

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Gas bumi adalah sumber energi yang penting selain minyak bumi. Apalagi saat ini minyak bumi mengalami ketidakstabilan harga dan cadangannya semakin menipis. Gas bumi juga mempunyai kelebihan yang tidak dimiliki oleh minyak bumi seperti hasil pembakaran yang cukup bersih dan harganya yang relatif lebih murah.

Saat ini sedang diutamakan pemanfaatan gas bumi untuk kebutuhan domestik, seperti untuk pembangkit listrik, industri dan bahan bakar untuk keperluan sehari-hari masyarakat.

Dalam penelitian ini penulis mencoba untuk melakukan kajian optimasi perhitungan nilai keekonomian berdasarkan pengembangan reservoir sumur gas dan fasilitas produksi untuk bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas uap di daerah Pekanbaru, Propinsi Riau sehingga lapangan gas tersebut layak untuk dikembangkan.

Daerah Pekanbaru, Propinsi Riau dipilih karena disana terjadi krisis listrik yang cukup hebat, padahal Propinsi Riau merupakan penghasil gas dan minyak bumi yang besar.

Kebutuhan akan listrik di Riau diperkirakan sampai tahun 2015 mencapai sekitar 500 MW-600 MW. Kapasitas tersedia di Riau hanya 128 MW, sementara beban puncak 278 MW. Akibatnya terjadi defisit sekitar 150 MW. Propinsi Riau direncanakan akan ada penambahan pembangkit pada tahun 2015 sehingga saat ini dilakukan pemadaman bergilir sampai 12 jam setiap harinya. ^{[1][2]}

Penelitian dilakukan di daerah lapangan gas Segat di Propinsi Riau dan Jakarta untuk pengumpulan data. Penelitian ini dilakukan untuk melakukan optimasi nilai keekonomian dengan melakukan simulasi menggunakan program

komputer *software* GAP untuk mengetahui kemampuan alir (*deliverability*) suatu reservoir dengan beberapa skenario jadwal pemboran sumur gas, kemudian dilakukan simulasi kembali dengan memasukkan faktor gas kompresor untuk melihat dampak kemampuan alir sumur tersebut. *Software* Pipesim untuk menentukan desain pipa, *software* Hysys dan Ariel digunakan untuk mengetahui spesifikasi kompresor gas yang akan digunakan dan penentuan fasilitas produksi yang terdiri dari pipa alir dari sumur gas ke unit pemrosesan gas dan konstruksi unit pengolahan gas serta pipa produksi ke konsumen gas.

Dari hasil pengolahan data berdasarkan skenario tersebut maka akan dilakukan perhitungan nilai keekonomian yang paling baik.

1.2 PERUMUSAN MASALAH

Dalam suatu pengembangan lapangan gas yang baru, sangat diperlukan perhitungan nilai keekonomiannya. Nilai keekonomian dihitung berdasarkan jumlah cadangan gas, skenario jadwal pengeboran sumur gas, pembangunan pipa alir, pembangunan fasilitas produksi berupa pipa alir gas dan unit pengolahan gas serta mengetahui kapan akan terjadinya penurunan tekanan gas yang mungkin sudah tidak dapat lagi mengalir secara alami sehingga perlu dibantu dengan kompresor gas. Penentuan jadwal dilakukannya pemboran sumur gas dan kebutuhan akan kompresor gas sangat penting untuk menghindari CAPEX (*Capital Expenditure*) awal yang besar dan OPEX (*Operating Expenditure*) yang tidak semestinya. Biaya yang dikeluarkan akan berakibat kepada nilai keekonomian sebagai acuan untuk pengambilan keputusan dalam pengembangan lapangan gas tersebut.

1.3 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan penelitian ini adalah untuk mendapatkan nilai keekonomian yang optimum dengan memperhatikan laju alir sumur gas serta menentukan pemilihan skenario jadwal dilakukannya pemboran dan jadwal diperlukannya kompresor gas sehingga layak untuk dikembangkan. Hasil yang diharapkan berupa:

Universitas Indonesia

- Kemampuan alir (*deliverability*) dari sumur-sumur gas yang ada untuk memenuhi spesifikasi gas yang ada.
- Jadwal pemboran berdasarkan kemampuan reservoir yang ada.
- Jadwal pemasangan dan kapasitas gas kompresor yang diperlukan.
- Nilai keekonomian yang paling optimum berdasarkan IRR (*Internal Rate of Return*), POT (*Pay Out Time*), dan NPV (*Net Present Value*).

1.4 BATASAN MASALAH

- Penelitian dilakukan di lapangan gas Segat yang berada di Propinsi Riau. Gambar 1.1 menunjukkan skematik dan foto udara lokasi sumur dan pembangkit listrik di Propinsi Riau.^[3]
- Simulasi optimasi kemampuan alir gas (*deliverability*) dari reservoir menggunakan program *software* GAP dan penentuan jadwal pemboran sumur gas. Dengan skenario pengembangan sumur:
 1. Skenario I: Delapan sumur gas dibor pada tahun pertama pengembangan.
 2. Skenario II: Enam sumur gas dibor pada tahun pertama dan dua sumur lagi pada interval tahun berikutnya.
 3. Skenario III: Lima sumur gas dibor pada tahun pertama dan tiga sumur gas dibor pada interval tahun berikutnya.
 4. Skenario IV: Empat sumur gas dibor pada tahun pertama dan empat sumur gas dibor pada interval tahun berikutnya.
 5. Skenario V: Empat sumur gas dibor pada tahun pertama, dua sumur gas dibor pada tahun kedua dan dua sumur gas dibor pada tahun ketiga.
 6. Skenario VI: Tiga sumur gas dibor pada tahun pertama, tiga sumur gas dibor pada tahun kedua dan dua sumur gas dibor pada tahun ke tiga.

- Simulasi penentuan kapasitas fasilitas produksi di permukaan berupa konstruksi pipa alir dari sumur gas ke unit pemrosesan gas, konstruksi unit pemrosesan gas dan pipa produksi ke konsumen. Simulasi tersebut menggunakan program *software* Pipesim untuk menentukan desain pipa, *software* Hysys dan *software* Ariel untuk menentukan spesifikasi kompresor gas.
- Perhitungan keekonomian meliputi biaya investasi atau CAPEX (*Capital Expenditure*) dan biaya operasional atau OPEX (*Operating Cost*) berdasarkan skenario pembangunan *subsurface facility* dan *surface facility*.
- Indikator keuntungan yang digunakan adalah NPV (*Net Present Value*), IRR (*Internal Rate of Return*) dan POT (*Pay Out Time*) dan GOI (*Government Take*).
- Perhitungan keekonomian secara keseluruhan menggunakan *software* Excel yang dibatasi oleh cadangan gas yang ada, biaya OPEX dan CAPEX, Masa pengaliran gas ke pembeli hingga masa konsesi berakhir dan model PSC antara Pemerintah dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Migas.



Gambar 1.1 Lokasi sumur dan pembangkit listrik Propinsi Riau. [3]

Lokasi	: Darat (<i>onshore</i>)
Skenario Cadangan gas	: Most likely, 90%P1+50%P2 (Skenario cadangan gas yang diyakini oleh BPMIGAS dalam jual beli gas)
Jumlah sumur	: Delapan (8) sumur gas
Umur PSC	: hingga Mei 2021
Target pengaliran gas	: tahun 2011 (lama pengaliran gas : 10 tahun)
Harga gas	: US\$ 5,00 / MMBTU, eskalasi 3% per tahun
Laju alir gas	: 25 MMSCFD (Laju alir 25MMSCFD akan bersumber dari delapan sumur gas)
Hari efektif per tahun	: 350 hari operasi dan 15 hari perawatan.
<i>Sunk cost</i>	: US\$ 20 juta (seismik, pemboran awal)

Universitas Indonesia

Discount Rate NPV : 10%

IRR : ditargetkan 40%

(Target yang diinginkan oleh produsen gas sehingga proyek layak secara keekonomian)

Biaya operasi : 5% total biaya investasi

Biaya unit pengolahan gas : US\$ 4 juta (tidak termasuk gas kompresor)

Penentuan lokasi unit pengolahan gas mempertimbangkan keadaan lingkungan sekitar seperti rawa dan jalan yang sudah tersedia, sosial budaya serta akses yang mudah dijangkau.

Biaya pembangunan pipa alir ^[5]:

$$C_P = 350.000 + 871.000.d \quad (1.1)$$

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 ^[5] :

$$C_C = 2.970.000 + 1.120.P \quad (1.2)$$

C_C : Biaya investasi kompresor gas, US\$

P : Daya gas kompresor, *horsepower*

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

Biaya sumur :

- Pemboran sumur : US\$ 2 juta/per sumur.^[5] (*intangible cost* = 80%).^[4]
- Kompleksi sumur : US\$ 1,2 juta/per sumur. (*intangible cost* = 70%).^[4]

Dalam melakukan pemboran sumur gas diusahakan dilakukan lebih dari satu sumur gas secara berurutan dengan menggunakan menara pemboran (rig) yang sama agar biaya mobilisasi dan demobilisasi peralatan pemboran menjadi lebih rendah.

Biaya seismik : sudah masuk ke dalam sunk cost

Konsumsi gas pembangkit listrik : 10-20MMSCFD gas menghasilkan 50MW listrik.^[5]

Biaya konstruksi transmisi listrik : US\$ 250.000 / Km.^[6]

Komposisi gas untuk turbin pembangkit listrik:

- Nilai Kalor kotor : Minimum 950 BTU/SCF
- *Spesific gravity* : Minimum 0,55
- Temperatur : Minimum 18 deg F
- Kadar Air : Maksimum 10 lb/MMSCF
- Kadar CO₂ : Kurang dari 5% volume
- Kadar H₂S : Maksimum 4 ppm
- Tekanan penyerahan : Minimum 300 psig
- Methane : Minimum 80 % mol
- Ethane : Maksimum 5 % mol
- Propane : Maksimum 5 % mol
- Butane : Maksimum 5 % mol

- Pentane plus : Maksimum 1 % mol
- Nitrogen : Maksimum 0,8 % mol

Model PSC ^[4]

- *Contractor share before tax* : 57,6923%
- *Contractor tax* : 48%
- *Government share before tax* : 42,3077%
- *First Trance Petroleum (FTP)* : 20%
- *DMO Portion* : 0% dari *Contractor Share*
- *DMO Price* : 0% dari harga gas

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Dalam pembuatan tesis, susunan penulisan dibuat berdasarkan sistematika sebagai berikut:

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini menjelaskan latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan-batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini menjelaskan secara singkat teori reservoir, deskripsi fasilitas pemrosesan gas, indikator keuntungan dan deskripsi *software* yang digunakan.

BAB III METODE PENELITIAN

Bab ini menjelaskan tentang lokasi penelitian, waktu penelitian, dan prosedur penelitian.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini memuat hasil simulasi sumur gas dan menentukan waktu diperlukannya gas kompresor dan kapasitas gas kompresor yang diperlukan, serta jadwal sebaiknya dilakukan pemboran sumur gas baru yang kemudian dilakukan analisa keekonomian berdasarkan biaya-biaya OPEX dan CAPEX serta model PSC (*Production Sharing Contract*) antara produsen migas dengan Pemerintah. Hasil keekonomian dari skenario yang dibuat kemudian dibandingkan untuk mencari nilai keekonomian yang terbaik.

BAB V KESIMPULAN

Bab ini memuat kesimpulan hasil kajian keekonomian dari tahapan awal serta hasilnya untuk memilih skenario yang paling menguntungkan.

