai 7,515 juta US\$ secara garis besar terdiri atas 7 bagian yaitu:

Tabel 8 Estimasi Biaya Investasi Awal

Unit Fasilitas	Komponen Fasilitas	Biaya Investasi
Lapangan XXX	Flow Line Pipe Unit	635000
	Compressor Unit	3550000
	Dehydration Unit	61000
	Fractionation Unit	1250000
	CNG Unit	1016000
	Utilities Unit	1003000
Total		7515000

### b. Estimasi Biaya Operasional

Biaya operasional tahunan yang diperlukan untuk menjalankan fasilitas pemanfaatan gas XXX adalah sebesar US\$ 683.433 per tahun. Secara umum biaya operasional tahunan fasilitas pemanfaatan gas XXX terdiri atas 3 jenis yaitu:

Tabel 9 Estimasi Biaya Operasional

Unit Fasilitas	Deskripsi Biaya	Biaya Investasi
Lapangan XXX	Biaya Maintenance dan Asuransi	192.1
	Biaya Bahan Bakar	125.6
	Biaya Tidak Langsung	365.6
TOTAL		683.4

### c. Hasil Perhitungan Keekonomian Pada Skenario Pemanfaatan Gas Suar untuk LPG

- Perusahaan Swasta, biaya prasarana pemanfaatan gas suar dengan produk akhir gas kering dan LPG membutuhkan investasi prasarana berkisar Rp. 173 miliar. Kompresi dan perpipaan Rp. 30 miliar, kilang LPG Rp. 110 miliar dan fasilitas dan jaringan gas kering

0.5 mmscfd Rp. 33 miliar. Kelayakan bisnis memberikan NPV Rp. 16.0 miliar dan IRR 14.7% pada saat 50% investasi prasarana dipenuhi oleh APBN. Jangka waktu pengembalian modal swasta yaitu 5.2 tahun.

- Pemerintah, bantuan investasi pemerintah berupa prasarana pada skenario ini mencapai Rp. 86.5 miliar, pemerintah juga berkewajiban menyiapkan tungku untuk rumah tangga dengan perkiraan investasi Rp. 20 miliar. Manfaat bagi pemerintah dari nilai jual gas suar, PPN produk gas kering, PPh korporasi dan penghematan subsidi LPG 3 kg mencapai Rp. 29 – 32 miliar per tahunnya.
- Konsumen, untuk menaikkan keekonomian proyek, maka harga jual gas diasumsikan setara 90% harga LPG *existing* (Rp. 4,250), penghematan penggunaan bahan bakar LPG hanya separuh dari skenario sebelumnya yaitu sebesar Rp. 2,250 / KK tiap bulannya. Apabila 1 mmscfd dapat dimanfaatkan konsumen sebanyak 100,000 KK, maka penghematan mencapai Rp. 225 juta.

Hal ini menandakan bahwa proyek pengembangan fasilitas pemanfaatan gas XXX merupakan proyek yang memiliki probabilitas menguntungkan yang sangat tinggi di masa mendatang.

## KESIMPULAN

1. Lapangan XXX terletak di sebelah Utara Mahakam, Kalimantan Timur. Lapangan XXX merupakan salah satu struktur di Lapangan Sanga – sanga, Kalimantan Timur, yang saat ini dikelola oleh PT. Pertamina EP Asset 5. Lapangan Sanga – sanga sendiri berada ± 50 KM sebelah Timur kota Samarinda, yang termasuk di dalam daerah cekungan Kutai yang memiliki potensi besar untuk cadangan gas alam. Mulai produksi minyak di Lapangan XXX pada tahun 1947 dengan kumulatif produksi minyak sampai 2013 sebesar 30.1 juta barel, jumlah sumur 131 sumur, 36 sumur produksi. Laju penurunan produksi minyak lapangan XXX ± 26 – 86% per tahun, produksi minyak saat ini ± 5600 bbl/d dengan menggunakan *Artificial Lift*, karena

tekanan bawah sumur < tekanan permukaan. Produksi *Gas Associated* ± 1.8 MMscfd, SP – 998 sebesar 1.2 MMscfd dan SP – XXX sebesar 0.6 MMscfd. Terdapat 3 buah fasilitas produksi minyak bumi di Lapangan XXX (SP – 998, SP – XXX, dan SP – Site B), dan dikirim ke SPU – Anggana.

2. Pemanfaatan gas suar seringkali terkendala oleh volume gas yang relative kecil dan menyebar serta jauh dari infrastruktur pipa transmisi atau distribusi.
3. Faktor yang menjadi kendala dalam pemanfaatan gas suar adalah beragamnya komposisi dari gas suar itu sendiri.
4. Perbedaan komposisi dari gas suar akan mengakibatkan perbedaan teknologi pengolahan dan pemanfaatan akan yang digunakan, sehingga berpengaruh terhadap keekonomiannya juga.
5. Lokasi Kilang LPG yang dipilih untuk pemanfaatan gas suar menjadi produk LPG, sekitar SPU – Anggana dengan pertimbangan dapat diakses oleh kendaraan pengangkut LPG dan CNG.
6. Pemanfaatan gas suar menjadi produk LPG dan gas kering (gas pipa atau CNG), maupun kondensat memberikan keekonomian yang positif, meskipun jika dilaksanakan sepenuhnya oleh swasta belum dapat mencapai return yang wajar secara bisnis. Namun jika sebagian investasi dilakukan dengan pendanaan APBN, prospek kelayakan bisnisnya bisa terpenuhi.
7. Dari Perusahaan Swasta, Biaya prasarana pemanfaatan gas suar dengan produk akhir gas kering dan LPG membutuhkan investasi prasarana berkisar Rp. 173 miliar. Kompresi dan perpipaan Rp. 30 miliar, kilang LPG Rp. 110 miliar dan fasilitas dan jaringan gas kering 0.5 mmscfd Rp. 33 miliar. Kelayakan bisnis memberikan NPV Rp. 16.0 miliar dan IRR 14.7% pada saat 50% investasi prasarana dipenuhi oleh APBN. Jangka waktu pengembalian modal swasta yaitu 5.2 tahun.
8. Dari Pemerintah, bantuan investasi pemerintah berupa prasarana pada skenario ini mencapai Rp. 86.5 miliar, pemerintah juga

- berkewajiban menyiapkan tungku untuk rumah tangga dengan perkiraan investasi Rp. 20 miliar. Manfaat bagi pemerintah dari nilai jual gas suar, PPN produk gas kering, PPh korporasi dan penghematan subsidi LPG 3 kg mencapai Rp. 29 – 32 miliar per tahunnya.
9. Dari Konsumen, untuk menaikkan keekonomian proyek, maka harga jual gas diasumsikan setara 90% harga LPG *existing* (Rp. 4,250), penghematan penggunaan bahan bakar LPG hanya separuh dari skenario sebelumnya yaitu sebesar Rp. 2,250 / KK tiap bulannya. Apabila 1 mmscf dapat dimanfaatkan konsumen sebanyak 100,000 KK, maka penghematan mencapai Rp. 225 juta.

## DAFTAR PUSTAKA

- Cheremisnoff, N.P. 2013. *“Industrial Gas Flaring Practices”*. Wiley. New York.
- Lubiantara, B. 2012. *“Ekonomi Migas: Tinjauan Aspek Komersial Kontrak Migas”*. Gramedia Widiasarana Indonesia.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2015. *“Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia”*. Jakarta.
- Mokhatab, S dan W.A. Poe, 2012, *“Handbook of Natural Gas Transmission and Processing”*. Elsevier Science B.V.
- Walls, W.L. 1986. *“Liquefied Petroleum Gases Handbook”*. National Fire Protection Association.