

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian dilakukan disuatu lokasi lapangan sumur gas Segat di propinsi Riau dan Jakarta. Penelusuran data dilakukan di Jakarta yang merupakan kantor pusat pemilik lapangan sumur gas tersebut.

3.2 WAKTU PENELITIAN

Proses penelitian dilakukan mulai bulan Januari 2010, dan diharapkan dapat diselesaikan dalam kurun waktu satu semester dimulai dari penelusuran *literature*, pengumpulan data, pembuatan model skenario pengembangan. Simulasi *software* GAP untuk mendapatkan kemampuan alir sumur dan waktu, *software* Hysys untuk mendapatkan simulasi proses dan *software* Ariel untuk mendapatkan spesifikasi kompressor gas, *software* Pipesim untuk menentukan desain pipa, serta penggunaan *software* Microsoft excel untuk menghitung keekonomian hingga sampai kepada pembahasan serta laporan tesis.

3.3 PROSEDUR PENELITIAN

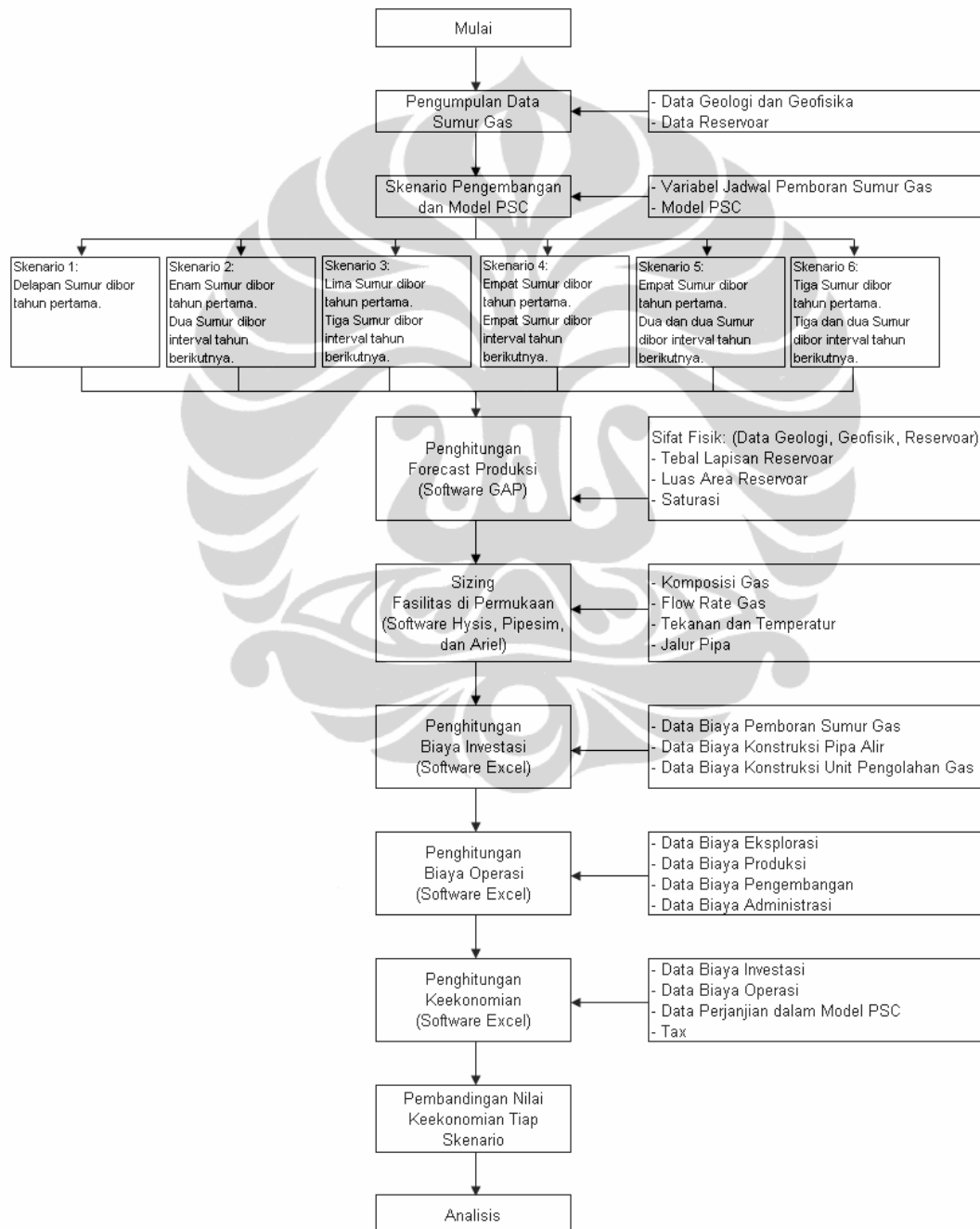
Prosedur penelitian yang akan dilakukan berdasarkan tahapan-tahapan yang umum dilakukan di perusahaan migas. Dalam penelitian ini tidak dibahas secara mendalam tentang geologi dan geofisika serta perhitungannya dan teknis pemboran. Namun data geologi dan geofisik tersebut akan dijadikan masukan untuk penghitungan karakteristik reservoir secara umum.

Prosedur penelitian yang akan dilakukan secara garis besar terdiri dari, yaitu:

1. Pengumpulan data.

2. Penentuan skenario jadwal pemboran.
3. Simulasi dengan *software* GAP, Hysys, Pipesim, Microsoft Excel.
4. Pembahasan hasil dan Kesimpulan.

Skema prosedur penelitian yang akan dilakukan sebagaimana tahapan pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Skema Prosedur Penelitian

3.3.1 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan untuk mendapatkan data yang akurat tentang karakteristik sumur untuk mendapatkan kemampuan alir atau waktu produksi hingga tekanan *abandon*.

Adapun data yang diperlukan adalah data geologi dan geofisika serta data reservoir yang meliputi sifat fisik dan karakteristik fluida, antara lain:

- Komposisi gas, terlihat pada Tabel 3.1.
- Tekanan sumur gas
- Temperatur sumur gas
- Cadangan lapangan gas
- Spesifikasi gas yang diinginkan.
- Saturasi dan porosity

Tabel 3.1 Komposisi gas di Lapangan Gas Segat. ^[17]

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	

Dari pengolahan data tersebut maka akan didapatkan grafik *forecast* produksi yang terdiri dari tekanan, laju alir (*flow rate*) dan waktu. Ini diperlukan sebagai

gambaran kemampuan lapangan sumur gas dapat berproduksi hingga berapa lama dengan tekanan dan *flow rate* yang ditentukan.

3.3.2 Skenario Pengembangan

Rencana pengeboran sumur gas di lapangan Segat berjumlah delapan sumur gas. Metode penelitian tesis ini adalah pemilihan skenario pemboran sumur gas untuk mendapatkan nilai keekonomian yang paling baik dengan indikator keuntungan yang digunakan dalam perusahaan migas yaitu IRR (*Internal Rate of Return*), NPV (*Net Present Value*), dan POT (*Pay Out Time*), GOI (*Government Take*).

Skenario pengembangan dibuat dengan variabel waktu pengeboran sumur gas dengan beberapa kondisi sebagai berikut:

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 tahun kedua dan dua sumur gas dibor pada tahun ke tiga.

3.3.3 Pengolahan Data dan Simulasi Program Komputer

Pengolahan data terbagi menjadi tiga bagian utama yaitu data *forecast* produksi, data investasi dan data operasional. Hasil dari pengolahan data tersebut

nantinya akan dijadikan sebagai masukan untuk penghitungan keekonomian secara menyeluruh.

Data *forecast* produksi didapat dari data karakteristik sumur yang meliputi data reservoir, komposisi gas, tekanan, temperatur dan cadangan gas menggunakan program *software* GAP sehingga nantinya didapatkan grafik *forecast* produksi yang terdiri dari tekanan, laju alir (*flow rate*) dan waktu.

Data biaya investasi terdiri dari biaya pemboran sumur, biaya konstruksi pipa alir dari sumur hingga unit pengolahan gas, biaya pembangunan unit pengolahan gas dan fasilitasnya, biaya pembangunan pipa alir dari unit pengolahan gas ke pembeli gas dan biaya lainnya yang termasuk kedalam CAPEX (*Capital Expenditure*). Pemodelan fasilitas produksi menggunakan program *software* Hysys, Ariel dan Excel.

Data biaya operasional terdiri dari biaya operasional untuk pekerja, perawatan fasilitas, biaya operasional proses produksi termasuk material habis pakai, dan seluruh biaya yang termasuk dalam biaya OPEX (*Operating Expenditure*).

3.3.4 Penghitungan Keekonomian

Perhitungan keekonomian dihitung berdasarkan perhitungan bagi hasil di industri migas antara Pemerintah dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Migas. Perhitungan keekonomian menggunakan program *software* Excel dengan memasukkan data-data *forecast* produksi, biaya investasi (CAPEX), biaya operasional (OPEX), dan kesepakatan antara Pemerintah dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama Migas (model PSC) pada saat pembelian lapangan migas dari Pemerintah. Penghitungan ini dibuat sesuai skenario pengembangan lapangan berdasarkan skenario jadwal pemboran sumur gas terlihat pada Gambar 3.1.

Data-data yang diperlukan untuk melakukan simulasi dan penghitungan adalah:

Lokasi : Darat (*onshore*)

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 / 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.

Sunk cost : US\$ 20 juta (seismik, pemboran awal, dan biaya lain)

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] :

$$C_P = 350,000 + 871,000.d \quad (3.1)$$

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] :

$$C_C = 2,970,000 + 1,120P \quad (3.2)$$

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 baru : 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

3.3.5 Pembahasan dan Analisis

Pembahasan dan analisis dari hasil nilai keekonomian yang telah dihitung kemudian membandingkan skenario dan mengurutkan skenario yang paling menguntungkan dengan melihat pada indikator-indikator keuntungan seperti IRR (*Internal Rate of Return*), NPV (*Net Present Value*), dan POT (*Pay Out Time*), GOI (*Government Take*).

3.3.6 Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan yang diambil adalah menentukan skenario yang akan dipilih untuk pengembangan lapangan gas berdasarkan hasil dari nilai keekonomian yang terbaik.

