

PEMODELAN INDUSTRI MINYAK BUMI DAN GAS ALAM INDONESIA DENGAN PENDEKATAN SISTEM DINAMIK

Andy Noorsaman S dan Abdul Wahid
Jurusan Teknik Gas Dan Petrokimia, FTUI Depok 16424

Abstrak

Terbatasnya sumber daya minyak bumi dan gas alam dan meningkatnya kebutuhan minyak bumi dan gas alam dalam negeri sebagai bahan bakar dan bahan baku industri serta masih diperlukannya minyak bumi dan gas alam sebagai devisa negara maka pemanfaatan dan pengelolaan minyak bumi dan gas alam dilaksanakan seefektif dan seefisien mungkin. Untuk mencapai hal tersebut pemodelan industri minyak bumi dan gas alam sangat diperlukan untuk meramalkan perkembangan industri minyak bumi dan gas alam dan formulasi kebijaksanaan yang akan diterapkan pada industri minyak bumi dan gas alam yang pada saat ini menggunakan sistem kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contracts*)

Abstract

Limited oil and gas resources, increased domestic oil and natural gas demand, such as gasoline and industries feedstock commodities and still oil and natural gas function as part of fund resources for national development, so that efficiently and effectively utilization and execution oil and natural gas are needed. To get this goal, oil and natural gas industries models is very needed to forecast oil and natural gas industries development and to formulate a policy will be used on oil and natural gas industries. The policy that is used today is *Production Sharing Contract (SPC)*.

Pendahuluan

Pada hakekatnya minyak bumi dan gas alam merupakan komoditi bahan bakar dan komoditi bahan baku industri dalam negeri serta sebagai sumber devisa negara. Minyak bumi dan gas alam juga sangat berperan dalam mendukung proses industrialisasi terutama industri petrokimia. Akan tetapi perlu disadari bahwa minyak bumi dan gas alam (MIGAS) merupakan sumber daya hidrokarbon yang tak terbaharukan sehingga suatu saat keduanya akan habis^[1].

Dengan menyadari MIGAS merupakan sumber daya alam yang terbatas dan tidak dapat diperbaharui, maka pemanfaatan dan pengelolaan sumber daya alam ini perlu dilakukan secara bijaksana dan efisien sehingga untuk jangka waktu yang lama akan diperoleh manfaat yang sebesar-besarnya (*maximum net benefit*) bagi seluruh masyarakat Indonesia secara

keseluruhan. Oleh karena itu upaya optimasi pemanfaatan minyak bumi dan gas alam sangat diperlukan.

Pemerintah telah mencanangkan usaha diver-sifikasi, intensifikasi, dan konservasi energi yang terlihat pada arah kebijaksanaan pembangunan di bidang energi yang menyatakan bahwa pemba-ngunan dan pemanfaatan energi diarahkan pada pengelolaan energi secara efektif dan efisien dengan mempertimbangkan kebutuhan dalam negeri, peluang ekspor dan kelestarian sumberdaya energi untuk jangka panjang^[2].

Industri MIGAS Indonesia

Perkembangan industri MIGAS di Indonesia dimulai pada saat berintegrasinya dua perusahaan negara yaitu Pertamina dan Permina menjadi Pertamina.

Peranan minyak yang penting di semua

sektor dan harganya yang terus meningkat telah menyebabkan ditingkatkannya pencarian minyak ke saerah-daerah yang sulit. Pencarian minyak di Indonesia sampai tahun 60-an masih terbatas dilakukan di daratan. Sejak penemuan lapangan minyak Cinta (1970) telah membuka kemungkinan penemuan lapangan minyak pada lepas pantai lainnya.

Meningkatnya kegiatan perminyakan dapat dilihat dari kerjasama kontrak bagi hasil yang telah disepakati antara kontraktor (penanam modal asing, PMA) dengan Pemerintah yang meningkat. Antara tahun 1991-1993 Pertamina telah mendatangi 40 kontrak bagi hasil dengan perusahaan minyak asing. Saat ini terdapat 54 kontraktor *production sharing* yang beroperasi di 150 wilayah kerja baik di daratan (*onshore*) maupun di lepas pantai (*offshore*). Berdasarkan usaha yang dilakukan 60 wilayah kerja perminyakan masih berada dalam tahap eksplorasi dan 40 wilayah kerja sudah mencapai tahap produksi, delapan diantaranya memproduksi minyak dengan teknik EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

Pertamina dalam usaha-usaha di bidang eksplorasi dan produksi menempuh jalan ekstensifikasi dan intensifikasi. Kegiatan intensifikasi meliputi peningkatan kegiatan secara kualitatif di bidang eksplorasi, baik berupa studi regional, geologi lapangan, geofisika, seismik, pengeboran eksplorasi dan evaluasi. Selain itu dilakukan juga peningkatan secara kuantitatif di bidang produksi seperti pengembangan lapangan, pembangunan fasilitas produksi, studi reservoir dan studi lapangan produksi yang pernah ada.

Ekstensifikasi meliputi usaha untuk menemukan daerah-daerah baru yang dapat menghasilkan minyak. Pengembangan kegiatan eksplorasi dan produksi didorong oleh potensi dan kemampuan produksi minyak bumi dan gas alam. Pada masa yang akan datang produksi minyak bumi sangat bergantung pada kegiatan pengembangan

eksplorasi dan pemakaian teknologi pada kegiatan eksplorasi dan produksi^[2].

Seperti minyak bumi, gas alam mempunyai peranan yang strategis dalam upaya mendukung industri petrokimia di Indonesia sehingga pencarian sumber-sumber gas baru terus digalakkan. Teknologi yang maju telah memungkinkan pemanfaatan *assosiated gas* dan *non-assosiated gas* sebagai komoditi ekspor, yaitu LNG (*Liquified Natural Gas*), dan komoditi dalam negeri sebagai bahan bakar, yaitu LNG (*Liquified Petroleum Gas*), dan bahan baku industri.

Pemodelan Sistem Dinamik

Pemodelan telah lama dikenal sebagai alat bantu dalam proses pengambilan keputusan. Model didefinisikan sebagai suatu penggambaran dari suatu sistem yang telah dibatasi. Sistem yang dibatasi ini mempunyai pengertian sistem yang meliputi semua konsep dan variabel yang saling berhubungan dengan permasalahan dinamik (*dynamics problem*) yang ditentukan^[3].

Model yang dikembangkan dengan sistem dinamik mempunyai karakteristik^[4]:

- Menggambarkan hubungan sebab akibat dari sistem
- Sederhana dalam *Mathematical Nature*
- Sinonim dengan terminologi dunia industri, ekonomi, dan sosial dalam hal tatanama
- Dapat melibatkan banyak variabel
- Dapat menghasilkan perubahan yang tidak kon-tinyu jika dalam keputusan memang dibutuhkan

Pada umumnya model dibangun untuk tujuan peramalan (*forecasting*) atau perancangan kebijaksanaan. Berbeda dengan model statis, maka pendekatan model dinamik bersifat deduktif dan mampu menghilangkan kelemahan-kelemahan dalam asumsi-asumsi yang dibuat sehingga kesepakatan atas asumsi-asumsi dapat diperoleh. Model dinamik menekankan pada proses perubahan dari satu kondisi ke kondisi lainnya. Karena perubahan memakan

waktu, *delay* menjadi hal yang penting dalam pemodelan dinamik. Sistem cenderung mengendap pada kesetimbangan. Sewaktu proses pengendapan berlangsung, kesetimbangan berubah, sehingga arah perubahan pengendapan berubah menuju ke kesetimbangan baru. Jadi keadaan setimbang tinggal sebagai suatu kondisi ideal yang jarang terjadi kecuali di laboratorium. Untuk menerangkan kelakuan sistem, model dinamik mengamati mekanisme interaksi mikro struktur di antara variabel-variabel di sekitarnya, tetapi ia juga dipengaruhi oleh *feedback* dari sekitarnya pula. Keadaan agregat dari semua variabel membentuk kelakuan makro dari sistem. Apabila dalam model statis tingkat variabel keadaan dan kelakuan sistem yang lalu menentukan tingkat stok dan kelakuan sistem sekarang, maka dalam model sistem dinamik hubungan temporal hanya berlaku untuk tingkat stok saja dan tidak untuk kelakuan sistem. Kelakuan sistem pada saat sekarang tidak dapat diterangkan oleh kelakuannya pada waktu yang lalu, melainkan oleh mekanisme interaksi struktur mikro dalam sistem¹⁵⁾.

Karena keterbatasan daya persepsi dan konsepsi manusia, maka tidak mungkin dibuat model yang benar-benar mewakili sistem atau proses. Sebagai gantinya dibuat pendekatan-pendekatan dengan asumsi-asumsi yang dirumuskan atas persetujuan antara pembuat dan pemakai model.

Data historis kelakuan sistem tidak terlalu penting, tetapi pola hubungan antar variabel-variabel dalam sistem lebih penting diketahui. Walaupun demikian, informasi pola-pola hubungan tersebut tidak selalu dapat tersedia sehingga *common senses* yang diperoleh dari pengalaman, perkiraan atau intuisi, digunakan untuk membentuk pola-pola tersebut. Hal ini mengundang kritik terhadap tidak akuratnya model dalam mewakili sistem, dan dapat membelokkan dari tujuan akhir pemodelan.

Kelemahan lain dari sistem dinamik adalah kelakuannya dalam perhitungan yang

melibatkan manipulasi matematis yang rumit dan kompleks. Sebagai contoh, respon industri terhadap pasar (harga, permintaan dan biaya) adalah berproduksi dan investasi sedemikian rupa mengikuti prinsip optimasi. Informasi berapa produksi dan investasi optimum ini tidak dapat ditangani oleh model dinamik.

Walaupun demikian, dengan segala kekurangannya, model dinamik berhasil menjelaskan kelakuan sistem, hal terpenting yang diperlukan oleh pengambil keputusan dalam merancang kebijaksanaan untuk mengelola sistem sejalan dengan tujuan yang telah ditentukan.

Dalam pemodelan dengan System Dynamic, rancangan kebijaksanaan didefinisikan sebagai hubungan interaksi antara komponen-komponen dalam model, terutama secara indikator kinerja sistem yang merupakan komponen sistem dengan komponen lainnya yang digunakan sebagai kendali terhadap kinerja sistem. Komponen kendali ini disebut instrumen kebijaksanaan. Yang membedakan antara suatu rancangan dengan rancangan kebijaksanaan lain adalah hubungan interaksi antara indikator dengan instrumen kebijaksanaan. Hubungan interaksi tersebut dinyatakan secara kuantitatif yang nilainya didefinisikan sebagai strategi.

Metoda dalam pemodelan sistem dinamik diwujudkan dalam bentuk tahapan pemodelan yang meliputi pendefinisian masalah, konsepsualisasi Sistem, representasi model, perilaku model, dan validasi/evaluasi model¹⁶⁾.

Pendefinisian Masalah. Masalah yang didefinisikan adalah masalah dinamik, dimana kuantitas berubah terhadap waktu.

Konseptualisasi Sistem. Pada tahap ini ditentukan faktor-faktor penting yang berpengaruh terhadap sistem. Tujuan akhir dari tahap ini adalah terben-tuknya hubungan sebab akibat yang digambarkan dalam *Causal Loop*

Representasi Model. Setelah terbentuk *Causal Loop*, Konsep sistem tersebut kemudian ditransfor-masikan ke dalam bahasa Pemrograman Komputer atau perangkat lunak komputer (*Powersim*)

Perilaku Sistem. Untuk melihat bagaimana perilaku (*behaviour*) dari sistem, maka pada tahap ini model yang sudah jadi dalam bahasa pemrograman komputer disimulasikan

Evaluasi Model. Pada tahap ini untuk melihat seberapa jauh model yang terbentuk dapat mengikuti pola-pola referensi yang ada, maka dilakukan pengujian model dengan validasi model.

Parameter Model Industri MIGAS di Indonesia

Sebelum menentukan parameter yang digunakan dalam pemodelan industri MIGAS, terlebih dahulu didefinisikan masalah yang dihadapi dalam industri MIGAS. Masalah yang dihadapi oleh industri MIGAS tersebut dapat dirumuskan sebagai berikut :

1. Terbatasnya sumber daya alam berupa minyak bumi dan gas alam
2. Meningkatnya kebutuhan terhadap permintaan minyak bumi dan gas alam
3. Perlu terciptanya iklim investasi yang sehat dalam bidang eksplorasi dan produksi MIGAS dalam upaya meningkatkan produksi MIGAS

Adapun parameter yang digunakan dalam pemodelan industri MIGAS Indonesia didapatkan dari gejala-gejala yang timbul dilapangan MIGAS, studi literatur, dan penelitian yang dilakukan sebelumnya. Parameter tersebut adalah sebagai berikut :

1. Cadangan MIGAS

Berdasarkan data geologi, Indonesia mampu-nyai 60 cekungan yang potensial mengandung hidrokarbon. Dari 38 cekungan yang telah di-eksplorasi, 14 cekungan menghasilkan minyak bumi dan gas alam. Data statistik cadangan awal,

cadangan potensial, dan cadangan terbukti minyak bumi dan gas alam tahun 1991 dapat dilihat pada tabel dibawah ini (Sumber : Data Cadangan 1994) ^[2].

	Minyak Bumi	Gas Alam
Cadangan Awal	69784	31501
Cadangan Potensial	54898	27716
Cadangan Terbukti	9413	11080

2. Penemuan MIGAS

Penemuan cadangan minyak bumi dan gas alam dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu besarnya investasi yang ditanamkan pada eksplorasi, biaya yang diperlukan untuk menemukan perunit hidrokarbon dan besarnya penemuan minyak bumi dan gas alam^[7]. Besarnya investasi eksplorasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 1. *Investasi Hidrokarbon Indonesia*

Tahun	Investasi (Juta US\$)
1987	583
1988	728
1989	831
1990	1257
1991	1343
1992	1324
1993	1815
1994	1855
1995	1264
1996	1356

Sumber : Petroleum Report Indonesia 1997

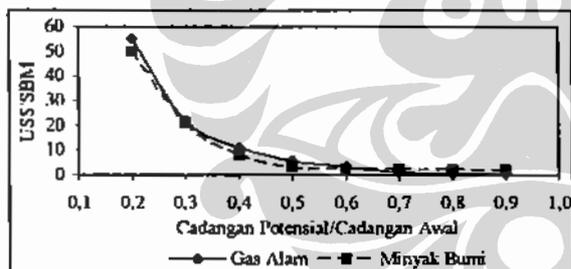
Kegiatan eksplorasi memerlukan waktu tiga sampai lima tahun artinya investasi akan efektif setelah jangka waktu tiga sampai lima tahun. Dan pada studi ini waktu yang diperlukan selama empat tahun.

Dalam sistim dinamik tertundanya penemuan cadangan baru selama empat

tahun diformulasikan dalam bentuk *delay material* orde tiga dan sebagai nilai awal *delay* digunakan rata-rata investasi eksplorasi selama empat tahun terakhir (1987-1990) yaitu 849.75 juta US\$.

3. Biaya MIGAS

Biaya minyak bumi dan gas alam perbarrel ditentukan oleh biaya penemuan dan biaya pengangkutan sampai permukaan. Biaya penemuan akan bertambah dengan semakin berkurangnya cadangan potensial hidrokarbon yang belum ditemukan, yang disebabkan oleh menurunnya tingkat keberhasilan penemuan. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Adelman pada industri perminyakan di Amerika Serikat diperoleh suatu korelasi antara fraksi cadangan yang belum ditemukan (Rasio antara cadangan potensial dengan cadangan awal) dengan biaya penemuan per unit minyak bumi dan gas alam yang terlihat pada gambar dibawah ini.



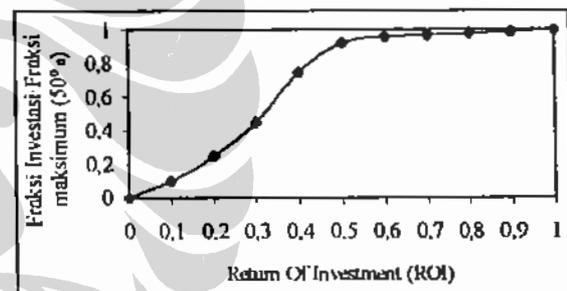
Gambar 1 Hubungan biaya penemuan dengan cadangan belum ditemukan

Biaya total untuk memproduksi perunit minyak bumi atau gas alam biasanya diperkirakan dengan cara mengalikan biaya eksplorasi per barrel minyak bumi atau gas alam dengan sebuah konstanta. Untuk kasus di Indonesia harga faktor pengali tersebut adalah 3 untuk minyak bumi dan 4 untuk gas alam^[7].

4. Investasi Bidang Eksplorasi

Return Of Investment (ROI) merupakan indikator yang digunakan untuk menilai

keuntungan sebuah perusahaan. ROI didefinisikan sebagai perbandingan antara keuntungan bersih kontraktor setelah bagi hasil dan pajak terhadap biaya total tahunan. Keuntungan yang didapat akan diinvestasikan kembali oleh perusahaan (kontraktor) di bidang eksplorasi hidrokarbon sebesar 50%. Sebagai catatan, investasi tidak mungkin bernilai negatif, maka bila keuntungan perusahaan bernilai negatif dalam arti perusahaan mengalami kerugian, investasi perusahaan tersebut akan nol. Grafik berikut ini menunjukkan suatu hubungan antara Return Of Investment (ROI) dengan bagian dari keuntungan yang akan diinvestasikan kembali (sebelum dikalikan dengan bagian maksimum dari keuntungan yang akan diinvestasikan yaitu sebesar 50%).



Gambar 2 Bagian Keuntungan Diinvestasikan Kembali

5. Produksi MIGAS

Produksi MIGAS dipengaruhi oleh kendala fisik, permintaan pasar, dan kebijakan pemerintah. Pada model ini kendala fisik ini yang akan digunakan sebagai pengontrol besarnya produksi. Kendala fisik yang dimaksud adalah jika permintaan melampaui tingkat produksi maksimum maka besarnya produksi sama dengan produksi maksimum. Produksi maksimum ditentukan berdasarkan rasio candan terbukti terhadap produksi yang ditentukan sebesar 10 tahun untuk minyak bumi dan 5 tahun untuk gas alam^[7].

6. Kebijakan Kontrak Bagi Hasil
Kebijakan ini di bawah kontrol pemerintah untuk mengatur investasi di bidang eksplorasi. Kebijakan ini meliputi :

Bagi hasil MIGAS, sebelum kebijakan tahun 1993, untuk lapangan minyak bumi sebesar 85/15 dan 70/30 untuk lapangan gas alam. Kebijakan tahun 1993, untuk lapangan minyak bumi sebesar 65/35 dan 60/40 untuk lapangan gas alam

Domestic Market Obligation (DMO), kewajiban kontraktor untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri dengan memberikan 25% dari bagian yang didapat kontraktor dengan harga sebesar 15% dari harga ekspor pada kebijakan sebelum tahun 1993 dan 25% dari harga ekspor pada kebijakan tahun 1993

First Tranche Petroleum (FTP), bagian produksi yang disisihkan dahulu sebelum dibagikan antara pemerintah dan kontraktor. Besarnya bagian produksi sebelum tahun 1993 sebesar 20% dan setelah tahun 1993 sebesar 15%.

Investment Credit, Pemotongan bagian pendapatan sebesar 17% dari pengeluaran guna pengembangan suatu lapangan sebelum dibagikan antara pemerintah dan kontraktor.

7. Permintaan MIGAS

Permintaan terhadap MIGAS dapat dikelompokkan sebagai permintaan domestik dan permintaan ekspor. Di bawah ini ditunjukkan besarnya produksi, ekspor (Net ekspor), dan konsumsi dalam negeri minyak bumi dan gas alam. Untuk *net export* (ekspor bersih, setelah dikurangi impor) minyak bumi mengalami penurunan rata-rata tiap tahunnya sebesar 7%. Untuk dalam negeri kebutuhan akan minyak bumi mengalami peningkatan rata-rata sebesar 4% tiap tahunnya.

Tabel 2. *Produksi, Permintaan Domestik, dan Net Ekspor Minyak Bumi*¹⁸⁾

Tahun	Produksi	Permintaan Domestik	Net Ekspor
1991	580.59	313.58	297.11
1992	550.66	356.70	193.96
1993	547.43	366.95	180.48
1994	551.14	323.34	227.80
1995	546.98	358.51	188.47

Sedangkan ekspor gas alam hampir tidak mengalami perubahan tiap tahunnya yaitu sebesar 217.5 Juta SBM/tahun (tetapi untuk model ini diasumsikan mengalami kenaikan 1%) sedangkan untuk kebutuhan dalam negeri mengalami kenaikan sebesar 10%/tahun.

Tabel 3. *Produksi, Ekspor, dan Permintaan Domestik Gas Alam*

Tahun	Produksi	Ekspor	Domestik
1991	428.02	215.82	180.10
1992	449.94	227.33	188.86
1993	463.74	218.86	210.10
1994	512.48	208.05	265.99
1995	522.51	217.50	265.83

8. Harga Minyak

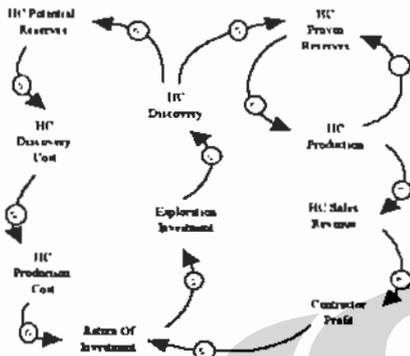
Harga minyak pada model ini merupakan eksogenous variable. Pada pemodelan ini harga minyak yang dipakai untuk simulasi model untuk tahun 1991-1996 menggunakan tabel D-4, sedangkan pada tahun berikutnya diasumsikan harga minyak sama dengan data tahun terakhir (1996) yaitu sebesar 20.05 US\$/barrel

Tabel 4. *Harga minyak tahun 1991-1996*

Tahun	Harga Minyak (US\$/barrel)
1991	26.50
1992	18.65
1993	19.10
1994	14.15
1995	16.95
1996	20.05

Struktur Umpan Balik (Causal Loop) Model

Berdasarkan parameter yang telah ditentukan maka struktur umpan balik dari model ini dapat dibentuk sebagai berikut :



Gambar 3 Causal Loop Model

Pada causal loop tersebut terdapat anak panah yang menghubungkan antara satu variabel (parameter) dengan variabel lainnya. Pada anak panah tersebut terdapat huruf o (opposite direction) yang berarti jika satu variabel dihubungkan dengan anak panah ini maka variabel tersebut mempunyai hubungan yang bersifat berlawanan (negatif) dengan variabel lainnya. Sebaliknya huruf s berarti jika satu variabel dihubungkan dengan anak panah ini maka variabel tersebut mempunyai hubungan yang bersifat searah (positif) dengan variabel lainnya^[5].

Diagram Alir Model

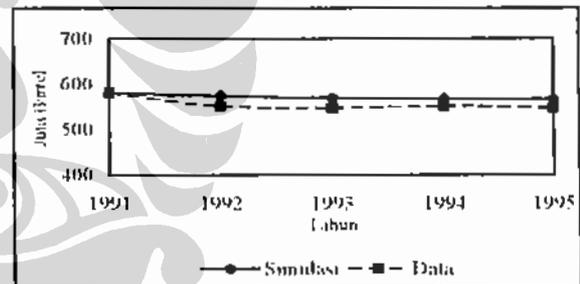
Supaya suatu model dapat disimulasikan dengan menggunakan program aplikasi simulasi komputer, maka model yang masih dalam bentuk struktur umpan balik, harus ditransformasikan ke dalam bentuk diagram alir model. Dalam pemodelan ini menggunakan perangkat lunak Powersim version 2.01 (Untuk mempelajari lebih lanjut mengenai powersim dapat dilihat pada buku *User's Guide And Reference Powersim The Complete Software Tools For Dynamics Simulation Version 2.01*, Model Data 1993, Norway)

Validasi Model

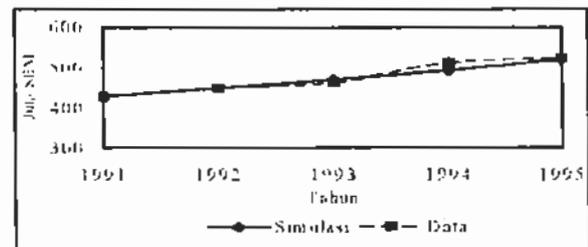
Untuk menunjukkan bahwa suatu model yang dibangun dapat menirukan kenyataan yang sesungguhnya maka dilakukan validasi. Validasi dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi dengan data historis. Jika suatu model dapat menunjukkan pola-pola (*behaviour*) yang sama dengan gejala-gejala yang sebenarnya maka model tersebut dapat digunakan dan dipakai sebagai formulasi kebijakan.

Validasi pada model ini dilakukan untuk parameter-parameter yang terukur yaitu produksi, permintaan ekspor, dan permintaan domestik minyak bumi dan gas alam.

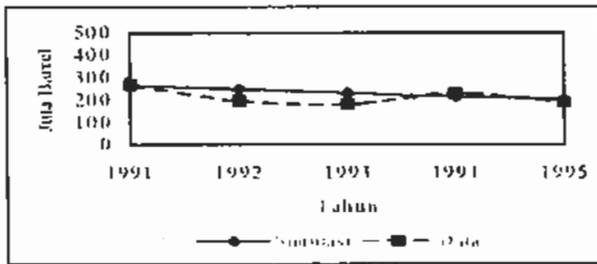
Hasil validasi secara keseluruhan memperlihatkan *behaviour* (tingkah laku sistem) yang sama antara data dengan hasil simulasi, sehingga model dapat digunakan dan dipakai untuk formulasi kebijaksanaan baru yang akan diterapkan pada industri MIGAS.



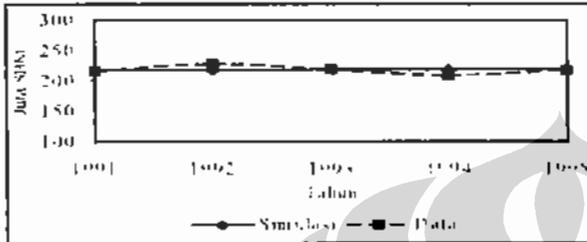
Gambar 4 Validasi Produksi Minyak Bumi



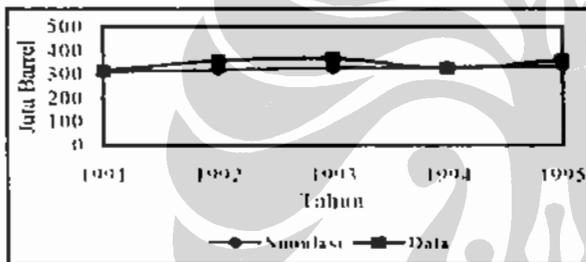
Gambar 5 Validasi Produksi Gas Alam



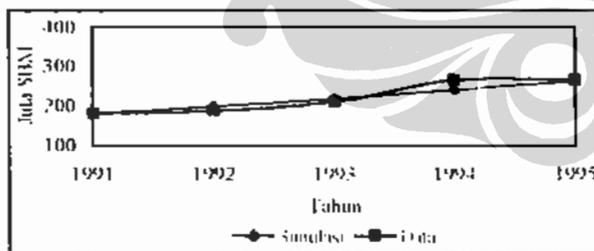
Gambar 6 Validasi Ekspor Minyak Bumi



Gambar 7 Validasi Ekspor Gas Alam



Gambar 8 Validasi Konsumsi Domestik Minyak Bumi



Gambar 9 Validasi Konsumsi Domestik Gas Alam

Analisis Sensivitas Model

Analisis sensitivitas model dilakukan untuk mencari parameter-parameter yang berpengaruh pada perilaku sistem, yang akan digunakan sebagai dasar perumusan alternatif kebijakan. Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan cara menentukan

beberapa parameter yang diyakini cukup berpengaruh.

Pada model ini parameter yang diyakini mempunyai pengaruh pada hasil simulasi adalah kebijakan kontrak bagi hasil, *Domestic Market Obligation* (DMO) minyak bumi, serta harga minyak. Diantara ketiga parameter tersebut yang paling berpengaruh terhadap kelangsungan industri minyak bumi dan gas alam adalah harga minyak. Namun karena harga minyak tidak bisa dikontrol oleh pemerintah karena mengingat Indonesia bukan merupakan negara penghasil minyak terbesar di dunia, maka harga minyak walaupun sangat berpengaruh terhadap kegiatan industri minyak bumi dan gas alam tidak dapat digunakan sebagai perumusan kebijaksanaan baru. Sistem bagi hasil merupakan parameter yang mempunyai pengaruh cukup besar terhadap perilaku keseluruhan sistem industri minyak bumi dan gas alam sedangkan harga minyak dan kebijaksanaan obligasi pasar domestik (DMO) bisa merupakan pelengkap kebijaksanaan.

Berdasarkan analisis sensitivitas tersebut maka sistem kontrak bagi hasil dapat digunakan sebagai dasar formulasi kebijaksanaan baru.

Tabel 5. Pengaruh Kebijakan DMO Terhadap Produksi Minyak Bumi

DMO (%)	Produksi (Juta Barrel) Tahun 2020
30	687.33
35	628.55
45	609.48
30	687.33

Tabel 6. Pengaruh Kebijakan PSC Terhadap Produksi MIGAS

PSC (%)		Produksi (Juta SBM) Tahun 2020	
Minyak Bumi	Gas Alam	Minyak Bumi	Gas Alam
45	45	891.38	180.31
45	35	738.32	178.45
35	35	640.51	167.61
55	45	1003.65	189.18

Tabel 7. Pengaruh Harga Minyak Terhadap Produksi MIGAS

Harga Minyak (US\$/Barrels)	Produksi (MMBBL) Tahun 2020	
	Minyak Bumi	Gas Alam
20	691.59	171.33
20.5	726.38	174.30
21	761.37	177.23
22	836.15	182.69
22.5	876.78	185.37

Formulasi Kebijakan Alternatif

Berdasarkan hasil sensitivitas model maka kebijakan sistem bagi hasil akan dijadikan sebagai *controled variable* atau merupakan suatu variabel endogen (bila sebelumnya merupakan variabel eksogen) dalam pemodelan ini terutama dalam pembuatan formulasi kebijakan alternatif.

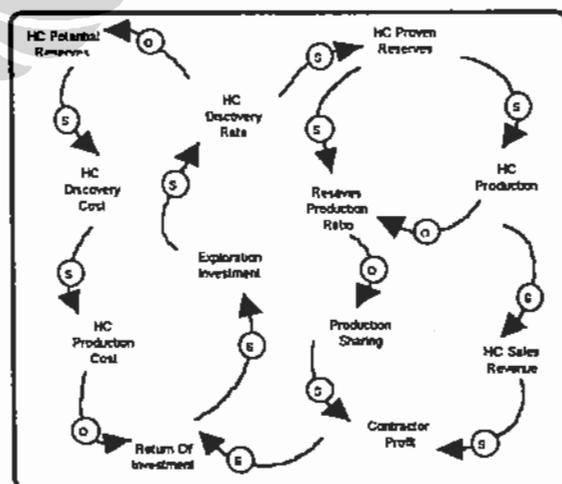
Sebelum merumuskan kebijakan alternatif terlebih dahulu dirumuskan tujuan yang akan dicapai. Adapun tujuan pengelolaan industri minyak bumi dan gas alam Indonesia adalah tersedianya minyak bumi dan gas alam sebagai pemasok kebutuhan bahan bakar, kebutuhan bahan baku industri dalam negeri dan pemasok pendapatan negara berupa devisa negara melalui ekspor minyak bumi dan gas alam.

Formulasi kebijakan alternatif dibentuk berdasarkan pada perbandingan antara ketersediaan sumber daya berupa minyak bumi dan gas alam (cadangan terbukti) dan produksi minyak bumi dan gas alam yang selanjutnya disebut *Reserves*

Production Ratio (RPR). Pembentukan formulasi kebijaksanaan yang berdasarkan *Reserves Production Ratio* didasarkan pada pemikiran bahwa dengan menentukan *Reserves Production Ratio* yang dikhawatirkan maka dapat dilakukan pengontrolan terhadap besarnya bagi hasil minyak bumi dan gas alam. Ketika harga *Reserves Production Ratio* rendah (mendekati harga minimum yang diinginkan) maka diperlukan penarikan dana investasi di bidang eksplorasi dengan cara menaikan bagian kontraktor dalam sistem bagi hasil. Sebaliknya jika harga *Reserves Production Ratio* tinggi dalam arti cadangan terbukti cukup besar maka bagian kontraktor akan dikurangi.

Dengan berubahnya bagi hasil dari variabel eksogen menjadi variabel endogen maka akan terbentuk struktur umpan balik baru seperti terlihat pada gambar I-1.

Reserves production ratio akan mempengaruhi secara berlawanan (*opposite*) bagi hasil. Sedangkan keuntungan kontraktor sangat bergantung kepada bagi hasil. Semakin besar bagian kontraktor maka pendapatan kontraktor akan meningkat. Sehingga dengan meningkatnya keuntungan kontraktor maka akan memperbesar investasi yang ditanamkan pada eksplorasi dan produksi.



Gambar 10 Causal Loop Model Dengan Kebijakan Alternatif

Pada studi ini diasumsikan bagian kontraktor akan bervariasi antara harga minimum 10% sampai harga maksimum 50% untuk pengelolaan industri minyak bumi. Sedangkan untuk pengelolaan industri gas alam bervariasi antara harga minimum 30% sampai harga maksimal 50%.

Harga *Reserves Production Ratio* minimum ditentukan berdasarkan kendala fisik reservoir yaitu 10 tahun untuk minyak bumi dan 5 tahun untuk gas alam yang setara dengan faktor penyerapan 10% untuk lapangan minyak bumi dan 20% untuk lapangan gas alam. Sedangkan *Reserves Production Ratio* yang dikhawatirkan untuk lapangan minyak bumi dan gas alam adalah 20 tahun dan 25 tahun (untuk menentukan harga ini dapat didasarkan pada lamanya waktu kontrak). *Reserves Production Ratio* rata-rata yang dianggap aman digunakan sebagai variabel penghubung antara *Reserves Production Ratio* dengan bagi hasil. Karena adanya fluktuasi pada produksi minyak bumi dan gas alam maka harga *Reserves Production Ratio* merupakan harga rata-rata *Reserves Production Ratio* selama waktu tertentu. Dalam studi ini diasumsikan tiga tahun.

Formulasi yang dapat menerangkan hubungan *Reserves Production Ratio* dengan bagi hasil dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$PS_{Rel} = \frac{(PS - PSM_{in})}{(PSM_{ax} - PSM_{in})}$$

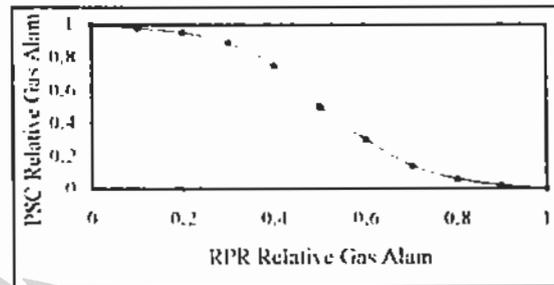
$$RPR_{Rel} = \frac{(RPR_{Avg} - RPR_{Min})}{(RPR_{Max} - RPR_{Min})}$$

Dimana :

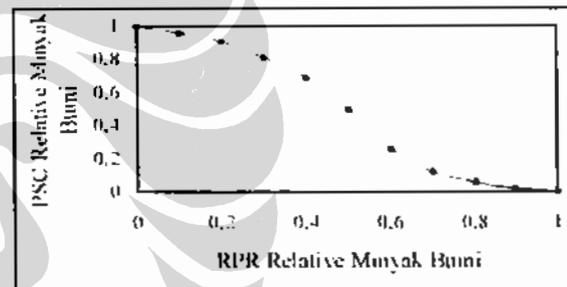
- PS : Bagi hasil
- PS Rel : Bagi hasil relatif
- PSMin : Bagi hasil minimum
- PSMax : Bagi hasil maksimum
- RPRAvg : Reserves Production Ratio rata-rata
- RPR Rel : Reserves Production Ratio relatif
- RPRMin : Reserves Production Ratio minimum

RPRMax : Reserves Production Ratio Maks.

Hubungan antara *Reserves Production Ratio* relatif dengan bagi hasil relatif yang dapat dilihat pada grafik di bawah ini



Gambar 11 Strategi Penghubung Bagi Hasil Gas Alam Relatif Terhadap Reserves Production Ratio Relatif Gas Alam



Gambar 12 Strategi Penghubung Bagi Hasil Gas Alam Relatif Terhadap Reserves Production Ratio Relatif Minyak Bumi

Dengan menggunakan parameter-parameter yang ada, struktur umpan balik pada model kebijaksanaan alternatif industri minyak bumi dan gas alam (Gambar 10) diterjemahkan menjadi diagram alir (Gambar 12, Gambar 13, dan Gambar 14).

Berdasarkan hasil simulasi dengan kebijaksanaan alternatif cadangan terbukti MIGAS mempunyai kapasitas yang lebih besar bila dibandingkan dengan kebijaksanaan standar (kebijaksanaan lama) yang berarti laju penemuan MIGAS semakin besar.

Dengan besarnya laju penemuan MIGAS tersebut menunjukkan semakin besar pula investasi yang ditanamkan pada bidang

eksplorasi dan produksi MIGAS. Dengan investasi yang ditanamkan lebih besar, hal ini menunjukkan bahwa Return Of Investment yang diperoleh kontraktor semakin besar.

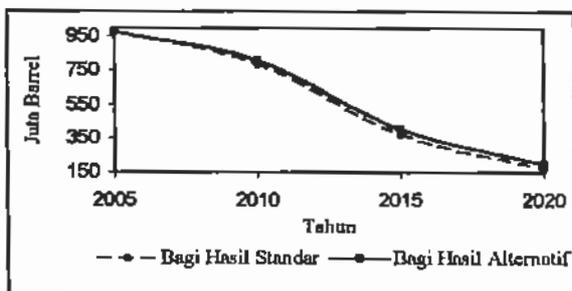
Secara keseluruhan terlihat bahwa kebijaksanaan kontrak bagi hasil alternatif telah menghasilkan nilai *Return Of Investment* dan keuntungan yang lebih besar yang didapat kontraktor bila dibandingkan dengan menggunakan kebijaksanaan bagi hasil standar. Sehingga hal ini sangat mendukung upaya peningkatan produksi MIGAS dengan semakin meningkatnya investasi yang ditanamkan pada sektor MIGAS oleh penanam modal asing (PMA) atau kontraktor.

Tabel 8. Perbandingan Cadangan Terbukti Gas Alam

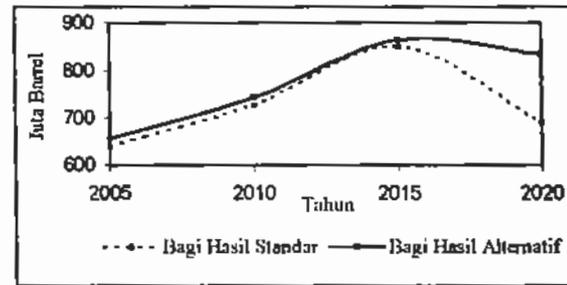
Tahun	Bagi Hasil Standar (Juta Barrel)	Bagi Hasil Alternatif (Juta Barrel)
2005	7490.76	7507.71
2010	3937.43	4032.8
2015	1877.48	2016.82
2020	866.74	1002.15

Tabel 9. Perbandingan Cadangan Terbukti Minyak Bumi

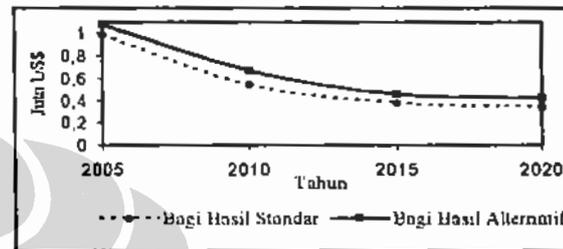
Tahun	Bagi Hasil Standar (Juta Barrel)	Bagi Hasil Alternatif (Juta Barrel)
2005	8057.06	8091.28
2010	8862.00	9309.44
2015	8768.21	10108.52
2020	6712.25	8339.49



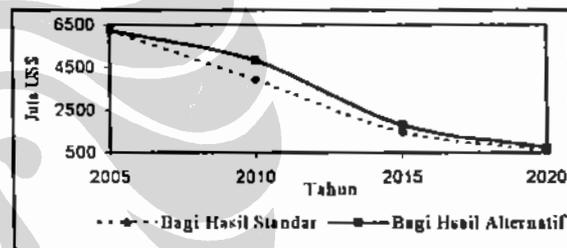
Gambar 13 Perbandingan Produksi Gas Alam



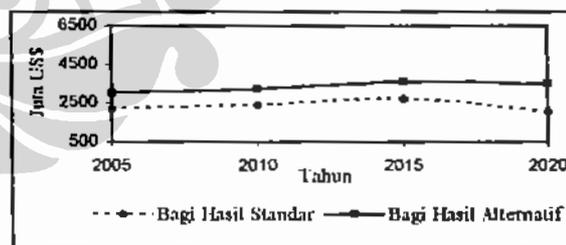
Gambar 14 Perbandingan Produksi Minyak Bumi



Gambar 15 Perbandingan ROI Kontraktor



Gambar 16 Perbandingan Pendapatan Kontraktor Pada Sektor Gas Alam



Gambar 17 Perbandingan Pendapatan Kontraktor Pada Sektor Minyak Bumi

Akan tetapi pendapatan pemerintah pada sektor MIGAS mengalami penurunan bila dibandingkan dengan kebijaksanaan bagi hasil standar seperti yang terlihat pada Tabel 10 dan Tabel 11. Penurunan ini disebabkan karena semakin berkurangnya bagian pemerintah di dalam kontrak bagi hasil dengan besar MIGAS yang dibagi sama jumlahnya antara kebijaksanaan bagi hasil

standar dan kebijaksanaan bagi hasil alternatif.

Pengurangan bagian pemerintah bagi hasil ini merupakan bagian dari strategi dalam pengelolaan industri MIGAS dengan kebijaksanaan alternatif agar tujuan yang hendak dicapai yaitu tersedianya cadangan MIGAS dalam waktu yang lama dalam rangka pemenuhan kebutuhan terhadap MIGAS tersebut serta semakin besar minat investor /kontraktor asing untuk menanamkan modalnya pada industri MIGAS di Indonesia.

Tabel 10. Perbandingan Pendapatan Pemerintah Pada Sektor Minyak Bumi

Tahun	Bagi Hasil Standar (Juta US\$)	Bagi Hasil Alternatif (Juta US\$)
2000	5028.00	5028.00
2005	5263.34	4278.95
2010	5715.48	4603.81
2015	6496.46	5147.67
2020	5145.75	5114.18

Tabel 11. Perbandingan Pendapatan Pemerintah Pada Sektor Gas Alam

Tahun	Bagi Hasil Standar (Juta US\$)	Bagi Hasil Alternatif (Juta US\$)
2000	7373.08	7373.08
2005	9371.12	9361.40
2010	5885.38	4920.12
2015	2214.97	1815.33
2020	905.63	884.55

Kesimpulan Dan Saran

1. Pemodelan industri MIGAS Indonesia dibangun untuk memformulasikan kebijaksanaan yang dapat diambil dalam rangka pengelolaan MIGAS yang efektif dan efisien. Parameter-parameter yang digunakan untuk membuat model berdasar-kan pada studi lapangan industri MIGAS, studi puataka, dan penelitian yang dilakukan sebelumnya.
2. Berdasarkan hasil simulasi pemodelan industri MIGAS Indonesia dan analisis sensitivitas model menunjukan bahwa parameter yang dapat digunakan sebagai faktor untuk memformulasikan kebijaksanaan baru pada industri MIGAS adalah sistem kontrak bagi hasil antara

kon-traktor dengan pemerintah (*Production Sharing Contract*).

3. Kebijaksanaan obligasi pasar domestik (*Domestic Market Obligation*) tidak berpengaruh terhadap kegiatan eksplorasi dan produksi MIGAS, sehingga tidak dapat dijadikan faktor untuk memformulasikan kebijaksanaan baru pada industri MIGAS.
4. Harga minyak yang berada diluar kontrol pemerintah tidak dapat dijadikan faktor untuk memformulasikan kebijaksanaan baru pada kegiatan industri MIGAS.
5. Hasil simulasi menunjukan bahwa kebijaksanaan sistem kontrak bagi hasil alternatif yang didasarkan pada nilai perbandingan cadangan terbukti dengan produksi (*Reserves Production Ratio*) MIGAS menghasilkan *Return Of Investment* dan pendapatan kontraktor di sektor MIGAS yang lebih besar bila dibandingkan kebijaksanaan dengan sistem kontrak bagi hasil standar sehingga dapat menarik kontraktor /investor untuk menanamkan modal untuk inventasi di bidang eksplorasi dan produksi MIGAS.
6. Disarankan untuk melakukan kombinasi usaha intensifikasi survey sumber daya MIGAS melalui kebijaksanaan sistem bagi hasil dan usaha diversifikasi energi, mengingat sumber daya MIGAS merupakan sumber daya energi yang tidak dapat diperbaharui dan Indonesia masih mempunyai sumber energi lain yang sifatnya dapat diperbaharui seperti energi panas bumi dan tenaga air.

Ucapan Terima Kasih

Dalam kesempatan ini kami mengucapkan terim kasih kepada Jupni Mulyana yang telah banyak membantu kami dalam penelitian ini.

Daftar Pustaka

1. Koesoemadinata, 1993, **Geologi Minyak Dan Gas Bumi**, ITB Bandung
2. Pertamina, 1994, **Perkembangan Industri Perminyakan Indonesia**, Dinas HUPMAS PERTAMINA
3. Richardson, GP and A. L, Pugh III, 1981, **Introduction To System Dynamics Modelling With Dynamo**, Portland, OP: Productivity Press
4. Forrester, JW., 1961, **Industrial Dynamics**, Cambridge, MA: Productivity Press
5. Muhammad Tasrif, 1993, **Kursus Sistem Dinamik, Memformulasikan Dan Menganalisa Model Simulasi**, PPE ITB Bandung
6. Robert, Nancy, 1983, **Introduction To Computer Simulation A System Dynamics Modelling Approach**, Addison Wasley Publishing Company
7. Arsegianto, 1991, **Policy And Planning Analysis Of Petrochemical Industry Development In Indonesia**, Asian Institute of technology, Bangkok, Thailand.
8. Pertamina, 1997, **Laporan Tahunan 1996-1997**, Dinas HUPMAS PERTAMINA
9. Model Data, 1993, **User's Guide And Reference Powersim The Complete Software Tools For Dynamics Simulation Version 2.01**, Norway.
10. James, M Lyneis, 1982, **Coorporate Planning And Policy Design A System Dynamics Approach**, Cambridge, MA: Productivity Press