

14.600/H/02



**TUGAS AKHIR
(KL 1702)**

**ANALISA TEKNO EKONOMI PERENCANAAN
JARINGAN PIPA GAS DI LAPANGAN CINTA**



R\$Ke
665.744
Amp
A-1
2000

Oleh :

YANDRI AMPESA
NRP. 4395 100 037

**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER SURABAYA
2000**

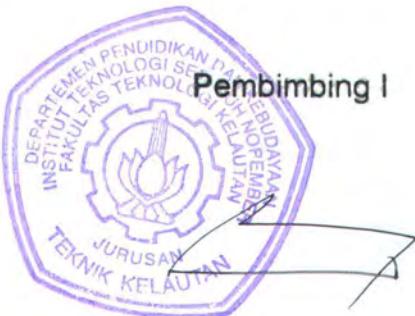
PERPUSTAKAAN	
I T S	
Tgl. Terim.	28/11/2000
Perima Dari	H
No. Agenda Pap.	21.2344

ANALISA TEKNO EKONOMI PERENCANAAN JARINGAN PIPA GAS DI LAPANGAN CINTA

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya

Mengetahui / Menyetujui



Ir. Imam Rochani, MSc.
NIP. 131 417 209

Pembimbing II

24/2/2000

Murowi

DR. Ir. Wahyudi, MSc.
NIP. 131 842 502

Tugas Akhir ini kupersembahkan
untuk
Ayah Bunda tersayang,
Adik-adikku terkasih
serta
orang yang kucintai



ABSTRAK

ABSTRAK

Berkaitan dengan perencanaan produksi maka pipa merupakan sarana transportasi utama gas pada suatu lapangan eksplorasi gas. Faktor utama dalam perencanaan jaringan pipa tersebut adalah besarnya kandungan gas yang terdapat dalam reservoir yang akan dieksplorasi, disamping skenario produksi yang akan diterapkan. Dari skenario produksi yang dihitung dengan menggunakan metode *exponential decline curve* akan diperoleh besarnya laju aliran gas dari reservoir, sehingga laju aliran gas tersebut dapat dipakai untuk menentukan diameter dan tebal pipa yang akan digunakan. Selanjutnya untuk mempertajam analisa teknis pipa maka dilakukan analisa ekonomis pipa melalui evaluasi Net Present Value (NPV) investasi pipa terhadap produksi reservoir.

Dengan analisa teknis didapatkan diameter dalam pipa (ID) yang bervariasi sesuai dengan laju produksi (4.846 in, 4.994 in, 5.135 in, 5.270 in), dan dengan menggunakan ukuran nominal standar diameter pipa 6 in maka didapatkan tebal dinding pipa (t) sebesar 0.1144 in. Berdasarkan tabel ukuran standar pipa dari API maka kami menggunakan pipa dengan diameter luar pipa (OD) 6.625 in serta tebal dinding pipa 0.280 in. Sedangkan dari hasil analisa ekonomis diketahui bahwa proyek akan semakin menguntungkan dengan laju produksi 15.8 MMscfd dimana nilai NPV-nya semakin tinggi, sebagaimana diketahui semakin tinggi nilai NPV berarti proyek semakin menguntungkan.

KATA PENGANTAR

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT yang telah melimpahkan Rahmat dan Karunia-Nya, sehingga penyusun dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini yang berjudul “Analisa Teknoekonomi Perencanaan Jaringan Pipa Gas Di Lapangan Cinta”.

Tugas Akhir ini merupakan prasyarat utama untuk menempuh ujian Tugas Akhir serta menyelesaikan tingkat Sarjana di Jurusan Teknik Kelautan – Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya.

Dalam kesempatan ini penyusun menyampaikan terima kasih dan penghargaan sebesar-besarnya kepada :

- Ayahanda, Ibunda, dan adik-adik tercinta yang telah memberikan dukungan, pengorbanan lahir dan batin, serta semangat tiada hentinya.
- Hastin yang selalu menyertaiku dalam suka dan duka, terima kasih untuk semua kasih sayang, pengorbanan dan dukungannya.
- Bapak Ir. Imam Rochani, MSc. serta Bapak Dr. Ir. Wahyudi MSc. selaku dosen pembimbing Tugas Akhir, yang telah memberikan arahan dan bimbingan selama menyelesaikan Tugas Akhir ini.
- Bapak Dr. Ir. Daniel, M. Rosyid selaku dosen wali yang telah memberikan nasehat dan arahan selama menempuh studi di jurusan Teknik Kelautan ITS.

- Bapak dan Ibu staf Maxus SES Inc. Jakarta atas segala bantuan dan sarannya pada tahap pengumpulan data-data teknis dan ekonomis lapangan Cinta.
- Rekan-rekan Teknik Kelautan ITS, terutama Angkatan '95 atas kekompakan dan suasana kekeluarganya, semoga selalu terjaga dan terbina.

Penyusun menyadari bahwa dalam Tugas Akhir ini masih terdapat kekurangan-kekurangan, sehingga segala kritik dan saran akan penyusun terima dengan senang hati.

Semoga Tugas Akhir ini bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, Februari 2000

Penyusun

DAFTAR ISI

DAFTAR ISI

halaman

Judul	
Lembar Pengesahan	
Abstrak.....	i
Kata Pengantar.....	ii
Daftar Isi.....	iv
Daftar Gambar.....	vi
Daftar Tabel.....	vii
Bab I Pendahuluan.....	I-1
I.1. Latar Belakang.....	I-1
I.2. Batasan Masalah.....	I-2
I.3. Tujuan.....	I-3
I.4. Manfaat.....	I-3
Bab II Dasar Teori.....	II-1
II.1 Studi Kelayakan Proyek.....	II-3
II.2 Persyaratan Ladang Minyak Dan Gas Bumi.....	II-4
II.3 Pertimbangan-pertimbangan Investasi Dalam Kegiatan Eksplorasi Dan Produksi Minyak Dan Gas Bumi.....	II-8
II.3.1. Permasalahan Eksplorasi.....	II-8
II.3.2. Pengembangan Lapangan.....	II-9
II.3.3. Operasi Lapangan.....	II-11
II.3.4. Faktor Harga Jual.....	II-11
II.4. Aspek Teknis Yang Berkaitan Dengan Pipa bawah Laut.....	II-12
II.4.1. Tipe Pipa Bawah Laut.....	II-12
II.4.2. Metode Instalasi Pipa.....	II-13

II.4.3. Skenario Produksi Reservoir.....	II-15
II.4.4. Dasar Mekanika Fluida.....	II-16
II.4.4.1. Angka Reynold.....	II-17
II.4.4.2. Flow Regimes.....	II-18
II.4.4.3. Moody Friction Factor.....	II-19
II.4.4.4. Pressure Drop Pada Aliran Gas.....	II-19
II.4.4.5. Kecepatan Aliran Gas.....	II-22
II.5. Perencanaan Diameter Pipa.....	II-23
II.6. Perencanaan Tebal Pipa.....	II-24
II.7. Aspek Ekonomi Investasi Minyak Dan Gas Bumi.....	II-27
 Bab III Metodologi Penelitian.....	III-1
 Bab IV Hasil dan Pembahasan.....	IV-1
IV.I. Analisa Teknis.....	IV-1
IV.1.1. Penentuan Diameter Pipa.....	IV-1
IV.1.2. Penentuan Tebal Pipa.....	IV-3
IV.2. Analisa Ekonomis.....	IV-4
IV.2.1. Perhitungan Biaya Instalasi Pipa.....	IV-5
IV.2.2. Penyusunan Skenario Produksi.....	IV-7
IV.2.3. Perhitungan Pengembalian Biaya.....	IV-9
IV.2.4. Perhitungan Pendapatan Bersih.....	IV-11
IV.2.5. Evaluasi Dengan Metode NPV.....	IV-13
 Daftar Pustaka	
Lampiran	

DAFTAR GAMBAR

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Jebakan Struktural.....	II-6
Gambar 2.2 Jebakan Stratigrafik.....	II-7
Gambar 2.3 Jebakan Dome.....	II-7
Gambar 2.4 Grafik Penurunan Tekanan per 100 ft.....	II-24
Gambar 3.1 Grafik Skenario Produksi.....	IV-8
Gambar 3.2 Grafik Recovery Cost.....	IV-10
Gambar 3.3 Grafik Pendapatan Bersih.....	IV-11
Gambar 3.4 Grafik Total After Tax Income.....	IV-12
Gambar 3.5 Grafik NPV.....	IV-14

DAFTAR TABEL

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Pipe Roughness.....	II-19
Tabel 2.2 Construction Type Design Factor.....	II-26
Tabel 2.3 Temperature Derating Factor.....	II-26
Tabel 2.4 Yield Strength Minimum.....	II-27

BAB I

PENDAHULUAN

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang.

Minyak dan gas bumi sebagai bahan galian strategis merupakan sumber energi yang tidak terbarukan sehingga bisa habis dalam jangka waktu tertentu. Oleh sebab itu untuk mencegah penurunan yang tajam dari produksi minyak dan gas bumi diperlukan kegiatan eksplorasi untuk mengganti cadangan yang sudah diproduksikan dan tindakan-tindakan eksplorasi yang terpadu untuk menjamin tingkat produksi yang optimal.

Berkaitan dengan perencanaan produksi maka pipa merupakan sarana transportasi utama gas pada suatu lapangan eksplorasi gas. Faktor utama dalam perencanaan jaringan pipa tersebut adalah besarnya kandungan gas yang terdapat dalam reservoir yang akan dieksplorasi, disamping skenario produksi yang akan diterapkan. Dari skenario produksi yang dihitung dengan menggunakan metode *exponential decline curve* akan diperoleh besarnya laju aliran gas dari reservoir, sehingga laju aliran gas tersebut dapat dipakai untuk menentukan diameter dan tebal pipa yang akan digunakan.

Perencanaan jaringan pipa sebagai transportasi minyak dan gas bumi harus diperhitungkan dengan seefisien mungkin karena investasi yang sangat besar



dalam industri minyak dan gas bumi yang berarti kita harus bisa menilai apakah setiap perencanaan tersebut akan terbukti ekonomis untuk jangka panjang.

I.2. Batasan Masalah.

- a. Penentuan diameter dan tebal dinding pipa didasarkan pada peraturan yang sudah ada yakni API Specification 5L, 1995, mengenai “*Specification for Line Pipe*”, dan ANSI B31.8, 1992, mengenai “*ASME Code for Pressure Piping, B31, An American National Standard*”.
- b. Pada jaringan di bawah laut maka faktor eksternal berupa arus dan gelombang diabaikan.
- c. Tugas Akhir ini hanya sebagai studi awal dalam mengumpulkan berbagai biaya dan variabel yang berpengaruh terhadap investasi pipa bawah laut.
- d. Dalam Tugas Akhir ini diambil contoh studi kasus di lapangan Cinta Maxus SES Inc. dari sumur gas (*well*) ke Platform Charlie.
- e. Jarak antara sumur gas (*well*) dengan Platform Charlie dianggap lurus tanpa belokan yang berarti.
- f. Analisa hanya difokuskan pada transportasi minyak lepas pantai dengan moda pipa bawah laut saja. Untuk menghindari terhadap rancunya pengertian dengan moda pembanding lainnya (*tanker*).
- g. Dalam Tugas Akhir ini, tidak disinggung masalah *procurement material*, *engineering design* dan *drilling*.



- h. Pembahasan keekonomian investasi pipa bawah laut hanya difokuskan pada ekonomi secara mikro.

I.3. Tujuan.

Tujuan penulisan Tugas Akhir ini adalah :

1. Bagaimana merencanakan skenario produksi dari reservoir dengan menggunakan metode *exponential decline curve*, sehingga didapatkan umur dan batas ekonomisnya ?
2. Bagaimana merencanakan diameter dan tebal pipa berdasarkan persamaan persamaan standar (API Specification 5L, 1995; dan ANSI B31.8, 1992).
3. Bagaimana melakukan evaluasi ekonomis investasi pipa bawah laut terhadap produksi reservoir ?

I.4. Manfaat.

Manfaat yang bisa diambil dari penulisan tugas akhir ini adalah :

- a. Memberikan gambaran tentang bagaimana membuat skenario produksi, merencanakan dimensi pipa (diameter dan tebal) sebagai sarana transportasi gas, serta melakukan evaluasi ekonomis investasi pipa bawah laut terhadap produksi reservoir.



- b. Hasil yang didapat, diharapkan dapat memberikan kontribusi nyata dalam proses perencanaan pipa gas di lapangan Cinta, khususnya jalur pipa gas dari sumur gas (*well*) ke platform Charlie.

BAB II

DASAR TEORI

BAB II

DASAR TEORI

Menurut Grant (1991) penilaian suatu investasi dalam industri minyak dan gas bumi tidak boleh didasarkan pada perasaan yang tidak kuat, hal ini memerlukan studi ekonomi. Sebuah studi ekonomi bisa didefinisikan sebagai sebuah perbandingan antara alternatif-alternatif dimana perbedaan diantara alternatif-alternatif itu sebeginu jauh dinyatakan dalam bentuk uang. Dimana pertimbangan teknik terlibat, perbandingan demikian disebut studi ekonomi teknik (teknoekonomi).

Sedangkan Siswanto (1992) mengatakan bahwa pengembangan gas bumi di Indonesia meningkat dengan pesat pada dekade terakhir ini dengan tujuan untuk kebutuhan ekspor maupun untuk penggunaan di dalam negeri. Hal ini merupakan suatu pilihan dimana minyak bumi dalam suatu dekade yang akan datang sudah mulai menurun fungsinya karena penurunan produksi akibat cadangan yang semakin berkurang, serta pengembangan gas bumi akan berfungsi sebagai alternatif energi substitusi bagi Bahan Bakar Minyak (BBM).

Sebagaimana yang juga ditegaskan oleh Atmanto (1992) bahwa penggunaan energi yang terus meningkat dari tahun ke tahun mengakibatkan cadangan sumber energi utama semakin terbatas, untuk mengantisipasi masalah tersebut pemerintah melaksanakan kebijaksanaan-kebijaksanaan di bidang energi diantaranya diversifikasi energi. Salah satu usaha diversifikasi energi adalah



tersimpan serta evaluasi pada kebutuhan pasar sekarang dan yang akan datang. Pada umumnya ketersediaan cadangan gas tersebut harus bisa mendukung kebutuhan pasar sampai paling sedikit selama 20 tahun. Jika sumber gas serta pasarnya sudah jelas maka daerah bagi jalur pipa tersebut harus diketahui. Ukuran pipa, tekanan operasi maksimum, dan jaraknya harus ditentukan dengan didasari pada estimasi biaya. Untuk itu sebelum memulai suatu proyek maka perlu adanya suatu studi kelayakan proyek.

II.1. Studi Kelayakan Proyek.

Studi kelayakan proyek adalah penelitian tentang dapat tidaknya suatu proyek investasi dilaksanakan dengan berhasil. Semakin besar proyek maka semakin kompleks studi kelayakan yang harus dilakukan, termasuk semua manfaat dan pengorbanan sosialnya. Tidak semua proyek diperiksa dengan tingkat ketelitian yang sama karena hal ini tergantung pada beberapa faktor yang mempengaruhinya yaitu besar dana yang ditanam, tingkat ketidakpastian proyek dan kompleksitas elemen-elemen yang mempengaruhinya (Subagio, 1994).

Pada umumnya sebelum dibuat perencanaan yang mendetail tentang suatu proyek konstruksi maka menurut Sutojo (1982) proyek tersebut harus dipelajari terlebih dahulu, apakah proyek yang akan dibangun dapat memberikan manfaat yang bersifat komersil (laba) atau yang bersifat non komersil seperti penciptaan lapangan kerja baru. Proyek itu sendiri dapat bersifat baru sama sekali atau perluasan dari yang sudah ada. Hasil studi kelayakan ini merupakan informasi



yang amat berguna bagi pemilik proyek dalam rangka proses pengambilan keputusan apakah proyek tersebut dapat dipertanggungjawabkan pelaksanaannya untuk layak dibangun atau tidak. Aspek-aspek yang terkait dalam studi kelayakan ini diantaranya adalah aspek teknis dan aspek ekonomisnya.

II.2. Persyaratan Ladang Minyak Dan Gas Bumi.

Minyak dan gas dapat didefinisikan sebagai ikatan yang kompleks dari hidrokarbon yang terjadi dengan sendirinya di alam. Disamping dalam bentuk cair dan gas tersebut, ikatan hidrokarbon juga dapat berbentuk zat padat (aspal dan lilin). Faktor yang menentukan apakah hidrokarbon berupa cair, gas, dan padat adalah komposisi kimiawinya. Minyak bumi dan gas bumi berasal dari bahan-bahan organik terutama organisme laut. Pada saat binatang-binatang renik mati maka binatang tadi akan terkumpul di dasar laut yang makin lama bertambah banyak. Akibat tekanan, panas, bakteria, dan waktu yang berjuta-juta tahun lumpur yang telah bercampur dengan organisme laut yang telah mati tadi berubah menjadi minyak. Lumpur yang mengandung minyak tadi kemudian menjadi lempung yang dikenali sebagai batuan asal minyak (*oil source rock*) atau biasa juga disebut lempung minyak (*oil clay*), dari lempung minyak ini akhirnya minyak dan gas bumi bermigrasi ke batuan yang lebih *porous* yang disebut batuan reservoir dan akhirnya terjebak dalam suatu sistem perangkap dan terakumulasi di tempat tersebut dalam jumlah yang cukup besar. Jadi syarat adanya minyak dan gas bumi di suatu reservoir (Soedjono, 1999) adalah :



1. Ada batuan asal (*source rock*) dimana minyak dan gas terbentuk.
2. Ada pematangan batuan asal (*maturity of source rock*).

Pada proses pematangan ini terjadi pemecahan bahan organik molekul menjadi molekul sederhana sehingga dihasilkan hidrokarbon. Proses ini dipengaruhi oleh faktor-faktor yaitu panas, tekanan, dan waktu.

3. Ada batuan reservoir.

Secara umum syarat untuk adanya batuan reservoir yang baik adalah pada daerah tersebut banyak dijumpai batuan yang *granitis* atau *andesitis*. Batuan reservoir pada umumnya berupa batu pasir, batu pasir kerikilan atau konglomerat, dan batu gamping. Batu pasir yang baik dihasilkan oleh batuan beku *granitis* atau *andesitis*. Selain itu batuan ini harus bersifat *porous* dan *permeable*. *Porous* artinya tidak seluruh batuan terisi dengan minyak tetapi terdapat pula sebagian air, sedangkan *permeable* adalah kapasitas pemindahan fluida pada batuan.

4. Ada jalan untuk bermigrasi dari *source rock* menuju reservoir.
5. Ada batuan penutup (*cap rock*).

Caps rock adalah batuan yang kedap air dan minyak, sehingga minyak tidak dapat melewati dan terjebak di bawahnya.

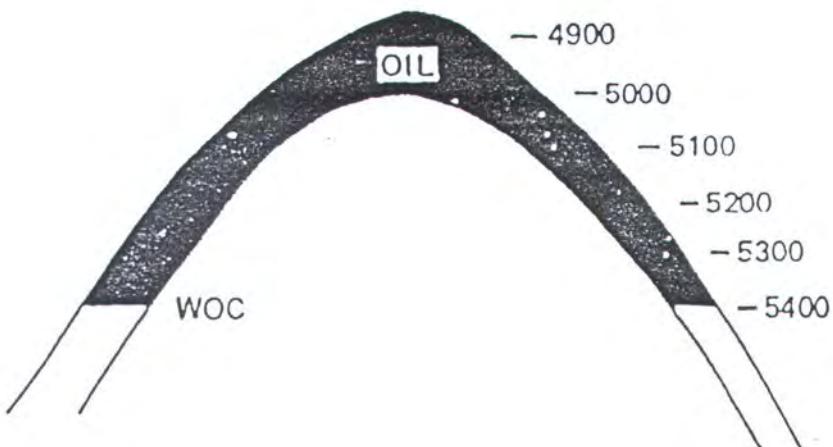
6. Ada jebakan (*trap*).

Jebakan minyak dan gas bumi yaitu suatu kondisi bawah tanah yang menghentikan migrasi lebih lanjut dari minyak dan gas bumi, dan menyebabkan terjadinya akumulasi. Jebakan minyak dan gas bumi ini selanjutnya dapat dibedakan sebagai berikut:



a. Jebakan Struktural.

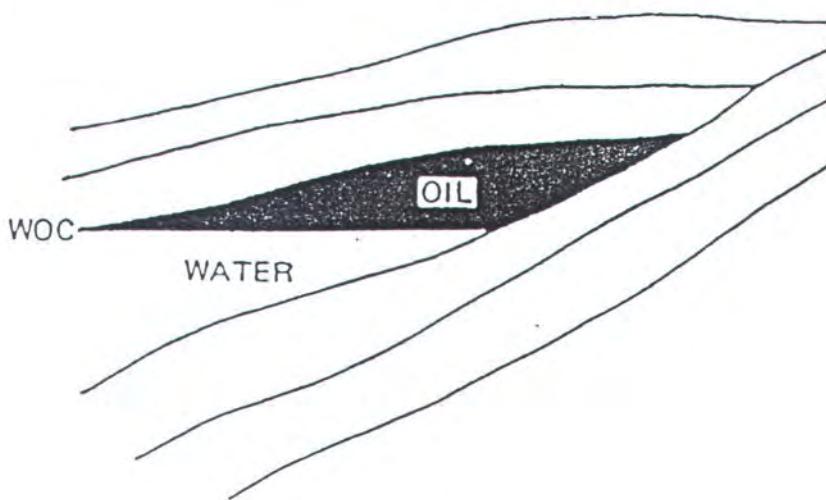
Jebakan struktural yaitu terhentinya migrasi minyak dan gas bumi oleh bentuk struktur geologi tertentu, seperti antiklin dan sesar. Jadi terhentinya migrasi karena ada lapisan kedap yang menutupi jalannya migrasi. Bertindak sebagai lapisan penutup (*caps rock*) yang kedap biasanya berupa lempung atau batu gamping.



Gambar 2.1. Jebakan Struktural (Pinzewski, 1999)

b. Jebakan Stratigrafik.

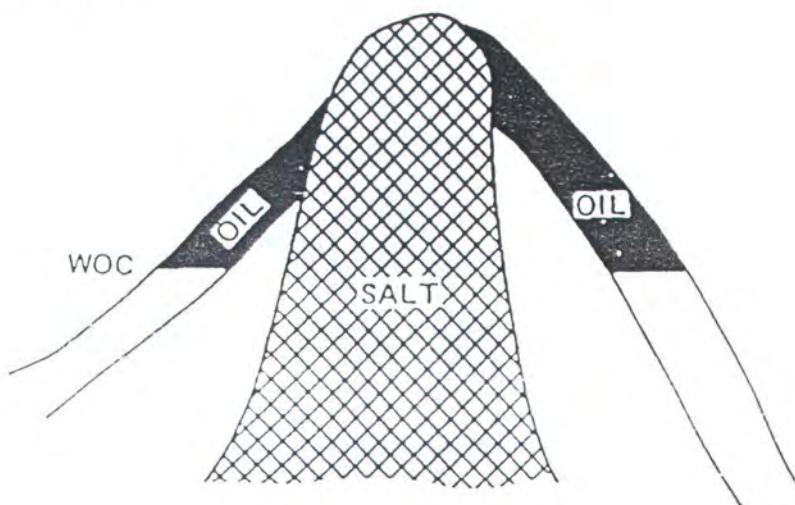
Jebakan stratigrafik terjadi jika terhentinya migrasi minyak dan gas bumi oleh karena adanya perbedaan porositas dan permeabilitas batuan reservoir sebagai akibat adanya perubahan *facies*, karena batuan reservoir berupa lensa pasir di tengah-tengah batu lempung, dan karena batuan reservoir membaji.



Gambar 2.2. Jebakan Stratigrafik (Pinczewski, 1999)

c. Jebakan kombinasi antara struktural dan stratigrafik

Disamping jenis yang telah disebutkan di atas, ada juga jebakan kombinasi antara struktural dan stratigrafik seperti jebakan akibat dari intrusi kubah garam (*salt dome*). Sebagaimana namanya maka jebakan ini berbentuk kubah garam yang membentang serta menembus sangat dalam di lempengan bumi, sehingga terjadi struktur yang memungkinkan minyak bumi terjebak.



Gambar 2.3. Jebakan Dome (Pinczewski, 1999)



II.3. Pertimbangan-Pertimbangan Investasi Dalam Kegiatan Eksplorasi Dan Produksi Minyak Dan Gas Bumi.

Pengambilan keputusan investasi untuk eksplorasi akan didasarkan pada hasil pertimbangan dari seluruh aspek aktivitas operasi perminyakan. Aktivitasnya meliputi mulai dari perolehan wilayah kerja, kegiatan eksplorasi, pengembangan, operasi produksi, dan pemasaran. Disamping itu, perlu pula mempertimbangkan masalah perpajakan, kebutuhan biaya investasi dan perkembangan harga. Rangkuman dari pertimbangan ini dan masalah teknis operasi akan digunakan dalam perhitungan tingkat keekonomian dari suatu potensi geologi.

Pemahaman semua aspek dalam investasi operasi perminyakan, bagi perencana dapat berguna untuk dasar penyusunan pembiayaan, sehingga dapat mendukung pencapaian sasaran untuk menaikan pendapatan atau keuntungan bagi perusahaan perminyakan.

II.3.1. Permasalahan Eksplorasi.

Penilaian aktivitas eksplorasi untuk kepentingan investasi meliputi masalah aspek fiskal bentuk kerjasama dan perkiraan aktivitas operasi. Masalah-masalah ini sangat menentukan tingkat keekonomian dari potensi lahan eksplorasi.

- a. Bentuk Kerjasama Eksplorasi.



Dalam kerjasama eksplorasi sistemnya akan berkisar antara konsesi, perjanjian eksplorasi dan Kontrak Production Sharing. Perjanjian sistem konsesi secara eksplisit akan mengatur hak atas bagian pendapatan antara investor yang melakukan aktivitas eksplorasi produksi dan pemerintah setempat pemilik lahan. Demikian pula untuk ketentuan fiskalnya juga akan berkisar antara sistem *tax/royalty* dan kontrak bagi hasil (*production sharing*), dimana jumlah penerimaan pemerintah setempat berkisar antara 30-90%.

b. Aktivitas Eksplorasi.

Dalam pertimbangan aktivitas eksplorasi sering dikaitkan dengan masalah potensi geologi dan sifat tertentu dari prospek penemuan cadangan. Pertimbangan potensi geologi akan mempunyai hubungan erat dengan masalah potensi geologi regional dan besarnya kebutuhan biaya. Sedangkan sifat cadangan akan dikaitkan dengan tingkat migrasi, ketebalan dan sifat-sifat lain yang berhubungan dengan masalah keekonomian produksi cadangan. Pertimbangan eksplorasi untuk perhitungan keekonomian akan meliputi masalah aktivitas geologi, regional geologi, faktor cadangan dan migrasi, faktor identifikasi dan definisi prospek, masalah ketebalan cadangan (*net pay*), pemboran sumur eksplorasi dan sumur delineasi.

II.3.2. Pengembangan Lapangan.

Dalam pengembangan suatu lapangan baru, ada enam tahapan yang perlu dipertimbangkan, yaitu :



- a. Langkah pertama adalah memperkirakan potensi kuantitas cadangan minyak dan gas bumi (*Original Gas In Place / OGIP*).
- b. Langkah kedua harus menghitung secara cermat perkiraan jumlah perolehan atau produksi minyak dan gas selama umur produksi lapangan.
- c. Langkah ketiga adalah menghitung perkiraan produktivitas sumur produksi. Bagi sumur yang mempunyai tingkat produktivitas tinggi, akan sedikit memerlukan jumlah sumur, sehingga waktu pengembangannya relatif singkat dan biayanya murah. Dan perlu diketahui bahwa kapasitas produksi sumur adalah berkaitan dengan sifat cadangan dan cairannya.
- d. Langkah keempat adalah mengetahui profil produksi. Profil produksi berguna untuk menentukan tingkat produksi awal sumur, jumlah sumur produksi, waktu atau jarak sumur produksi, tingkat penurunan produksi, perkiraan penerimaan dan biaya sampai batas akhir ekonomi sumur. Bagi cadangan yang sifatnya sangat produktif, tingkat produksi pada awal tahun cenderung dipertinggi sehingga terjadi penurunan yang sangat drastis pada akhir batas umur produksi ekonomi. Sedangkan bagi cadangan yang luas dengan tingkat produktivitas rendah, biasanya akan memerlukan jumlah sumur produksi yang banyak selama periode yang menguntungkan, yaitu berkisar antara 20-30 tahun.
- e. Langkah kelima memperkirakan jumlah sumur pengembangan atau produksi. Jumlah sumur produksi sangat tergantung dari kapasitas produksi pertama, faktor penurunan produksi yang diinginkan, waktu dan biaya pemboran sumur serta geometri cadangan. Untuk lapangan yang luas dengan kapasitas sumur



rendah akan memerlukan banyak jumlah sumur pengembangan. Sedangkan program pengembangan yang paling sederhana biasanya akan berusaha untuk merubah sumur eksplorasi menjadi sumur produksi.

- f. Langkah keenam adalah program penyusunan desain, konstruksi, jadwal waktu dan biaya dari sarana fasilitas produksi. Fasilitas-fasilitas yang diperlukan antara lain *wellhead*, meteran, separator, *treater*, pompa, *compression unit*, *flowline* dan sebagainya. Sedangkan perkiraan biaya investasinya sangat tergantung dari jumlah sumur pengembangan, kandungan dan sifat cairan gas, kebutuhan sumur injeksi dan lingkungan letak fasilitas operasi.

II.3.3. Operasi Lapangan.

Dalam penyusunan program eksplorasi perlu mempertimbangkan perkiraan biaya operasi lapangan. Operasi pengembangan lapangan secara intensif, umumnya awal investasi hanya membutuhkan penyediaan biaya kapital kecil dan untuk seterusnya semakin besar. Bagi pengembangan cadangan yang kompleks dengan produktivitas rendah, biaya operasinya mahal karena sering melakukan kerja ulang atau *workover*.

II.3.4. Faktor Harga Jual.

Pada akhirnya pengembalian dari seluruh biaya eksplorasi, pengembangan dan produksi penemuan cadangan adalah berasal dari penjualan minyak dan gas



bumi. Oleh karenanya perkiraan harga selama masa produksi merupakan faktor yang sangat mempengaruhi kelayakan program eksplorasi. Dalam pertimbangan harga jual harus disusun berdasarkan perkiraan jangka panjang sesuai dengan tingkat harga pasaran internasional.

II.4. Aspek Teknis Yang Berkaitan Dengan Pipa Bawah Laut.

Dalam perencanaan pipa bawah laut maka perlu diketahui berbagai aspek teknis yang berkaitan dengan pipa bawah laut yakni : tipe pipa bawah laut, metode instalasi pipa, skenario produksi reservoir, dasar mekanika fluida, perencanaan diameter pipa, dan perencanaan tebal pipa.

II.4.1. Tipe Pipa Bawah Laut.

Pada umumnya pipa yang dipakai pada industri perminyakan lepas pantai sesuai dengan kegunaannya (Mousselli, 1981) adalah :

1. Tipe *Flow Lines*.

Tipe ini menghubungkan dari sumur (*well*) menuju platform atau *subsea manifold*. Pipa ini biasanya mempunyai diameter kecil. Tekanan yang mengalir di dalam pipa sangat besar, sehingga uap untuk mengalirkan fluida (gas) tidak ditambahkan dengan pompa ataupun kompresor.

2. Tipe *Gathering Lines*.



Tipe ini menghubungkan satu *multiwells* platform menuju ke platform yang lain. Biasanya mempunyai diameter kecil hingga menengah dan merupakan sekelompok pipa yang menyalurkan minyak, gas, kondensat dan aliran dua fase. Tipe pipa ini melayani aliran dengan tekanan operasi (*operating pressure*) diantara 1000psi - 1400psi. Untuk mengalirkan fluida yang bekerja didalamnya dibantu dengan pompa atau kompresor yang dipasang di platform.

3. Tipe *Trunk Lines*.

Tipe ini menyalurkan berbagai kombinasi aliran dari satu hingga beberapa platform ke pantai. Biasanya mempunyai diameter besar dan dapat mengangkut minyak atau gas. Pompa penguat atau kompresor harus ditambahkan pada *intermediate* platform untuk tipe *trunk lines* yang panjang.

Tugas akhir ini membahas pengoperasian pipa bawah laut tipe *flow lines*, yang menghubungkan penyaluran gas dari sumur gas (*well*) ke Platform Charlie pada lapangan Cinta Maxus SES Inc.

II.4.2. Metode Instalasi Pipa

Beberapa metoda instalasi pipa bawah laut yang telah dikembangkan adalah *Lay-Barge*, *Reel-Barge* dan *Tow-Method*. Metode yang paling umum digunakan adalah metode *Lay Barge* sehingga dalam Tugas Akhir ini digunakan metode *Lay Barge* bagi keperluan instalasi pipa.

Metode ini dimulai setelah ditemukannya barge yang berbentuk kotak (*Box-Shaped Lay-Barge*) yang semakin berkembang ke arah perbaikan



kemampuan peletakan pipa bawah laut. Sampai sekarang telah berkembang bentuk *Lay Barge* yang lain seperti *Conventional Box Hull*, *Ship-Harsed Barge* dan *Semisubmersible Vessel*.

Dalam metode *Lay Barge*, dengan menggunakan *Conventional Box Shaped Barge*, pipa di atas barge berbentuk *single length joint* (panjang 40 feet). Selama proses instalasi kran yang terpasang di *Lay Barge* langsung memindah pipa dari tempat penyimpanan pipa (*Storage Racks*) ke rak otomatis yang langsung menyodorkan pipa menuju *line-up table*. Di *line-up table* ini pipa mulai disiapkan untuk disambung dengan pengelasan dan pemeriksaan pengelasan (*Non Destructive Testing*). Dengan kata lain di tempat ini proses *work station* dimulai. Setelah aktifitas pengelasan dilakukan, pipa bawah laut mulai dilapisi dengan lapisan anti korosi (*corrosion coating*) dan kadang-kadang juga bersamaan dengan lapisan pemberat (*weight-coating*). Dari pelapisan, pipa bawah laut terus bergerak menuju penumpukan *roller*, sebelum masuk ke dalam laut yang dibantu peluncurannya oleh *stinger* yang berada di barge, lalu barge mulai berjalan dengan membawa kabel dan meninggalkan kabel di belakang.

Setelah pemasangan pertama dengan cara di atas maka pemasangan pipa bawah laut untuk sambungan pipa berikut tinggal mengikuti jalannya barge yang sudah lalu. Banyak faktor yang mempengaruhi instalasi pipa bawah laut, sehingga diperlukan sejumlah asumsi tertentu. Faktor-faktor tersebut adalah (Subagio, 1994) adalah:

1. Jumlah sambungan pipa.
2. Jumlah hari yang diperlukan dalam pemasangan pipa keseluruhan.



3. Aspek keadaan lingkungan yang diterjemahkan dalam pengertian faktor produktivitas.

Dengan anggapan kemampuan produktifitas 100% maka kami menghitung jumlah biaya yang dibutuhkan untuk instalasi dengan bantuan tabel biaya instalasi pipa dari Maxus. Beberapa asumsi tambahan yakni para pekerja untuk instalasi dianggap bekerja 24 jam penuh, dengan menggunakan sistem kerja 2 shift dengan menggunakan peralatan yang ada diatas barge secara penuh.

II.4.3. Skenario Produksi Reservoir.

Peramalan produksi merupakan suatu bagian yang terpenting dalam analisa teknis di bidang eksplorasi dan eksplorasi sumber gas, hal ini disebabkan karena produksi dari sumur gas akan terus menurun dari waktu ke waktu sampai tercapai batas ekonomisnya.

Namun demikian, peramalan skenario produksi adalah sulit dilakukan secara tepat karena menyangkut karakteristik batuan reservoir yang berbeda-beda antara satu lapangan dengan lapangan lain. Untuk mengatasi masalah tersebut, maka diterapkan pendekatan statistik, yakni dengan menggunakan metode probabilistik. Metode probabilistik yang dipakai adalah teori *exponential decline curve* karena menghasilkan kesalahan yang relatif kecil bila dibandingkan dengan dua metode yang lainnya, yakni metode *hyperbolic* dan *harmonic decline curve* (Rochani, 1994). Persamaan differensial yang digunakan adalah

$$\int_{q_i}^q \frac{dq}{q} = - D \int_0^t dt \quad \dots\dots\dots(1)$$



$$q = q_i e^{-Dt} \dots\dots\dots(2)$$

Produksi rata-rata kumulatif dapat diperoleh dengan cara mengintegralkan persamaan (2) di atas, sehingga diperoleh rumusan sebagai berikut :

$$Qd = \int_0^t q dt = q_i \int_0^t e^{-Dt} dt \dots\dots\dots(3)$$

$$Qd = \frac{q_i (1 - e^{-Dt})}{D} = \frac{q_i - q}{D} \dots\dots\dots(4)$$

Dimana

t = waktu

q = produksi rata-rata pada waktu tertentu t

qi = produksi rata-rata awal

D = faktor penurunan rata-rata

Qd = produksi kumulatif bila rata-rata produksinya sama dengan q

Dengan menggunakan persamaan di atas maka kita dapat merencanakan skenario produksi.

II.4.4. Dasar Mekanika Fluida.

Desain pipa pada fasilitas produksi melibatkan pemilihan diameter pipa dan ketebalan dinding pipa sehingga memungkinkan adanya aliran fluida dari suatu unit proses ke unit proses yang lain termasuk di dalamnya penurunan tekanan yang diijinkan serta tingkat aliran fluida. Maka sebelumnya dibahas



beberapa pengertian dalam mekanika fluida yang berkaitan erat dengan perencanaan dimensi pipa (diameter dan tebal).

II.4.4.1. Angka Reynold.

Arnold (1986) menyatakan bahwa angka Reynold secara umum dirumuskan sebagai berikut :

$$Re = \frac{\rho DV}{\mu} \quad \dots \dots \dots (5)$$

untuk gas maka rumus angka Reynold tersebut dapat dirubah menjadi :

$$Re = 20100 \frac{Q_g S}{d \mu} \quad \dots \dots \dots (6)$$

Dimana :

$$D = d/12$$

$$\rho_g = 0.0764 (S) x \frac{P}{14.7} x \frac{520}{TZ} = 2.7 \frac{SP}{TZ}$$

$$V_{act} = \frac{Q_{act}}{A}$$

$$\mu' = \frac{\mu}{1488}$$

$$A = \frac{\pi d^2}{(4)(144)}$$

$$Q_{act} = Q_g \times 10^6 \frac{scf}{MMscf} \times \frac{day}{24 hr} \times \frac{hr}{3600 s} \times \frac{14.7}{P} \times \frac{TZ}{520}$$

$$Q_{act} = 0.327 \frac{TZQ_g}{P}$$



Sehingga diperoleh :

$$Re = 20100 \frac{\rho S}{d\mu}$$

Dimana :

Re = Reynold Number

ρ = density, lb/ft³

D = pipe ID, ft

d = pipe ID, in

V = flow velocity, ft/sec

V_{act} = actual gas velocity, ft/sec

μ' = viscosity, lb/ft-sec

μ = viscosity, cp

II.4.4.2. Flow Regimes.

Menurut Raswari (1986), *flow regimes* menerangkan tentang sifat dari aliran. Terdapat dua jenis dasar *flow regimes* pada aliran satu fase, yakni aliran laminer dan aliran turbulen. Aliran laminer adalah aliran yang fluidanya dianggap mengalir pada lapisan masing-masing dengan kecepatan konstan. Suatu aliran yang tetap dan tak ada pencampuran partikel-partikel antara lapisan. Terjadi karena kecepatan aliran rendah, fluida cukup kental , aliran pada lorong sempit dan $Re < 2000$. Sedangkan aliran turbulen adalah aliran yang mempunyai



kecepatan tinggi, fluida encer, menyebar ke segala arah, alirannya bercampur dari lapisan ke lapisan, bahkan seperti bergulung-gulung dengan nilai Re diatas 4000.

II.4.4.3. Moody Friction Factor.

Harga *Moody Friction Factor* didapatkan dari diagram *Moody Resistance*.

Pada umumnya *friction factor* merupakan fungsi dari angka Reynold (Re) atau harga kekasaran relatif ε / D pipa (Subagio, 1994).

Untuk aliran laminer f merupakan fungsi dari Re :

$$f = \frac{64}{Re} \quad \dots \dots \dots (7)$$

Tabel 2.1. Pipe Roughness (Arnold, 1986)

Type of Pipe (New, clean Condition)	Roughness ε (ft)	Roughness ε (in)
Unlined Concrete	0.001-0.01	0.012-0.12
Cast Iron – Uncoated	0.00085	0.01
Galvanized Iron	0.0005	0.006
Carbon Steel	0.00015	0.0018
Fiberglass Epoxy	0.000025	0.0003
Drawn Tubing	0.000005	0.00006

II.4.4.4. Pressure Drop Pada Aliran Gas.

Gas cenderung berekspansi pada saat terjadi penurunan tekanan sehingga menyebabkan turunnya densitas dari gas tersebut. Pada saat yang sama, jika tidak ditambahkan panas pada sistem maka gas akan menjadi dingin yang menyebabkan densitas gas cenderung naik.



Untuk menyelesaikan permasalahan yang terjadi maka menurut Arnold (1986), pada gas berlaku persamaan *isothermal* (temperatur konstan) yang diberikan sebagai berikut :

$$w^2 = \left[\frac{144gA^2}{V_1 \left(\frac{fL}{D} + 2 \log \frac{P_1}{P_2} \right)} \right] \left[\frac{(P_1)^2 - (P_2)^2}{P_1} \right] \quad \dots \dots \dots (8)$$

Dimana :

W = rate of flow, lb/sec

g = acceleration of gravity, ft/sec²

A = cross sectional area of pipe, ft²

V₁ = specific volume of gas at upstream conditions, ft³/lb

f = friction factor

L = length, ft

P₁ = upstream pressure, psi

P₂ = downstream pressure, psi

Untuk bidang perminyakan faktor $2 \log_e \frac{P_1}{P_2} \ll \frac{fL}{D}$ dapat diabaikan, sehingga

didapatkan :

$$w^2 = \frac{144gA^2}{V_1 \left(\frac{fL}{D} \right)} \left[\frac{(P_1)^2 - (P_2)^2}{P_1} \right] \quad \dots \dots \dots (9)$$

Jika komponen-komponen persamaan di atas diuraikan satu persatu, maka akan didapatkan persamaan sebagai berikut :



Sehingga dari pendekatan tersebut akan didapatkan persamaan *pressure drop* yang baru sebagai berikut :

$$\Delta P = 12.6 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5} \quad \dots \dots \dots \quad (12)$$

II.4.4.5. Kecepatan Aliran Gas.

Arnold (1986) memberikan persamaan kecepatan aliran gas sebagai berikut :

$$V_{act} = \frac{Q_{act}}{A} \quad \dots \dots \dots \quad (13)$$

$$Q_{act} = Q_g \times 10^6 \frac{\text{scf}}{\text{MMscf}} \times \frac{\text{day}}{24\text{hr}} \times \frac{\text{hr}}{3600\text{s}} \times \frac{14.7}{P} \times \frac{TZ}{520}$$

$$Q_{act} = 0.327 \frac{TZ Q_g}{P}$$

$$A = \frac{\pi d^2}{(4)(144)}$$

Dimana :

Z = gas compressibility factor

T = flowing temperature, ${}^0\text{R}$

d = pipe ID, in

P = pressure, psi

Q_g = gas flow rate, MMscf

Q_{act} = actual gas flow rate, ft^3/s

Penyelesaian persamaan di atas diperoleh rumus kecepatan fluida gas yang mengalir di dalam pipa :



$$V = \frac{60TZQ_g}{d^2P} \quad \dots \dots \dots \quad (14)$$

II.5. Perencanaan Diameter Pipa.

Dari persamaan (12) diketahui persamaan pressure drop pada aliran gas sebagai berikut :

$$\Delta P = 12.6 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5}$$

maka dapat ditentukan diameter pipa dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Mengubah persamaan (12) menjadi $d^5 = 12.6 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{P_1 \Delta P} \quad \dots \dots \dots \quad (15)$

2. Mengidentifikasi berbagai variabel yang belum diketahui :

f = Asumsi 0,025 (Arnold, 1986)

L = ? ft

Q_g = ? MMscfd

SG= ?

T = ? $^{\circ}$ R

P_1 = ? psi

Z = ?

ΔP = Diketahui dari grafik (Arnold, 1986)

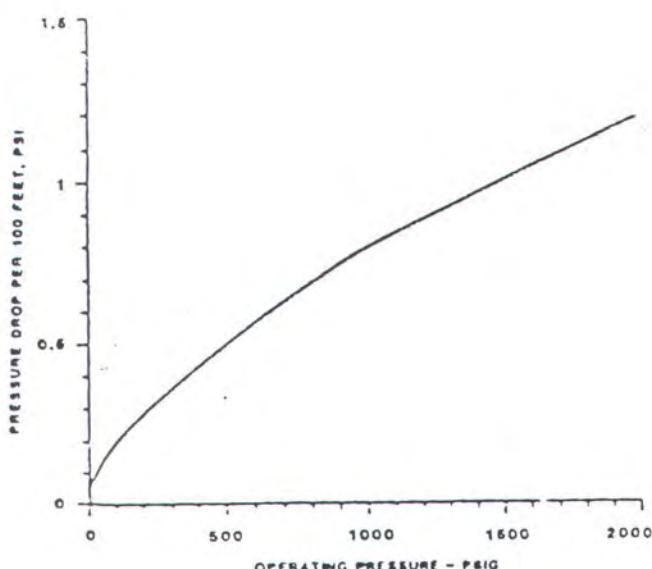
- Variabel L, Q_g , SG, T, P_1 , dan Z dari data lapangan.
- Menentukan penurunan tekanan dari grafik penurunan tekanan per 100 ft panjang pipa pada gambar 2.4 (Arnold, 1986).
- Menentukan diameter pipa dari persamaan (15).



6. Memeriksa Reynold Number (Re) dengan melihat *friction factor chart*, akan terbaca nilai *friction factor* tertentu.
7. Memeriksa ulang *friction factor* dari tahap 6, maka diketahui perbedaan nilai *friction factor* dari asumsi awal menjadi suatu nilai yang baru.
8. Menghitung ulang diameter pipa dengan persamaan (15) sehingga didapatkan diameter pipa yang sesungguhnya.

II.6. Perencanaan Tebal Pipa

Setelah perhitungan diameter dalam dari pipa dilakukan, hal yang masih perlu dilakukan adalah menghitung ketebalan dari pipa yang akan digunakan,



Gambar 2.4. Grafik Penurunan Tekanan per 100 ft
(Arnold, 1986)

sehingga mampu menahan beban baik yang datang dari dalam pipa maupun di luar pipa. Menurut Arnold (1986), untuk kasus bawah laut terdapat sejumlah



standar kode yang dipakai di dunia perminyakan untuk menghitung ketebalan pipa bawah laut, diantaranya adalah :

- ANSI B 31.3 : *Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping*. Standar ini biasa dipakai oleh US Minerals Management Service untuk perencanaan pipa minyak dan gas di lepas pantai.
- ANSI B 31.8: *Transmision and Distribution Piping System*. Standar ini banyak dipakai untuk transmisi dan distribusi gas dengan memakai sistem pipa.

Adapun rumus yang dipergunakan dalam Tugas akhir ini berdasarkan ANSI B 31.8 sebagai berikut :

Berdasarkan ANSI B 31.8

$$t = \frac{pd_0}{2(FETS)} \quad \dots\dots\dots (16)$$

dimana :

t = tebal pipa, in.

p = tekanan dalam pipa, psi.

d_0 = diameter luar pipa, in.

S = stress yang diijinkan untuk material pipa, psi (dari tabel)

E = faktor join longitudinal

= 1.00 untuk seamless, ERW, dan flash welded

F = faktor tipe desain (dari tabel).

T = faktor derating temperatur (dari tabel)

Tabel 2.2. Construction Type Design Factor, F
(Arnold, 1986)

Construction Type	Design Factor, F	General Description
A	0.72	Oil field and sparsely populated area
B	0.6	Semi developed areas and lease facilities
C	0.5	Commercial and residential subdivided areas and compressor stations
D	0.4	Heavily congested areas with multistory buildings

Tabel 2.3. Temperature Derating Factor, T
(Arnold, 1986)

Temperature, $^{\circ}\text{F}$	Derating Factor
-20 to 250	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Pada persamaan ANSI B 31.8 diketahui bahwa F, E, T, dan S tergantung dari tegangan yang diijinkan. Untuk itu digunakan pendekatan *safety factor* bagi tipe konstruksi, tipe join dan temperatur yang digunakan tersebut pada *yield strength* material pipa sesuai dengan tegangan yang diijinkan. Pada persamaan tersebut tidak ada ketentuan khusus tentang batas ijin korosi dimana pipa yang digunakan dilas. Hampir semua jalur transmisi gas mengutamakan produk yang bersih dan tidak ada spesifikasi khusus ketebalan dinding pipa yang diijinkan akibat korosi internal pipa.



Tabel 2.4. Yield Strength Minimum
(Manning, 1986)

Grade	Yield Strength (Min)		Ultimate Tensile Strength (Min)	
	Psi	MPa	Psi	MPa
A25	25,000	172	45,000	310
A	30,000	207	48,000	331
B	35,000	241	60,000	413
X42	42,000	289	60,000	413
X46	46,000	317	63,000	434
X52	52,000	358	66,000	455
X56	56,000	386	71,000	489
X60	60,000	413	75,000	517
X65	65,000	448	77,000	530
X70	70,000	482	82,000	565
X80	80,000	551	90,000	620

II.7. Aspek Ekonomi Investasi Minyak Dan Gas Bumi.



Aspek-aspek ekonomi yang berkaitan dengan investasi proyek minyak dan gas bumi adalah :

a. *Operating Cost.*

Operating cost meliputi semua pengeluaran dan kewajiban yang terjadi untuk melaksanakan operasi permifyakan. Oleh karena kategori yang termasuk dalam *operating cost* baru ada setelah mulai produksi, maka berarti sebelumnya tidak ada perhitungan *operating cost*. Dan semua biaya yang timbul sebelum mulai produksi merupakan penundaan biaya dan bukan merupakan beban. Prinsip ini merupakan gambaran secara akuntansi bahwa biaya yang dikeluarkan berkenaan dengan Kontrak Bagi Hasil bukan merupakan hutang bagi Perusahaan Negara (Pertamina). Faktor yang



mempengaruhi biaya operasi ini adalah upah tenaga kerja, *overhead* dan kondisi operasi lapangan. Perkiraan biaya operasi untuk minyak mentah umumnya dinyatakan dalam prosentase terhadap biaya pengembangan dan berkisar antara 5-10% dari pengeluaran. Sedangkan biaya operasi gas umumnya lebih rendah yaitu di bawah 5%.

b. *Biaya Kapital.*

Adalah biaya yang secara umum mempunyai masa manfaat, jadi hanya keluar pada awal proyek dan perhitungannya dalam *recoverable operating cost* tahun berjalan. Ada empat kelompok klasifikasi utama, yaitu *construction utilities* dan *auxiliaries*, *construction housing* dan *welfare*, *production facilities* dan *movables*.

c. *Biaya Non Kapital.*

Biaya non kapital adalah biaya yang terjadi sehubungan dengan operasi tahun berjalan yakni biaya survey, biaya pemboran tak berwujud (*intangible drilling cost*) untuk sumur eksplorasi dan sumur pengembangan, biaya perkantoran, jasa, dan administrasi umum.

d. *Depresiasi.*

Untuk perhitungan *recovery of operating cost*, penyusutan dihitung dengan metode *double declining balance* sesuai dengan kontrak yang ditanda tangani oleh Maxus SES Inc. (1991) dengan mengalikan faktor penyusutan dengan



nilai buku pada awal tahun. Perhitungan depresiasi berguna untuk mencadangkan nilai *capital cost* dalam penggunaanya yang telah habis, aus dan rusak. Depresiasi hanya berpengaruh langsung terhadap penentuan perpajakan yang berlaku di Indonesia yang sudah termasuk dalam perjanjian Kontrak Bagi Hasil. Metode *Double Decline Balance Depreciation* yakni sebuah cara untuk menyebarkan modal yang dikeluarkan dengan nilai penyusutan tahunan berdasarkan faktor penyusutan berganda (*Double Decline*).

Formula yang digunakan :

$$D_i = fxB_i$$

D_i = Depresiasi pada tahun ke-i

B_i = Nilai buku pada tahun ke-i

f = Faktor penyusutan ($2/N$).

N = Umur reservoir.

e. *Tarif Pajak.*

Berdasarkan keputusan menteri keuangan Kepmen 267/KMK.012/1984 maka tarif pajak yang dikenakan terhadap kontraktor KPS adalah 48% dari pendapatan kena pajak (*Taxable Income*).

f. *First Trance Petroleum (FTP).*

FTP adalah sistem penyisihan jumlah tertentu dari produksi setiap tahun sebelum digunakan untuk pengembalian biaya. Jumlah FTP ini tetap dibagi



antara Perusahaan Negara dengan Kontraktor sesuai dengan persentase bagiannya yang besarnya 20% dari jumlah produksinya.

g. *Domestic Market Obligation (DMO).*

Dalam pasal Kontrak Bagi Hasil selain dari pengembalian biaya dan pembagian pendapatan, kontraktor menyetujui setelah produksi berjalan untuk menyerahkan produksi yang menjadi bagiannya untuk penyediaan kebutuhan pasaran dalam negeri Indonesia, yang besarnya 25% dari seluruh jumlah produksi bagian kontraktor yang dihasilkan dari wilayah kerja yang bersangkutan.

h. *Recovery Cost.*

Dalam Kontrak Bagi Hasil cara pengembalian biaya merupakan faktor besar kecilnya bagian Indonesia maupun keuntungan dari kontraktor. Cara pengembalian biaya ini telah mengalami beberapa kali perubahan dimana semua perubahan tersebut bertujuan untuk memperbaiki kondisi dari penerimaan Indonesia agar dapat mengikuti pola kenaikan pola harga minyak mentah di pasaran internasional. Dalam perhitungan pengembalian biaya per 1 Januari 1974 adalah seluruh pengeluaran baik kapital maupun non kapital yang dibayarkan ke Perusahaan Negara. Pengembalian biaya ini dirumuskan dengan :

$$\text{Recovery Cost} = \text{Operating Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Amortisasi} + \\ \text{Investment Credit}$$



Indonesia. Pembayaran bonus produksi biasanya dilakukan setelah kontraktor dapat mencapai tingkat jumlah produksi tertentu sesuai dengan ketentuan kontrak. Syarat tingkat produksi umumnya ditentukan berdasarkan atas jumlah produksi harian secara terus menerus dalam rata-rata jangka waktu 120 hari. Dan setelah memenuhi syarat ini maka pembayarannya harus dilakukan sesudahnya dalam 30 hari.

k. *Cash Flow.*

Peramalan *cash flow* sendiri merupakan dasar dari keseluruhan analisis ekonomi yang digunakan untuk pengambilan keputusan investasi dalam bidang industri minyak dan gas bumi. Peramalan akan mudah jika hanya melibatkan perkiraan *future cost* dan umur reservoir. Prinsip yang digunakan sebagai dasar analisis *cash flow* dalam suatu investasi permifyakan adalah :

$$\text{Cash Flow} = \text{Cash Received} - \text{Cash Expended}$$

Dalam bidang perencanaan investasi minyak dan gas bumi proyeksi perkiraan masa depan *cash flow* biasanya dibuat untuk selama masa proyek.

l. *Net Cash Flow dan Profit.*

Net cash flow merupakan pengaruh atau estimasi secara aktual yang diterima dan dibelanjakan dalam satu periode tertentu. Untuk proyek-proyek minyak dan gas pembiayaan termasuk *capital* dan *operating cost*. Dalam suatu periode *net cash flow* sama dengan :



$$\text{Net Cash Flow} = \text{Gross Revenue} - \text{Operating Cost} - \text{Bagian Pertamina} - \\ \text{Investment} - \text{Income Tax}$$

Profit selalu digunakan dalam *annual accounts* atau perhitungan perpajakan dengan definisi profit tidak sama dengan *net cash flow* dimana :

$$\text{Profit} = \text{Gross Revenue} - \text{Operating Cost} - \text{Depresiasi} - \text{Amortisasi} - \\ \text{Investment Credit} - \text{FTP}$$

Perhitungan profit digunakan untuk menentukan keadaan keuangan suatu usaha atau proyek. Jadi perhitungan profit di sini melibatkan penurunan *capital cost*.

m. *Amortisasi*.

Amortisasi hanya diperuntukan untuk alokasi biaya non kapital dalam perhitungan pengembalian biaya setiap tahun. Untuk perhitungan pengembalian biaya setiap tahun terhadap pengeluaran non kapital menggunakan metode *straight line* sesuai dengan masa manfaat. Masa manfaat pada kasus ini dihitung selama 7 tahun sesuai dengan ketentuan dalam Kontrak Bagi Hasil antara Maxus SES Inc. dengan Pertamina. Pelaksanaan metode *straight line* sesuai dengan prinsip pengembalian biaya azas *zero balance* dalam KPS karena seluruh investasinya akan dapat terkembalikan semua atau bersisa nol.

n. *Investment Credit*.

BAB III

METODOLOGI

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penggerjaan yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah:

1. Studi Literatur.

Studi literatur dipakai untuk membantu perumusan masalah (pendekatan penyelesaian masalah) dan mencari alternatif teknis dan ekonomis penyelesaian masalah yang didapat pada Tugas Akhir.

2. Survey Lapangan.

Survey lapangan adalah dengan mengumpulkan data-data tertulis yang sudah ada kemudian mengolahnya sehingga memudahkan proses penulisan selanjutnya.

3. Perhitungan Faktor Teknis.

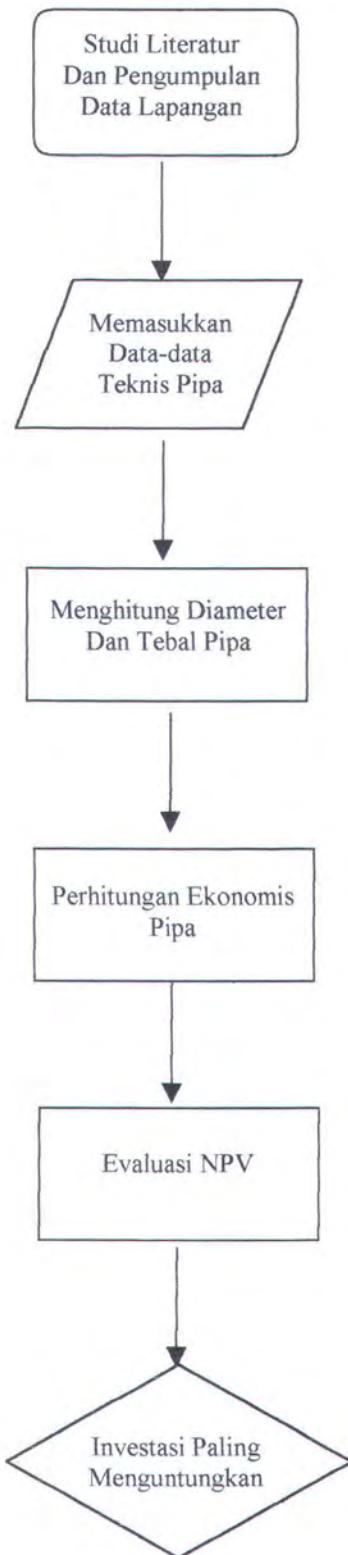
Dengan menggunakan persamaan *pressure drop* yang terdapat pada API Specification 5L, 1995, mengenai “*Specification for Line Pipe*”, dan ANSI B31.8, 1992, mengenai “*ASME Code for Pressure Piping, B31, An American National Standard*”, maka dapat diketahui tebal dan diameter pipa bawah laut yang diisyaratkan.

4. Perhitungan Faktor Ekonomis.

Selain faktor teknis di atas, dalam menyusun studi awal proyek ini, kami memperhatikan *Cash Flow*. Evaluasi proyek dilakukan dengan metode NPV, sehingga dapat diketahui kelayakan proyek permifyakan tersebut.



Secara keseluruhan metodologi Tugas akhir ini disusun dalam flowchart sebagai berikut :



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN



$$Z = 0.690$$

ΔP = Diketahui dari tabel (Arnold, 1986)

3. Variabel L, Q_g , SG, T, P_1 , dan Z diketahui dari data lapangan.
4. Menentukan penurunan tekanan dari grafik penurunan tekanan per 100 ft panjang pipa pada gambar 2.5 (Arnold, 1986), maka diketahui per 100 ft panjang pipa terjadi penurunan tekanan sebesar 0.73 psi sehingga penurunan tekanan yang terjadi adalah $38.544 \text{ psi} = (0.73 * 1/100 * 5279.955) \text{ psi}$.
5. Menentukan diameter pipa dari persamaan (15) yakni :

$$d^5 = 12.6 \frac{SQ_g^2 ZT_1 fL}{P_1 \Delta P}$$

$$d^5 = 12.6x \frac{1.203 \times 13.8^2 \times 0.690 \times 660 \times 0.025 \times 5279.955}{870 \times 38.544}$$

$$d = \sqrt[5]{5174.657}$$

Maka diperoleh diameter dalam pipa (ID) sementara = 5.531 in

6. Memeriksa Reynold Number (Re) dari persamaan (6) yakni :

$$Re = 20100 \frac{Q_g S}{d \mu}$$

$$Re = 20100 \times \frac{13.8 \times 1.203}{5.531 \times 0.01342}$$

Maka didapatkan nilai $Re = 4,556,686.263 = 4.6 \times 10^6$, lalu dicari nilai ϵ/d dimana nilai $\epsilon = 0.0018$ dengan asumsi bahwa material dari *carbon steel* (tabel 2.1) sehingga didapatkan $\epsilon/d = 0.0003$. Dengan melihat *friction factor chart*, terbaca nilai *friction factor* sebesar 0.015.



7. Memeriksa ulang *friction factor* dari tahap 6, maka diketahui perbedaan nilai *friction factor* dari asumsi awal menjadi suatu nilai yang baru yakni $f = 0.015$ (asumsi awal $f = 0.025$).
8. Menghitung ulang diameter pipa dengan persamaan (15) dengan mensubstitusikan nilai $f = 0.015$ seperti langkah (5) di atas, sehingga didapatkan diameter dalam pipa yang sesungguhnya (ID) = 4.994 in.

Prosedur tersebut selanjutnya juga dilakukan pada laju produksi (Q_g) 12.8 MMscfd, 14.8 MMscfd, 15.8 MMscfd, sehingga didapatkan diameter dalam pipa sebagai berikut :

No	Laju Produksi (MMscfd)	Diameter Pipa (ID)
1	12.8	4.846 in
2	13.8	4.994 in
3	14.8	5.135 in
4	15.8	5.270 in

IV.1.2. Penentuan Tebal Pipa.

Adapun rumus yang dipergunakan dalam Tugas Akhir ini adalah persamaan dari ANSI B 31.8 yakni :

$$t = \frac{pd_0}{2(FETS)} \quad \dots \dots \dots \quad (17)$$

dimana :

t = tebal pipa, in.

p = tekanan dalam pipa, psi.

d_0 = diameter luar pipa, in.

E = faktor join longitudinal.

= 1.00 untuk seamless, ERW, dan flash weld.



ditetukan oleh 3 (tiga) faktor penting yaitu *initial production rate*, jenis kurva penurunan produksi, dan tingkat penurunan produksi. Kapasitas sumur produksi yang ada harus tetap dijaga agar kondisi produksi bisa dianalisa. Sebagaimana diketahui dari skenario produksi kita dapat mengetahui tingkat aliran fluida (*flow rate*) dalam hal ini gas bumi, sehingga dapat dihitung diameter dan tebal pipa yang akan diinstalasi, berarti dengan skenario produksi kita sekaligus dapat mengevaluasi kelayakan ekonomis investasi pipa bawah laut sebagai sarana penyaluran gasnya. Diameter dan tebal pipa ini merupakan syarat utama dalam perencanaan dimensi pipa dimana diameter akan menentukan kecepatan aliran fluida serta tekanan yang hilang sepanjang jalur pipa, sedangkan tebal dinding pipa akan menentukan batas maksimum tekanan operasi di lapangan.

Pada bagian analisa teknis di atas, ternyata diperoleh diameter dalam pipa (ID) sebesar 4.994 in dan tebal dinding pipa (t) sebesar 0.1144 in dan dengan berpedoman pada tabel dari API maka kami menggunakan diameter luar pipa (OD) 6.625 in dengan tebal (t) 0.280 in. Aspek teknis yang menentukan besarnya diameter dan tebal dinding pipa ini merupakan awal dari analisa studi kelayakan untuk pipa bawah laut. Selanjutnya akan dibahas aspek ekonomis yang akan mempertajam analisa studi kelayakan yang dibuat.

IV.2.1. Perhitungan Biaya Instalasi Pipa.

Analisa ekonomis diawali dengan perhitungan biaya instalasi pipa dengan berdasarkan tabel biaya instalasi pipa dari Maxus di bawah, maka kita dapat menentukan biaya investasi pipa.



Tabel 2.5. Biaya Instalasi Pipa
(Power and Marine Construction Dept, 1999)

Diameter Pipa (in)	Material Pipa (US\$/ft)	Concrete Coating (US\$/ft)	Laying Rate (Joint/day)
6	6.5	-	200
8	7.8	20	180
10	12	21	160
12	22	22	140
16	28	25	100
20	33	30	80

Berdasarkan tabel tersebut maka penentuan biaya instalasi pipa mengikuti prosedur sebagai berikut :

1. Diketahui pipa yang akan digunakan direncanakan berdiamater 6 in dengan panjang rute 5279.955 ft, dimana 1 joint = 40 ft; biaya sewa barge = US\$ 80.000 – US\$100000; biaya mob/demob = US\$ 200000.
2. Biaya material = (harga material per ft x panjang rute) = (6.5×5279.955) US\$ = US\$ 34319.709
3. Biaya Coating = -
4. Biaya Laying = (jumlah join x laying rate x sewa barge) = $\left[\frac{5279.955}{40} \times \frac{1}{200} \times 100.000 \right]$ US\$ = US\$ 65999.438
5. Biaya instalasi riser = (2 hari x sewa barge) = (2×100.000) US\$ = US\$ 200000
6. Biaya Mob/Demob = US\$ 200000
7. Maka biaya intalasi pipa merupakan total biaya pada perhitungan (2) sampai (6) = US\$ 500319.147



IV.2.2. Penyusunan Skenario Produksi.

Selanjutnya adalah penyusunan skenario produksi reservoir dengan cara sebagai berikut :

1. Mengetahui data-data yang akan dihitung yakni :
 - Jumlah cadangan gas bumi sebesar 74,176 MMscf
 - Produksi rata-rata 13.8 MMscfd
 - Biaya produksi US\$342.466/day
 - Harga gas US\$2.1/MMbtu = US\$1890.47/MMscf
2. Menghitung operating cost :

$$\text{Operating Cost} = \text{produksi rata-rata} \times \text{jumlah hari per bulan} \times \text{biaya produksi per mmscf}$$

3. Menghitung batas ekonomis reservoir :

$$\text{Batas Ekonomis} = \frac{\text{operating cost}}{\text{harga gas}}$$

4. Menghitung tingkat penurunan produksi nominal :

$$\text{Tingkat penurunan produksi nominal} = \frac{(\text{prod.awal} - \text{batas.ekonomis})}{\text{jumlah.cadangan}}$$

5. Menghitung umur produksi :

$$\text{Umur Produksi} = \left(\frac{1}{\text{tingkat.penurunan.prod.no minal}} \right) \times \ln \frac{\text{produksi.awal}}{\text{batas.ekonomis}}$$

6. Menghitung produksi awal tahun :

$$\text{Prod. awal tahun} = \text{tingkat penurunan prod. nominal} \times \text{jumlah hari per bln}$$



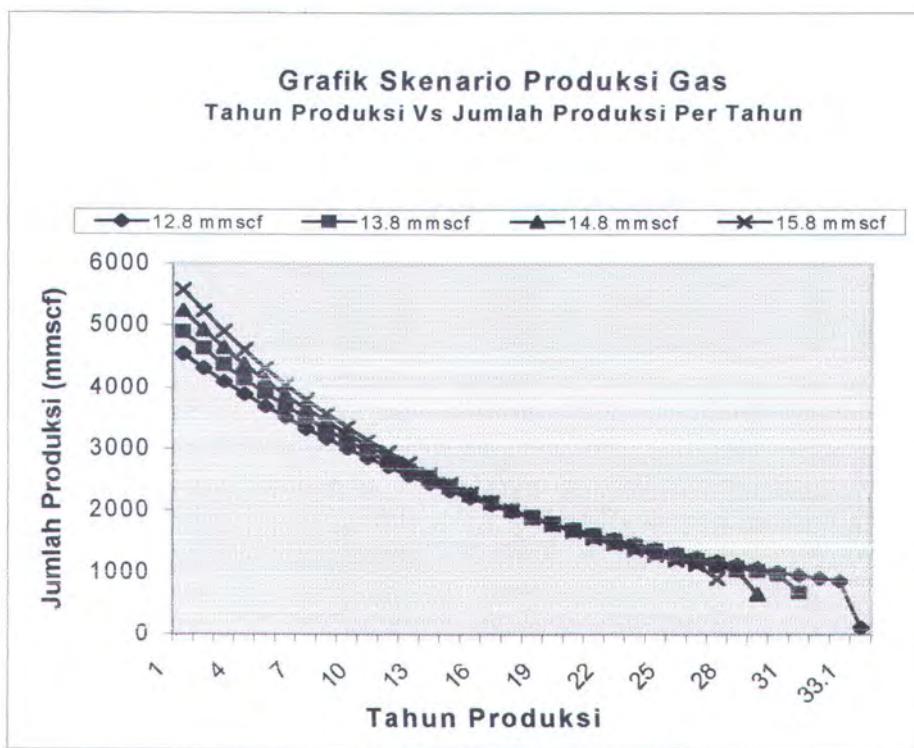
7. Menghitung produksi pada akhir tahun pertama :

$$\text{Prod. akhir tahun} = \text{produksi awal tahun} \times e^{(tkt.\text{penurunan prod.no min alxjumlah.b ln})}$$

8. Menghitung produksi tiap tahun :

$$\text{Produksi tiap tahun} = \frac{(\text{prod.awal.tahun} - \text{prod.akhir.tahun})}{\text{tingkat.penurunan.prod..no min al}}$$

Hasil penyusunan skenario produksi tersebut selanjutnya ditampilkan dalam bentuk grafik skenario produksi dimana dari beberapa laju produksi rata-rata perhari kita dapat melihat perbandingan penurunannya, dimana penurunan paling tajam terjadi pada laju produksi paling tinggi (15.8 MMscfd) demikian sebaliknya dengan laju produksi yang paling rendah (12.8 MMscfd). Analisa ekonomis selanjutnya adalah menghitung biaya pengembalian kontraktor ke pihak Pertamina selaku Perusahaan Negara.



Gambar 3.1. Grafik Skenario Produksi



IV.2.3. Perhitungan Pengembalian Biaya (Recovery Cost).

Dalam Kontrak Bagi Hasil cara pengembalian biaya merupakan faktor besar kecilnya bagian Indonesia maupun keuntungan dari kontraktor. Cara pengembalian biaya ini telah mengalami beberapa kali perubahan dimana semua perubahan tersebut bertujuan untuk memperbaiki kondisi dari penerimaan Indonesia agar dapat mengikuti pola kenaikan pola harga minyak dan gas bumi di pasaran internasional. Dalam perhitungan pengembalian biaya per 1 Januari 1974, biaya yang dikembalikan adalah seluruh pengeluaran baik kapital maupun non kapital yang dibayarkan ke Perusahaan Negara. Pengembalian biaya ini dirumuskan dengan :

$$\text{Recovery Cost} = \text{Operating Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Amortisasi} + \\ \text{Investment Credit}$$

Prosedur perhitungan recovery cost adalah :

1. Menghitung operating cost :

$$\text{Operating Cost} = \text{produksi sumur mmscf} \times \text{biaya prod. per mmscf}$$

2. Menghitung nilai buku :

$$\text{Nilai Buku} = \text{Biaya Instalasi Pipa}$$

3. Menghitung depresiasi :

$$\text{Depresiasi} = \text{faktor penyusutan} \times \text{nilai buku}$$

4. Menghitung amortisasi :

$$\text{Amortisasi} = \text{Intangible cost} \times \left(\frac{1}{\text{masa.manfaat}} \right)$$

5. Menghitung investment credit :

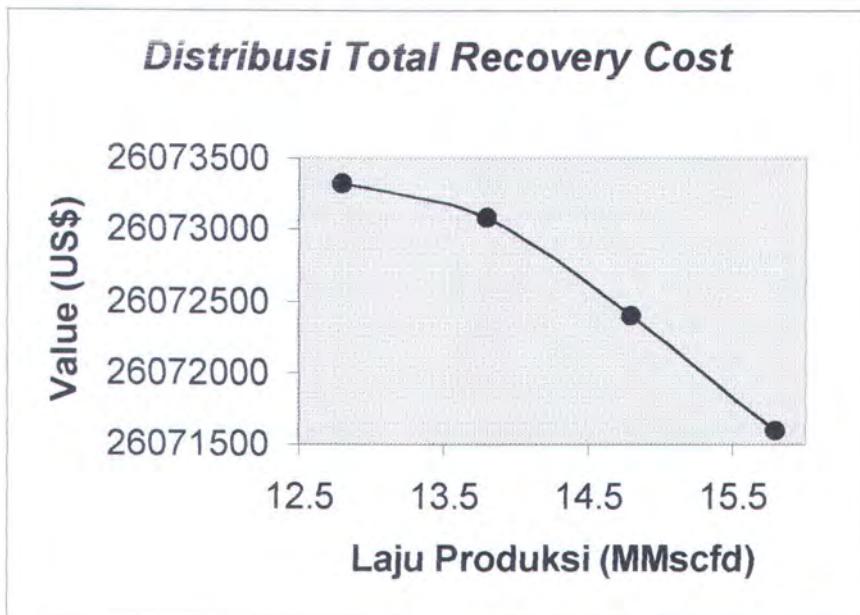


$$\text{Investment Credit} = 17\% \times (\text{nilaibuku} + \text{intangiblecost})$$

6. Selanjutnya hasil kelima prosedur di atas disubstitusikan ke dalam persamaan Recovery Cost yaitu :

$$\text{Recovery Cost} = \text{Operating Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Amortisasi} + \text{Investment Credit}$$

Hasil perhitungan *recovery cost* tersebut ditampilkan dalam bentuk grafik di bawah ini, dimana kita dapat melihat bahwa tingkat total pengembalian yang paling besar terjadi pada laju produksi 12.8 MMscfd, hal ini karena jangka waktu produksi yang panjang sehingga nilai pengembalian lebih tinggi. Selanjutnya hasil tersebut dapat digunakan untuk menghitung pendapatan kotor (*profit income*) atau pendapatan sebelum kena pajak yang selanjutnya kita dapat menghitung pendapatan bersih atau pendapatan setelah kena pajak (*after tax income*) dalam Kontrak Bagi Hasil dari investasi permisyakan ini.



Gambar 3.2. Grafik Recovery Cost



IV.2.4. Perhitungan Pendapatan Bersih.

Prosedur untuk memperoleh pendapatan bersih yang diperoleh dalam Kontrak bagi Hasil yakni sebagai berikut :

1. Menghitung pendapatan dari produksi (*Gross Revenue*) :

$$\text{Gross Revenue} = \text{jumlah produksi gas mmscf} \times \text{harga gas per mmscf}$$

2. Menghitung *First Trench Petroleum* (FTP) :

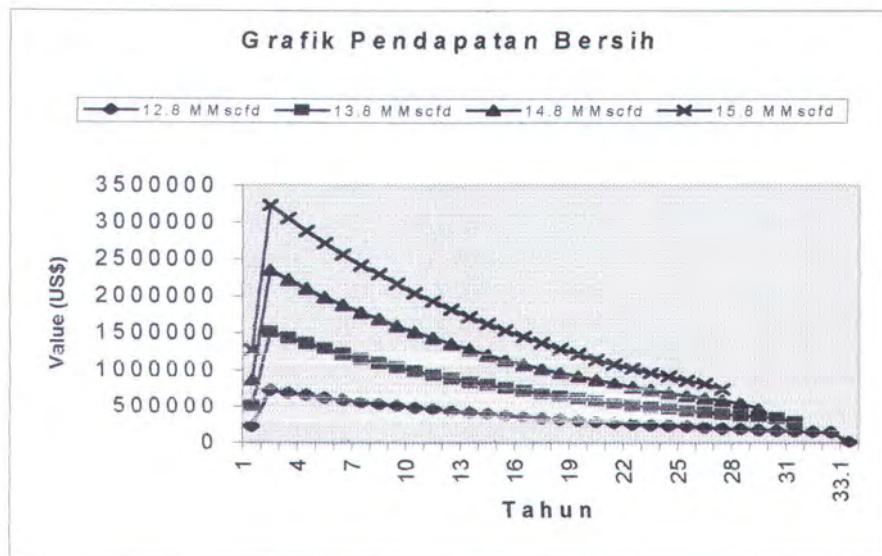
$$\text{FTP (First Trench Petroleum)} = 20\% \times \text{Gross Revenue}$$

3. Menghitung *Domestic Market Obligation* (DMO) :

$$\begin{aligned}\text{DMO (Domestic Market Obligation)} &= 25\% \times \text{Bagian Kontraktor} \\ &= 25\% \times (35\% \text{ Gross Revenue})\end{aligned}$$

4. Menghitung pendapatan kotor (*Profit Income*) :

$$\begin{aligned}\text{Profit Income} &= \text{Gross Revenue} - \text{Operating Cost} - \text{Depresiasi} - \\ &\quad \text{Amortisasi} - \text{Investment Credit} - \text{FTP}\end{aligned}$$



Gambar 3.3. Grafik Pendapatan Bersih



5. Menghitung bagian Pertamina (*Pertamina Share*) untuk gas :

$$\text{Bagian Pertamina} = (65\% \times \text{Profit Income}) + (65\% \times \text{FTP})$$

6. Menghitung pendapatan kena pajak (*Taxable Income*):

$$\text{Taxable Income} = \text{Profit Income} - \text{Bagian Pertamina} - \text{Bonus} + \text{Fee DMO}$$

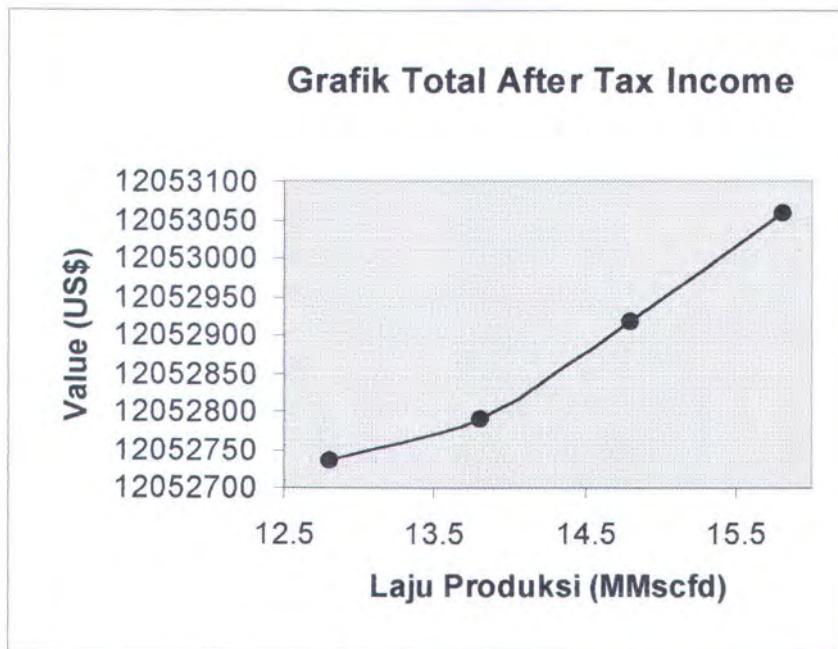
7. Menghitung pajak penghasilan (*Income Tax*):

$$\text{Income Tax} = 48\% \times \text{Taxable Income}$$

8. Menghitung pendapatan bersih (*After Tax Income*) dengan rumus :

$$\text{After Tax Income} = \text{Taxable Income} - \text{Income Tax}$$

Hasil perhitungan pendapatan bersih ditampilkan dalam bentuk grafik di atas, dimana dari gambar 3.3 tersebut kita dapat melihat bahwa pada semua laju produksi maka pendapatan bersih paling tinggi tercapai pada tahun kedua produksi lalu akan menurun sejalan dengan penurunan tingkat produksi sampai batas ekonomisnya.



Gambar 3.4. Grafik Total After Tax Income



Sedangkan pada gambar 3.4 di atas ini kita dapat melihat bahwa jika ditinjau dari total pendapatan bersih yang diperoleh selama kurun waktu produksi maka pada laju produksi 15.8 MMscfd akan dicapai pendapatan bersih paling tinggi. Selanjutnya untuk menganalisa keuntungan investasi maka akan dilakukan evaluasi NPV.

IV.2.5. Evaluasi Dengan Metode NPV (Net Present Value).

Evaluasi dengan menggunakan metode NPV diawali dengan perhitungan Net Cash Flow (NCF), lalu perhitungan Net Present Value (NPV), yang selanjutnya kita mendapatkan nilai total NPV setiap tahun investasi yang sedang berjalan.

Prosedurnya adalah sebagai berikut :

- Menghitung Net Cash Flow (NCF) :

$$\begin{aligned} \text{Net Cash Flow (NCF)} &= \text{Gross Revenue} - \text{Operating Cost} - \text{Bagian} \\ &\quad \text{Pertamina} - \text{Investment} - \text{Income Tax} \end{aligned}$$

- Menghitung Net Present Value (NPV) dengan rumus :

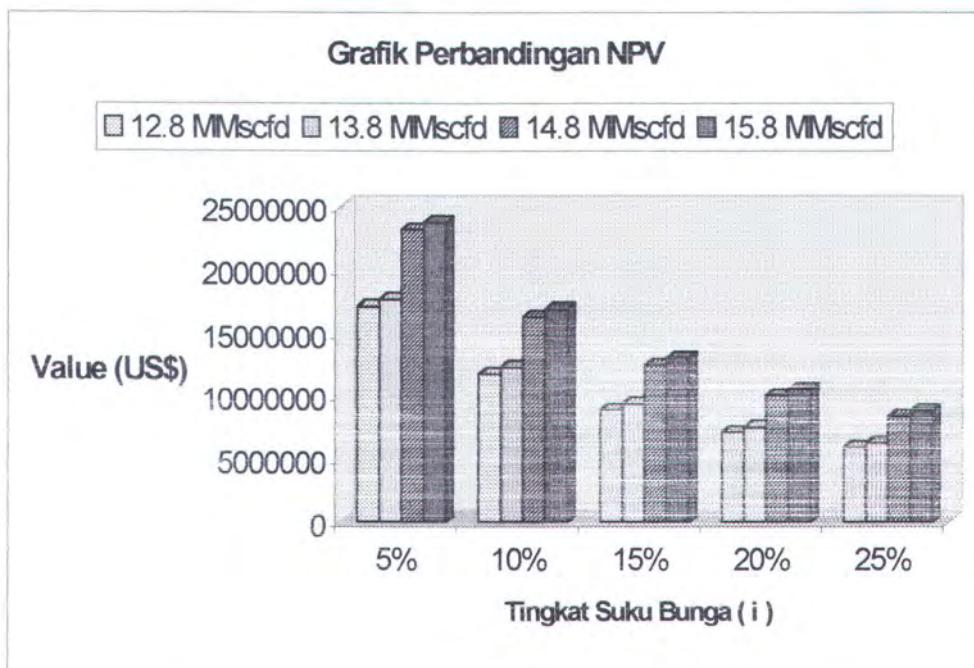
$$NPV = \frac{\text{NetCashFlow}}{(1 + \text{interest rate})^{\text{tahun}}}$$

- Menghitung nilai total dari Net Present Value dengan menjumlahkan NPV setiap tahun pada beberapa skenario produksi.

Hasil perhitungan NPV tersebut ditampilkan dalam bentuk grafik di bawah, dimana grafik tersebut merupakan evaluasi keseluruhan terhadap investasi



pipa terhadap produksi reservoir. Dari grafik tersebut kita dapat melihat bahwa semakin besar tingkat suku bunga maka NPV semakin kecil, berarti investasi pipa akan menguntungkan pada tingkat suku bunga yang rendah, sedangkan jika dihubungkan dengan laju produksi maka pada laju produksi 15.8 MMscfd akan mendatangkan keuntungan investasi yang paling tinggi karena tercapai NPV yang paling tinggi, dimana semakin besar nilai NPV berarti proyek semakin menguntungkan.



Gambar 3.5. Grafik NPV

BAB V

KESIMPULAN DAN

SARAN

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

V.1. KESIMPULAN

Berdasarkan perhitungan dan analisa secara teknis dan ekonomis investasi instalasi pipa terhadap produksi sumur di ladang Cinta maka kami dapat menyimpulkan :

- Secara teknis didapatkan diameter dalam pipa bervariasi sesuai dengan laju produksi yakni sebagai berikut :

No	Laju Produksi (MMscfd)	Diameter Pipa (ID)
1	12.8	4.846 in
2	13.8	4.994 in
3	14.8	5.135 in
4	15.8	5.270 in

- Dari hasil perhitungan teknis didapatkan tebal dinding pipa (t) sebesar 0.1144 in dan dengan menggunakan tabel tentang ukuran standar pipa dari API maka kami menggunakan pipa dengan diameter luar (OD) 6.625 in serta tebal dinding pipa (t) 0.280 in dimana tekanan operasi maksimumnya sebesar 1300 psi sampai tekanan operasi 250°F .
- Dari hasil penyusunan skenario produksi reservoir maka kami menyimpulkan bahwa penurunan produksi yang tajam terjadi pada laju produksi 15.8 MMscfd namun pada laju ini justru terdapat akumulasi produksi yang paling tinggi pada tahun-tahun awal produksi dibanding laju produksi lainnya.



- Melalui perhitungan biaya pengembalian (*recovery cost*) dapat disimpulkan bahwa biaya pengembalian paling besar akan diterima Perusahaan Negara pada laju produksi yang paling rendah (12.8 MMscfd) karena jangka waktu produksi yang paling panjang.
- Dengan perhitungan pendapatan bersih maka diketahui pendapatan bersih paling tinggi dicapai pada laju produksi 15.8 MMscfd.
- Evaluasi keseluruhan dengan menggunakan metode NPV, maka kita dapat mengetahui bahwa keuntungan bersih paling tinggi akan dicapai pada laju produksi paling tinggi yakni 15.8 MMscfd.
- Skenario produksi dapat digunakan sebagai parameter dalam perhitungan investasi instalasi pipa serta keekonomian suatu ladang sumur dalam analisa yang sederhana (studi awal).
- Persamaan penurunan tekanan serta persamaan penentuan tebal dinding pipa dari Arnold (1986) dapat dipakai sebagai dasar perhitungan teknis secara sederhana dalam penentuan diameter dan tebal dinding pipa pada kasus ini.
- Perhitungan NPV dapat digunakan sebagai metode untuk mengevaluasi suatu investasi instalasi pipa pada suatu ladang sumur gas.

V.2. SARAN

- Skenario produksi hanya merupakan salah satu faktor analisa teknis dan ekonomis investasi perminyakan, sehingga diperlukan parameter-parameter



lain untuk mempertajam ketepatan analisa permasalahan, seperti faktor eksplorasi, pengembangan lapangan, serta pembuatan kilang LNG.

- Parameter – parameter *procurement material, engineering design* dan *drilling* tidak diikutsertakan dalam analisa permasalahan sehingga untuk pengembangannya dapat digunakan parameter-parameter tersebut.
- Untuk jalur pipa dengan jarak jauh diperlukan stasiun – stasiun kompresor sehingga dalam perhitungan ekonomis perlu memasukkan investasi biayanya dalam perhitungan keekonomiannya.

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR PUSTAKA

- Anonim, (1995), **American Petroleum Institute (API) Specification 5L**, Forty-First Edition, Washington.
- Arnold, K, (1986), **Surface Production Operation**, Vol. 1, Gulf Publishing, Houston, Texas.
- Atmanto, M. D., (1994), Prospek Bahan Bakar Gas Untuk Transportasi Di Indonesia, **Proc. Diskusi Ilmiah VII Hasil Penelitian LEMIGAS Jakarta 11-13 Feb 1992**, Dirjen Migas, Jakarta.
- Betelle Geneva Research Institute, (1984), **Pipeline Engineering Course : Pipeline Economics**, The Institute of Offshore Engineering Herriot Watt University, Scotland.
- Binckley, M. J., (1974), **Gas Engineers Handbook : Location of Transmission Lines**, Industrial Press. , New York.
- Burlingame, M. V., (1974), **Gas Engineers Handbook : Economics of Gas Transmission**, Industrial Press., New York.
- Grant, E. L., (1991), **Dasar-dasar Ekonomi Teknik**, Rineka Cipta, Jakarta.
- Katz, L. D., (1959), **Handbook of Natural Gases Engineering**, Mc. Graw Hill Book Company Inc., USA.
- Mousselli, A. H., (1981), **Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods**, Penwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma.

- Pinczewski, W. V., **Reservoir Engineering For Geologist**, (1998), LDI Training
9-13 November 1998, Sheraton Bandung.
- Production Sharing Contract**, (1991), Maxus SES Inc., Jakarta.
- Raswari, (1986), **Teknologi Dan Perencanaan Sistem Perpipaan**, Jakarta.
- Rochani, Imam,(1994), **Kajian Tekno Ekonomi Perencanaan Transportasi Minyak Di Lapangan “BD”**, Jurusan Teknik Kelautan, Surabaya.
- Siswanto, D., (1994), Pengembangan Gas Bumi Di Indonesia, **Proc. Diskusi Ilmiah VII Hasil Penelitian LEMIGAS Jakarta 11-13 Feb 1992**, Dirjen Migas, Jakarta.
- Soedjono, J.J., dan Sujantoko, (1999), **Diktat Perancangan Sistem Bangunan Laut**, Teknik Kelautan ITS, Surabaya.
- Subagio, (1994), **Prosedur Studi Kelayakan Transportasi Minyak Lepas Pantai Dengan Pipa Bawah Laut**, Teknik Kelautan ITS, Surabaya.
- Sutojo, S., (1982), **Studi Kelayakan Proyek**, PT. Pustaka Binaman Pressindo, Jakarta.
- Utomo, S., P., (1997), **Financial Aspects of Production Sharing Contract**, PT. Loka Datamas Indah, Jakarta.

LAMPIRAN

Skenario Produksi Reservoir Lapangan Cinta (Produksi Rata-rata = 12.8 mmscf/d)

Cadangan Gas (Q)	=	74,176 mmscf		
Harga Gas	= \$2.1/mmbtu	=\$1,890.469782/mmscf	=\$	1890.47 /mmscf
Produksi rata-rata	=	12.8 mmscf/d	v	
Biaya produksi	= \$	342.466 /mmscf		
Biaya produksi per bulan	=	Biaya produksi x Produksi rata-rata x 30.4		
Batas Ekonomis	= \$	133260.370		
Produksi awal tahun (q1)	=	Biaya produksi per bulan/harga gas		
(decline)	=	70.491		
(Effective Decline Rate)	=	Produksi rata-rata x 30.4		
Produksi akhir tahun	=	389.120 mmscf		
Umur Produksi (Umur Produksi)	=	(q1 - Batas ekonomis) / cadangan gas		
	=	0.004296		
	=	0.004286		
	=	1 - e^(-D)		
	=	369.5701 mmscf		
	=	ln e^(-Dt)/D	e^(-Dt) = 1 - (D*Q/q1)	
	=	397.7125 bulan	= 0.1812	
	=	33.1427 tahun		

Tahun	Produksi awal tahun	Produksi akhir tahun	Total Produksi pertahun	Produksi kumulatif
1	389.120	369.570	4551.163	4551.163
2	369.570	351.002	4322.507	8873.670
3	351.002	333.368	4105.338	12979.008
4	333.368	316.619	3899.080	16878.088
5	316.619	300.711	3703.185	20581.274
6	300.711	285.603	3517.132	24098.406
7	285.603	271.254	3340.427	27438.833
8	271.254	257.626	3172.599	30611.432
9	257.626	244.682	3013.204	33624.636
10	244.682	232.389	2861.816	36486.452
11	232.389	220.714	2718.035	39204.487
12	220.714	209.625	2581.477	41785.963
13	209.625	199.093	2451.780	44237.744
14	199.093	189.090	2328.599	46566.343
15	189.090	179.590	2211.607	48777.950
16	179.590	170.567	2100.493	50878.443
17	170.567	161.998	1994.962	52873.405
18	161.998	153.859	1894.732	54768.137
19	153.859	146.129	1799.538	56567.675
20	146.129	138.787	1709.127	58276.802
21	138.787	131.814	1623.258	59900.060
22	131.814	125.192	1541.703	61441.764
23	125.192	118.902	1464.246	62906.010
24	118.902	112.928	1390.680	64296.690
25	112.928	107.254	1320.811	65617.501
26	107.254	101.866	1254.451	66871.953
27	101.866	96.748	1191.426	68063.379
28	96.748	91.887	1131.567	69194.946
29	91.887	87.271	1074.716	70269.662
30	87.271	82.886	1020.721	71290.382
31	82.886	78.722	969.438	72259.821
32	78.722	74.767	920.732	73180.553
33	74.767	71.010	874.474	74055.027
33.14	71.010	70.491	120.913	74175.940
Total Produksi		=	74175.940	



Skenario Produksi Reservoir Lapangan Cinta (Produksi Rata-rata = 13.8 mmscf/d)

Cadangan Gas (Q)	=	74,176 mmscf	
Harga Gas	= \$2.1/mmbtu	=\$1,890.469782/mmscf	= 1890.47 /mmscf
Produksi rata-rata	=	13.8 mmscf/d	
Biaya produksi	= \$	342.466 /mmscf	
Biaya produksi per bulan	=	Biaya produksi x Produksi rata-rata x 30.4	
	= \$	143671.336	
Batas Ekonomis	=	Biaya produksi per bulan/harga gas	
	=	75.998	
Produksi awal tahun (q1)	=	Produksi rata-rata x 30.4	
	=	419.520 mmscf	
D (decline)	=	(q1 - Batas ekonomis) / cadangan gas	
	=	0.004631	
D' (Effective Decline Rate)	=	1 - e^(-D)	
	=	0.004621	
Produksi akhir tahun	=	Produksi awal tahun x (1 - D')^12	
	=	396.8414 mmscf	
a (Umur Produksi)	=	ln e^(-Dt)/D e^(-Dt) = 1 - (D*Q/q1)	
	=	368.8928 bulan = 0.1812	
	=	30.7411 tahun	

Tahun	Produksi awal tahun	Produksi akhir tahun	Total Produksi pertahun	Produksi kumulatif
1	419.520	396.841	4896.941	4896.941
2	396.841	375.389	4632.220	9529.160
3	375.389	355.096	4381.809	13910.969
4	355.096	335.900	4144.935	18055.905
5	335.900	317.742	3920.866	21976.771
6	317.742	300.565	3708.910	25685.681
7	300.565	284.317	3508.412	29194.093
8	284.317	268.947	3318.753	32512.846
9	268.947	254.408	3139.346	35652.192
10	254.408	240.655	2969.638	38621.830
11	240.655	227.646	2809.104	41430.934
12	227.646	215.340	2657.248	44088.182
13	215.340	203.699	2513.601	46601.783
14	203.699	192.687	2377.720	48979.503
15	192.687	182.271	2249.184	51228.687
16	182.271	172.418	2127.596	53356.283
17	172.418	163.097	2012.582	55368.865
18	163.097	154.280	1903.785	57272.650
19	154.280	145.940	1800.869	59073.519
20	145.940	138.051	1703.517	60777.036
21	138.051	130.588	1611.427	62388.463
22	130.588	123.528	1524.316	63912.779
23	123.528	116.851	1441.914	65354.693
24	116.851	110.534	1363.966	66718.660
25	110.534	104.559	1290.232	68008.892
26	104.559	98.906	1220.484	69229.376
27	98.906	93.560	1154.507	70383.883
28	93.560	88.502	1092.096	71475.979
29	88.502	83.718	1033.059	72509.038
30	83.718	79.192	977.213	73486.251
30.74	79.192	75.998	689.726	74175.977

Skenario Produksi = **74175.977**

Skenario Produksi Reservoir Lapangan Cinta (Produksi Rata-rata = 14.8 mmscf/d)

cadangan Gas (Q)	=	74,176 mmscf ✓
harga Gas	= \$2.1/mmbtu	=\$1,890.469782/mmscf = \$ 1890.47 /mmscf
produksi rata-rata	=	14.8 mmscf/d
biaya produksi	= \$	342.466 /mmscf
biaya produksi per bulan	=	Biaya produksi x Produksi rata-rata x 30.4
	= \$	154082.303
atas Ekonomis	=	Biaya produksi per bulan/harga gas
	=	81.5048
produksi awal tahun (q1)	=	Produksi rata-rata x 30.4
	=	449.920 mmscf
(decline)	=	(q1 - Batas ekonomis) / cadangan gas
	=	0.004967
' (Effective Decline Rate)	=	1 - e^(-D)
	=	0.004954
produksi akhir tahun	=	Produksi awal tahun x (1 - D')^12
	=	423.8875 mmscf
a (Umur Produksi)	=	ln e^(-Dt)/D e^(-Dt) = 1 - (D*Q/q1)
	=	343.9676 bulan = 0.1812
	=	28.6640 tahun

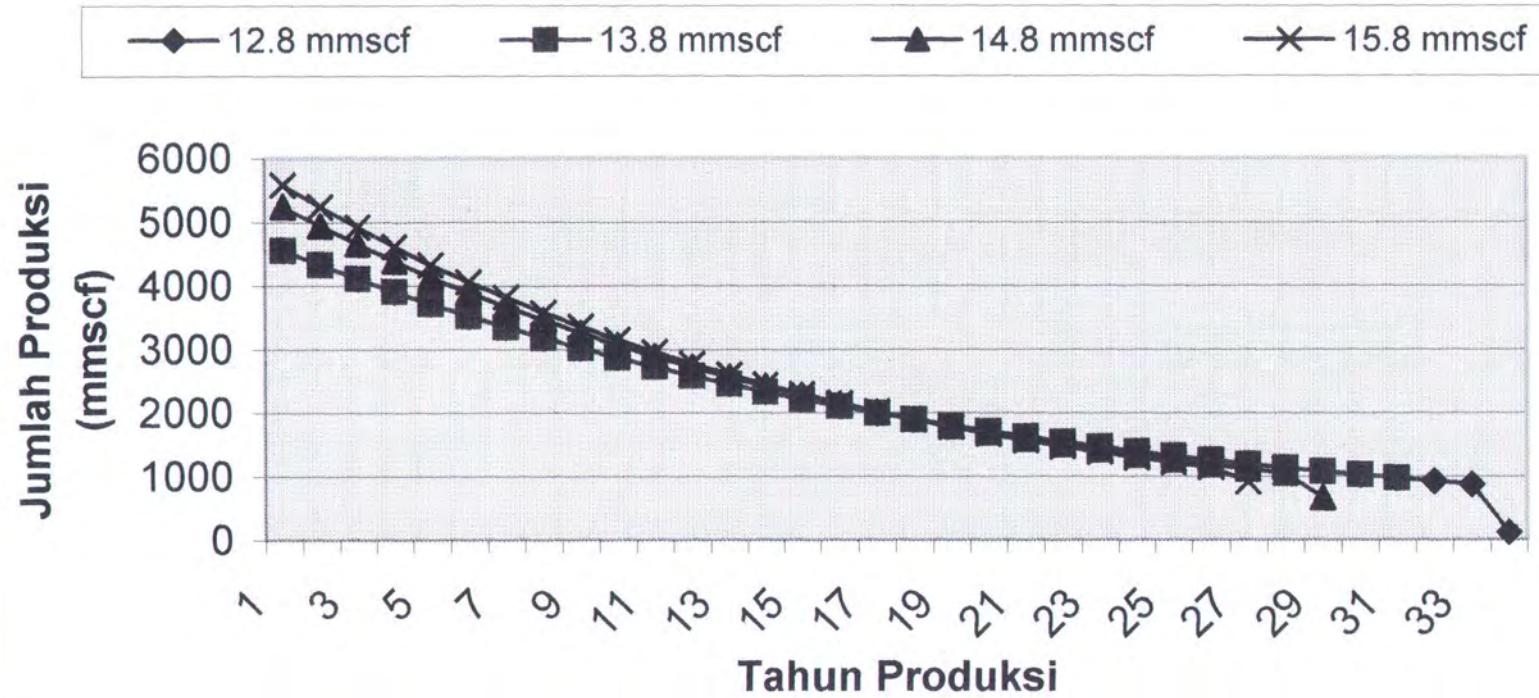
Tahun	Produksi awal tahun	Produksi akhir tahun	Total Produksi pertahun	Produksi kumulatif
1	449.920	423.888	5241.329	5241.329
2	423.888	399.361	4938.064	10179.393
3	399.361	376.254	4652.346	14831.739
4	376.254	354.484	4383.161	19214.900
5	354.484	333.973	4129.550	23344.450
6	333.973	314.650	3890.613	27235.063
7	314.650	296.444	3665.501	30900.564
8	296.444	279.292	3453.414	34353.978
9	279.292	263.132	3253.599	37607.577
10	263.132	247.907	3065.345	40672.922
11	247.907	233.563	2887.983	43560.906
12	233.563	220.049	2720.884	46281.790
13	220.049	207.317	2563.453	48845.243
14	207.317	195.321	2415.131	51260.374
15	195.321	184.020	2275.391	53535.765
16	184.020	173.373	2143.736	55679.501
17	173.373	163.341	2019.699	57699.200
18	163.341	153.890	1902.839	59602.039
19	153.890	144.986	1792.740	61394.779
20	144.986	136.597	1689.012	63083.790
21	136.597	128.694	1591.285	64675.075
22	128.694	121.247	1499.213	66174.288
23	121.247	114.232	1412.468	67586.756
24	114.232	107.623	1330.742	68917.499
25	107.623	101.395	1253.745	70171.244
26	101.395	95.529	1181.203	71352.447
27	95.529	90.001	1112.859	72465.306
28	90.001	84.794	1048.468	73513.774
28.66	84.794	81.505	662.219	74175.993 ✓
	Total Produksi	=	74175.993 ✓	

Skenario Produksi Reservoir Lapangan Cinta (Produksi Rata-rata = 15.8 mmscf/d)

Cadangan Gas (Q)	=	74,176 mmscf	
Harga Gas	= \$2.1/mmbtu	=\$1,890.469782/mmscf	=\$ 1890.47 /mmscf
Produksi rata-rata	=	15.8 mmscf/d	
Biaya produksi	= \$	342.466 /mmscf	
Biaya produksi per bulan	=	Biaya produksi x Produksi rata-rata x 30.4	
	= \$	164493.269	
Batas Ekonomis	=	Biaya produksi per bulan/harga gas	
	=	87.012	
Produksi awal tahun (q1)	=	Produksi rata-rata x 30.4	
	=	480.320 mmscf	
D (decline)	=	(q1 - Batas ekonomis) / cadangan gas	
	=	0.00530236	
D' (Effective Decline Rate)	=	1 - e^(-D)	
	=	0.00528837	
Produksi akhir tahun	=	Produksi awal tahun x (1 - D')^12	
	=	450.709836 mmscf	
a (Umur Produksi)	=	ln e^(-Dt)/D e^(-Dt) = 1 - (D*Q/q1)	
	=	322.197482 bulan = 0.1812	
	=	26.8498 tahun	

Tahun	Produksi awal tahun	Produksi akhir tahun	Total Produksi pertahun	Produksi kumulatif
1	480.320	450.710	5584.332	5584.332
2	450.710	422.925	5240.077	10824.409
3	422.925	396.853	4917.043	15741.452
4	396.853	372.388	4613.923	20355.375
5	372.388	349.432	4329.490	24684.865
6	349.432	327.891	4062.591	28747.456
7	327.891	307.677	3812.145	32559.601
8	307.677	288.710	3577.139	36136.740
9	288.710	270.912	3356.620	39493.360
10	270.912	254.211	3149.695	42643.056
11	254.211	238.540	2955.527	45598.582
12	238.540	223.835	2773.328	48371.911
13	223.835	210.036	2602.362	50974.272
14	210.036	197.088	2441.935	53416.207
15	197.088	184.938	2291.397	55707.604
16	184.938	173.537	2150.140	57857.744
17	173.537	162.839	2017.591	59875.335
18	162.839	152.801	1893.213	61768.548
19	152.801	143.381	1776.503	63545.051
20	143.381	134.542	1666.987	65212.038
21	134.542	126.248	1564.223	66776.260
22	126.248	118.465	1467.793	68244.054
23	118.465	111.162	1377.309	69621.362
24	111.162	104.309	1292.402	70913.764
25	104.309	97.879	1212.730	72126.494
26	97.879	91.845	1137.969	73264.463
26.85	91.845	87.012	911.508	74175.971
Total Produksi		=	74175.971	

Grafik Skenario Produksi Gas Tahun Produksi Vs Jumlah Produksi Per Tahun



Perhitungan Pengembalian Biaya (Recovery Cost) Kontraktor

(Laju Produksi = 12.8 mmscf/d)

$$\text{Recovery Cost} = \text{Operating Cost} + \text{Depresiasi} + \text{Amortisasi} + \text{Investment Credit}$$

Operating Cost = Produksi sumur mm scf x biaya produksi per mm scf

Nilai Buku = Biaya Instalasi Pipa

= faktor penyusutan x nilai buku

= Intangible cost x(1/masa manfaat) dengan masa manfaat 7 tahun

Investment Credit = 17% x (nilai buku + intangiblecost) yang hanya diberikan pada tahun pertama produksi

Tahun	Jumlah	Gross Revenue	Operating Cost (US\$)	Nilai Buku (US\$)	Intangible Cost (US\$)	Faktor Penyusutara	Depresiasi (US\$)	Amortisasi (US\$)	Investmen Credit (US\$)	Recovery Cost (US\$)
Produksi	Produksi	(US\$)								
1	4551.163	8603837.117	1558618.588	500,319.147	125000	0.060	30019.149	17857.143	106304	1712799.135
2	4322.502	8171560.356	1480309.970	470,299.998		0.060	28218.000	17857.143		1526385.113
3	4105.338	7761018.329	1405938.684	442,081.998		0.060	26524.920	17857.143		1450320.746
4	3899.080	7371093.768	1335302.331	415,557.078		0.060	24933.425	17857.143		1378092.899
5	3703.185	7000760.147	1268214.954	390,623.654		0.060	23437.419	17857.143		1309509.516
6	3517.132	6649032.532	1204498.128	367,186.234		0.060	22031.174	17857.143		1244386.444
7	3340.427	6314977.031	1143982.673	345,155.060		0.060	20709.304	17857.143		1182549.119
8	3172.599	5997703.232	1086507.289	324,445.757		0.060	19466.745			1105974.035
9	3013.204	5696371.766	1031919.921	304,979.011		0.060	18298.741			1050218.662
10	2861.816	5410177.294	980074.678	286,680.271		0.060	17200.816			997275.494
11	2718.035	5138363.626	930834.574	269,479.454		0.060	16168.767			947003.342
12	2581.477	4880204.824	884068.102	253,310.687		0.060	15198.641			899266.744
13	2451.780	4635016.537	839651.289	238,112.046		0.060	14286.723			853938.012
14	2328.599	4402146.552	797465.985	223,825.323		0.060	13429.519			810895.505
15	2211.607	4180976.685	757400.203	210,395.804		0.060	12623.748			770023.951
16	2100.493	3970919.002	719347.436	197,772.056		0.060	11866.323			731213.759
17	1994.962	3771415.812	683206.656	185,905.732		0.060	11154.344			694361.000
18	1894.732	3581934.004	648881.289	174,751.388		0.060	10485.083			659366.372
19	1799.538	3401972.603	616280.581	164,266.305		0.060	9855.978			626136.559
20	1709.127	3231053.320	585317.887	154,410.327		0.060	9264.620			594582.507
21	1623.258	3068720.551	555910.674	145,145.707		0.060	8708.742			564619.417
22	1541.703	2914543.270	527980.860	136,436.965		0.060	8186.218			536167.077
23	1464.246	2768113.136	501454.471	128,250.747		0.060	7695.045			509149.515
24	1390.680	2629038.820	476260.617	120,555.702		0.060	7233.342			483493.959
25	1320.811	2496953.571	452332.860	113,322.360		0.060	6799.342			459132.202
26	1254.451	2371501.982	429606.816	106,523.018		0.060	6391.381			435998.197
27	1191.426	2252355.110	408022.897	100,131.637		0.060	6007.898			414030.795
28	1131.567	2139193.466	387523.224	94,123.739		0.060	5647.424			393170.649
29	1074.716	2031718.357	368053.690	88,476.315		0.060	5308.579			373362.269
30	1020.721	1929642.429	349562.238	83,167.736		0.060	4990.064			354552.302
31	969.434	1832685.894	331998.184	78,177.672		0.060	4690.660			336688.845
32	920.732	1740616.224	315319.405	73,487.011		0.060	4409.221			319728.626
33	874.474	1653166.863	299477.613	69,077.791		0.060	4144.667			303622.280
33.14	120.913	228582.399	41408.591	64,933.123		0.060	3895.987			45304.579

Total Recovery Cost 26073319.625

Perhitungan Pengembalian Biaya (Recovery Cost) Kontraktor
(Laju Produksi = 13.8 mmscf/d)

Recovery Cost = Operating Cost + Depresiasi + Amortisasi + Investment Credit

Operating Cost = Produksi sumur mmscf x biaya produksi per mmscf

Nilai Buku = Biaya Instalasi Pipa

Depresiasi = faktor penyusutan x nilai buku

Amortisasi = Intangible cost x(1/masa manfaat) dengan masa manfaat 7 tahun

Investment Credit = 17% x (nilaibuku + intangiblecost) yang hanya diberikan pada tahun pertama produksi

Tahun	Jumlah Produksi	Gross Revenue (US\$)	Operating Cost (US\$)	Nilai Buku (US\$)	Intangible Cost (US\$)	Faktor penyusutan	Depresiasi (US\$)	Amortisasi (US\$)	Investment Credit (US\$)	Recovery Cost (US\$)
1	4896.941	9257520.052	1677035.797	500319.147	125000	0.065	32520.745	17857.143	106304.255	1833717.939
2	4632.220	8757072.943	1586377.855	467798.402		0.065	30406.896	17857.143		1634641.894
3	4381.809	8283678.460	1500620.601	437391.506		0.065	28430.448	17857.143		1546908.192
4	4144.935	7835875.269	1419499.310	408961.058		0.065	26582.469	17857.143		1463938.921
5	3920.866	7412279.547	1342763.296	382378.590		0.065	24854.608	17857.143		1385475.047
6	3708.910	7011583.088	1270175.572	357523.981		0.065	23239.059	17857.143		1311271.774
7	3508.412	6632547.634	1201511.824	334284.922		0.065	21728.520	17857.143		1241097.487
8	3318.753	6274002.984	1136560.065	312556.403		0.065	20316.166			1156876.231
9	3139.346	5934839.433	1075119.267	292240.236		0.065	18995.615			1094114.883
10	2969.638	5614011.550	1017000.047	273244.621		0.065	17760.900			1034760.948
11	2809.104	5310526.839	962022.610	255483.721		0.065	16606.442			978629.052
12	2657.248	5023447.627	910017.094	238877.279		0.065	15527.023			925544.117
13	2513.601	4751887.282	860822.880	223350.256		0.065	14517.767			875340.647
14	2377.720	4495008.328	814288.258	208832.489		0.065	13574.112			827862.369
15	2249.184	4252014.876	770269.048	195258.377		0.065	12691.795			782960.842
16	2127.596	4022156.410	728629.292	182566.583		0.065	11866.828			740496.120
17	2012.582	3804725.894	689240.907	170699.755		0.065	11095.484			700336.391
18	1903.785	3599048.429	651981.634	159604.271		0.065	10374.278			662355.911
19	1800.869	3404488.818	616736.403	149229.993		0.065	9699.950			626436.353
20	1703.517	3220447.783	583396.653	139530.044		0.065	9069.453			592466.106
21	1611.427	3046354.401	551858.959	130460.591		0.065	8479.938			560338.897
22	1524.316	2881673.669	522026.403	121980.652		0.065	7928.742			529955.146
23	1441.914	2725895.160	493806.520	114051.910		0.065	7413.374			501219.894
24	1363.966	2578536.804	467111.980	106638.536		0.065	6931.505			474043.485
25	1290.232	2439144.889	441860.592	99707.031		0.065	6480.957			448341.549
26	1220.484	2307288.387	417974.274	93226.074		0.065	6059.695			424033.968
27	1154.507	2182560.848	395379.394	87166.379		0.065	5665.815			401045.209
28	1092.096	2064574.725	374005.749	81500.565		0.065	5297.537			379303.285
29	1033.059	1952967.048	353787.583	76203.028		0.065	5334.212			359121.795
30	977.213	1847392.427	334662.330	70868.816		0.065	4960.817			339623.147
30.74	689.726	1303906.122	236207.670	65907.999		0.065	4613.560			240821.230

Total Recovery Cost = 26073078.828

Perhitungan Pengembalian Biaya (Recovery Cost) Kontraktor
(Laju Produksi = 14.8 mmscf/d)

Recovery Cost = Operating Cost + Depresiasi + Amortisasi + Investment Credit
 Operating Cost = Produksi sumur mmscf x biaya produksi per mmscf
 Nilai Buku = Biaya Instalasi Pipa
 Depresiasi = faktor penyusutan x nilai buku
 Amortisasi = Intangible cost x(1/masa manfaat) dengan masa manfaat 7 tahun
 Investment Credit = 17% x (nilaibuku + intangiblecost) yang hanya diberikan pada tahun pertama produksi

Tahun Produksi	Jumlah Produksi	Gross Revenue (US\$)	Operating Cost (US\$)	Nilai Buku (US\$)	Intangible Cost (US\$)	Faktor Penyusutan	Depresiasi (US\$)	Amortisasi (US\$)	Investment Credit (US\$)	Recovery Cost (US\$)
1	5241.329	9908575.235	1794976.977	500319.147	125000	0.070	35022.340	17857.143	106304.255	1954160.715
2	4938.064	9335261.850	1691119.026	465296.807		0.070	32570.776	17857.143		1741546.945
3	4652.346	8795120.543	1593270.325	432726.030		0.070	30290.822	17857.143		1641418.290
4	4383.161	8286234.376	1501083.615	402435.208		0.070	28170.465	17857.143		1547111.222
5	4129.550	7806790.389	1414230.470	374264.744		0.070	26198.532	17857.143		1458286.145
6	3890.613	7355087.158	1332402.672	348066.212		0.070	24364.635	17857.143		1374624.449
7	3665.501	6929519.675	1255309.465	323701.577		0.070	22659.110	17857.143		1295825.719
8	3453.414	6528575.565	1182676.879	301042.466		0.070	21072.973			1203749.852
9	3253.599	6150831.302	1114247.035	279969.494		0.070	19597.865			1133844.900
10	3065.345	5794942.762	1049776.441	260371.629		0.070	18226.014			1068002.455
11	2887.983	5459645.222	989035.986	242145.615		0.070	16950.193			1005986.179
12	2720.884	5143749.575	931810.260	225195.422		0.070	15763.680			947573.939
13	2563.453	4846130.993	877895.495	209431.742		0.070	14660.222			892555.717
14	2415.131	4565732.702	827100.253	194771.521		0.070	13634.006			840734.259
15	2275.391	4301558.424	779244.054	181137.514		0.070	12679.626			791923.680
16	2143.736	4052668.596	734156.693	168457.888		0.070	11792.052			745948.745
17	2019.699	3818180.369	691678.238	156665.836		0.070	10966.609			702644.846
18	1902.839	3597260.044	651657.661	145699.227		0.070	10198.946			661856.607
19	1792.740	3389121.188	613952.497	135500.281		0.070	9485.020			623437.517
20	1689.012	3193026.516	578429.184	126015.262		0.070	8821.068			587250.252
21	1591.285	3008276.554	544961.009	117194.193		0.070	8203.594			553164.602
22	1499.213	2834217.200	513429.479	108990.600		0.070	7629.342			521058.821
23	1412.468	2670228.380	483722.266	101361.258		0.070	7095.288			490817.554
24	1330.742	2515727.829	455733.890	94265.970		0.070	6598.618			462332.508
25	1253.745	2370167.310	429365.035	87667.352		0.070	6136.715			435501.750
26	1181.203	2233028.835	404521.867	81530.637		0.070	5299.491			409821.358
27	1112.859	2103826.554	381116.370	76231.146		0.070	4955.024			386071.395
28	1048.468	1982097.300	359064.642	71276.121		0.070	4632.948			363697.590
28,66	662.219	1251905.531	226787.561	66643.174		0.070	4665.022			231452.583

Total Recovery Cost = 26072400.595

Perhitungan Pengembalian Biaya (Recovery Cost) Kontraktor
(Laju Produksi = 15.8 mmscf/d)

Recovery Cost = Operating Cost + Depresiasi + Amortisasi + Investment Credit

Operating Cost = Produksi sumur mmscf x biaya produksi per mmscf

Nilai Buku = Biaya Instalasi Pipa

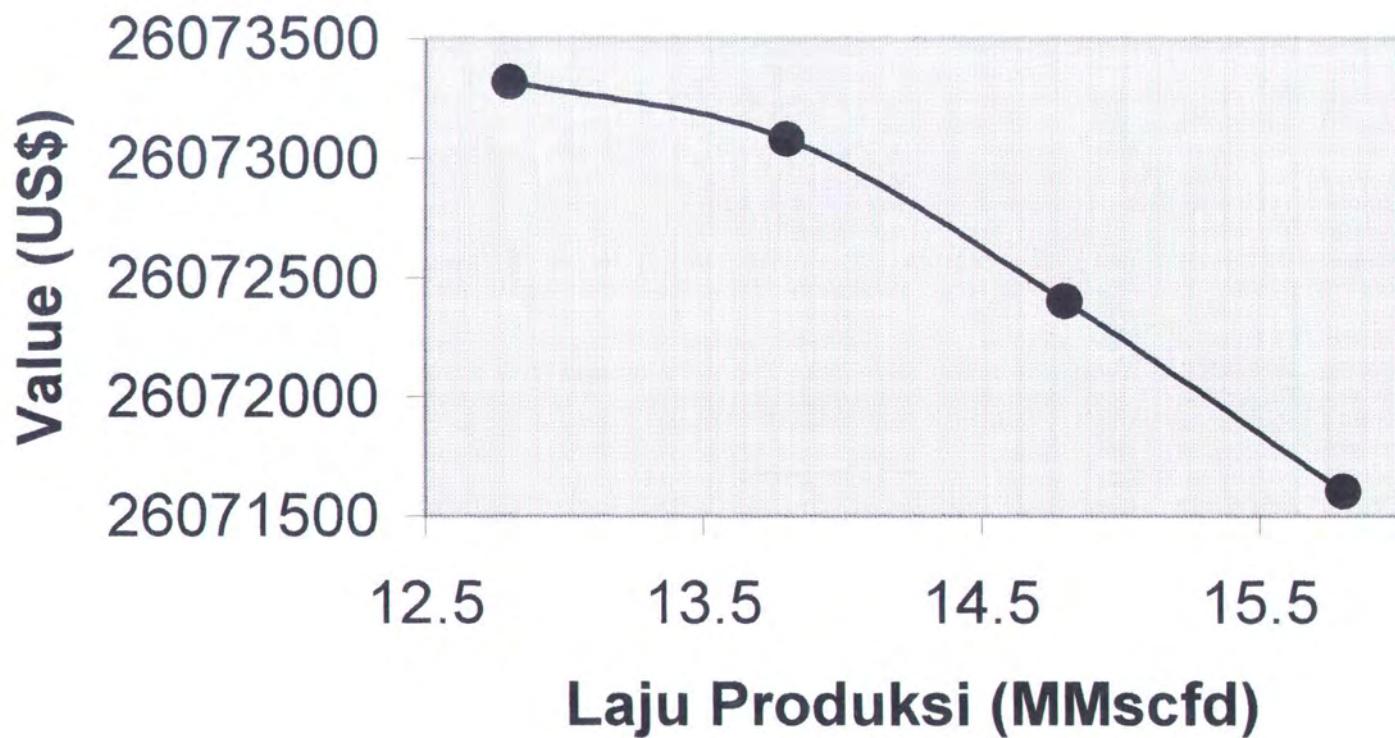
Depresiasi = faktor penyusutan x nilai buku

Amortisasi = Intangible cost x(1/masa manfaat) dengan masa manfaat 7 tahun

Investment Credit = 17% x (nilaibuku + intangiblecost) yang hanya diberikan pada tahun pertama produksi

Tahun Produksi	Jumlah Produksi	Gross Revenue (US\$)	Operating Cost (US\$)	Nilai Buku (US\$)	Intangible Cost (US\$)	Faktor Penyusutan	Depresiasi (US\$)	Amortisasi (US\$)	Invesment Credit (US\$)	Recovery Cost (US\$)
1	5584.332	10557012.116	1912443.843	500319.147	125000	0.074	37023.617	17857.143	106304.255	2073628.857
2	5240.077	9906208.366	1794548.210	463295.530		0.074	34283.869	17857.143		1846689.222
3	4917.043	9295522.280	1683920.048	429011.661		0.074	31746.863	17857.143		1733524.054
4	4613.923	8722483.014	1580111.754	397264.798		0.074	29397.595	17857.143		1627366.492
5	4329.490	8184770.960	1482703.122	367867.203		0.074	27222.173	17857.143		1527782.438
6	4062.591	7680206.408	1391299.289	340645.030		0.074	25207.732	17857.143		1434364.164
7	3812.145	7206745.758	1305530.050	315437.298		0.074	23342.360	17857.143		1346729.552
8	3577.139	6762473.965	1225048.485	292094.938		0.074	21615.025			1246663.510
9	3356.620	6345589.411	1149528.225	270479.912		0.074	20015.514			1169543.738
10	3149.695	5954403.907	1078663.448	250464.399		0.074	18534.366			1097197.813
11	2955.527	5587335.128	1012167.510	231930.033		0.074	17162.822			1029330.332
12	2773.328	5242893.384	949770.547	214767.211		0.074	15892.774			965663.320
13	2602.362	4919687.290	891220.505	198874.437		0.074	14716.708			905937.213
14	2441.935	4616404.859	836279.712	184157.729		0.074	13627.672			849907.384
15	2291.397	4331817.287	784725.565	170530.057		0.074	12619.224			797344.789
16	2150.140	4064775.166	736349.845	157910.833		0.074	11685.402			748035.247
17	2017.591	3814195.258	690956.319	146225.431		0.074	10820.682			701777.001
18	1893.213	3579062.380	648361.083	135404.749		0.074	10019.951			658381.035
19	1776.503	3358425.626	608391.876	125384.798		0.074	9278.475			617670.351
20	1666.987	3151388.914	570886.370	116106.323		0.074	8591.868			579478.238
21	1564.223	2957116.655	535693.194	107514.455		0.074	7956.070			543649.264
22	1467.793	2774818.633	502669.198	99558.385		0.074	7367.321			510036.518
23	1377.309	2603761.345	471681.504	92191.065		0.074	6822.139			478503.643
24	1292.402	2443247.209	442603.743	85368.926		0.074	6317.301			448921.044
25	1212.730	2292629.683	415318.792	79051.625		0.074	5849.820			421168.612
26	1137.969	2151296.255	389715.692	73201.805		0.074	5416.934			395132.625
26.85	911.508	1723179.096	312160.601	67784.872		0.074	5016.080			317176.682
							Total Recovery Cost =			26071603.141

Distribusi Total Recovery Cost



Perhitungan Pendapatan Bersih (After Tax Income)
(Laju Produksi 14.8 mmscf)

Gross Revenue	= jumlah produksi gas mmscf x harga gas per mmscf
FTP	= 20% x (Gross
DMO	= 25% x Bagian K =25% x (35% Gross Revenue)
Profit Income	= Gross Revenue – Operating Cost – Depresiasi – Amortisasi – Investment Credit – FTP
Bagian Pertamina	= (65% x Profit Income) + (65% x FTP)
Taxable Income	= Profit Income - Bagian Pertamina - Bonus + Fee DMO
Income Tax	= 48% x Taxable Income
After Tax Income	= Taxable Income – Income Tax
Bonus	= US\$ 1000000

Tahun Produksi	Jumlah Produksi (US\$)	Gross Revenue (US\$)	Recovery Cost (US\$)	FTP (US\$)	Fee DMO (US\$)	Profit Income (US\$)	Bagian Pertamina (US\$)	Taxable Income (US\$)	Tax Rate (US\$)	Income Tax	After Tax Income (US\$)
1	5241.329	9908575.235	1954160.715	1981715.047	867000.333	5972699.472	5170369.437	669330.368	0.480	321278.577	348051.791
2	4938.064	9335261.850	1741546.945	1867052.370	816835.412	5726662.535	4935914.688	1607583.259	0.480	771639.964	835943.294
3	4652.346	8795120.543	1641418.290	1759024.109	769573.047	5394678.144	4649906.464	1514344.727	0.480	726885.469	787459.258
4	4383.161	8286234.376	1547111.222	1657246.875	725045.508	5081876.278	4380430.050	1426491.736	0.480	684716.033	741775.703
5	4129.550	7806790.389	1458286.145	1561358.078	683094.159	4787146.166	4126527.758	1343712.566	0.480	644982.032	698730.535
6	3890.613	7355087.158	1374624.449	1471017.432	643570.126	4509445.277	3887300.761	1265714.643	0.480	607543.029	658171.614
7	3665.501	6929519.675	1295825.719	1385903.935	606332.972	4247790.022	3661901.072	1192221.921	0.480	572266.522	619955.399
8	3453.414	6528575.565	1203749.852	1305715.113	571250.362	4019110.600	3461136.713	1129224.249	0.480	542027.639	587196.609
9	3253.599	6150831.302	1133844.900	1230166.260	538197.739	3786820.142	3261041.161	1063976.719	0.480	510708.825	553267.894
10	3065.345	5794942.762	1068002.455	1158988.552	507057.492	3567951.755	3072511.200	1002498.047	0.480	481199.062	521298.984
11	2887.983	5459645.222	1005986.179	1091929.044	477718.957	3361729.998	2894878.378	944570.578	0.480	453393.877	491176.700
12	2720.884	5143749.575	947573.939	1028749.915	450078.088	3167425.721	2727514.163	889989.645	0.480	427195.030	462794.616
13	2563.453	4846130.993	892555.717	969226.199	424036.462	2984349.077	2569823.929	838561.610	0.480	402509.573	436052.037
14	2415.131	4565732.702	840734.259	913146.540	399501.611	2811851.902	2421248.987	790104.526	0.480	379250.172	410854.353
15	2275.391	4301558.424	791923.680	860311.685	376386.362	2649323.059	2281262.583	744446.838	0.480	357334.482	387112.356
16	2143.736	4052668.596	745948.745	810533.719	354608.502	2496186.132	2149367.903	701426.731	0.480	336684.831	364741.900
17	2019.699	3818180.369	702644.846	763636.074	334090.782	2351899.449	2025098.089	660892.141	0.480	317228.228	343663.913
18	1902.839	3597260.044	661856.607	719452.009	314760.254	2215951.429	1908012.234	622699.448	0.480	298895.735	323803.713
19	1792.740	3389121.188	623437.517	677824.238	296548.104	2087859.434	1797694.386	586713.151	0.480	281622.313	305090.839
20	1689.012	3193026.516	587250.252	638605.303	279389.820	1967170.961	1693754.571	552806.209	0.480	265346.980	287459.229
21	1591.285	3008276.554	553164.602	601655.311	263224.198	1853456.641	1595822.769	520858.071	0.480	250011.874	270846.197
22	1499.213	2834217.200	521058.821	566843.440	247994.005	1746314.939	1503552.946	490755.998	0.480	235562.879	255193.119
23	1412.468	2670228.380	490817.554	534045.676	233644.983	1645365.150	1416617.037	462393.096	0.480	221948.686	240444.410
24	1330.742	2515727.829	462332.508	503145.566	220126.185	1550249.755	1334706.959	435668.982	0.480	209121.111	226547.870
25	1253.745	2370167.310	435501.750	474033.462	207389.640	1460632.098	1257532.614	410489.124	0.480	197034.779	213454.344
26	1181.203	2233028.835	409821.358	446605.767	195390.023	1376601.710	1185084.860	386906.873	0.480	185715.299	201191.574
27	1112.859	2103826.554	386071.395	420765.311	184084.823	1296989.848	1116540.853	364533.818	0.480	174976.233	189557.586
28	1048.468	1982097.300	363697.590	396419.460	173433.514	1221980.250	1051959.811	343453.952	0.480	164857.897	178596.055
28.66	662.219	1251905.531	231452.583	250381.106	109541.734	770071.842	663294.416	216319.160	0.480	103833.197	112485.963

Total After Tax Income = 12052917.856

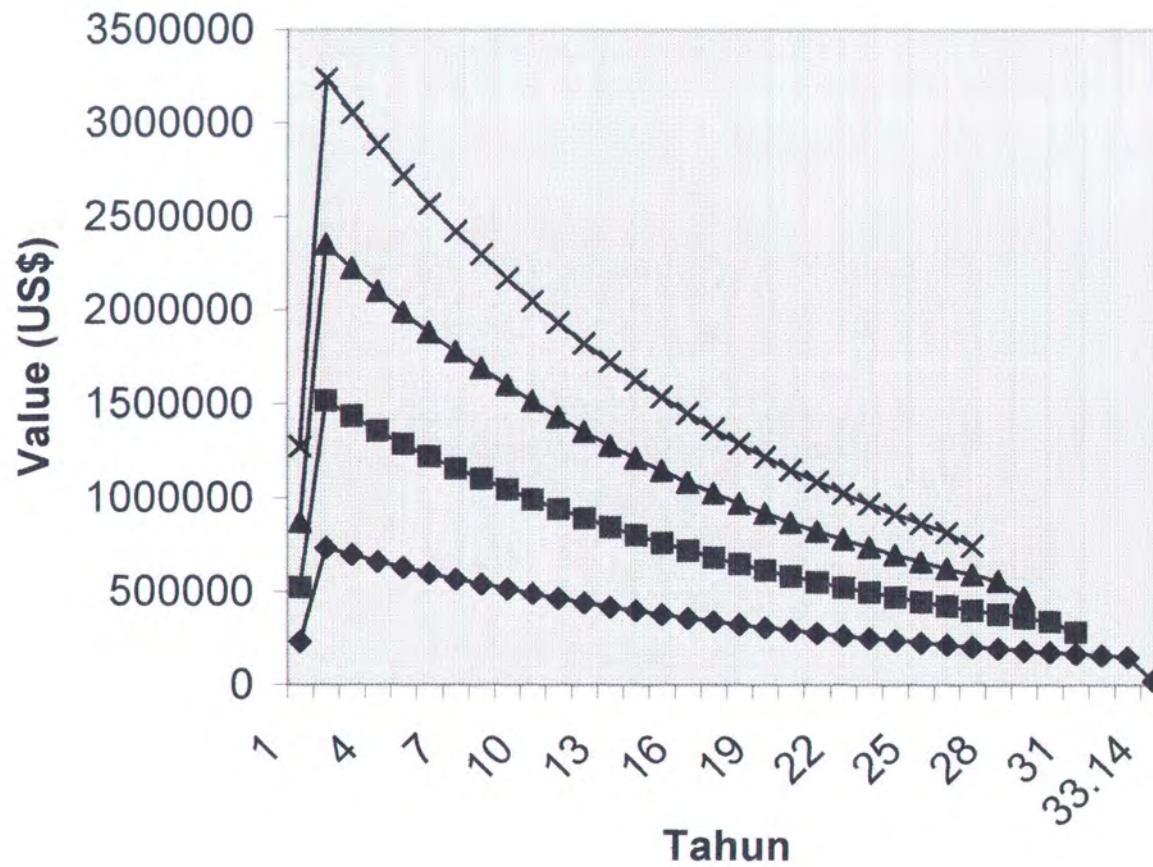
Perhitungan Pendapatan Bersih (After Tax Income)
(Laju Produksi 15.8 mmscf)

Gross Revenue	= jumlah produksi gas mmscf x harga gas per mmscf
FTP	= 20% x (Gross
DMO	= 25% x Bagian I = 25% x (35% Gross Revenue)
Profit Income	= Gross Revenue – Operating Cost – Depresiasi – Amortisasi – Investment Credit – FTP
Bagian Pertamina	= (65% x Profit Income) + (65% x FTP)
Taxable Income	= Profit Income - Bagian Pertamina - Bonus + Fee DMO
Income Tax	= 48% x Taxable Income
After Tax Income	= Taxable Income – Income Tax
Bonus	= US\$ 1000000

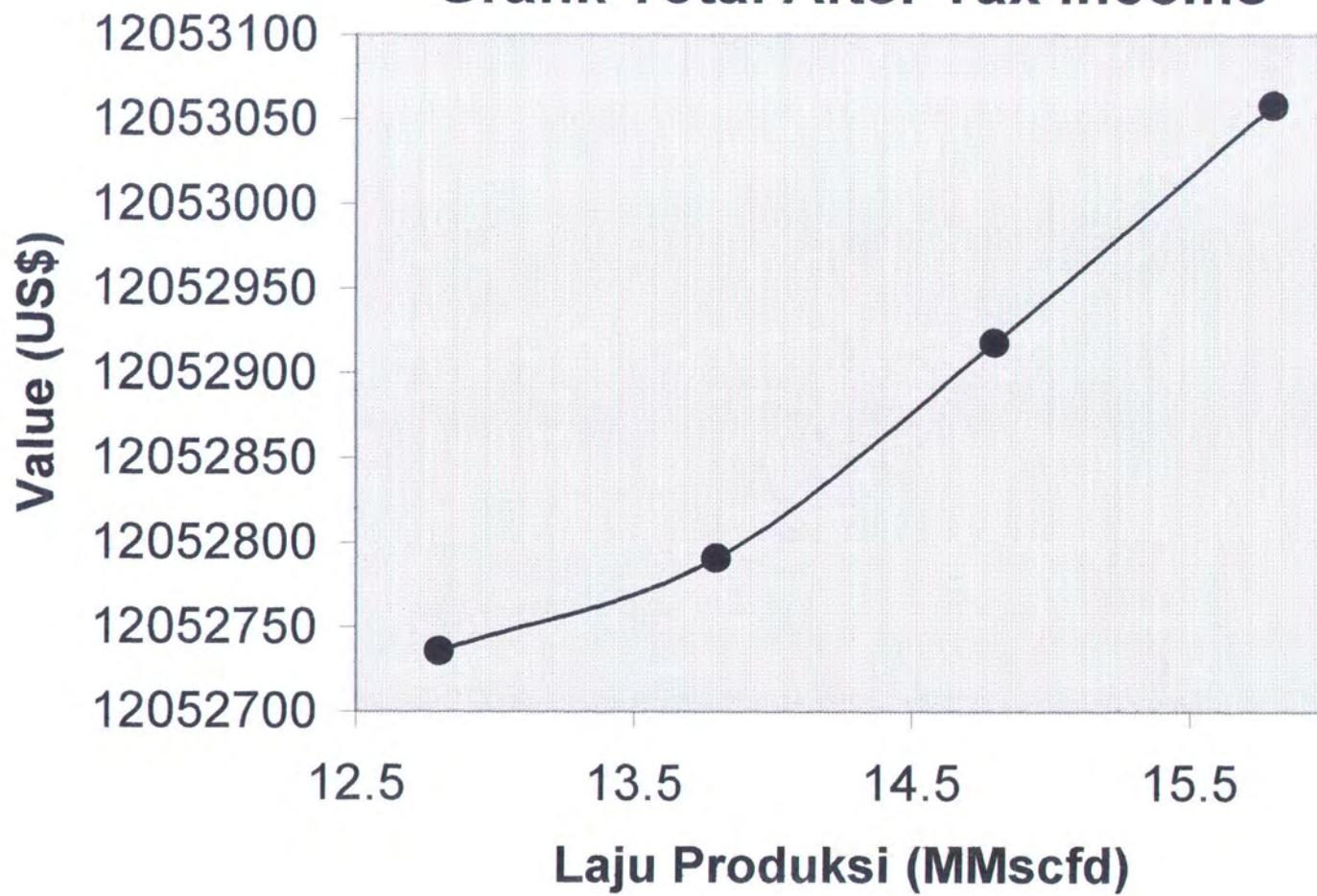
Tahun	Jumlah	Gross Revenue	Recovery	FTP	Fee DMO	Profit Income	Bagian	Taxable	Tax Rate	Income Tax	After Tax
Produksi	Produksi	(US\$)	Cost (US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	Pertamina (US\$)	Income (US\$)	(US\$)	(US\$)	Income (US\$)
1	5584.332	10557012.116	2073628.857	2111402.423	923738.560	6371980.835	5514199.118	781520.277	0.480	375129.733	406390.544
2	5240.077	9906208.366	1846689.222	1981241.673	866793.232	6078277.471	5238687.444	1706383.259	0.480	819063.964	887319.295
3	4917.043	9295522.280	1733524.054	1859104.456	813358.200	5702893.770	4915298.847	1600953.123	0.480	768457.499	832495.624
4	4613.923	8722483.014	1627366.492	1744496.603	763217.264	5350619.919	4611825.739	1502011.444	0.480	720965.493	781045.951
5	4329.490	8184770.960	1527782.438	1636954.192	716167.459	5020034.330	4327042.539	1409159.250	0.480	676396.440	732762.810
6	4062.591	7680206.408	1434364.164	1536041.282	672018.061	4709800.962	4059797.458	1322021.564	0.480	634570.351	687451.213
7	3812.145	7206745.758	1346729.552	1441349.152	630590.254	4418667.054	3809010.534	1240246.774	0.480	595318.452	644928.323
8	3577.139	6762473.965	1246663.510	1352494.793	591716.472	4163315.662	3585276.796	1169755.338	0.480	561482.562	608272.776
9	3356.620	6345589.411	1169543.738	1269117.882	555239.073	3906927.791	3364429.687	1097737.177	0.480	526913.845	570823.332
10	3149.695	5954403.907	1097197.813	1190880.781	521010.342	3666325.312	3157183.961	1030151.693	0.480	494472.813	535678.880
11	2955.527	5587335.128	1029330.332	1117467.026	488891.824	3440537.770	2962703.117	966726.477	0.480	464028.709	502697.768
12	2773.328	5242893.384	965663.320	1048578.677	458753.171	3228651.387	2780199.541	907205.017	0.480	435458.408	471746.609
13	2602.362	4919687.290	905937.213	983937.458	430472.638	3029812.619	2608937.550	851347.707	0.480	408646.899	442700.808
14	2441.935	4616404.859	849907.384	923280.972	403935.425	2843216.504	2448223.359	798928.570	0.480	383485.714	415442.856
15	2291.397	4331817.287	797344.789	866363.457	379034.013	2668109.040	2297407.123	749735.929	0.480	359873.246	389862.683
16	2150.140	4064775.166	748035.247	812955.033	355667.827	2503784.886	2155880.947	703571.765	0.480	337714.447	365857.318
17	2017.591	3814195.258	701777.001	762839.052	333742.085	2349579.205	2023071.867	660249.423	0.480	316919.723	343329.700
18	1893.213	3579062.380	658381.035	715812.476	313167.958	2204868.869	1898442.875	619593.953	0.480	297405.098	322188.856
19	1776.503	3358425.626	617670.351	671685.125	293862.242	2069070.150	1781490.929	581441.463	0.480	279091.902	302349.561
20	1666.987	3151388.914	579478.238	630277.783	275746.530	1941632.893	1671741.939	545637.484	0.480	261905.992	283731.492
21	1564.223	2957116.655	543649.264	591423.331	258747.707	1822044.060	1568753.804	512037.963	0.480	245778.222	266259.741
22	1467.793	2774818.633	510036.518	554963.727	242796.630	1709818.388	1472108.375	480506.644	0.480	230643.189	249863.455
23	1377.309	2603761.345	478503.643	520752.269	227829.118	1604505.433	1381417.507	450917.045	0.480	216440.181	234476.863
24	1292.402	2443247.209	448921.044	488649.442	213784.131	1505676.723	1296312.007	423148.847	0.480	203111.446	220037.400
25	1212.730	2292629.683	421168.612	458525.937	200605.097	1412935.134	1216449.696	397090.535	0.480	190603.457	206487.078
26	1137.969	2151296.255	395132.625	430259.251	188238.422	1325904.379	1141506.360	372636.442	0.480	178865.492	193770.950
26.85	911.508	1723179.096	317176.682	344635.819	150778.171	1061366.595	913901.569	298243.197	0.480	143156.734	155086.462
								Total After Tax Income =			12053058.347

Grafik Pendapatan Bersih

● 12.8 mmscf/d ■ 13.8 mmscf/d ▲ 14.8 mmscf/d ✕ 15.8 mmscf/d



Grafik Total After Tax Income



Perhitungan Net Present Value (NPV)
(Laju Produksi 14.8 mmscf)

Net Cash Flow (NCF) = Gross Revenue - Operating Cost - Bagian Pertamina - Investment - Income Tax
 Operating Cost = Produksi sumur mmscf x biaya produksi per mmscf
 Bagian Pertamina = (65% x Profit Income) + (65% x FTP)
 Income Tax = 48% x Taxable Income
 Net Present Value (NPV) = NCF / (1+i)^n
 Interest Rate (i) = 5%, 10%, 15%, 20%, 25%

Tahun	Jumlah Produksi	Gross Revenue (US\$)	Operating Cos (US\$)	Bagian Pertamina (US\$)	Income Tax (US\$)	Investment (US\$)	NCF (US\$)	i = 5%	i = 10%	i = 15%	i = 20%	i = 25%
0	0	0	0	0	0	500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147
1	5241.329	9908575.235	1794976.977	5170369.437	321278.577	3054113.884	2908679.889	2776467.167	2655751.203	2545094.903	2443291.107	
2	4938.064	9335261.850	1691119.026	4935914.688	771639.964	2473155.698	2243225.123	2043930.329	1870061.019	1717469.235	1582819.647	
3	4652.346	8795120.543	1593270.325	4649906.464	726885.469	2329750.670	2012526.224	1750376.161	1531848.883	1348235.341	1192832.343	
4	4383.161	8286234.376	1501083.615	4380430.050	684716.033	2194630.401	1805527.862	1498962.094	1254787.055	1058367.284	898920.612	
5	4129.550	7806790.389	1414230.470	4126527.758	644982.032	2067315.256	1619795.597	1283640.124	1027821.050	830807.636	677417.863	
6	3890.613	7355087.158	1332402.672	3887300.761	607543.029	1947355.061	1453146.329	1099231.164	841895.332	652165.270	510487.445	
7	3665.501	6929519.675	1255309.465	3661901.072	572266.522	1834325.084	1303620.591	941298.808	689590.742	511926.466	384685.852	
8	3453.414	6528575.565	1182676.879	3461136.713	542027.639	1736432.195	1175285.659	810058.434	567642.765	403838.631	291324.980	
9	3253.599	6150831.302	1114247.035	3261041.161	510708.825	1636085.301	1054635.173	693859.880	465077.554	317084.292	219591.652	
10	3065.345	5794942.762	1049776.441	3072511.200	481199.062	1541535.697	946369.195	594328.743	381044.048	248966.621	165521.135	
11	2887.983	5459645.222	989035.986	2894878.378	453393.877	1452448.515	849216.565	509074.344	312193.965	195482.120	124764.377	
12	2720.884	5143749.575	931810.260	2727514.163	427195.030	1368508.874	762036.948	436049.101	255784.094	153487.377	94043.214	
13	2563.453	4846130.993	877895.495	2569823.929	402509.573	1289418.861	683806.352	373498.715	209566.613	120514.088	70886.552	
14	2415.131	4565732.702	827100.253	2421248.987	379250.172	1214898.562	613606.330	319920.762	171699.983	94624.277	53431.804	
15	2275.391	4301558.424	779244.054	2281262.583	357334.482	1144684.047	550612.599	274028.260	140675.357	74296.258	40274.989	
16	2143.736	4052668.596	734156.693	2149367.903	336684.831	1078526.379	494085.361	234718.764	115256.473	58335.219	30357.819	
17	2019.699	3818180.369	691678.238	2025098.089	317228.228	1016191.624	443361.039	201048.095	94430.508	45803.053	22882.601	
18	1902.839	3597260.044	651657.661	1908012.234	298895.735	957458.838	397843.923	172207.388	77367.575	35963.147	17248.045	
19	1792.740	3389121.188	613952.497	1797694.386	281622.313	902119.577	356999.350	147503.759	63387.721	28237.122	13000.913	
20	1689.012	3193026.516	578429.184	1693754.571	265346.980	849978.407	320347.922	126343.874	51933.918	22170.882	9799.584	
21	1591.285	3008276.554	544961.009	1595822.769	250011.874	800849.886	287458.952	108219.302	42549.697	17407.843	7386.536	
22	1499.213	2834217.200	513429.479	1503552.946	235562.879	754560.588	257946.440	92694.730	34861.144	13668.055	5567.674	
23	1412.468	2670228.380	483722.266	1416617.037	221948.686	710946.084	231463.645	79397.149	28561.850	10731.687	4196.685	
24	1330.742	2515727.829	455733.890	1334706.959	209121.111	669851.958	207699.597	68007.121	23400.798	8426.145	3163.286	
25	1253.745	2370167.310	429365.035	1257532.614	197034.779	631132.800	186375.265	58251.032	19172.323	6615.910	2384.352	
26	1181.203	2233028.835	404521.867	1185084.860	185715.299	594847.695	167295.403	49910.965	15713.102	5196.290	1797.817	
27	1112.859	2103826.554	381116.370	1116540.853	174976.233	560448.250	150115.122	42749.695	12873.417	4079.828	1355.081	
28	1048.468	1982097.300	359064.642	1051959.811	164857.897	528037.272	134698.948	36615.873	10546.905	3203.242	1021.373	
28.66	662.219	1251905.531	226787.561	663294.416	103833.197	332673.659	82173.750	21662.275	6059.242	1789.303	555.364	

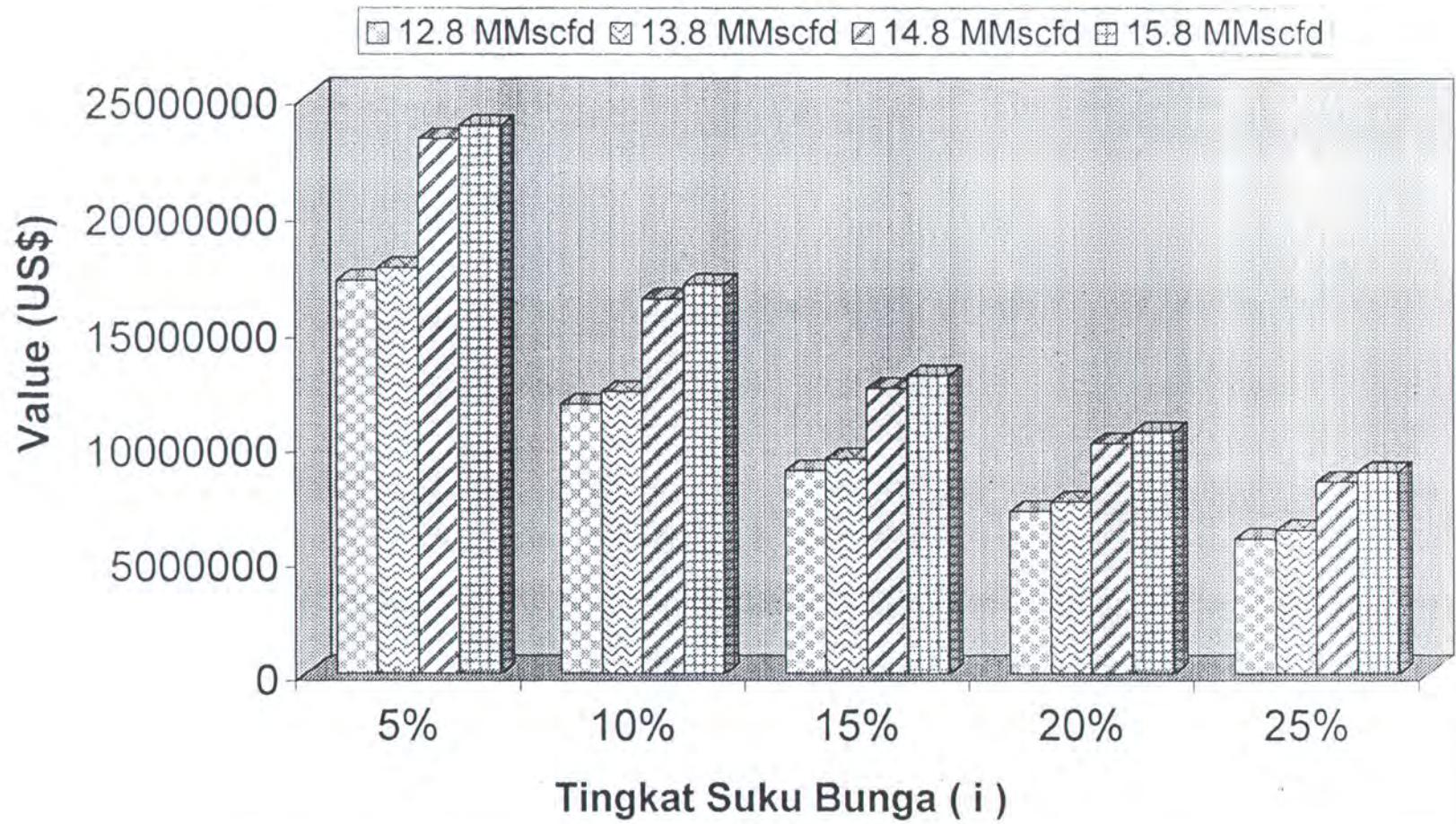
Total NPV = 23199636.005 16343734.961 12471235.188 10033668.379 8370691.555

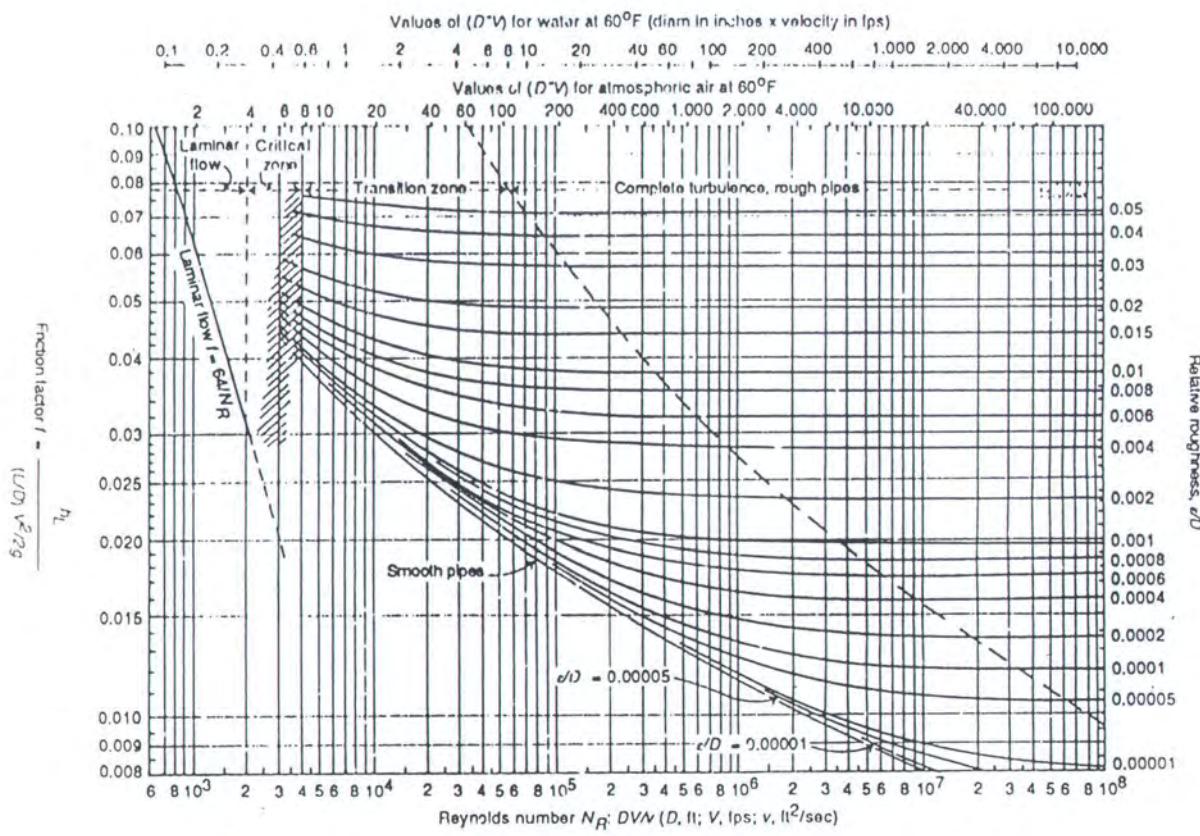
Perhitungan Net Present Value (NPV)
(Laju Produksi 15.8 mmscf)

Net Cash Flow (NCF) = Gross Revenue - Operating Cost - Bagian Pertamina - Investment - Income Tax
 Operating Cost = Produksi sumur mmscf x biaya produksi per mmscf
 Bagian Pertamina = (65% x Profit Income) + (65% x FTP)
 Income Tax = 48% x Taxable Income
 Net Present Value (NPV) = NCF / (1+i)^n
 Interest Rate (i) = 5%, 10%, 15%, 20%, 25%

Tahun Produksi	Jumlah Produksi	Gross Revenue (US\$)	Operating Cost (US\$)	Bagian Pertamina (US\$)	Income Tax (US\$)	Investment	NCF (US\$)	i = 5%	i = 10%	i = 15%	i = 20%
0	0	0	0	0	0	500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.147	-500,319.1
1	5584.332	10557012.116	1912443.843	5514199.118	375129.733	3226625.542	3072976.707	2933295.947	2805761.341	2688854.6	2688854.6
2	5240.077	9906208.366	1794548.210	5238687.444	819063.964	2625075.269	2381020.653	2169483.694	1984934.041	1822968.9	1822968.9
3	4917.043	9295522.280	1683920.048	4915298.847	768457.499	2462921.300	2127564.021	1850429.226	1619410.734	1425301.6	1425301.6
4	4613.923	8722483.014	1580111.754	4611825.739	720965.493	2310748.492	1901058.503	1578272.312	1321177.950	1114365.5	1114365.5
5	4329.490	8184770.960	1482703.122	4327042.539	676396.440	2167942.977	1698640.050	1346122.022	1077850.812	871247.6	871247.6
6	4062.591	7680206.408	1391299.289	4059797.458	634570.351	2033927.818	1517748.253	1148099.229	879323.124	681158.3	681158.3
7	3812.145	7206745.758	1305530.050	3809010.534	595318.452	1908162.033	1356095.131	979188.838	717348.786	532533.0	532533.0
8	3577.139	6762473.965	1225048.485	3585276.796	561482.562	1798745.749	1217461.925	839128.167	588013.176	418330.7	418330.7
9	3356.620	6345589.411	1149528.225	3364429.687	526913.845	1687987.618	1088091.869	715871.528	479831.432	327143.3	327143.3
10	3149.695	5954403.907	1078663.448	3157183.961	494472.813	1584047.700	972467.877	610718.961	391552.365	255832.5	255832.5
11	2955.527	5587335.128	1012167.510	2962703.117	464028.709	1486506.899	869129.797	521011.600	319514.583	200065.9	200065.9
12	2773.328	5242893.384	949770.547	2780199.541	435458.408	1394970.587	776771.820	444480.619	260729.977	156455.2	156455.2
13	2602.362	4919687.290	891220.505	2608937.550	408646.899	1309070.146	694227.848	379190.992	212760.496	122350.7	122350.7
14	2441.935	4616404.859	836279.712	2448223.359	383485.714	1228457.934	620454.734	323491.369	173616.311	95680.3	95680.3
15	2291.397	4331817.287	784725.565	2297407.123	359873.246	1152808.312	554520.509	275973.144	141673.784	74823.5	74823.5
16	2150.140	4064775.166	736349.845	2155880.947	337714.447	1081816.655	495592.674	235434.824	115608.088	58513.1	58513.1
17	2017.591	3814195.258	690956.319	2023071.867	316919.723	1015195.824	442926.575	200851.082	94337.972	45758.1	45758.1
18	1893.213	3579062.380	648361.083	1898442.875	297405.098	952676.694	395856.844	171347.277	76981.154	35783.5	35783.5
19	1776.503	3358425.626	608391.876	1781490.929	279091.902	894007.150	353788.987	146177.313	62817.699	27983.1	27983.1
20	1666.987	3151388.914	570886.370	1671741.939	261905.992	838949.577	316191.272	124704.509	51260.053	21883.2	21883.2
21	1564.223	2957116.655	535693.194	1568753.804	245778.222	787282.388	282589.002	106385.919	41828.847	17112.9	17112.9
22	1467.793	2774818.633	502669.198	1472108.375	230643.189	738795.988	252557.313	90758.112	34132.810	13382.4	13382.4
23	1377.309	2603761.345	471681.504	1381417.507	216440.181	693295.821	225717.226	77426.000	27852.761	10465.2	10465.2
24	1292.402	2443247.209	442603.743	1296312.007	203111.446	650596.818	201729.196	66052.231	22728.133	8183.9	8183.9
25	1212.730	2292629.683	415318.792	1216449.696	190603.457	610527.447	180290.447	56349.240	18546.381	6399.9	6399.9
26	1137.969	2151296.255	389715.692	1141506.360	178865.492	572925.176	161129.898	48071.546	15134.011	5004.7	5004.7
26.85	911.508	1723179.096	312160.601	913901.569	143156.734	458584.233	123733.255	35483.424	10756.776	3430.8	3430.8
						Total NPV =	23780013.240	16973479.978	13045164.450	10540694.6	

Grafik Perbandingan NPV





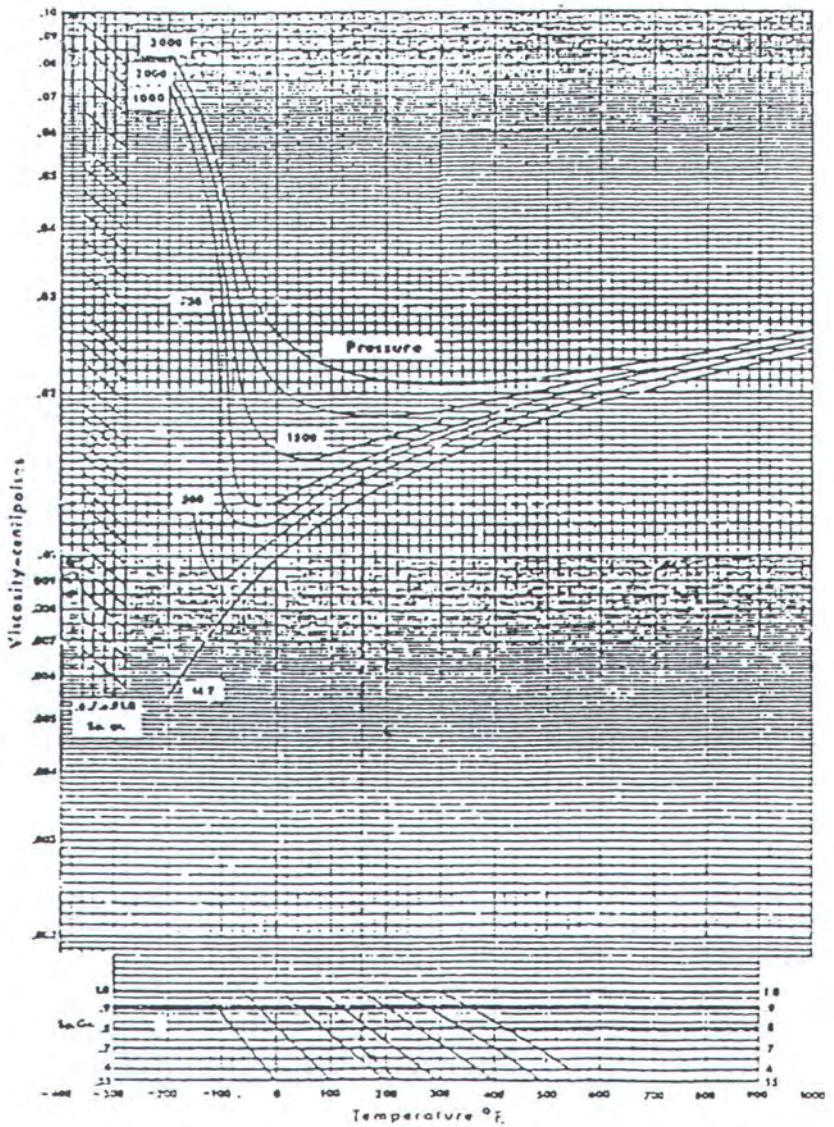


Table 4—Standard-Weight Threaded Line Pipe Dimensions, Weights, and Test Pressures

Nominal Size Designation	Nominal Weight Designation Threads and Coupling ^a	Outside Diameter, <i>D</i>	Wall Thickness, <i>t</i>	Inside Diameter, <i>d</i>	Calculated Weight				Test Pressure					
					Plain End, <i>w_{pe}</i>		Threads and Coupling, <i>w_{pc}</i>		Grade A25		Grade A		Grade B	
					in.	mm	lb/ft	kg/m	lb	kg	psi	kPa	psi	kPa
1/4	0.25	0.405	(10.3)	0.068 (1.7)	0.269	(6.9)	0.24	(0.36)	0.20	(0.09)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
1/4	0.43	0.540	(13.7)	0.088 (2.2)	0.364	(9.3)	0.42	(0.62)	0.20	(0.09)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
3/8	0.57	0.675	(17.1)	0.091 (2.3)	0.493	(12.5)	0.57	(0.84)	0.00	(0.00)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
1/2	0.86	0.840	(21.3)	0.109 (2.8)	0.622	(15.7)	0.85	(1.28)	0.20	(0.09)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
5/8	1.14	1.050	(26.7)	0.113 (2.9)	0.824	(20.9)	1.13	(1.70)	0.20	(0.09)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
1	1.70	1.315	(33.4)	0.133 (3.4)	1.049	(26.6)	1.68	(2.52)	0.20	(0.09)	700 (48)	700 (48)	700 (48)	700 (48)
1 1/2	2.30	1.660	(42.2)	0.140 (3.6)	1.380	(35.0)	2.27	(3.43)	0.60	(0.27)	1000 (69)	1000 (69)	1100 (76)	1100 (76)
1 1/2	2.75	1.900	(48.3)	0.145 (3.7)	1.810	(40.9)	2.72	(4.07)	0.40	(0.18)	1000 (69)	1000 (69)	1100 (76)	1100 (76)
2	3.75	2.375	(60.3)	0.154 (3.9)	2.067	(52.5)	3.65	(5.42)	1.20	(0.54)	1000 (69)	1000 (69)	1100 (76)	1100 (76)
2 1/2	5.90	2.875	(73.0)	0.203 (5.2)	2.469	(62.6)	5.79	(8.6)	1.80	(0.82)	1000 (69)	1000 (69)	1100 (76)	1100 (76)
3	7.70	3.500	(88.9)	0.216 (5.5)	3.068	(77.9)	7.58	(11.3)	1.80	(0.82)	1000 (69)	1000 (69)	1100 (76)	1100 (76)
3 1/2	9.25	4.000	(101.6)	0.226 (5.7)	3.548	(90.2)	9.11	(13.48)	3.20	(1.45)	1200 (83)	1200 (83)	1300 (90)	1300 (90)
4	11.00	4.500	(114.3)	0.237 (6.0)	4.026	(102.3)	10.79	(16.02)	4.40	(2.00)	1200 (83)	1200 (83)	1300 (90)	1300 (90)
5	15.00	5.563	(141.3)	0.258 (6.6)	5.047	(128.1)	14.62	(21.92)	5.60	(2.54)	1200 (83)	1200 (83)	1300 (90)	1300 (90)
6	19.43	6.625	(168.3)	0.280 (7.1)	6.065	(154.1)	18.97	(28.22)	7.20	(3.27)	—	—	1200 (83)	1300 (90)
8	25.55	8.625	(219.1)	0.277 (7.0)	8.071	(205.1)	24.70	(36.51)	14.80	(6.72)	—	—	1160 (80)	1350 (93)
8	29.35	8.625	(219.1)	0.322 (8.2)	7.981	(202.7)	28.55	(42.65)	14.00	(6.36)	—	—	1340 (92)	1570 (103)
10	32.75	10.750	(273.0)	0.279 (7.1)	10.192	(258.9)	31.20	(46.52)	20.00	(9.08)	—	—	930 (64)	1090 (75)
10	35.75	10.750	(273.0)	0.307 (7.8)	10.136	(257.5)	34.24	(51.03)	19.20	(8.72)	—	—	1030 (71)	1200 (83)
10	41.35	10.750	(273.0)	0.365 (9.5)	10.020	(254.3)	40.48	(60.50)	17.40	(7.90)	—	—	1220 (84)	1430 (95)
12	45.45	12.750	(323.8)	0.330 (8.4)	12.090	(307.1)	43.77	(65.35)	32.60	(14.80)	—	—	960 (61)	1090 (75)
12	51.15	12.750	(323.8)	0.375 (9.5)	12.000	(304.9)	49.56	(73.65)	30.80	(13.98)	—	—	1050 (73)	1240 (85)
14D	57.00	14.000	(355.6)	0.375 (9.5)	13.250	(336.6)	54.57	(81.08)	24.60	(11.17)	—	—	960 (66)	1120 (77)
16D	65.30	16.000	(406.4)	0.375 (9.5)	15.250	(387.4)	62.58	(92.98)	30.00	(13.62)	—	—	840 (58)	980 (68)
18D	73.00	18.000	(457.0)	0.375 (9.5)	17.250	(438.0)	70.59	(104.84)	35.60	(16.16)	—	—	750 (52)	880 (61)
20D	81.00	20.000	(508.0)	0.375 (9.5)	19.250	(489.0)	78.60	(116.78)	42.00	(19.07)	—	—	680 (47)	790 (54)

Note: See Figure 2.

^aNominal weight, threads and coupling (column 2) are shown for the purpose of identification in ordering.^bWeight gain due to end finishing. See 7.4.

PERKEMBANGAN KONDISI KEKONOMIAN SEBELUM DAN SESUDAH INCENTIVE PACKAGE

NO	DESCRIPTION	BEFORE INCENTIVE	INCENTIVE PACKAGE I 1988	INCENTIVE PACKAGE II 1989	INCENTIVE PACKAGE III 1992	INCENTIVE PAC 1993
I	CRUDE OIL PRICE	Government Selling Price	Perbedaan antara Government Selling Price dan Market Price untuk perhitungan Pajak diberi kompensasi Tax Incentive Perbedaan antara Government Selling Price dan Market Price untuk perhitungan Cost Recovery dapat di-carry over untuk tahun-tahun berikutnya	Market Indicated Price dengan menetapkan formula Indonesian Crude Price.	Market Indicated Price dengan menetapkan formula Indonesian Crude Price.	Market Indicated Price dengan menetapkan formula Indonesian Crude Price.
II INVESTMENT CREDIT						
1 NEW OIL FIELD						
a	Conventional	17%	17%	17%	17%	17%
b	Conventional- Marginal	17%	17%	17%	17%	17%
c	Conventional- Tertiary	17%	17%	17%	17%	17%
d	Conventional- Pre Tertiary	17%	17%	17%	127%	127%
e	Frontier- Marginal	17%	17%	17%	17%	0%
f	Frontier- Tertiary	17%	17%	17%	17%	0%
g	Frontier- Pre Tertiary	17%	17%	17%	127%	0%
h	Depth Sea - 600 ft	17%	17%	17%	17%	17%
	600-4500 ft	127%	127%	127%	127%	127%
	di atas 4500 ft	127%	127%	127%	142%	0%
2 NEW GAS FIELD						
a	Conventional	0%	0%	0%	0%	0%
b	Conventional- Marginal	0%	0%	0%	0%	0%
c	Conventional- Tertiary	0%	0%	0%	0%	0%
d	Conventional- Pre Tertiary	0%	0%	0%	110%	110%
e	Frontier- Marginal	0%	0%	0%	0%	0%
f	Frontier- Tertiary	0%	0%	0%	0%	0%
g	Frontier- Pre Tertiary	0%	0%	0%	110%	110%
h	Depth Sea - 600 ft	0%	0%	0%	0%	0%
	600-4500 ft	0%	0%	55%	110%	110%
	di atas 4500 ft	0%	0%	55%	125%	125%
3	CONDITIONS	Disyaratkan apabila Indonesia income memperoleh minimum 49% dari pendapatan selama umur proyek new field development	Disyaratkan apabila Indonesia income memperoleh minimum 49% dari pendapatan selama umur proyek new field development	Dengan diberlakukan First Tranche Petroleum pemberian Investment Credit secara otomatis untuk setiap new field development	Dengan diberlakukan First Tranche Petroleum pemberian Investment Credit secara otomatis untuk setiap new field development	Dengan diberlakukan First Tranche Petroleum pemberian Investment Credit secara otomatis untuk setiap new development

NO	DESCRIPTION	BEFORE INCENTIVE	INCENTIVE PACKAGE I 1988	INCENTIVE PACKAGE II 1989	INCENTIVE PACKAGE III 1992	INCENTIVE PACKAGE 1993
II	ECONOMIC CONDITION OF DEVELOPMENT APPROVAL	Karena tidak ada jaminan Penerimaan Indonesia akibat dilepasnya batasan Cost Recovery setiap tahun berjalan menjadi 100%, maka setiap new field development disyaratkan batasan keekonomian dengan mengambil tolak ukur dari syarat pemberian Investment Credit, yaitu apabila Indonesia memperoleh 49% dan kemudian diturunkan menjadi 25%	Karena tidak ada jaminan Penerimaan Indonesia akibat dilepasnya batasan Cost Recovery setiap tahun berjalan menjadi 100%, maka setiap new field development disyaratkan batasan keekonomian dengan mengambil tolak ukur dari syarat pemberian Investment Credit, yaitu apabila Indonesia memperoleh 49% dan kemudian diturunkan menjadi 25%	Karena sudah ada jaminan penerimaan Indonesia dengan memberlakukan First Tranche Petroleum 20%, maka tidak ada syarat keekonomian, namun setiap new development tetap disyaratkan harus ada persetujuan Pertamina selaku Pemegang Management atas Natural Resource Development	Karena sudah ada jaminan penerimaan Indonesia dengan memberlakukan First Tranche Petroleum 20%, maka tidak ada syarat keekonomian, namun setiap new development tetap disyaratkan harus ada persetujuan Pertamina selaku Pemegang Management atas Natural Resource Development	Karena sudah ada jaminan penerimaan Indonesia dengan memberlakukan First Tranche Petroleum 20%, maka tidak ada syarat keekonomian, namun setiap new development tetap disyaratkan harus ada persetujuan Pertamina selaku Pemegang Management atas Natural Resource Development. Khusus Kawasan Indomur dan sebagian Kawas 15%
IV	FIRST TRANCHE PETROLEUM	Belum ada, sehingga tidak ada jaminan penerimaan Indonesia karena Cost Recovery setiap tahun dapat 100%, dan sebagai usaha adanya jaminan penerimaan, maka setiap usulan new field development disyaratkan batasan minimum Indonesia memperoleh penerimaan sebesar 49% dan kemudian diturunkan menjadi 25%	Belum ada, sehingga tidak ada jaminan penerimaan Indonesia karena Cost Recovery setiap tahun dapat 100%, dan sebagai usaha adanya jaminan penerimaan, maka setiap usulan new field development disyaratkan batasan minimum Indonesia memperoleh penerimaan sebesar 49% dan kemudian diturunkan menjadi 25%	Diberlakukan sebesar 20%, sehingga sudah ada jaminan penerimaan Indonesia, oleh karena itu pemberian persetujuan setiap new field development tidak ada syarat batasan keekonomian untuk minimum penerimaan Indonesia	Diberlakukan sebesar 20%, sehingga sudah ada jaminan penerimaan Indonesia, oleh karena itu pemberian persetujuan setiap new field development tidak ada syarat batasan keekonomian untuk minimum penerimaan Indonesia	Diberlakukan sebesar 20%, sehingga sudah ada jaminan penerimaan Indonesia, oleh karena itu pemberian persetujuan setiap new field development tidak ada syarat batasan keekonomian untuk minimum penerimaan Indonesia Khusus Kawasan Indomur dan sebagian Kawas 15%
V	DEPRECIATION OF CAPITAL					
1	OIL FIELD	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets

NO	DESCRIPTION	BEFORE INCENTIVE	INCENTIVE PACKAGE I 1988	INCENTIVE PACKAGE II 1989	INCENTIVE PACKAGE III 1992	INCENTIVE PA 1993
2	GAS FIELD					
a	Field Development Before August	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.
b	Field Development After August	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Cadangan yang mampu berproduksi lebih dari 7 tahun digolongkan pada Grup I, dan masa manfaat kapital adalah 100% dari daftar masa manfaat golongan assets. Cadangan yang mampu berproduksi kurang dari 7 tahun digolongkan pada Grup II, dan masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets.	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets	Seluruh cadangan diberlakukan sebagai Grup II atau yang memenuhi persyaratan khusus dan dianggap hanya mampu berproduksi kurang dari 7 tahun, sehingga masa manfaat kapital adalah 50% dari daftar masa manfaat golongan assets
VI	COST RECOVERY	Tidak ada pembatasan dan setiap tahun dari sisa produksi setelah digunakan untuk pengambilan Investment Credit (apabila ada) dapat digunakan untuk pengembalian Cost Recovery	Tidak ada pembatasan dan setiap tahun dari sisa produksi setelah digunakan untuk pengambilan Investment Credit (apabila ada) dapat digunakan untuk pengembalian Cost Recovery	Tidak ada pembatasan dan setiap tahun dari sisa produksi setelah disisihkan untuk First Tranche Petroleum dan pengambilan Investment Credit (apabila ada) dapat seluruhnya digunakan untuk pengembalian Cost Recovery	Tidak ada pembatasan dan setiap tahun dari sisa produksi setelah disisihkan untuk First Tranche Petroleum dan pengambilan Investment Credit (apabila ada) dapat seluruhnya digunakan untuk pengembalian Cost Recovery	Tidak ada pembatasan dan setiap tahun dari sisa produksi setelah disisihkan untuk First Tranche Petroleum dan pengambilan Investment Credit (apabila ada) dapat seluruhnya digunakan untuk pengembalian Cost Recovery

NO	DESCRIPTION	BEFORE INCENTIVE	INCENTIVE PACKAGE I 1988	INCENTIVE PACKAGE II 1989	INCENTIVE PACKAGE III 1992	INCENTIVE PAC 1993
VII	EQUITY TO BE SPLIT (%)					
1	OIL FIELD					
a	DEVELOPMENT BEFORE AUGUST 1992					
	CONVENTIONAL					
	- Standard	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462
	- Marginal	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	80/20 atau 61.5385/38.4615	80/20 atau 61.5385/38.4615	80/20 atau 61.5385/38.4615
	- Tertiary	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	80/20 atau 61.5385/38.4615	80/20 atau 61.5385/38.4615	80/20 atau 61.5385/38.4615
	- Pre Tersier	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308
	FRONTIER					
	- Marginal	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	75/25 atau 51.9231/48.0769	75/25 atau 51.9231/48.0769	65/35 atau 32.6923/6
	- Tertiary	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	80/20 atau 61.5385/38.4615	80/20 atau 61.5385/38.4615	65/35 atau 32.6923/6
	- Pre Tersier	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -75/25 atau 51.9231/48.0769 Produksi 51-150 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi di atas MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -75/25 atau 51.9231/48.0769 Produksi 51-150 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi di atas MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462	Single split yaitu 65/35 atau 32.6923/67.3077
	DEPTH SEA					
600 - 4500 ft	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308
di atas 4500 ft	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Single split yaitu 65/35 atau 32.6923/67.3077

NO	DESCRIPTION	BEFORE INCENTIVE	INCENTIVE PACKAGE I 1988	INCENTIVE PACKAGE II 1989	INCENTIVE PACKAGE III 1992	INCENTIVE PAC 1993
b	DEVELOPMENT AFTER AUGUST 1992					
	Depth Sea di atas 4500 ft	85/15 atau 71.1538/28.8462	85/15 atau 71.1538/28.8462	Produksi s/d 50 MBCD -80/20 atau 61.5385/38.4615 Produksi 51-150 MBCD -85/15 atau 71.1538/28.8462 Produksi di atas MBCD -90/10 atau 80.7692/19.2308	Single split yaitu 75/25 atau 51.9231/48.0769	Single split yaitu 65/32.6923/67.3077
New Contract Frontier					Single split yaitu 80/20 atau 61.5385/38.4615	Single split yaitu 65/32.6923/67.3077
2	GAS FIELD					
a	Development Before August 1992	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923
b	Development After August 1992	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923	70/30 atau 42.3077/57.6923	60/40 atau 23.0769/76.9231	60/40 atau 23.0769/
Depth Sea di atas 4500 ft					65/35 atau 38.4615/61.5385	65/35 atau 38.4615/
New Contract Conventional					60/40 atau 23.0769/76.9231	60/40 atau 23.0769/
Frontier					55/45 atau 13.4615/86.5385	55/45 atau 13.4615/
Depth Sea di atas 4500 ft						
VIII	DOMESTIC MARKET OBLIGATION					
1	CONDITIONS	Maksimum sama dengan Equity Oil of Contractor yang diterima setiap tahun	Maksimum sama dengan Equity Oil of Contractor yang diterima setiap tahun	Maksimum sama dengan Equity Oil of Contractor yang diterima setiap tahun dikurangi dengan First Tranche Petroleum dan Investment Credit melebihi Cost Recovery, maka Contractor dibebaskan dari kewajiban DMO.	Maksimum sama dengan Equity Oil of Contractor yang diterima setiap tahun dan apabila Produksi dikurangi dengan First Tranche Petroleum dan Investment Credit melebihi Cost Recovery, maka Contractor dibebaskan dari kewajiban DMO.	Maksimum sama dengan Equity Oil of Contractor yang diterima setiap tahun dan apabila Produksi dikurangi dengan First Tranche Petroleum dan Investment Credit melebihi Cost Recovery, maka Contractor dibebaskan dari kewajiban DMO.
2	NEW OIL	After five Calendar Years yang berkisar antara 49-60 bulan	After five Calendar Years yang berkisar antara 49-60 bulan	After five Calendar Years adalah 60 bulan	After five Calendar Years adalah 60 bulan	After five Calendar years 60 bulan
3	OLD OIL	After Five Calendar Years	After Five Calendar Years	After Five Calendar Years	After Five Calendar Years	After Five Calendar
4	FEE DMO OLD OIL					
a	Production Before Feb. '89	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl
b	Production After Feb. '89 before August 1992	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl	10% dari price untuk perhitungan Cost Recovery	10% dari price untuk perhitungan Cost Recovery	10% dari price untuk Cost Recovery
c	Production After August '92	US\$0.20/bbl	US\$0.20/bbl	10% dari price untuk perhitungan Cost Recovery	15% dari price untuk perhitungan Cost Recovery	15% dari price untuk Cost Recovery
d	Production After January 1993					25% dari price untuk Cost Recovery

PERKEMBANGAN PERUBAHAN KONTRAK PRODUCTION SHARING

NO	DESCRIPTION	PSC - UP TO 1973	PSC - 1974-75	PSC - 1976-78	PSC - 1978-1988	PSC - 1988	
1	INVESTMENT CREDIT	Tidak ada	Tidak ada	Sejak April 1977 ada sebesar 20% dari oil directly production facilities cost	Ada, sebesar 20% dari oil directly production facilities costs	Ada, sebesar 20% atau 17% (tergantung tarif pajak) dari oil directly production facilities. Setelah Paket Incentif, untuk lapangan oil ada tambahan antara 110-125% tergantung dari katagori Wilayah Kerja Untuk depth sea gas field diberi investmen credit berkisar antara 55-125%. Untuk paket Incentif 1993-0%	
2	BATASAN COST RECOVERY	Maksimum 40%	Maksimum 40%	Maksimum 100%	Maksimum 100%	Maksimum 100% dari produksi setelah disisihkan untuk First Tranche Petroleum sebesar 20% atau 15% untuk lahan yang memenuhi syarat Paket Incentif 1993	
3	DASAR PERHITUNGAN OPERATING COSTS	Expenditure dan rental moveable Tidak ada perbedaan katagori antara non capital dan capital expenditure.	Expenditure Tidak ada perbedaan katagori antara non capital dan capital expenditure	Non capital expenditure, amortisasi dan penyusutan Ada perbedaan katagori antara non capital dan capital expenditure	Non capital expenditure, amortisasi dan penyusutan Ada perbedaan katagori antara non capital dan capital expenditure	Non capital expenditures dan penyusutan Ada perbedaan katagori antara non capital dan capital expenditure.	
4	KOMPONEN OPERATING COST	Survei Geologi dan Geofisika Dryhole - TDC - IDC Success - TDC - IDC Fac., Aux. and Utilities Production Operation Administration Interest Payment	Non Capital Non Capital Tidak diakul sebagai operating costs	Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Capital Non Capital Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Tidak diakul sebagai operating costs	Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Capital Non Capital Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Sejak April 1977 yang disetujui oleh PN diakul sebagai operating cost.	Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Capital Non Capital Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Yang disetujui oleh PN diakul sebagai operating cost.	Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Capital Non Capital Capital Non Capital Non Capital Non Capital Non Capital Yang disetujui oleh PN diakul sebagai operating cost.

PERKEMBANGAN PERUBAHAN KONTRAK PRODUCTION SHARING

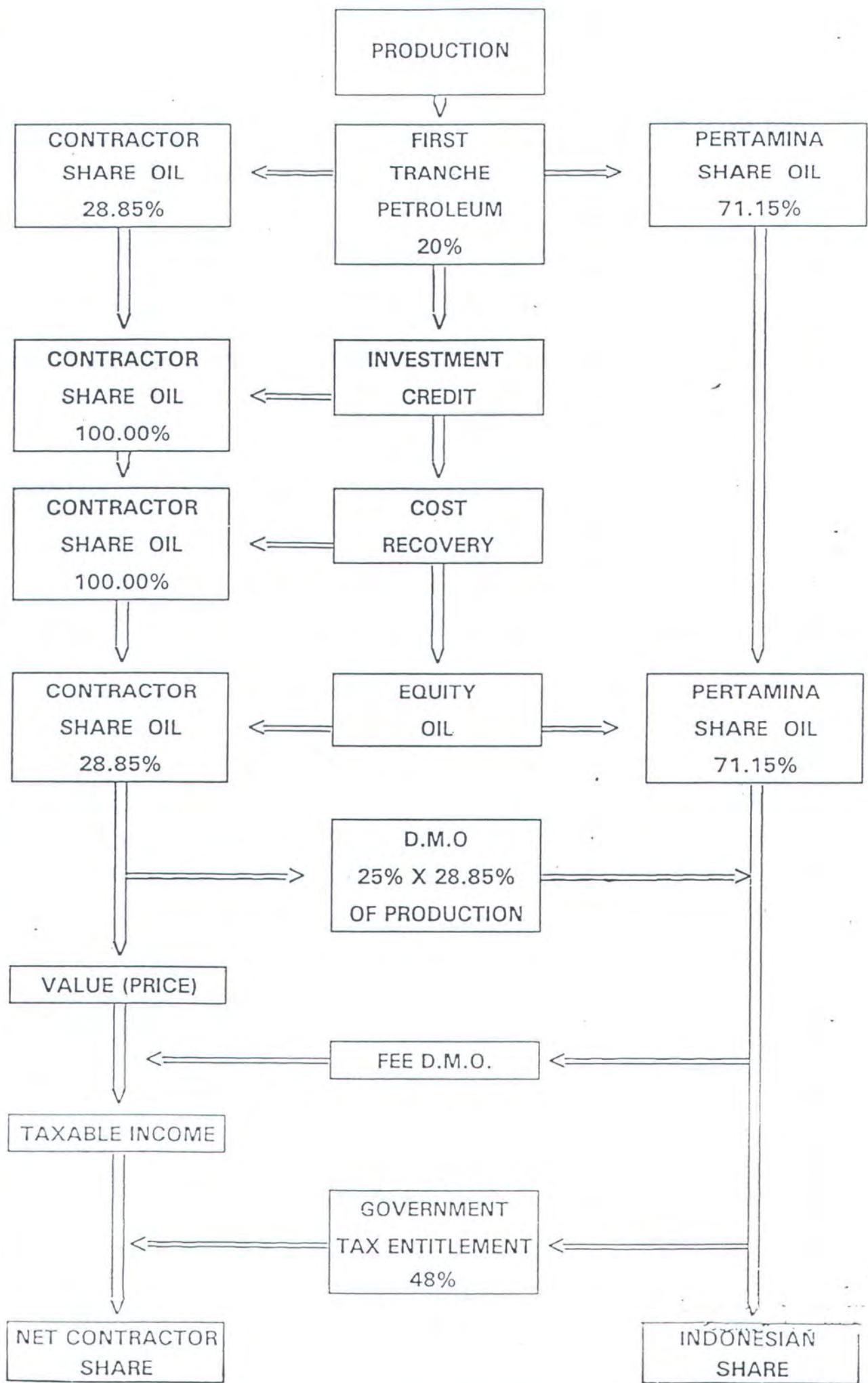
NO	DESCRIPTION	PSC - UPTO 1973	PSC - 1974-75	PSC - 1976-78	PSC - 1978-1988	PSC - 1988
5	PEMBAGIAN PENDAPATAN PN/KONTRAKTOR	Oil dan Gas - 65/35	Oil dan gas - 65/35 Setelah mencapai tingkat produksi harian rata-rata jumlah tertentu berubah jadi 62.5/32.5 dan kemudian naik menjadi 70/30 sesuai dengan ketentuan masing-masing kontrak.	OII - 85/15 dan Gas - 65/35	OII - 65.0001/34.0009 Gas - 20.4545/18.5455 atau - 31.1882/68.1818	OII: - 71.1538/28.8462 Paket Insentif secara berjenjang antara 51.9231/48.0769 dan 90.3846/9.6154 tergantung katagori wilayah kerja. 32.6923/67.3077 untuk yang memenuhi syarat Paket Insentif 1993. Gas: - 31.1882/68.181 Paket Insentif secara berjenjang antara 13.4615/86.534 dan 38.4615/61.5315 tergantung dari wilayah kerja.
6	ADDITIONAL CASH PAYMENT	Tidak Ada	Ada, sebesar selisih antara 85% dan 65% atau 67.5% atau 70% dari dasar harga diliatas base price Base price dapat berubah dan diambil nilai terendah dari hasil perhitungan didasarkan atas perubahan harga oil atau index statistical United Export base price per 1.1.1974 adalah \$5.00 untuk harga oil sebesar \$10.80/ barrel.	Ada, sebesar selisih antara 85% dan 65% atau 67.5% atau 70% dari dasar harga diliatas base price Base price dapat berubah dan diambil nilai terendah dari hasil perhitungan didasarkan atas perubahan harga oil atau Index statistical United Export base price per 1.1.1974 adalah \$5.00 untuk harga oil sebesar \$10.80/ barrel.	Tidak ada, karena dihapuskan	Tidak ada, karena dihapuskan.
7	SUPPLEMENT PAYMENT	Tidak ada	Tidak ada	Ada, dan merupakan selisih perhitungan sistem KPS -1974-75 dan KPS -1976-78	Tidak ada, karena dihapuskan	Tidak ada, karena dihapuskan
8	INTEREST NON CAPITAL	Tidak ada	Tidak ada	Ada dan khusus untuk unrecovered non capital expenditure per 1.1.1978	Ada dan khusus untuk unrecovered non capital expenditure per 1.1.1978	Tidak ada, karena sudah tidak ada unrecovered expenditure non capital expenditure per 1.1.1978

PERKEMBANGAN PERUBAHAN KUNTHAK PRODUCTION SHARING

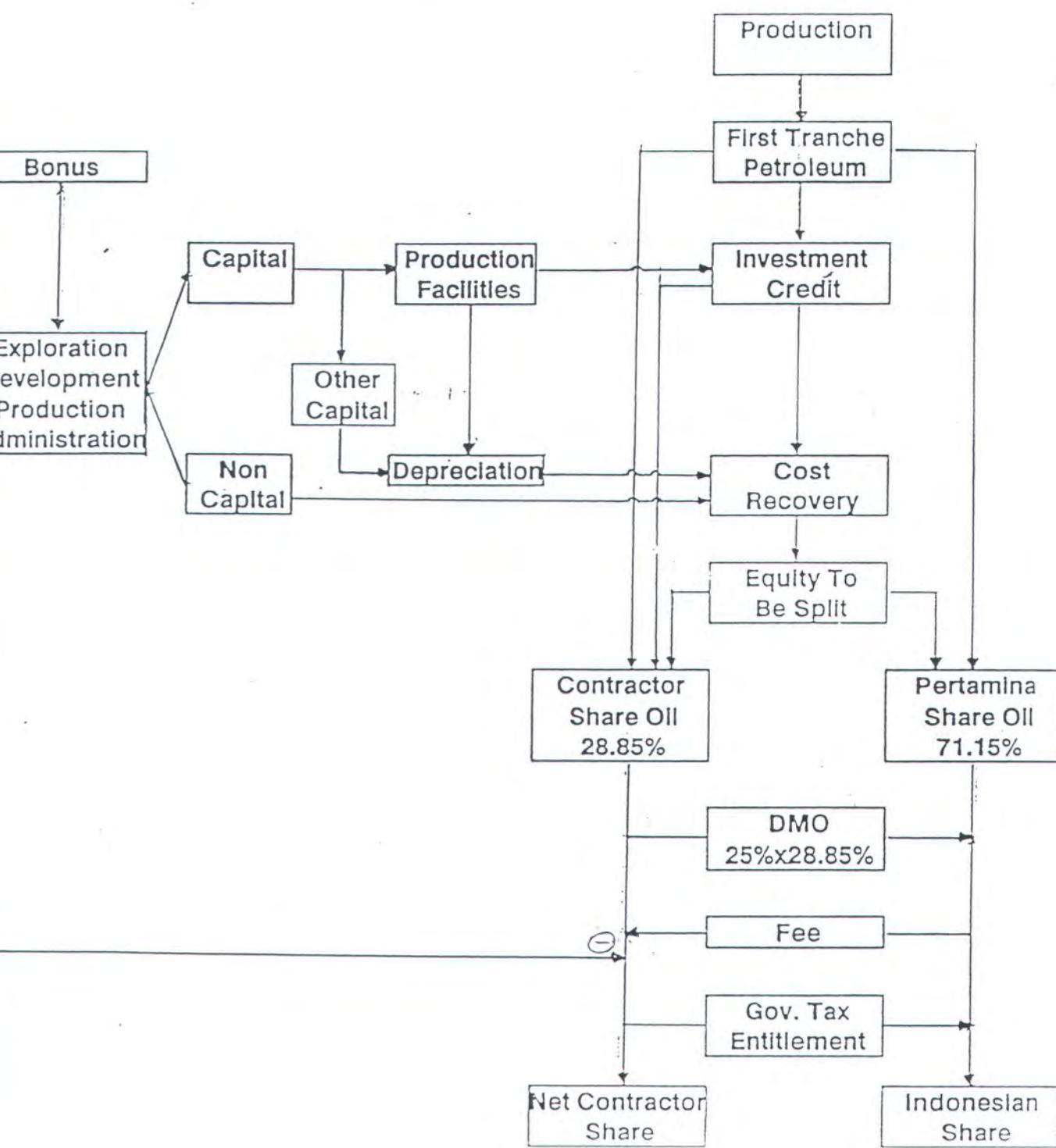
NO	DESCRIPTION	PSC - UP TO 1973	PSC - 1974-75	PSC - 1976-78	PSC - 1978-1988	PSC - 1988
9	DOMESTIC MARKET OBLIGATION (DMO)	Maksimum 25% x 35% x produksi	Maksimum 25% x 35% x produksi	Maksimum 25% x 35% x produksi	25% x equity share oil oil contractor x produksi dan maksimum sama dengan equity share oil contractor.	25% x equity share oil contractor x produksi dan maksimum sama dengan equity share oil contractor. Apabila cost recovery melebihi produksi setelah dikurangi First Tranche Petroleum dan Investment Credit, kontraktor dibebaskan dari kewajiban DMO
10	FEE DMO/BARREL - New Oil atau produksi first 5 calendar year. - Old Oil atau produksi setelah first 5 cal.	US\$0.20 US\$0.20	US\$0.20 US\$0.20	Seljak April 1977, sama dengan nilai untuk cost oil. US\$0.20	Sama dengan nilai untuk cost oil US\$0.20	Sama dengan nilai untuk cost oil dan 5 calendar year dipertegas sama dengan 60 bln US\$0.20 dan kemudian dinalikkan menjadi 10%/15%/25% dari nilai untuk cost oil se-suai dengan Paket Insentif
11	TARIF DAN KEWAJIBAN PAJAK.	56% dan termasuk bagian PN yang 65%	56% dan termasuk bagian PN yang 65%/87.5%	56% dan termasuk bagian PN yang 65%/87.5%	56% dan dibayarkan langsung oleh kontraktor	48% dan dibayarkan langsung oleh kontraktor



MEKANISME PEMBAGIAN PENDAPATAN



**MEKANISME PERHITUNGAN PEMBAGIAN PRODUKSI
DAN PENDAPATAN
SISTIM KONTRAK PRODUCTION SHARING**



Conversion Factors for the Most Commonly Used Quantities

Quantity	SI Unit (1)	Practical unit (2)	Conversion factor, F (1) = F × (2)	
<i>Space, time, speed</i>				
Length	m	in	2.54*	E - 02
		ft	3.048*	E - 01
		mile (int'l)	1.609344	E + 03
Area	m ²	sq in	6.4516*	E - 04
		sq ft	9.290304*	E - 02
		acre	4.046856	E + 03
		ha	1.0*	E + 04
Volume, capacity	m ³	cu ft	2.831685	E - 02
		US gal	3.785412	E - 03
		bbl (42 US gal)	1.589873	E - 01
		acre-ft	1.233489	E + 03
Time	s	min	6.0*	E + 01
		h	3.6*	E + 03
		d	8.64*	E + 04
		yr	3.15576*	E + 07
Speed	m/s	ft/min	5.08*	E - 03
		ft/h	8.466666	E - 05
		ft/day	3.527777	E - 06
		mile/year	5.099703	E - 05
		km/year	3.168809	E - 05
<i>Mass, density, concentration</i>				
Mass	kg	lbm (pound mass)	4.535924	E - 01
		US ton (short)	9.071847	E + 02
		US cwt	4.535924	E + 01
Density	kg/m ³	lbm/ft ³	1.601846	E + 01
		lbm/US gal	1.198264	E + 02
		lbm/bbl	2.853010	E + 00
		°API	(1.415 E + 05)/ (131.5 + API)	
Concentration	kg/m ³	lbm/bbl	2.853010	E + 02
	kg/kg	ppm (wt)	1.0*	E - 06
<i>Pressure, compressibility, temperature</i>				
Pressure	Pa	psi	6.894757	E + 03
		kg/cm ²	9.80665*	E + 04
		atm	1.01325*	E + 05
		mm Hg = torr	1.333224	E + 02

* Exact conversion factor.

Quantity	SI Unit (1)	Practical unit (2)	Conversion factor, F (1) = F × (2)	
Pseudo-pressure of real gases	Pa/s	(psi) ² /cP (kg/cm ²) ² /cP	4.753767 9.617038	E + 10 E + 12
Pressure gradient	Pa/m	psi/ft kg/cm ² × m	2.262059 9.80665*	E + 04 E + 04
Compressibility	Pa ⁻¹	psi ⁻¹ cm ² /kg	1.450377 1.019716	E - 04 E - 05
Temperature	K	°F °C	(°F + 459.7)/ 1.8 °C + 273.2	
Temperature gradient	K/m	°F/ft °C/m	1.822689 1.0*	E + 00 E + 00
<i>Flow rate, productivity index</i>				
Flow rate (volume basis)	m ³ /s	ft ³ /h ft ³ /d bbl/h bbl/d m ³ /h m ³ /d	7.865791 3.277413 4.416314 1.840131 2.777778 1.157407	E - 06 E - 07 E - 05 E - 06 E - 04 E - 05
Mass flow rate	kg/s	lbm/h lbm/d US ton/h US ton/d	1.259979 5.249912 2.519958 1.049982	E - 04 E - 06 E - 01 E - 02
Gas/oil ratio	m ³ /m ³	cu ft/bbl	1.781076	E - 01
Productivity index	m ³ /(s · Pa)	bbl/(d · psi) m ³ /(d · kg.cm ⁻²)	2.668884 1.180227	E - 10 E - 10
<i>Transport properties</i>				
Permeability	m ²	md D	9.869233 9.869233	E - 16 E - 13
Viscosity	Pa·s	μP cP	1.0* 1.0*	E - 07 E - 03
Mobility (k _o / μ)	m ² /Pa·s	md/cp D/cp	9.869233 9.869233	E - 13 E - 10
Diffusivity	m ² /s	ft ² /h cm ² /s	2.58064* 1.0*	E - 05 E - 04
Surface tension	N/m	dyne/cm	1.0*	E - 03

Jurusan Teknik Kelautan
Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

FORMULIR UNTUK MAJU UJIAN TUGAS AKHIR

Setelah mengevaluasi kemajuan yang telah dicapai oleh :

Nama nhs : YANDRI AMPESA
NRP : 4395.100.037

Judul TA : "ANALISA TEKNOEKONOMI PERENCANAAN JARINGAN PIPA GAS DI LAPANGAN CINTA"

Masa Berlaku SK TA : Februari 2000

Maka kami dosen pembimbing dari mahasiswa tersebut mengijinkan untuk maju ujian Tugas Akhir (P-3) yang akan diadakan pada tanggal : 15 - 16 Februari 2000.

Surabaya, 07 - 02 - 2000

Dosen Pembimbing I



Ir. IMAM ROCHANI, MSc.

NIP : 131 417 209

Dosen Pembimbing II



Dr. Ir. WAHYUDI, MSc.

NIP : 131 842 502





DEPARTEMEN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN
JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

Kampus ITS - Sukolilo, Surabaya 60111 Telp 5928105, 5994251-5 Psw 1104-7 Telex 34224 Fax 5947254

LEMBAR PRESENSI KONSULTASI TUGAS AKHIR

NAMA MAHASISWA : Yandri Ampesa
NOMOR POKOK : 4395 100 037
DOSEN PEMBIMBING : 1. Ir. Imam Rochani, MSc.
2. Dr. Ir. Wahyudi, MSc.
TUGAS DIMULAI : 28 - 10 - 1999
DISELESAIKAN : 2000
JUDUL TUGAS AKHIR : ANALISA TEKNO EKONOMI PERENCANAAN
JARINGAN PIPA GAS DI LAPANGAN CINTA

NO	TANGGAL	KONSULTASI MENGENAI	TANDA TANGAN PEMBIMBING 1	TANDA TANGAN PEMBIMBING 2
1.	14/12 '99	Hasil Survey Lap	Y	W
2.	21/12 '99	BAB I & BAB II	Y	W
3.	25/12 '99	BAB III Metodologi Penelitian	Y	W
4.	27/01 '00	BAB IV Hasil & Pembahasan	Y	W
5.	4/02 '00	BAB V Kesimpulan & Saran	Y	W
6.	5/02 '00	Daftar Pustaka	Y	W
7.	5/02 '00	Lampiran - Lampiran	Y	W
8.				
9.				
10.				